

МИОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)



Комплексное изучение и освоение недр Европейского Севера России

Материалы всероссийской
научно-технической конференции

16 – 17 сентября 2021 года

Ухта
УГТУ
2021

Научное издание

Комплексное изучение и освоение недр Европейского Севера России

Материалы всероссийской научно-технической конференции
(16–17 сентября 2021 года)

УДК [622.32+502.171](470.1/.2)
ББК 26.89(2Рос.Ком):26.3+20.18
К 65

Конференция всероссийская научно-техническая (16–17 сентября 2021 г. ; Ухта).

К 65 Комплексное изучение и освоение недр Европейского Севера России : материалы конференции / под редакцией Р. В. Агинеи. – Ухта : УГТУ, 2021. – 276 с. : ил. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-6045345-7-1

Концепция конференции предусматривает широкую повестку, включающую вопросы разведки, разработки, транспортировки и переработки углеводородов; проблемы природопользования в интересах устойчивого развития и управления в недропользовании. Специфика УГТУ, самого северного в России многопрофильного технического вуза с нефтегазовой доминантой, и его филиалов, расположенных в арктической зоне, актуализирует в программе конференции темы развития моногородов и освоения Арктики.

**УДК [622.32+502.171](470.1/.2)
ББК 26.89(2Рос.Ком):26.3+20.18**

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинеи (гл. редактор); канд. экон. наук Г. Н. Лепке (зам. гл. редактора); канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; канд. техн. наук Д. А. Борейко; канд. геол.-минерал. наук, доц. В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук Е. В. Исупова; канд. техн. наук А. Н. Дорогобед; канд. техн. наук В. Ю. Дудников; канд. техн. наук С. В. Шилова; д-р экон. наук, профессор Л. П. Полякова; д-р филос. наук Н. С. Пичко; канд. экон. наук Л. Я. Игнатская; канд. экон. наук, профессор А. В. Павловская (члены прогр. комитета); Р. Т. Мавлютов (технический секретарь).

Материалы, помещённые в настоящий сборник, даны в авторской редакции с минимальными правками.

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: А. М. Набиева.

© Ухтинский государственный технический университет, 2021

ISBN 978-5-6045345-7-1

План 2021 г., позиция 008(н).
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman. Формат 60×84 1/16.
Уч.-изд. л. 14,5 . Заказ № 362.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

СОДЕРЖАНИЕ

Приветственное слово и. о. ректора УГТУ, проректора по науке и инновационной деятельности <i>Лепке Г. Н.</i>	9
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	10
«Российские Карачаганаки» в связи с перспективами нефтегазоносности <i>Богданов Б.П., Заборовская В.В.</i>	10
«Углеводородный потенциал и его реализация в Арктической зоне Европейского Севера» <i>Ростовщиков В.Б., Демченко Н.П., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В.</i>	17
СЕКЦИЯ 1.	
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ, РАЗРАБОТКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	23
К вопросу о нестационарных процессах в нефтепроводах, находящихся в зоне Арктики <i>Бараков В.В.</i> , (научный руководитель – <i>Шестаков Р.А.</i>)	23
Влияние коэффициента постели на трубопровод, заглубленный в грунт <i>Волынец С.И.</i>	26
О перспективности фундамента Ухтинской антиклинальной складки на углеводороды по результатам моделирования и геохимического анализа (на примере Нижнечутинского месторождения) <i>Горобец С.А., Лантев Н.Н., Макарова И.Р.</i>	29
Обеспечение долговременной эксплуатации металлоконструкций и трубопроводов в условиях Крайнего севера <i>Григорьева Т.А.</i>	34
Способ управления бурильной колонной при углублении скважин <i>Дементьев И.А.</i>	37
Шламы газо- и нефтедобычи: образование, уничтожение, утилизация <i>Крапивский Е.И., Дуркин В.В., Демченко Н.П.</i>	41
Учёт особенности динамического поведения КНБК при бурении турбиной <i>Быков И.Ю., Заикин С.Ф.</i>	47
Инклинометрические измерения на трубопроводе <i>Игнатик А.А.</i>	54
Использование химических композиций при разработке нефтяных месторождений Тимано-Печорской НПП <i>Мустафин И.Н., Ильясов В.Х., Полубоярцев Е.Л.</i>	58
Коэффициент Пуассона и его сравнение для стали и бетона <i>Клочкова З.Ю., Сулова А.Е.</i>	60

Современное оборудование для экологического сбережения пресных вод при добыче высоковязкой нефти с применением паротепловых методов	
<i>Ланина Т.Д., Быков И.Ю., Селиванова Е.С.</i>	62
Геология и перспективы нефтегазоносности малоизученных территорий севера Тимано-Печорского бассейна (Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона)	
<i>Маракова И.А.</i>	68
Современные исследования РVT-свойств флюидов, их важность и значение в современной энергетической отрасли	
<i>Матейчук Л.В.</i>	70
Увеличение коэффициента извлечения нефти за счет выработки прикровельной части продуктивного пласта	
<i>Митягина М.О.</i>	73
Технологические основы обеспечения функционально-ориентированных свойств структуре газотурбинных установок нефтегазовой промышленности	
<i>Михайлов Д.А., Пичко Н.С., Пичко А. П., Михайлов А.Н., Шейко Е.А.</i>	76
Способ и конструкция крепления многолетнемёрзлых пород	
<i>Нор А.В., Нор Е.В., Юдин В.М.</i>	82
Особенности точного геопозиционирования подводных переходов магистральных трубопроводов	
<i>Полетаев С.В.</i>	87
Разработка и создание конструкции малогабаритных электродов сравнения	
<i>Ракито О.Н., Алефиров И.А., Исупова Е.В. (научный руководитель – Агинея Р.В.)</i>	90
Технология производства СПГ на ГРС в арктической зоне	
<i>Резанов К.С. (научный руководитель – Шестаков Р.А.)</i>	93
Капиллярное давление как критерий размещения нагнетательных скважин в гидрофильных коллекторах на нефтяных месторождениях	
<i>Сабанина И.Г.</i>	97
Качество подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса, используемых в системе поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях	
<i>Сабанина И.Г.</i>	98
Подвесной маслозаполненный компрессор для принудительной разгрузки затрубного давления газа в нефтедобывающих скважинах	
<i>Быков И.Ю., Севастьянов А.В.</i>	101
Применение «интеллектуальных материалов» в качестве уплотнительных элементов технологического оборудования нефтегазового комплекса, эксплуатируемого в северных условиях	
<i>Семиткина Е.В., Терентьева М.В.</i>	107

Применение железобетона и его преимущества, сравнительно с другими строительными материалами <i>Клочкова З.Ю., Сулова А.Е.</i>	110
Эксплуатационные проблемы промысловых нефтегазопроводов на основе термопластовых труб <i>Толмачев А.А., Толмачев Л.А., Иванов В.А.</i>	113
Выявление причин аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах <i>Дорофеев В.С., Торопов Е.С., Торопов С.Ю.</i>	116
Расчёт оптимального температурного режима при транспортировке нефти в арктической зоне Российской Федерации <i>Хламов В.А., Автамонов В.А. (научный руководитель – Лютоев А.А.)</i>	119

СЕКЦИЯ 2.

ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ НА СЕВЕРЕ В ИНТЕРЕСАХ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА	123
Проблемы обеспечения устойчивого природопользования Севера России <i>Быкова М.В., Осадчая Г.Г., Зенгина Т.Ю.</i>	123
Обзор результатов геокриологического картографирования Баренцевоморского шельфа <i>Гаврилов А.В., Малахова В.В., Пижанкова Е.И., Попова А.А.</i>	128
Формирование кластерных систем как основы устойчивого недропользования в АЗ РФ <i>Гончаров А.В., Петрова А.И., Уткин И.И.</i>	133
Проблемы использования природных ресурсов при карьерной разработке Средне-Тиманского бокситового рудника <i>Грунковой Т.В., Нор Е.В.</i>	138
Криогели с техническим углеродом в качестве нерастворимого наполнителя <i>Дудников В.Ю., Мачулина Н.Ю., Осадчая Г.Г.</i>	140
Влияние тяжелого газойля на изменения низкотемпературных свойств смеси дизельного топлива с депрессорной присадкой <i>Ефанова А.О., Богданов И.А.</i>	142
Термокарстовые процессы в зонах хозяйственного освоения Европейского Северо-Востока России: изучение методами ГИС-технологий <i>Зенгина Т.Ю., Баранов В.В.</i>	145
Правовые проблемы доступа к месторождениям нефти и газа в Арктике <i>Иванова В.А.</i>	148
Разработка технологии регенерации наночастиц магнетита в цикле очистки нефтезагрязненных вод на нефтяных месторождениях Республики Коми <i>Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А.</i>	153

Концептуальные подходы к управлению «углеродным следом» при недропользовании в Арктике	
<i>Калацкий А.Н.</i>	157
Влияние промышленного города на содержание загрязняющих веществ в донных отложениях реки в условиях Севера	
<i>Кряжева Е.Ю., Лантева Е.М., Мачулина Н.Ю.</i>	160
Технологии полезной утилизации отходов нефтегазового комплекса Тимано-Печорской провинции с целью устойчивого развития территории	
<i>Ланина Т.Д., Быков И.Ю.</i>	162
Геокриологические последствия современных климатических изменений - результаты комплексного мониторинга на геокриологических стационарах в Ненецком автономном округе	
<i>Малкова Г.В., Коростелев Ю.В., Скворцов А.Г., Судакова М.С., Царев А.М.</i>	167
Совершенствование организации мониторинга водных стоков и управления водными ресурсами в условиях Крайнего севера	
<i>Панютин Н.А.</i>	173
Оценка качества атмосферного воздуха в зоне воздействия производства «АО МОНДИ СЛПК» методом лишеноиндикации	
<i>Резниченко В.В.</i>	176
Современное изменение климата как основа природопользования на Российском Севере	
<i>Шполянская Н.А.</i>	181
СЕКЦИЯ 3.	
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ В НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ	188
Моделирование процесса разработки нефтегазовых месторождений	
<i>Вергун В.В.</i> (научный руководитель – <i>Чувашов Н.А.</i>)	188
Состояние и перспективы развития нефтяной промышленности в Республике Коми	
<i>Дуркина И.М.</i> (научные руководители - <i>Павловская А.В., Дуркин В.В.</i>).....	191
Современные задачи формирования и развития культуры производственной безопасности промышленных предприятий	
<i>Лыскова И.Е.</i>	195
Управление инновационным развитием нефтегазового комплекса	
<i>Павловская А.В., Дуркина И.М., Дуркин В.В.</i>	198
Экономическое развитие буровых работ в России	
<i>Павловская А.В.</i>	203
Оценка экономической эффективности совершенствования системы пожаротушения	
<i>Пармузин П.Н.</i>	207

Рекомендации по совершенствованию технологии мониторинга использования общераспространенных полезных ископаемых основанного на методе дистанционного зондирования земли	
<i>Ушаков К.М.</i>	211
Актуальность использования теории нечетких множеств при оценке запасов природного газа с учетом неопределенности исходных данных	
<i>Чувашов А.А. (научный руководитель - Кожневникова П.В.)</i>	213
Мультивариантное моделирование разработки залежи высоковязкой нефти с использованием технологии HASD	
<i>Чувашов Н.А., Меньшикова И.Н.</i>	218
Применение современных технологий при интерпретации геологической среды с целью повышения достоверности ее информационного обеспечения	
<i>Шилова С.В.</i>	221

СЕКЦИЯ 4.

СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ МОНОГОРОДОВ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ.....225

Арктические моногорода России: проблемы и перспективы	
<i>Андрухова О.В., Разманова С.В.</i>	225
Об эффективности государственных мер поддержки социально-экономического развития моногорода на примере МО ГО «Воркута»	
<i>Булдакова Е.Г., Даль Н.Н.</i>	229
Актуальные проблемы социально-экономического развития моногородов Российской арктики и позиционирование заполярной Воркуты	
<i>Игнатская Л.Я., Соколинская И.В.</i>	232
От лагеря к моногороду: формирование рабочих кадров Воркуты (вторая половина 1940-1950-е гг.)	
<i>Кустышев А.Н.</i>	237
Экскурс в историю монопрофильных поселений, с точки зрения оценки их эффективности, экономической обоснованности и перспектив	
<i>Лясковский Н.А.</i>	240
Опыт ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по формированию и развитию кадрового потенциала в современных условиях	
<i>Мамонтова И.В.</i>	243
Применение древесины различных пород для изготовления трапов и сходней, используемых в горных выработках	
<i>Михеевский Е.В., Михеевская М.А.</i>	247

Социально-экономическое развитие и перспективы Арктической зоны Российской Федерации	
<i>Набиева А.М.</i> (научный руководитель – <i>Киборт И.Д.</i>).....	250
Социально-экономические перспективы развития арктического моногорода Воркута в условиях мировой тенденции декарбонизации экономики	
<i>Ратиер Н.И.</i>	254
Анализ влияния экономических факторов на производственный травматизм по ряду отраслей промышленности Республики Коми	
<i>Сазанова Н.В.</i>	259
Особенности социально-экономического развития моногородов Арктики РФ (на примере г. Воркута)	
<i>Соколовская Е.Н.</i>	263
СЕКЦИЯ 5.	
ARCTIC RESEARCHES IN CULTURAL, SOCIAL AND NATURAL SPHERES	267
The characterization of Germany energy sector	
<i>Григорьев Л.Ю.</i> (научный руководитель - <i>Жангабылов Р.А.</i>)	267
A.V. Zhuravsky – a proponent of the agricultural potential of the north of Russia	
<i>Sorokin K.S.</i>	270
Управление в недропользовании и институт развития собственности	
<i>Каюков В.В.</i>	273
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	276

**Приветственное слово и. о. ректора УГТУ,
проректора по науке и инновационной
деятельности Г. Н. Леппке**

Конференция, которую впервые организует наш университет, посвящена проблемам недропользования. Различные аспекты недропользования являются предметом обсуждения почти всех традиционных научных мероприятий, которые проходят в УГТУ. Это всероссийские конференции «Управление устойчивым развитием топливно-энергетического комплекса» и «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов», международная конференция «Рассохинские чтения», международная молодёжная конференция «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ».

Специфика нашего нового мероприятия, связавшего эти конференции воедино, отражена уже в самом его названии. Позволю себе напомнить содержание термина «комплексное освоение». Под этой дефиницией принято понимать наиболее полное и экономичное освоение всех видов ресурсов земных недр на основе сочетаний эффективных технологий. Речь здесь идет не только о природных ресурсах как таковых, включая попутные компоненты, но и об отходах их добычи и переработки. Не только о технических, но и об управленческих и экономических аспектах освоения. И наконец, о природопользовании в интересах устойчивого развития огромной территории, которую мы называем Европейским Севером России. Идея конференции, таким образом, предусматривает очень широкую ее повестку и в то же время очень понятную и конкретную цель, объединяющую все направления ее работы и все планируемые выступления.

Комплексному освоению предшествует комплексное изучение, и название нашего форума релевантно университетскому образованию, его универсальности и междисциплинарности. Специфика Ухтинского университета, самого северного в России многопрофильного технического вуза с нефтегазовой доминантой, и его филиалов, расположенных в арктической и приравненной к Крайнему Северу зонах, актуализирует в повестке форума темы развития моногородов и освоения Арктики.

В определении концепции конференции мы исходили, конечно, не только из характера университета, но и из научных и практических интересов партнеров УГТУ. Мы благодарим всех коллег, откликнувшихся на приглашение и приславших заявки на наш научный форум.

Уважаемые читатели сборника! Желаю всем вам новых профессиональных достижений, а конференции – успешной плодотворной работы и достойного продолжения.

***Г. Н. Леппке, зам. председателя оргкомитета
конференции, проректор по науке и
инновационной деятельности, канд. экон. наук***

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

УДК 622.24 (045)

«Российские Карачаганаки» в связи с перспективами нефтегазоносности

Богданов Б.П.¹, Заборовская В.В.²*1 - ООО «ТП НИЦ», г. Ухта**2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

В 1979 году во времена Советского Союза в северной прибортовой зоне Прикаспийской впадины было открыто Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение с извлекаемыми запасами около 1 млрд. т.у.т. [1]. Месторождение Карачаганак - супергигант входит в число 25-ти крупнейших в мире и принадлежит Казахстану. На начало 21 века на месторождении добывалось 34% от общего объема добычи казахстанского газа. Разработку Карачаганака осуществляет консорциум иностранных компаний, объединенных в Karachaganak Integrated Organization (КИО), и НК «Казахойл» на основании Окончательного Соглашения о Разделе Продукции, заключенного на 40-летний период в 1997 году. В состав КИО входят: British Gas - 32,5%; Agip - 32,5%; Техасо - 20%; «ЛУКОЙЛ» - 15%.

Месторождение характеризуется исключительными показателями. В структурном отношении оно приурочено к крупному рифовому атоллоподобному подсоловому поднятию во внутренней части Прикаспийской впадины (рис.1). Высота поднятия до 1700 м, размеры 16×29 км. Более обширный фаменско-нижнекаменноугольный рифовый массив имеет высоту до 800 м. Основанием ему служит блок тектонической природы по кровле терригенных отложений девона амплитудой до 300 м. Плоская вершина девонско-каменноугольного массива в восточной части надстроена нижнепермским рифом высотой 700-800 м с размерами 10×10 км.

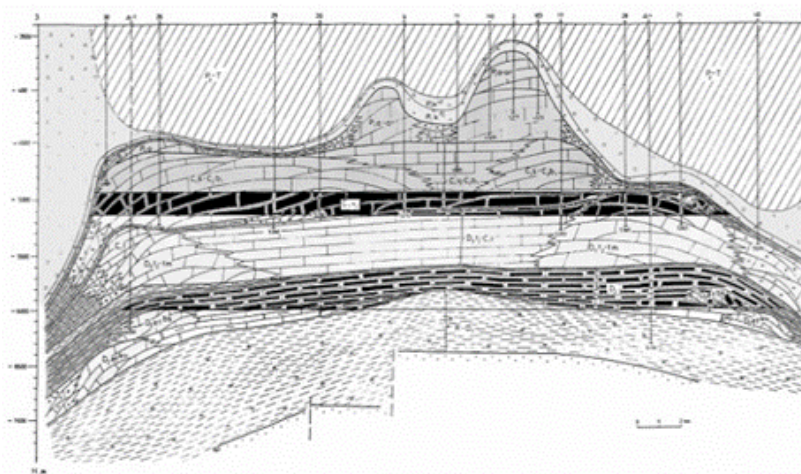


Рисунок 1 - Геологический профиль через Карачаганакское месторождение (по материалам А.Б.Чепе-люгина, Г.А.Шереметьевой, 1981)

Карбонатный массив содержит крупнейшую нефтегазоконденсатную массивную залежь. Возрастной диапазон продуктивных отложений – от заволжского горизонта верхнего девона до артинского яруса нижней перми.

Продуктивны биогермные и биоморфно-детритовые известняки, доломиты и переходные разности. Покрышкой служит галитовая толща иреньской свиты кунгурского яруса, а в местах ее отсутствия, обусловленных соляно-купольной тектоникой – терригенно-галогеменная толща уфимского и казанского ярусов.

Минимальная глубина кровли залежи расположена на отметке -3526 м. Газонефтяной контакт – на отметке -5150 м. Среднее начальное давление в пермской части газоконденсатной части 53,8 МПа, в каменноугольной – 56,7 МПа. Коэффициент пористости в среднем по разрезу колеблется от 10 до 14 %, проницаемость – 0,008-0,0368 мкм². Содержание конденсата

в средней для пермской части залежи 486 г/м^3 , для каменноугольной – 644 г/м^3 . Дебиты газа достигали $590 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$, конденсата $500 \text{ м}^3/\text{сут}$, нефти – до $326 \text{ м}^3/\text{сут}$. Конденсат метанового типа имеет плотность $778\text{-}814 \text{ кг/м}^3$. При колебании плотности нефти от 810 до 888 кг/м^3 в нефтяной залежи выделяются два поля: юго-западное с более тяжелой нефтью со средней плотностью 861 кг/м^3 при среднем газосодержании 520 м^3 и северо-восточное поле легкой нефти со средней плотностью 830 кг/м^3 и средним газосодержанием 900 м^3 . Подошвенные воды месторождения относятся к высоко-минерализированным, высокосульфатным рассолам хлоридно-кальциевого типа с высоким содержанием редких элементов. Минерализация изменяется от 112 до 159 г/л . Режим залежи упругогазонапорный с проявлением неактивного упруговодонапорного.

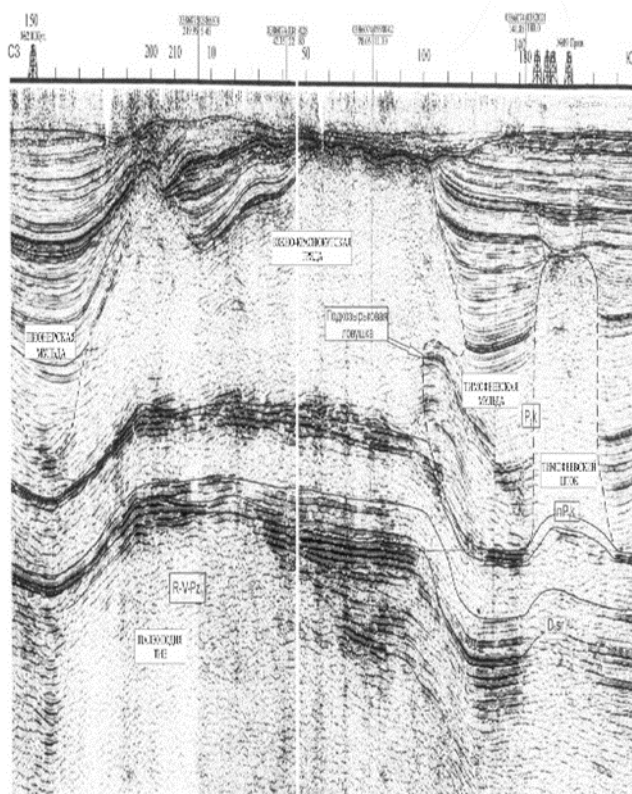


Рисунок 2 - Временной разрез через Ерусланский участок

Кроме основной залежи выявлены мелкие нефтяные скопления в перекрывающих отложениях иреньской свиты и филипповского горизонта кунгурского яруса.

В подстилающих карбонатно-терригенных отложениях среднего девона, залегающих на глубине 5600 м и ниже, установлена залежь легкой нефти с высоким газовым фактором. Начальный дебит нефти достигал $73 \text{ м}^3/\text{сут}$, газа – $69 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Коллекторы порового и порово-кавернового типов выделены по граничному значению пористости, равному 6% для газоконденсатной части и 7% для нефтяной, среднее значение пористости при этом $9,4 \%$ для нефтяной и $10,7 \%$ для газоконденсатной частей месторождения. Максимальная эффективная газонасыщенная толщина достигает 814 м , нефтенасыщенная – 170 м .

Советский Союз до своего распада открыл в Прикаспии подобные месторождения в рифах перми-карбона: Астраханское, Тенгизское. Размеры Тенгизского месторождения $19 \times 21 \text{ км}$, высота постройки 1600 м , запасы нефти $3,1 \text{ млрд. т}$.

После открытия такого гиганта все геологи Прикаспия мечтают открыть свой «Карачаганак». Недропользователь в лице ООО «Саратов-Недра» (генеральный директор Э.А.Ахмедов, главный геолог Б.П.Богданов) в 2003г. тоже захотел открыть свой «Карачаганак» на Ерусланском лицензионном участке, располагавшемся в северо-западной прибортовой зоне Прикаспийской впадины на территории Саратовской области, для чего в сезон 2003-04гг. отработал на участке 470 пог.км профилей МОГТ-2D. До этого на

лицензионном участке проведены электроразведочные работы методом ТТ, гравиметрические исследования и сейсмические работы МОВ-МОГТ в объеме около 1100 пог.км (рис.2), а также структурное и глубокое бурение. Пробурено 9 глубоких скважин, из них 6 вскрыли подсолевые отложения. Самая глубокая скважина 1-Тимофеевская имеет забой 5750 м. К северу и северо-востоку от участка пробурены скважины 9-Карпенская и 5-Краснокутская; а также 1-Солнечная и 1-Черная Падина, нацеленные на открытие «Карачаганаков», вскрывшие отложения девона, но не нашедшие желанных рифов.

В результате анализа волновой картины новых профилей (рис.3), увязки ее с данными глубокого бурения на Ерусланском участке в интервале между ОГ nD_{3sr} и пР_{1к} была выделена атолловидная карбонатная органогенная постройка, названная Ерусланской [2,3]. Постройка представляет собой карбонатное тело трапециевидной формы в плане размерами 20-25×10 км (рис.3,4), по периферии обрамленное рифовыми массивами высотой 1400-1800 м. Внутри рифового кольца по плоскопараллельно расположенным отражающим горизонтам выделены лагунные осадки, имеющие в плане причудливую конфигурацию. К востоку от Ерусланской атолловидной постройки располагается Западно-Ямской одиночный риф, другие рифовые зоны. Коллекторы в рифовых массивах Карачаганака, Тенгиза составляют около 70% объема постройки, а потому искомые ресурсы нефти Ерусланской постройки при названных размерах могут составить до 6,7 млрд.т, которые ждут своих первооткрывателей.

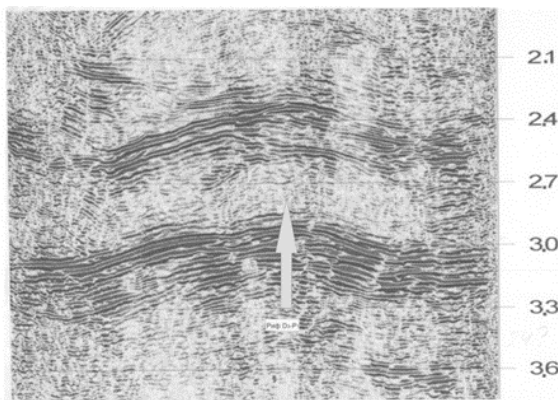


Рисунок 3 - Фрагмент временного разреза с рифом Ерусланской постройки

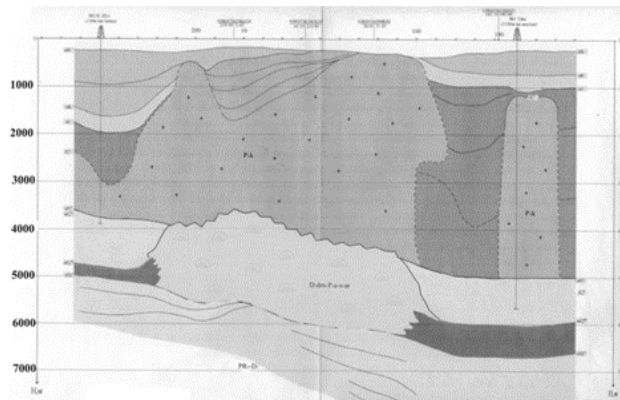


Рисунок 4 - Сейсмогеологический разрез через Ерусланскую постройку (составил Б.П. Богданов)

«Карачаганаки» могут быть не только в Прикаспийской впадине, но и в смежном с севера Предуральском краевом прогибе и его северном продолжении Приновоземельско-Пайхойском прогибе общей длиной более 2000 км.

В центральной части Коротаихинской впадины имеются малоизвестные объекты, которые могут стать основными для опоискования в ближайшее время. Впадина характеризуется определенной геолого-геофизической изученностью, которую составляют грави-магнитометрические съемки, сейсморазведка МОВ и МОГТ, геологические съемки, структурное и глубокое бурение.

Эти данные позволили составить представления о геологическом строении Коротаихинской впадины. Ложе впадины выполнено карбонатными породами нижней перми - карбона, перекрытыми орогенными формациями нижней перми - триаса толщиной до 5-7 км. От осевой части впадины к восточной периферии на дневной поверхности обнажаются породы от триасовых до протерозойских. Толщина ордовикско-мезозойских пород в приосевой части впадины достигает 10-11 км.

Наибольший интерес для оценки перспектив нефтегазоносности могут представлять Одиндокский и Восточно-Талотинский участки [4]. Основной объем сейсморазведочных работ МОГТ-2D в пределах Одиндокского участка выполнен в 1975-78 годах. В начале 90-х годов в Коротаихинской впадине отработаны профили из программы региональных сеймо-стратиграфических исследований. На профиле 04-РС в нижнепермской-верхнедевонской

части разреза отчетливо видны аномалии сейсмической записи типа «риф», которые в совокупности с волновой картиной на соседних профилях МОГТ можно связать с наличием атоллостроения карбонатной постройки, названной нами Одиноковской (рис.5, 6).

По предварительным построениям, Одиноковская атоллостроение представляет собой вытянутую в северо-западном направлении карбонатную платформу доманиково-раннепермского возраста длиной 82 км при ширине до 25 км, обрамленную рифами, с внутренней лагуной. Высота сооружения может достигать 2,5 км. В рифовом обрамлении постройки на временных разрезах отчетливо видны гребни отдельных рифовых массивов. При современной изученности можно уверенно говорить о наличии структурно-рифовой ловушки УВ [4].

В северо-западной части Коротаихинской впадины аномалии сейсмической записи типа «риф» в верхнедевонской части разреза известны так же по результатам сейсморазведочных работ. Их рифовая природа была подтверждена поисковой скважиной 1-Рифовая, пробуренной в 1989г (рис.6). Проведенный нами сейсмофациальный анализ материалов позволил выделить здесь фрагменты двух атоллостроений доманиково-раннедевонского возраста, южную из которых предлагается назвать Восточно-Тамяхинской, а северную – Восточно-Талотинской. К западу от данных построек предполагаются одиночные рифы.

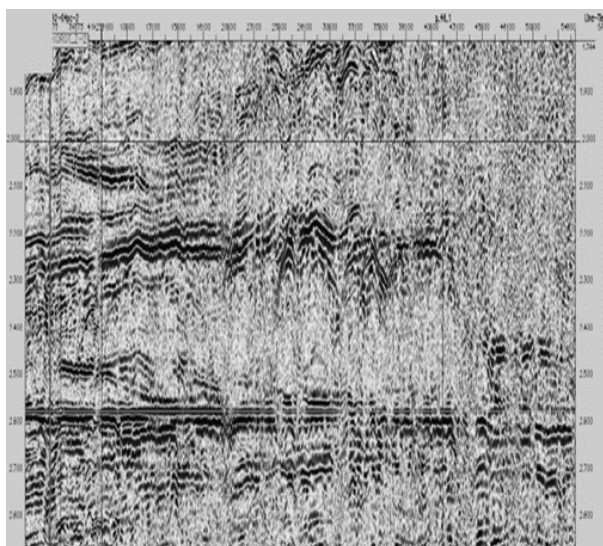


Рисунок 5 - Аномалии типа «риф» на фрагменте разреза профиля 04РС (выравнен по ОГ IIIд)

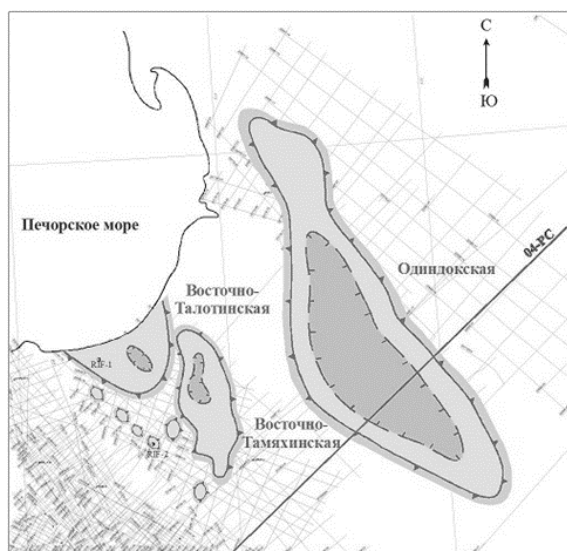


Рисунок 6 - Атоллостроения верхнего девона в Коротаихинской впадине

Уверенность в выделении Одиноковской и других атоллостроений по сейсмофациальному анализу нам придают результаты геологоразведочных работ на Прилемвинском валу Косью-Роговской впадины, где по данным ООО «Газпром переработка» (Иванов В.В. и др. 2010) в скважине 1-Юньяхинская вскрыты рифовые породы верхнего девона. В скважине 1-Юньяхинская до глубины 2290 м вскрыт тектонический покров с двумя крупными пластинами лемвинских фаций. Под пластинами Лемвинского аллохтона скважиной до глубины 4500 м установлен карбонатный разрез Елецкой структурно-формационной зоны в стратиграфическом диапазоне нижний карбон – верхний девон. Верхнедевонско-турнейские образования мятяшорской и большенадотинской толщ формируют мощное биогенное сооружение на внешнем краю карбонатной платформы типа карбонатной банки, в котором во франском веке развивались биогермные постройки. По мнению данных авторов, опирающихся на исследования М.А. Шишкина (2003), материалы бурения и собственный сейсмофациальный анализ, основой для которого явились временные разрезы с выразительными рифовыми аномалиями, внешний край мелководного шельфа на большем протяжении палеозойской истории маркировался зонами барьерных рифов и отмельных банок.

Здесь надо сказать, что результаты этих работ ООО «Газпром переработка» на Юньяхинской площади прекрасно подтвердили прогноз 35-летней давности, когда в тематической работе ПГО «Печорагеофизика» (отв. исп. Богданов Б.П., 1985 г.) между Кожимским поднятием и поднятием Енгане-Пэ был выделен фрагмент Лемвинского барьерного рифа длиной 200 км. В зоне распространения рифа рекомендовалось провести комплекс геофизических работ: сейсморазведка МОГТ, электроразведка ТТ и МТЗ, а также детальная гравиразведка, предлагалось бурение параметрической скважины. Рекомендуемые работы еще тогда позволили бы выявить новый перспективный район Тимано-Печорской провинции [4, 5, 6, 7, 8].

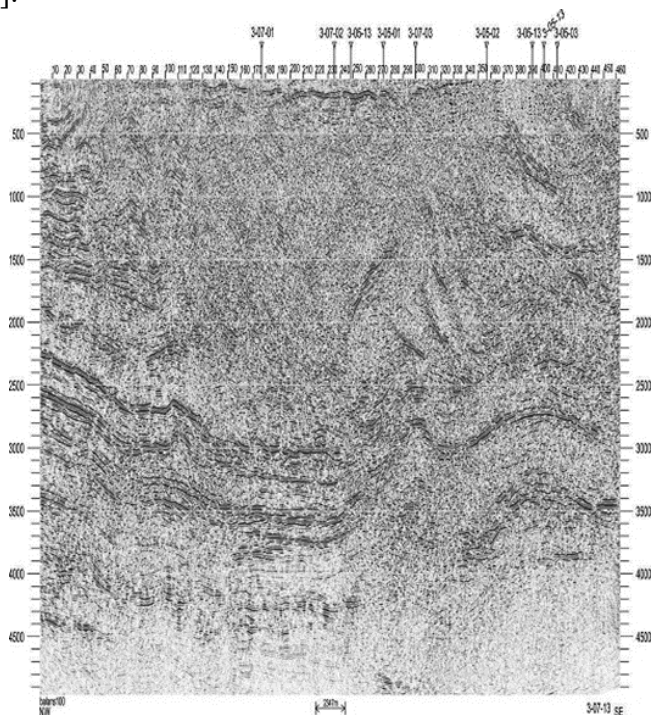


Рисунок 7 - Аномалии типа «риф» Юньяхинской площади на временном разрезе (материалы ПАО «Газпром»)

К сожалению надо сказать, что риф высотой свыше 2 000м в скважине 1-Юньяхинская оказался не испытанным надлежащим образом. Считается, что рифовая часть разреза скважиной вскрыта на глубине 2757 м и она совпадает с кровлей фаменских отложений. С нашей точки зрения, рифовый разрез начинается с кровли каменноугольных отложений, срезанных на глубине 2290 м взбросо-надвигом, выше плоскости которого залегают лемвинские фации верхнего девона.

Скважиной 1-Юньяхинская в интервале 2290-4500 м (забой) вскрыт верхний фрагмент Лемвинского барьерного рифа (2210 м разреза), который, судя по волновой картине, вниз продолжается на 500 мсек, что может составить 1500 м при интервальной скорости 6,0 км/сек. При такой интерпретации в точке скважины 1-Юньяхинская уже набирается рифовый разрез высотой 3710 м. На временных разрезах профилей в интервале времен 2.8-3.5 сек в автохтоне видна великолепная аномалия рифового типа в отложениях нижнего девона – ордовика, при этом высота рифа может достигнуть 2.0 км (рис.7). Таким образом, на Юньяхинской площади высота палеозойской части Лемвинского барьерного рифа может составить свыше 5.0 км. Можно предположить далее, что палеозойские рифы здесь сформировались над рифом рифейского возраста, который выделяется по сейсмической записи на временных разрезах и который назван нами сначала Лемвинским барьерным рифом, а позднее Восточно-Европейским барьерным рифом.

Геологическая ситуация на Юньяхинской площади позволяет предполагать приуроченность рифовых фаций рифея-нижней перми к обособленному долгоживущему тектоническому блоку, явившемуся цоколем для рифов.

Скважина 1-Юньяхинская не получила положительного результата на нефть и газ будто бы в связи с отсутствием коллекторов, наличие которых определялось по данным ГИС, при лабораторных исследованиях керна. И это выпадает из закономерностей, когда все рифы провинции всегда содержат коллектора.

Это приводит нас к однозначному выводу: необходимо продолжать целенаправленные ГРП в пределах 200-километрового фрагмента Лемвинского барьерного рифа с целью определения в нем коллекторов для последующего вскрытия их скважинами для открытия значимого для экономики Республики Коми месторождения углеводородов. Самым простым выходом был бы возврат на скважину 1-Юньяхинская после дополнительной интерпретации ГИС и вывода ее из ликвидации.

В южной части Косью-Роговской впадины на Кочмесской ступени и прилегающей Интинской чешуйчатой зоне с 80-х годов прошлого века известны по данным бурения ассельско-артинские рифы, а по данным сейсморазведки - верхнедевонские рифы. В последние годы благодаря геологоразведочным работам ООО Тимано-Печорская газовая компания (ООО ТПГК) при личном участии главного геолога компании П.И. Приймака детализирован и подготовлен к глубокому бурению нефтегазоперспективный объект под условным названием Западно-Интинский доманиково-фаменский риф, представляющий собой сочетание одиночного рифа с наложением на него фаменской барьерной зоны общей высотой до 1000 м (рис.8). Риф имеет размеры 12×5 км, вытянут в субмеридиональном направлении со сводовой частью на глубинах 4550 -5000 м. В ассельско-раннеартинское время над верхнедевонским рифом сформировался одновозрастной риф высотой до 500 м. Западно-Интинский доманиково-нижнеартинский рифовый объект имеет высоту около 3000м, площадь до 100 кв. км, сотни метров коллекторов и должен представлять первоочередной объект для опоскования, не зависимо от планов недропользователя.

Сечения кубов импеданса и фаз для резервуара D3fm Западно-Интинского рифа

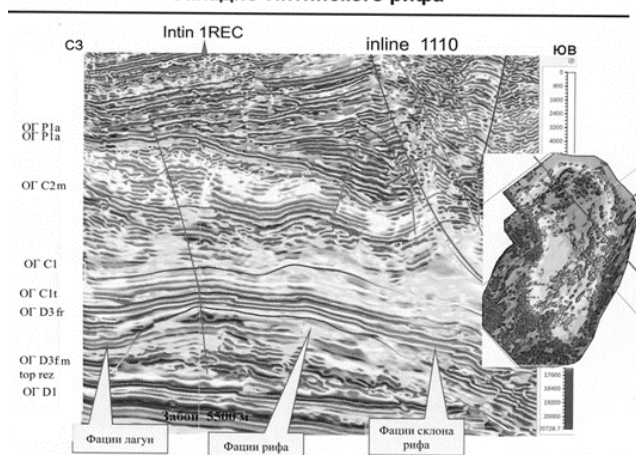


Рисунок 8 - Западно-Интинские рифы на разрезе импеданса и фаз (по материалам П.И.Приймака, С.Н.Птецова)

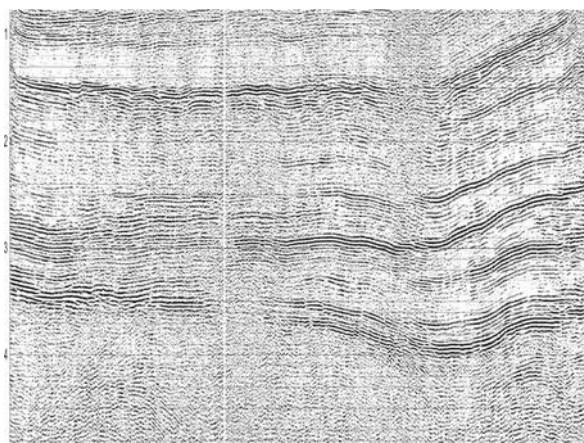


Рисунок 9 - Фрагмент временного разреза профиля 19-РС с Большесынинским рифом

Центральную часть Большесынинской впадины Предуральяского прогиба от восточного склона Печоро-Кожвинского мегавала до гряды Чернышева в субширотном направлении пересекает региональный сейсмостратиграфический профиль 19-РС, в западной части которого по аномалиям сейсмической записи на временах от 3-х до 3,5 секунд на протяжении 30 км выделяются рифовые постройки верхнего - нижнего девона-силура, возможно, надстраивающиеся рифами нижней перми (рис.9). Постройки, по-видимому, локализируются в пределах обособленного тектонического блока, на котором продолжается рифовая ситуация Денисовской впадины с ее рифовыми месторождениями Баянды, Восточного Ламбейшора, Командиршора, Верхнего Амдермаеля, Южного Зверинца, Лаявожа и др. Этот палеозойский риф высотой до 3 000 м можно условно назвать Большесынинским.

Рассмотренные нами объекты обладают едиными закономерностями:

- приуроченность к обособленным тектоническим блокам фундамента и низов осадочного чехла, которые явились цоколями для возникновения и роста рифов;
- стратиграфический диапазон рифов изменяется от рифея до нижней перми;
- суммарная высота рифов достигает 3 000-5 000 м;
- толщина коллекторов в гребнях рифов может составлять половину высоты рифа.

Во времена Советского Союза можно было говорить о создании целенаправленной региональной программы по подготовке и опоскованию выше обоснованных объектов, каждый из которых может содержать сотни миллионов и миллиарды тонн углеводородов. Кто-то из коллег геологов и чиновников от геологии заявляет, что ресурсов углеводородов хватит в провинции и России на первые десятки лет, во что не верится при наличии показанных «Российских Карачаганаках».

Библиографический список:

1. А.Б.Чепелюгин, Г.А.Шереметьева. Палеозойские рифы – наиболее эффективное направление нефтегазопоисковых работ в Прикаспийской синеклизе. ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ. Москва, 1981, 54с.
2. Э.А.Ахмедов, Б.П.Богданов, В.В.Агафонов и др. Ерусланский лицензионный участок как пилотный полигон для оценки эффективности нефтегазопоисковых работ в прибортовой части российской территории Прикаспийской впадины. Тезисы докладов научно-практической региональной конференции "Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса приволжского и южного федеральных округов на 2005 и последующие годы", проведенной НВНИИГГ и СО ЕАГО (5-7 октября 2004 г.), стр. 98-100.
3. Б.П.Богданов, Ф.В.Гайнова, Н.Д.Матвиевская, Е.Н.Парнякова. Гравитационно-надвиговая природа соляно-купольных структур Прикаспийской впадины и ее влияние на нефтегазоносность фанерозойских отложений. Фанерозой Волго-Уральской, Прикаспийской и Северо-Кавказской нефтегазоносных провинций: стратиграфия, литология, палеонтология: Материалы второй научно-практической стратиграфической конференции. Саратов: Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского/ геологический факультет научно-исследовательский институт геологии, 6-9 декабря 2004. Стр. 23.
4. С.Э.Терентьев, О.М.Прищепа, Б.П.Богданов, Л.П.Недилюк. Крупные поисковые объекты нефти и газа Коротайхинской впадины и ее обрамления.// Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра (сентябрь 2013). - Киров: ООО "Кировская областная типография", сентябрь 2013. С. 80-89.
5. Б.П.Богданов. Волго-Тиманский и Восточно-Европейский рифейские барьерные рифы как индикаторы структурно-формационной зональности верхнего докембрия Восточно-Европейской платформы (в связи с перспективами нефтегазоносности).// Геодинамика, вещество, рудогенез Восточно-Европейской платформы и ее складчатого обрамления: Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2017. стр. 22-27.
6. Б.П.Богданов, В.В.Заборовская, Т.А.Овчарова. Парадигма развития нефтегазовой промышленности Тимано-Печорской провинции и ее периферии в XXI веке. *Norwegian Journal of development of the International Science*. - № 19 (Vol.1) -2018. P. 14-44.
7. Bogdanov B., Zaborovskaya V., Ovcharova T. The paradigm of the oil and gas industry development in Timan-Pechora province and its periphery in XXI century // *Norwegian journal of development of the international Science*. №19/2018. ISSN 3453-9875, Vol. 1. P. 14-44.
8. Богданов Б.П., Панкратова Е.И. Рифейские рифы Восточно-Европейской платформы и их перспективы для обнаружения минерально-сырьевых ресурсов // Наука сегодня: проблемы и перспективы развития [Текст]: сборник научных трудов по материалам международной научно-практической конференции, Вологда, 25 ноября 2015г.: в 3 частях, Часть 1. – Вологда: ООО «Маркер», 2015, С.81-83.

УДК 553.98:553.064.32 (470.1/2)

«Углеводородный потенциал и его реализация в Арктической зоне Европейского Севера»

Ростовщиков В.Б.¹, Демченко Н.П.¹, Сбитнева Я.С.¹, Колоколова И.В.²

1- Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта,

2 - Институт проблем нефти и газа Российской академии наук г. Москва



Рисунок 1 – Арктическая зона Европейского Севера

Арктическая зона Европейского Севера - это обширная территория за полярным кругом (70 параллель), включающая континентальную часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и её продолжение в акватории Печорского моря, а также Баренцевоморскую нефтегазоносную провинцию. Общая площадь перспективных земель составляет более 1 млн. квадратных километров.

К настоящему времени в пределах Арктического шельфа Печорского моря, где продолжают основные структурные элементы континентальной части Тимано-Печорской провинции, открыты 8 месторождений, такие как Северо-Гуляевское, Долгинское, Поморское, Приразломное, Медыньское-море, Варандей-море, Песчаноозерское и Тарское.

Исключительно важным является получение промышленных притоков нефти на Мадачагской площади из нижнедевонских карбонатных отложений.

По мнению ряда специалистов ПАО «Роснефть» Мадачагская залежь является продолжением нижнедевонской залежи в континентальной части месторождения имени Романа Требса.

Именно с этой частью Арктической зоны Тимано-Печорской провинции связаны основные перспективы создания крупной сырьевой базы для развития нефтегазодобывающей промышленности.

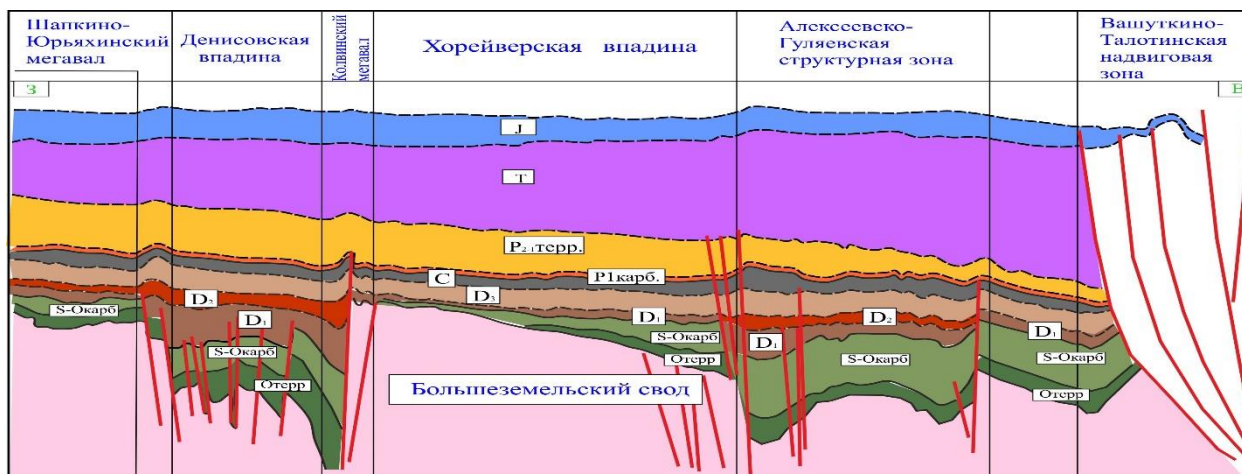


Рисунок 2 – Геологический профиль шельфа Печорского моря по линии I-I' (составлен по материалам МАГЭ)

Основным объектом для поисков является Большеземельский полеосвод (рис. 2,3).

Большеземельский полеосвод является крупнейшим ареалом для аккумуляции углеводородов из соседних очагов генерации, в том числе Печороколвинского, Варандей-Адзвинского и Баренцевоморского.

К началу верхнефранского времени в пределах свода были созданы исключительно благоприятные условия для образования разнотипных нефтегазоперспективных ловушек в силурийско-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе, как на склонах Большеземельского свода, так и в центральной наиболее приподнятой её части. Здесь широко развиты структурно-стратиграфические, литологические, гипергенные и палеорифовые ловушки.

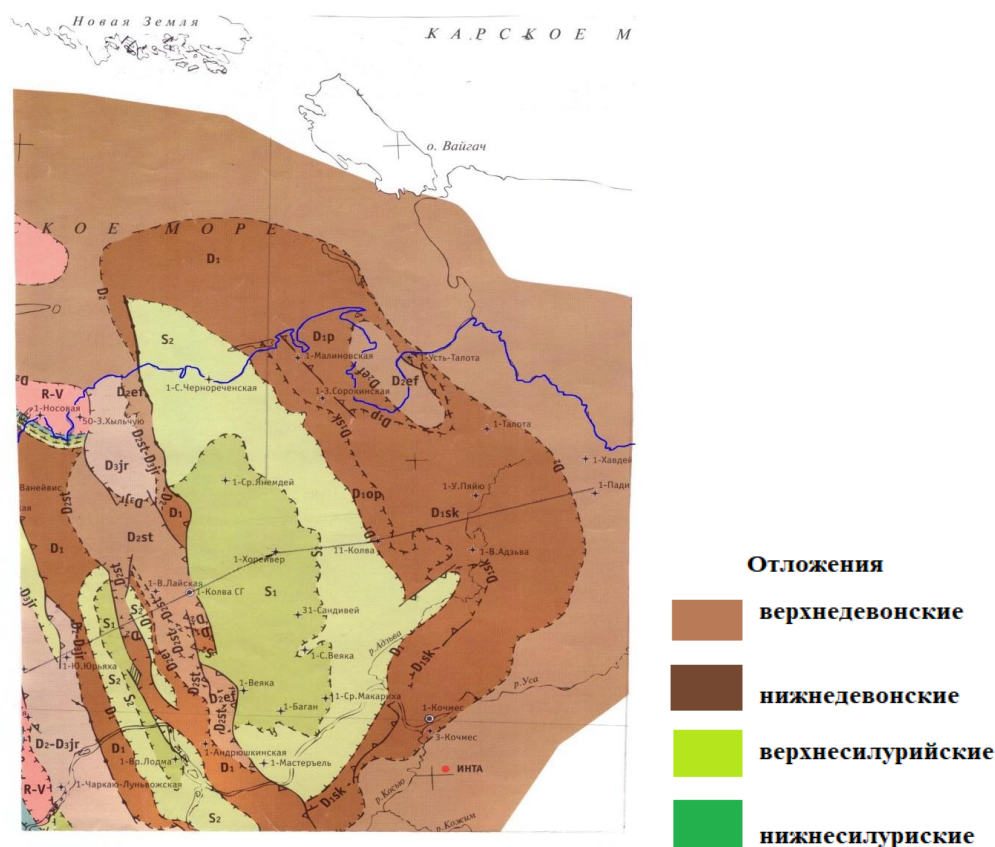


Рисунок 3 – Палеогеологическая карта к началу D₃ сквозной части Тимано-Печорской провинции (по материалам ТП НИЦ)

Эти зоны прекрасно видны на палеогеологической карте к началу верхнего девона (рис. 3).

Палеогеографическая ситуация способствовала широкому развитию физико-химического выветривания, эрозии, гипергенеза, денудации и способствовала созданию зон вторичной пористости, вплоть до карстообразования. Были созданы условия формирования разнообразных ловушек и залежей в них (рис. 4,5)

В период верхнедевонской трансгрессии сформирована надежная региональная глинистая покрывка для таких коллекторов, что и обусловило наличие разнообразных ловушек, зачастую неконтролируемых структурным фактором. Например: залежи нефти на месторождениях им. Тресса, им. Титова, Зап.- Сандивейском, Баганском.

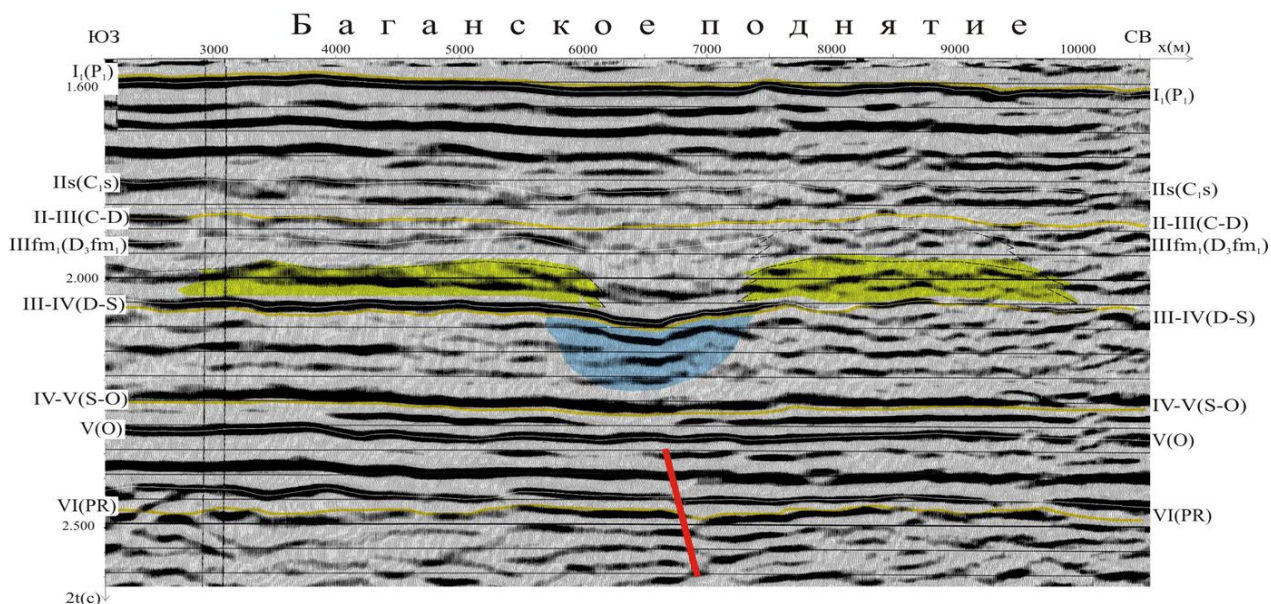


Рисунок 4 – Пример выделения карстового погружения на поверхности силурийских отложений в волновом поле профиля 4-08-12 (по материалам ОАО «Севергеофизика»)

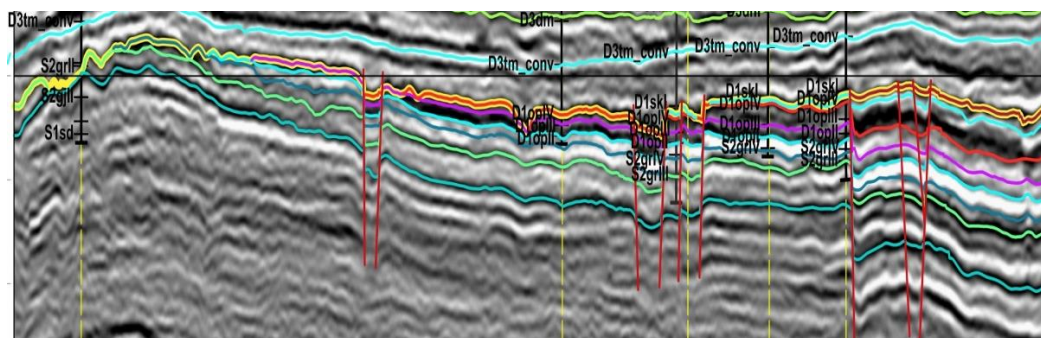


Рисунок 5 – Строение верхнеордовикско-нижнедевонского продуктивного НГК во временном поле. Месторождение им. Титова. Хорейверская впадина (по материалам ОАО «Нарьянмарсейсморазведка»)

К основным направлениям геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах Большеземельского свода относятся (рис. 3):

- Центральная нижнесилурийская зона нефтегазонакопления (НГН).

Здесь прогнозируется широкое развитие скрытых эрозионных, гипергенных ловушек неструктурного типа (Сандивейское, Баганское, Верхне-Возейское месторождения, (рис.4)).

Выделению таких зон способствовало применение кроме традиционного метода статической обработки, динамического анализа сейсмического материала.

- Верхнесилурийская зона НГН.

Развитие структурно-стратиграфических, литолого-стратиграфических ловушек с неравномерным распределением коллекторов как первичной (седиментационной) так и вторичной гипергенной пористости.

- Восточная и северная шельфовая нижнедевонская зона НГН.

Благоприятное сочетание структурно-стратиграфического фактора с развитием первичной и высокочемкой вторичной пористости (Колвинское месторождение, месторождения им. Титова, им. Требса, (рис.5).

На Арктическом шельфе перспективными нефтегазоносными комплексами являются: ордовикско-нижнедевонский преимущественно карбонатный (O-D₁); среднедевонско-нижнефранский терригенно-карбонатный (D₂-D_{3fr}); доманиково-турнейский преимущественно карбонатный (D₃-C_{1t}); верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный (C₂₋₃-P_{1a-s}); нижнепермский терригенный; верхнепермский терригенный; триасовый терригенный. Глубина залегания 2000-5000 м.

Нефтегазоносность доказана на месторождениях: в верхнепермском терригенном НГК – Северо-Гуляевское и Долгинское месторождения, верхнекаменноугольно-нижнепермском карбонатном НГК – Поморское, Северо-Гуляевское, Долгинское, Приразломное, Медыньское-море, Варандей-море.

Изученность сейсморазведкой высокая, но неравномерная. Плотность сейсмопрофилей МОГТ-2D колеблется от 0,31 до 1,8 пог. км/кв. км. Кроме того, на всех месторождениях проведена съемка МОГТ-3D. Наименее изученными остаются транзитная, крайняя западная и восточная зоны.

Изученность бурением низкая. К настоящему времени бурением практически не изучены ордовикско-нижнедевонский карбонатный, среднедевонско-нижнефранский терригенно-карбонатный и доманиково-турнейский преимущественно карбонатный НГК. Самой глубокой скважиной является Паханческая-1, пробуренная в пределах Хорейверской впадины и вскрывшая нижнесилурийские отложения.

Углеводородный потенциал Арктического шельфа и прилегающей суши значительный и по предварительной оценке может составлять не менее 2 млрд. тонн условного топлива. Высокие перспективы подтверждены открытием в пределах арктической зоны целого ряда крупных, нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатно-нефтяных месторождений.

К таким месторождениям относятся на континенте: Верхне-Возейское, Харьягинское, Южно-Хылчаюское, Колвинское, месторождение им. Титова и Романа Требса, Северо-Сорокинское и других, на шельфе: Приразломное, Северо-Гуляевское, Долгинское, Поморское, Варандей море, Медыньское-море.

Все эти месторождения приурочены к одним и тем же структурно-тектоническим элементам, которые с континента продолжаются в море.

К основным особенностям и проблемам при производстве ГРП как на континенте, так и на шельфе являются: общегеологические, технологические и экономические.

К общегеологическим относятся:

- особенности формирования и размещения нефтегазоперспективных ловушек, обусловленные историей геологического развития нефтегазоносных комплексов (НГК).

К технологическим:

- наличие транзитной зоны, островной мерзлоты, климатические условия, особенности строительства сооружений буровых морских установок и др.

К экономическим:

- значительное удорожание ГРП в шельфовой части Арктической зоны. Стоимость бурения одной поисковой скважины на шельфе на порядок выше, чем на суше.

Возможность успешного решения геологоразведочных задач с учетом вышеперечисленных проблем можно продемонстрировать на примере разведки морского продолжения месторождения им. Романа Требса, открытого на континенте в 1987 году. Основная залежь нефти на месторождении приурочена к нижнедевонской структурно-стратиграфической ловушке, сформированной на северо-восточном склоне Большеземельского палеосвода (рис. 6).

В 2017 году специалистами ПАО «Роснефть» выполнена комплексная экспресс-интерпретация сейсморазведочных работ МОГ-2Д-3Д на шельфе и транзитной зоны с привязкой к месторождению им. Р. Требса. Были увязаны сейсмические данные (суша-море)

актуализирована скоростная модель, получены сводные структурные карты по кровле основных перспективных горизонтов в шельфе-нижнем девоне. По результатам интерпретации проведена оценка ресурсов нефти на морском продолжении месторождения.

Для проверки продуктивности акваториального продолжения нижнедевонской залежи месторождение им. Р. Требса была заложена и пробурена поисково-оценочная скважина. Скважина была пробурена с берегового основания с отклонением ствола более 2 км. Это позволило с наименьшими затратами вскрыть в проектируемой точки предполагаемую залежь.

В результате в 2021 году был получен промышленный приток нефти из нижнедевонских отложений на шельфовом продолжении месторождения им. Р. Требса.

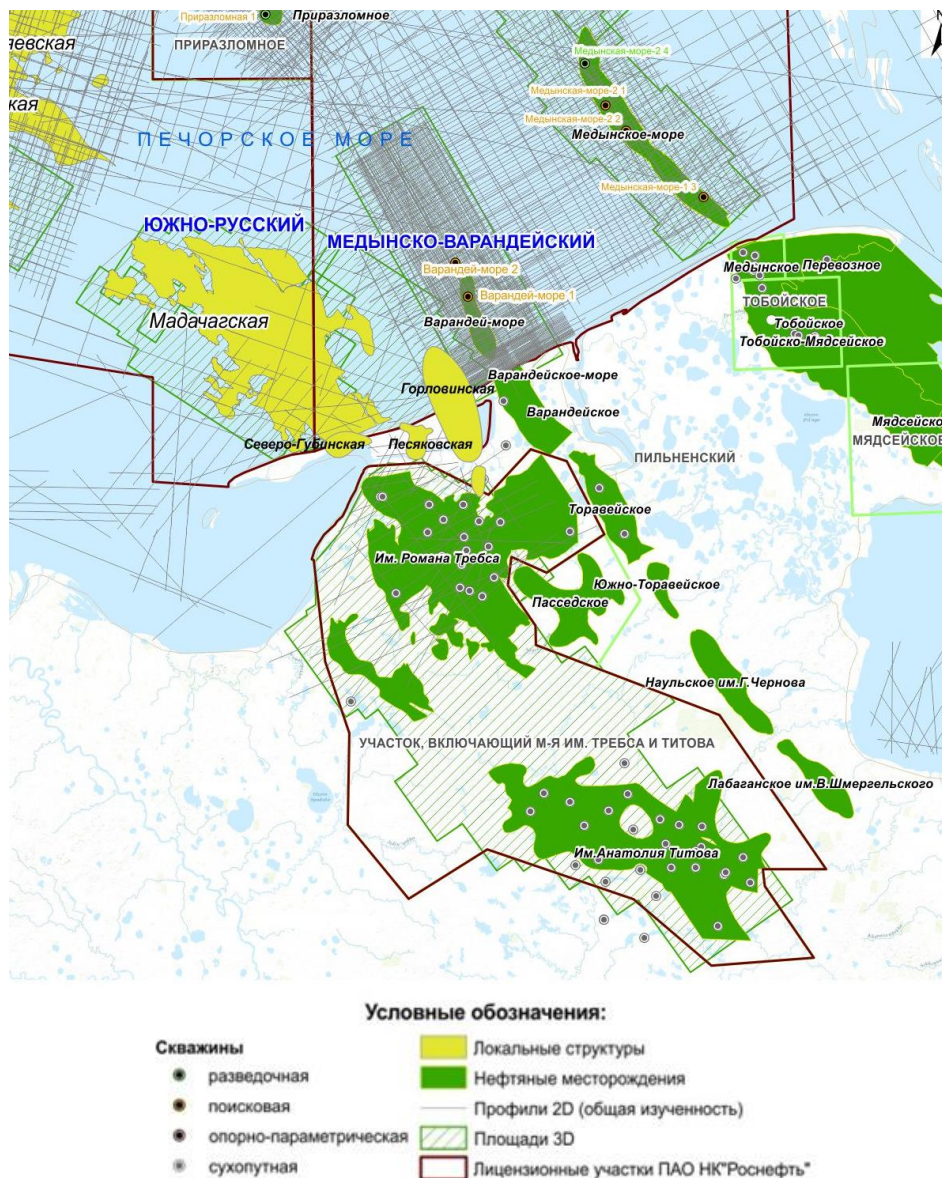


Рисунок 6 – Обзорная карта суша-море (по материалам ПАО «Роснефть»)

В результате комплексной интерпретации сейсмических данных МОГТ-3D (море-суша) и связующих профилей 2D (транзитная зона) получены сводные структурные карты по кровле основных перспективных горизонтов;

Подтвердилось предположение о том, что структура Мадачагская является акваториальным продолжением месторождения им. Р. Требса по продуктивным горизонтам в нижнем девоне и силуре (рис. 7, 8).

В процессе увязки съемок 3D через слабоизученную зону НФН посредством профилей 2D прошлых лет, различного частотного состава данных 3D, выявлена неопределенность однозначного сопоставления прослеженных горизонтов

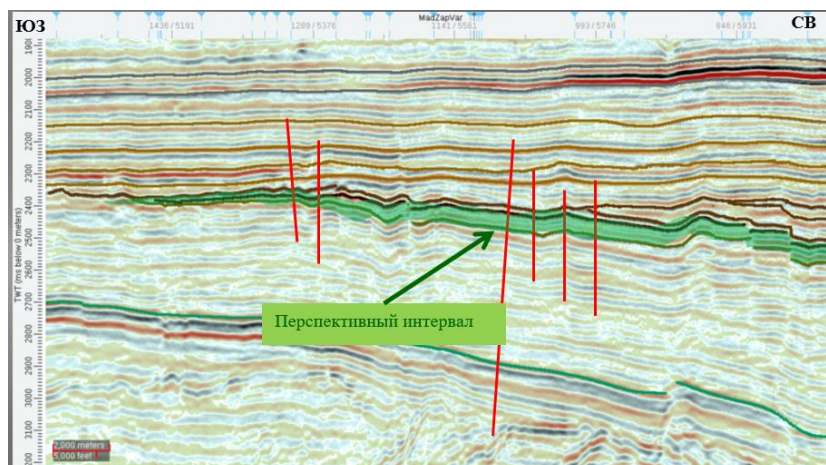


Рисунок 7 – Временной разрез по линии сейсмического профиля море (по данным МАГЭ)

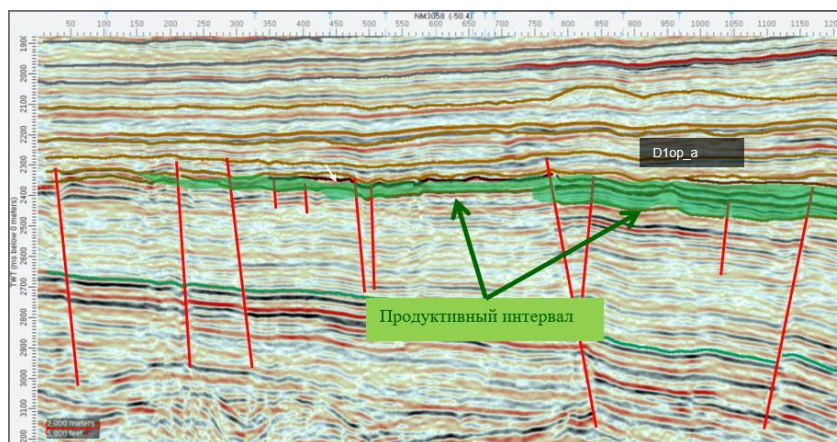


Рисунок 8 – Временной разрез по линии сейсмического профиля через месторождение им. Р. Требса (по материалам ОАО «НарьянМарсейсморазведка»).

Выводы:

1. Транзитная зона является связующим звеном континентальных месторождений с их морскими продолжениями в арктическом шельфе.
2. Эта зона, имеющая ширину до 10-15 км и протяженностью сотни км является практически неисследованной сейсморазведкой в силу технических и технологических трудностей.
3. Разведка прибрежных нефтеперспективных структур, а также разработка прибрежных блоков месторождений возможна с береговой части, используя наклонно-направленное и горизонтальное бурение.
4. Учитывая высокие перспективы транзитной зоны, рекомендуется проведение специальных геолого-геофизических исследований по ее изучению и оценки нефтегазового потенциала.

Библиографический список:

1. Керимов В.Ю., Сенин Б.В., Богоявленский В.И., Шилов Г.Я. Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на акваториях Мирового океана. – М.; ООО «Издательский дом Недра», 2016. -411 с.; ил.
2. Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика. — 2011 — №1(1). — С. 26-37.
- 3 А. А. Бакиров Э. А. Бакиров Г. А. Габриэлянц В. Ю. Керимов, Л. П. Мстиславская «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа» М.; «Издательский дом Недра», 2016 – 412 с. : ил.

СЕКЦИЯ 1.

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ, РАЗРАБОТКИ,
ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА В
АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

УДК 621.643.8

К вопросу о нестационарных процессах в нефтепроводах, находящихся в зоне Арктики

Бараков В.В.

Научный руководитель – Шестаков Р.А.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

В нефтепроводах, которые являются основным видом транспорта нефти и которые стандартно эксплуатируются в установившемся режиме, периодически возникают те или иные технологические и (или) нештатные операции, порождающие нестационарные (неустановившиеся, переходные) процессы, сопровождающиеся возникновением и распространением волны давления вверх и вниз по течению нефти [1]. Пульсации давления нарушают бесперебойность и безопасность работы трубопровода и могут привести к нарушению его целостности и даже разрыву, что в свою очередь приводит к экологическим и экономическим потерям, и к еще большим потерям, если говорить о нефтепроводах, в том числе находящихся в арктической зоне [2, 3]. Поэтому исследование переходных процессов и анализ эффективности методов обнаружения утечек, а также факторов (в том числе и суровых климатических условий Арктики), оказывающих непосредственное влияние на их эффективность, являются важной проблемой не только трубопроводного транспорта, но и нефтегазовой отрасли страны в целом с целью сохранения экологической и экономической безопасности страны [4,5].

В данной работе рассматривается нефтепровод, находящийся в арктической зоне, в котором в заданном сечении возникает утечка или несанкционированная врезка, что ставит задачу не только провести исследование возникновения и распространения волны давления в нефтепроводе в каждый момент времени, но и дополнительно проанализировать эффективность существующих на сегодняшний день методов обнаружения утечек, в частности таких методов, как метод дифференциального давления и отрицательных волн давления.

Решить данную проблему можно с помощью компьютерного моделирования нестационарного процесса, благодаря чему можно не только вычислить параметры режима перекачки (давление и расход) по длине нефтепровода в каждый момент времени, но и получить график зависимости давления от координаты трубопровода в нужный момент времени, что позволит провести анализ появления и распространения волны давления. Для этого автором был разработан программный комплекс, написанный на языке программирования Python и выполняющий данные задачи. Особенностью написанной программы является учет прохождения и отражения падающей волны давления от вставок различного диаметра, а также низких температур окружающей среды в зоне крайнего Севера.

Для определения технологических параметров нефти в m -ый момент времени в k -ом сечении (данные параметры составляют двумерные массивы) при возникновении утечки или несанкционированной врезки в k^* -ом сечении вводится система координат относительного нефтепровода с началом координат в начале исследуемого линейного участка. Рабочей зоной перекачки нефти считаются координаты $x_k \in [0; L]$.

Для проведения расчетов, пользователю необходимо начать работу в программе с ввода ряда характеристик трубопровода и нефти, который можно осуществлять как вручную, так и с помощью таблиц excel:

- 1) Профиль трассы трубопровода $\{x_k, z_k\}$ (x_k – координата, м; z_k – высотная отметка, м);
- 2) ρ – плотность, кг/м³;
- 3) ν – кинематическая вязкость, м²/с;
- 4) K_p – модуль упругости нефти, Па;

- 5) E – модуль упругости 1-го рода материала трубопровода, Па;
- 6) D_k – внешний диаметр участка, мм;
- 7) p_n – начальное давление, МПа;
- 8) L – длина трубопровода, км;
- 9) δ_k – толщина стенки участка, мм;
- 10) Δ – абсолютная шероховатость стенки, мм;
- 11) Q – расход, м³/ч;
- 12) x_{k^*} – координата утечки или несанкционированной врезки, м;
- 13) s – площадь сечения, через которое происходит течение нефти, м².

При первоначальном расчете вычисляется ряд вспомогательных параметров, необходимых для последующего расчета, а именно:

- внутренний диаметр трубопровода в каждом сечении:

$$d_k = D_k - 2 \cdot \delta_k, \quad (1)$$

- скорость распространения волны давления в каждом сечении:

$$c_k = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho}{K_p} + \frac{\rho \cdot d_k}{E \cdot \delta_k}}}, \quad (2)$$

- средняя скорость движения потока в начальный момент времени в каждом сечении:

$$u_{0,k} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_k^2}, \quad (3)$$

- число Рейнольдса в начальный момент времени в каждом сечении:

$$Re_{0,k} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_k \cdot \nu}. \quad (4)$$

Затем производится базовый гидравлический расчет нефтепровода в начальный момент времени. Исходя из чисел Рейнольдса для каждого сечения в начальный момент времени определяется коэффициент гидравлического сопротивления – $\lambda_{0,k}$ по классическим формулам гидравлики [1] или по формулам [3].

Далее рассчитывается гидравлический уклон в каждом сечении в начальный момент времени, принимая, что потери на местные сопротивления равны 2% от потерь на трение:

$$i_{0,k} = 1,02 \cdot \lambda_{0,k} \cdot \frac{1}{d_k} \cdot \frac{u_{0,k}^2}{2 \cdot g}. \quad (5)$$

Затем вычисляется давление в каждом сечении в нулевой момент времени, учитывая, что $p_{0,0} = p_n$:

$$p_{0,k+1} = p_{0,k} + \rho \cdot g \cdot \left(\frac{u_{0,k}^2 - u_{0,k+1}^2}{2 \cdot g} + z_k - z_{k+1} - i_{0,k} \cdot (x_{k+1} - x_k) \right). \quad (6)$$

Основной расчет - вычисление давлений и скоростей, необходимых для вычисления расходов в каждом сечении в каждый момент времени при возникновении утечки или криминальной врезки, производится с помощью метода характеристик, который можно представить в виде системы из двух рекуррентных формул:

$$\begin{cases} p_{m+1,k} = \frac{J_{m,k-1}^{(+)} + J_{m,k+1}^{(-)}}{2}, \\ u_{m+1,k} = \frac{J_{m,k-1}^{(+)} - J_{m,k+1}^{(-)}}{2 \cdot \rho \cdot c_k}, \end{cases} \quad (7)$$

где:

$$\begin{cases} J_{m,k-1}^{(+)} = p_{m,k-1} + \rho \cdot c_k \cdot u_{m,k-1} - (x_{k+1} - x_k) \cdot \varphi_{m,k-1}, \\ J_{m,k+1}^{(-)} = p_{m,k+1} - \rho \cdot c_k \cdot u_{m,k+1} + (x_{k+1} - x_k) \cdot \varphi_{m,k+1}, \end{cases} \quad (8)$$

где:

$$\varphi_{m,k} = \lambda_{m,k} \cdot \frac{\rho \cdot u_{m,k}^2}{2 \cdot d_k} + \rho \cdot g \cdot \frac{z_k - z_{k-1}}{x_k - x_{k-1}}. \quad (9)$$

Однако данный метод не позволяет определять в следующий момент времени давления и скорости в начальном и конечном сечениях, чтобы это исправить, требуется ввести граничные условия. Давление и среднюю скорость в начале и конце участка в любой момент времени принимаем:

$$\begin{cases} p_{m,0} = p_n, \\ u_{m,0} = u_{0,0}, \\ p_{m,N} = p_{0,N}, \\ u_{m,N} = u_{0,N}, \end{cases} \quad (10)$$

где индекс N - номер последнего сечения нефтепровода ($x_N = L$).

Для сечения нефтепровода, в котором происходит непосредственно утечка нефти, дополнительно к системе (7) накладываются условия сопряжения:

$$\begin{cases} p_{m,k^*}^- = p_{m,k^*}^+, \\ Q_{m,k^*}^- - Q_{m,k^*}^+ = q = \mu_0 \cdot s \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{p_{m,k^*} - p_{\text{атм}}}{\rho}}, \end{cases} \quad (11)$$

где μ_0 - коэффициент расхода (для тонких стенок обычно принимают $\mu_0 = 0,62$), $p_{\text{атм}}$ - атмосферное давление (примем, что грунт рыхлый и давление снаружи нефтепровода равно атмосферному). Индекс «-» показывает, что данный гидродинамический параметр определяется до места утечки, а индекс «+», что после.

Результаты расчета моделирования распространения волны давления, произведенного с помощью ранее описанного алгоритма вычисления, удобнее всего представить в виде графика распределения давления по длине нефтепровода, который изменяется в реальном времени. На рисунке 1 представлен данный график для нефтепровода, имеющего две вставки различных диаметров и утечку нефти, находящуюся в середине участка трубопровода.

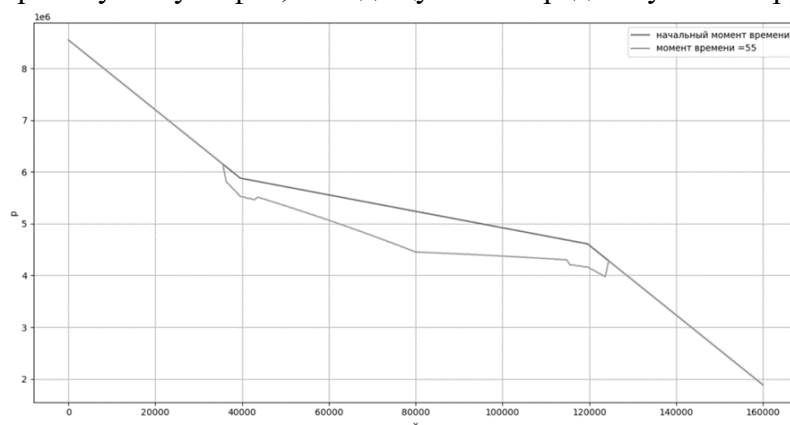


Рисунок 1 - График распределения волны давления по длине нефтепровода в реальном времени, построенный в программном комплексе

Как видно из графика, в месте утечки происходит распространение волны давления, которая идет как по течению нефти, так и против него, а в местах, где находятся вставки, происходит не только прохождение, но и отражение волны давления в обратную сторону, то есть ее распад на волну сжатия и волну разрежения. Также стоит отметить, что волна отражения имеет более высокую амплитуду по сравнению с падающей волной.

Таким образом, разработана уточненная математическая модель неустановившегося процесса в нефтепроводе в зоне Арктики, которая учитывает сложную конструкцию участка трубопровода, что позволяет повысить эффективность существующих методов обнаружения утечек, а следовательно, улучшить комплексную безопасность арктической зоны страны.

Библиографический список:

1. Бараков В.В., Шестаков Р.А. Исследование неустановившихся процессов при образовании утечки или криминальной врезки в трубопроводе // Сборник трудов 75-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – С. 32-40.
2. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недра». – 2019. – 434 с.
3. Лаверов Н. П., Дмитриевский А. Н., Богоявленский В. И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика. – 2011. – № 1. – С. 26-37.
4. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Расширение параметрических методов обнаружения утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3. – С.57-59.
5. РД 24.040.00-КТН-062-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть». – 2018. – 165 с.
6. Шестаков Р.А. Разработка методики параметрической диагностики технологических участков магистральных нефтепроводов: дис. ... канд. техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2019. – 155 с.

УДК 624.074.433

**Влияние коэффициента постели на трубопровод,
заглубленный в грунт**

Волынец С.И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Статья посвящена обзору результатов расчета уравнения свободных колебаний трубопровода с полуподземной прокладкой и формулировки выводов, последующим из них.

Ключевые слова: трубопровод, свободные колебания, коэффициент постели, расчет нефтепроводов, расчет газопроводов.

Annotation: The article is devoted to the review of the results of calculating the equation of free vibrations of a pipeline with a semi-underground laying and the formulation of the conclusions that follow from them.

Key words: pipeline, free oscillations, pastel coefficient, calculation of oil pipelines, calculation of gas pipelines.

В условиях долготлетнемерзлых грунтов особенно актуальной становится «полуподземная» прокладка нефте- и газопроводов (Рисунок 1). Такая прокладка позволяет избежать трудоёмкой разработки почвы, а так же снизить затраты на возведение магистралей. Такой тип прокладки часто используется в агрессивных зонах, таких как болотистые, торфяные или мерзлые грунты, а для снижения вероятности аварии и деформации используется покрытие типа «ЗУБ» (Рисунок 2).



Рисунок 1 - Полуподземная прокладка трубопровода

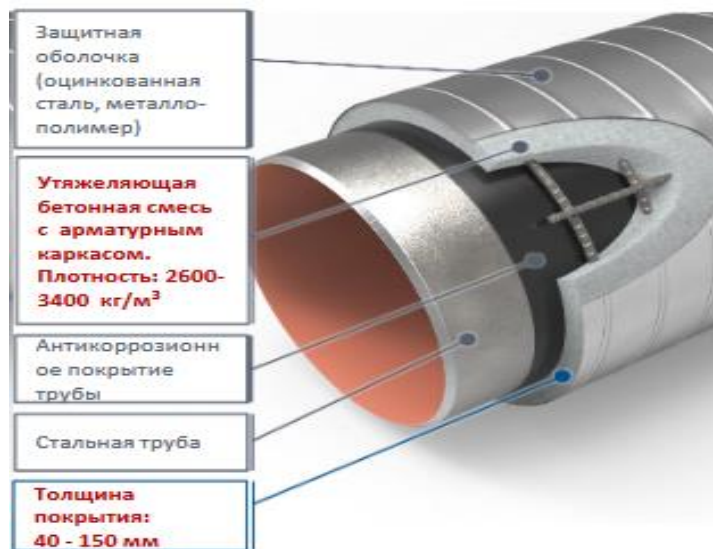


Рисунок 2 - Базовая конструкция трубопровода с покрытием типа «ЗУБ»

Как известно, при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам, последние совершают свободные колебания под воздействием внутренних сил, вызванных перекачкой насосов или компрессоров нефтепродукта. Именно эти колебания способны привести к ряду нежелательных последствий, самым ярким из которых является «арочный выброс» (Рисунок 3).[1]



Рисунок 3 - Арочный выброс трубопровода

Именно поэтому, во избежание аварии, при расчете трубопровода как тонкостенного элемента, в расчете свободных колебаний необходимо учесть ряд факторов.[2]

Формула свободных колебаний.

Для определения влияния коэффициента постели на частоту свободных колебаний трубопровода при полуподземной прокладке трубопровода был проведен численный эксперимент, в ходе которого при его постепенном увеличении частота свободных колебаний находилась согласно уравнению (1) при разных волновых числах.[3] Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчетов частоты свободных колебаний при различных волновых числах с постепенным увеличением коэффициента постели и заданных параметрах

R= 710мм. h2=20мм,h1=50мм,R/L=1/10,p = 0,1,m=...			
К	1	2	3
0,05	62,80	66,92	179,92
0,2	62,80	66,93	179,92
0,35	62,81	66,94	179,93
0,5	62,81	66,94	179,93
0,65	62,81	66,95	179,93
0,8	62,82	66,96	179,93
0,95	62,82	66,96	179,94
1,1	62,83	66,97	179,94
1,25	62,83	66,98	179,94
1,4	62,84	66,98	179,95
1,55	62,84	66,99	179,95
1,7	62,84	67,00	179,95
1,85	62,85	67,00	179,95
2	62,85	67,01	179,96
2,15	62,86	67,02	179,96
2,3	62,86	67,02	179,96
2,45	62,87	67,03	179,97
2,6	62,87	67,04	179,97
2,75	62,87	67,04	179,97
2,9	62,88	67,05	179,97
3,05	62,88	67,06	179,98
3,2	62,89	67,06	179,98
3,35	62,89	67,07	179,98
3,5	62,90	67,08	179,99
3,65	62,90	67,08	179,99
3,8	62,90	67,09	179,99
3,95	62,91	67,10	179,99
4,1	62,91	67,10	180,00
4,25	62,92	67,11	180,00
4,4	62,92	67,12	180,00
4,55	62,93	67,13	180,01
4,7	62,93	67,13	180,01
4,85	62,93	67,14	180,01
5	62,94	67,15	180,01

Для получения результатов в расчете использовался трубопровод заданного диаметра $R = 710$ мм, с толщиной стальной стенки $h_2 = 20$ мм и железобетонной обоймой $h_1 = 50$ мм, при отношении длины участка к радиусу трубопровода $R/L = 1/10$, внутренним давлением $p = 0,1$ МПа и трех вариантов волновых чисел $m = 1, 2, 3$.

В результате численного эксперимента выявлена устойчивая тенденция к повышению частоты свободных колебаний с повышением коэффициента постели. Эти результаты позволяют наиболее точно подобрать грунт засыпки, а также корректировать работу насосов и компрессоров таким образом, чтобы снизить износ продуктопровода.

Библиографический список:

- 1 В. Г. Соколов, д-р техн. наук, профессор, И. О. Разов, канд. техн. Наук. «Влияние коэффициента жёсткости упругой среды на частоты свободных колебаний полиэтиленовых труб при полуподземной прокладке»;
- 2 В. Г. Соколов, И. О. Разов, С. И. Волынец, «Свободные колебания тонкостенного криволинейного участка магистрального нефтепровода при наземной прокладке»;
- 3 В. Г. Соколов, И. О. Разов, «Свободные колебания тонкостенных газопроводов большого диаметра при полуподземной прокладке».

УДК 553.982

О перспективности фундамента Ухтинской антиклинальной складки на углеводороды по результатам моделирования и геохимического анализа (на примере Нижнеухтинского месторождения)

Горобец С.А.¹, Лаптев Н.Н.², Макарова И.Р.³

1 - ООО «Газпром инвест», Санкт-Петербург,

2 – ООО «Петрофизик», г. Ухта,

3 – ООО «Развитие регионов», г. Домодедово

Исследования девонских отложений Ухтинской антиклинальной складки проводились многими исследователями как с точки зрения их рудоносности, так и нефтеносности. Обобщение этих результатов опубликовано в ряде работ [3,4,5].

К основным особенностям геологического состава и строения отложений девона в этом районе относятся их несогласное залегание на метаморфизованных сланцевых породах фундамента позднепермско-раннедевонского возраста и полное отсутствие отложений нижнего девона, наличие признаков активного вулканизма в морском бассейне в девонский период, с чем связано образование в отложениях джъерского горизонта туффитов и туфовых слоев, а также образование высокоуглеродистых кремнистых пород, выделенных в доманиковую свиту [3,5].

В позднем девоне на территории современной Ухтинской антиклинали формировались сравнительно глубоководные доманиковые отложения со следами активного подводного вулканизма. Формирование положительной структуры относится к позднепермской и раннемезозойской эпохам. В совокупности с многочисленными дизъюнктивными нарушениями все эти факторы определяют нефтеносность, рудоносность и рудопроявления данного района.

Однако, процессы накопления рудных компонентов и углеводородов рассматриваются, как правило, отдельно друг от друга. Так, в рамках углеводородной геофлюидальной системы приведено обобщение результатов миграции нефтей и пластовых вод [4]. В последнее десятилетие в ряде работ по Ухтинской антиклинали установлено совмещение в палеозойском разрезе проявлений УВ и сульфидно-полиметаллических рудопроявлений, что является признаком формирования стратиформных сульфидных рудопроявлений [1,7]. В этих работах отмечается, что при вертикальной миграции флюидов происходит их фракционирование по разрезу: соли отлагаются выше углеводородных скоплений. Отличие модели обобщенной

геофлюидальной системы от геофлюидальной системы, рассматриваемой Данилевским с соавторами, приведено в работе Н.С. Сиваш с соавторами [8]. Предлагаемая модель рассматривается с позиции гидрогенной концепции образования высокоминерализованных, высокотемпературных (гидротермальных) вод глубоких горизонтов, несущих рудную и углеводородную составляющие. В этой работе рассмотрена возможность совмещенного рудоотложения и накопления УВ при миграции флюидов (газы-вода-соли-углеводороды) по единым флюидопроводящим зонам, контролирующим осаждение и концентрацию полезных компонентов в виде солей металлов и углеводородов

В настоящей работе Нижнечутинское месторождение, расположенное в центральной части Ухтинской антиклинали, предложено авторами в качестве объекта модели обобщенной геофлюидальной системы уже с включением фундамента как зоны развития вторичных коллекторов и возможной локализации углеводородов (рис. 1).

Нефтеносность Нижнечутинского месторождения обусловлена наличием трех нефтеносных продуктивных пластов местной номенклатуры (снизу вверх) в тиманской свите, относящейся к одноименному горизонту:

- пласт II б – нижняя часть тиманской свиты;
- пласт А – средняя часть тиманской свиты;
- пласт I – верхняя часть тиманской свиты.

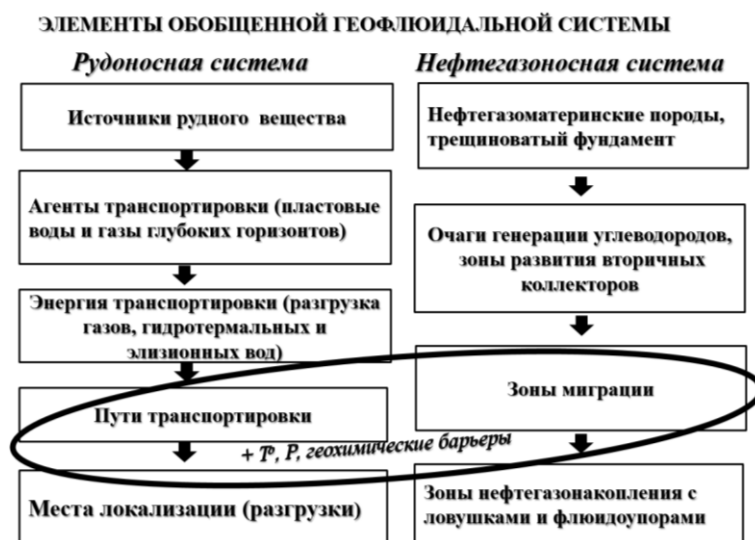


Рисунок 1 - Модель обобщенной геофлюидальной системы по [8] с изменениями и дополнениями

Отложения тиманского горизонта в районе Ухтинской складки представлены песчаными и глинистыми породами. Глинистые породы преобладают в тиманской свите. Песчаные породы развиты, в основном, в средней и верхней частях свиты, слагая пласты А и I. Мощность тиманской свиты изменяется от 60 до 150 м.

Анализ нефтегазоносности в районе Ухтинской складки показывает, что все известные месторождения, а также нефтегазопроявления, располагаются в зонах разломов глубокого заложения субмеридионального и северо-западного простирания. Это свидетельствует об определяющей роли разломов в процессах миграции и аккумуляции углеводородов в отложениях верхнего девона, в первую очередь, в джъерских и тиманских.

Несмотря на то, что промышленная продуктивность Нижнечутинского месторождения установлена в среднедевонско-нижнефранском терригенном нефтегазоносном комплексе, нефтеносность может быть связана с миграцией углеводородов из рифейско-вендских отложений. Так, по результатам опробования скважин 15-ПР, 16-ПР Нижнечутинского месторождения из прикровельной части рифейско-вендских отложений был получен приток фильтрата бурового раствора, а из отобранных образцов керна этих же скважин после тепловой обработки из прослоев песчаника выступила густая нефть (рис. 2). Этот факт объясняется тем, что нефть, находящаяся в породе, имеет высокий удельный вес [2].

Нами были проведены геохимические исследования металлоносности нефтей 3-х продуктивных пластов из 15 скважин в центральной части Ухтинской антиклинали, а также нами был изучен состав металлов в породах от рифейско-вендских отложений до доманиковых отложений включительно.

На Нижнечутинском месторождении нефти пласта I в скважинах 1-ПР, 11-ПР, 14-ПР обогащены рядом металлов, содержание которых приведено в убывающей последовательности: La, Sr, Ba, Cr, Ir, Ce, U, Nd, Yb, Hf, Sm, Au, Pt, Sc, Th (результаты получены нейтронно-активационным методом). Нефть пласта А в скважине 1-ПР Нижнечутинская характеризуется сходным составом, но пониженным содержанием металлов Ba, Cr, Ce, Nd, Yb, Hf по сравнению с элементами нефти пласта I.



Рисунок 2 - Образец керна после паротепловой обработки

Нефть пласта II б в скважине 11-ПР отличается от нефтей других пластов повышенным содержанием железа и самария, а в образце сборной нефти из этого же пласта II б отмечается повышенное содержание ванадия, циркония, цезия, скандия и рения. По элементному составу нефти пласта II б с преобладанием железа над ванадием наиболее сопоставимы со сланцевыми породами рифейско-вендского возраста, обогащенными железом в рудогенных концентрациях. Содержание самария в нефти пласта II б в 3 раза выше по сравнению с его содержанием в нефти пласта I. Отметим, что содержание самария в залегающих ниже сланцевых породах рифея-венда также оказалось выше по сравнению с содержанием самария во вмещающих породах пластов А и I. Такой характер распределения элементов более тяжелой нефти пласта II б (по сравнению с нефтью пласта I) позволяет предположить возможное обогащение нефти пласта II б железом и самарием за счет вертикальной миграции УВ из рифейско-вендских отложений.

Элементный анализ нефтей Нижнечутинского месторождения позволяет предположить наличие двух типов миграции флюидов - вертикальной и латеральной, которые на Ухтинской антиклинали на Ярегском месторождении нефти были установлены В.А. Завьяловым по анализу микроэлементов в породах и нефтях еще в 1969 году (Завьялов, 1969).

Полученные данные о возможной миграции УВ из рифейско-вендских пород хорошо согласуются с проведенным ранее геолого-геофизическим моделированием по формированию коллекторов в толщах фундамента. В скв. 16-ПР фундамент вскрыт в интервале 119.6-170 м, содержит 6 пропитанных нефтью прослоев песчаников суммарной толщиной до 9 м с пористостью от 6.8 до 26.94 %. По данным ГИС здесь также выделяются 6 продуктивных прослоев [2].

Геолого-геофизическое моделирование, выполненное одним из авторов статьи по большому объему геофизических скважинных материалов (350 скважин), позволило построить модель строения малоизученных бурением рифейско-вендских отложений. Построение геологической модели прикровельной части рифейско-вендского фундамента было выполнено в целях дальнейшего изучения и уточнения геологического строения Нижнечутинского месторождения. Непосредственным источником для построения геологической модели послужила база данных, называемая проектом OpenWorks.

Для создания проекта OpenWorks и построения геологической модели использовались исходные данные, содержащиеся в паспортах скважин:

- номер скважины, альтитуда, координаты устья (условные), глубина забоя;
- пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, индекс группы пород (1 – коллектор, 0 – неколлектор);
- глубина кровли и подошвы продуктивных пластов;
- структурные карты, которые строились в течение многих десятилетий опытными геологами и вобрали в себя ценную концептуальную информацию.

Интерпретация геологических и петрографических материалов в совокупности с данными ГИС послужила основой для построения модели Нижнечутинского месторождения нефти, модели геолого-статистического разреза и литологической модели развития вторичных коллекторов в отложениях рифей-вендского фундамента.

Проведенный анализ модели позволяет считать, что математический алгоритм не только воспроизводит морфологию структур, но представляет вариант экстраполяции поверхности с изображением возможных складчатых осложнений. Созданная в результате обобщения геолого-геофизических данных цифровая геологическая модель рифейско-вендского фундамента в пределах Нижнечутинского месторождения позволила получить количественную оценку геологических ресурсов нефти в прикровельной части рифейско-вендских отложений, которая составила около 113 млн тонн нефти. По результатам литологического моделирования была установлена картина распространения коллекторов ожидаемой залежи; при этом следует отметить, что пространственное распределение значений геологических показателей в целом определяет внутреннюю неоднородность пласта в прикровельной части рифейско-вендских пород [2].

Геохимические исследования, проведенные нами по анализу элементов из пород прикровельной части рифейско-вендского фундамента в 11 образцах в скважинах (1-ПР, 7-ПР, 9-ПР, 15-ПР, 16-ПР, 24-ПР) методом ICP MS, подтверждают справедливость предложенной модели формирования пустотного пространства коллекторов. В породах прикровельной части фундамента мы исследовали характер распределения 40 элементов. В этих породах по характеру распределения содержания ряда элементов по их отношению к кларковым величинам выделены три группы: А, Б и В. Для большого ряда элементов (Li, B, Co, Mo, Ag, Pb, Cu, Zn, Ni, Mn, Fe и др.) отмечался большой разброс значений по отношению к кларковым значениям как в сторону повышения концентрации в 5-7 раз, так и в сторону понижения концентрации до 10 раз. Эти элементы объединены в группу А. Содержание в породах других элементов, выделенных в группу Б (Ti, Hf, Zr, Ta, Nb, Sc, Au, Sr, Ba и Mg), изменяется от кларковых величин до значений ниже кларковых в 5-10 и более раз. Пониженные концентрации элементов группы Б, на наш взгляд, связаны с гидротермальным влиянием флюидов. Последние обычно содержат растворы солей, кислых газов, что подтверждается низкими значениями рН (3.4-4.5) большей части образцов пород, за исключением 2-х образцов со значениями рН, близкими к нейтральным.

В группу В входят элементы: Rb, Cs, Th, U, отличающиеся повышенным содержанием по отношению к кларкам, содержания этих элементов изменяются от кларковых величин до значений, превышающих их в 3-7 раз, что связано, предположительно, с привнесом этих элементов в результате древнего вулканизма и поствулканического гидротермального воздействия.

На данном этапе изученности модель обобщенной геофлюидальной системы с учетом распределения металлов и углеводородов по разрезу сводится к следующему. За счет поступления глубинных флюидов происходит накопление вблизи разломов привносимых элементов группы В (рубидий, цезий, торий, уран). Наибольший вынос элементов гидротермальными флюидами из рифейско-вендских отложений отмечается для титана, гафния, циркония, тантала, ниобия, скандия, золота, стронция, бария и магния. Содержания этих элементов в рифейско-вендских породах, представленных песчанистыми, слюдястыми образованиями и черными сланцами, изменяются от кларковых до значений в 5-10 раз ниже

кларковых. Из них часть элементов (титан, гафний, цирконий, тантал, ниобий) мигрируют, предположительно, в составе гидротерм и осаждаются на сорбционных глинистых барьерах тиманского горизонта. Выше по разрезу мигрируют в составе растворов такие элементы, как Li, B, Co, Mo, Ag, Pb, Cu, Zn, Ni, Mn, Fe, Sc, Au, U, Th и др., которые осаждаются на соответствующих барьерах в породах доманикового горизонта и в перекрывающих карбонатных породах сирачойского горизонта верхнего девона.

Таким образом, согласно модели обобщенной геофлюидалной системы, в изученной части разреза рифейско-вендские отложения, включающие черносланцевые породы, слюдяные образования и песчаники, представляют собой наиболее вероятную зону распространения вторичных коллекторов. Эта зона образовалась предположительно за счет процессов, связанных с кислым вулканизмом, метаморфизмом и наложенным гидротермальным выщелачиванием ряда элементов групп А и Б. Предполагается, что выщелоченные элементы группы Б переносятся флюидами в вышелегающие породы и концентрируются, наряду с углеводородами, уже в тиманских отложениях.

В верхнюю часть разреза в высокоуглеродистые и кремнисто-карбонатные отложения доманикового горизонта и карбонатные отложения сирачойского горизонта совместно с гидротермальными растворами переносятся элементы всех групп (А, Б и В). Они разгружаются в приповерхностных условиях при падении давления, а также на геохимических барьерах.

Следует отметить, что наличие рудопроявлений сульфидно-полиметаллической минерализации было установлено севернее на территории, сопредельной с Нижнечутинским месторождением нефти, в отложениях сирачойского горизонта верхнего девона [3]. В этих отложениях выявлены в повышенных концентрациях Zn, Co, Mo, Pb, Cu, Ni, а также редкоземельные элементы. Полученные нами данные в совокупности с данными по сопредельной территории предполагают выявление стратиформного оруденения и в районе Нижнечутинского месторождения. Дополнительным критерием для их поиска и поиска углеводородов может служить установленное распределение трех групп элементов в породах от прикровельной части фундамента до доманиковой свиты включительно.

Согласно приведенным моделям (геофизической и обобщенной геофлюидалной) Нижнечутинское месторождение может рассматриваться в качестве объекта поисково-разведочных работ в рифейско-вендских отложениях для обеспечения значительного прироста металлоносных нефтей в районе Ухта-Ижемского вала. Перспектива обнаружения таких объектов обусловлена наличием неоднородности пород рифейско-вендского фундамента в связи с гидротермальным выщелачиванием и образованием вторичных коллекторов.

Выявление новых нефтегазопромысловых объектов в фундаменте может служить источником прироста запасов на месторождениях при падающей добыче нефти в рассматриваемом районе. В то же время данный район представляет интерес для поиска проявлений цветных, редкоземельных и редких металлов в рудных содержаниях.

Геохимические исследования и обобщенный анализ геологической и геохимической информации выполнен за счет средств ООО «Петрофизик». Авторы благодарят ведущего специалиста в области региональных тематических работ Б.П. Богданова за помощь в подготовке материалов к публикации.

Библиографический список:

1. Берг Н.В., Сиваш Н.С., Богданов Б.П. Взаимосвязь сульфидной минерализации и скоплений углеводородов на примере отдельных районов Тимано-Печорской нефтегазональной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012. Т.7. №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/49_2012.pdf (дата обращения: 14.09.2021)
2. Горобец С.А., Голдобин А.Я., Овчарова Т.А. Перспективы нефтегазональности вендских отложений Нижнечутинского месторождения // XVI Геологический съезд Республики Коми. Сыктывкар, 2014. Том III. С. 36 – 38.
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Серия Тиманская. Лист Р-39-VI (Ухта). Объяснительная записка / Юманов Ф. Л., Сиваш Н. С., Иванов Н. Ф. и др. М.: МФ ВСЕГЕИ, 2013. 251 с.

4. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта: ТЦ НИЦ, 2003. 298 с.
5. Завьялов В. А. Девонские нефти Тимано-Печорской провинции (Микроэлементы и вопросы миграции). Москва: ИГ и РГИ, 1969. 152 с.
6. Енцов И.И. Перспективы нефтегазоносности джъерских и тиманско-саргаевских отложений в районе Ухтинской складки // Нефтегазовое дело, 2013. № 2. <http://www.ogbus.ru> (дата обращения: 14.09.2021).
7. Сиваш Н.С., Берг Н.В. Колчеданно-полиметаллическая минерализация в рифах Ухтинского района // Рифы и карбонатные псефитолиты. Сыктывкар: Геопринт, 2010. С. 166 – 168.
8. Сиваш Н.С., Макарова И.Р., Муравьева М.К. Модель распределения углеводородной и рудной составляющих геофлюидалных систем в осадочном чехле Ухтинского района. 5-е Кудрявцевские Чтения. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа. Москва, ЦГЭ, 17-19 октября, 2016 г. Тезисы докладов. http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/5KR/Theses/Sivash-Makarova-Muraviova_Theses.pdf (дата обращения: 14.09.2021).

УДК 621.45.038.72

Обеспечение долговременной эксплуатации металлоконструкций и трубопроводов в условиях Крайнего севера

Григорьева Т.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Процесс разрушения конструкций и их защита от коррозии и обледенения при эксплуатации в условиях Крайнего севера и Арктического шельфа долгое время остаются важнейшими научно-техническими и экономическими проблемами. Из-за постоянно ухудшающихся условий эксплуатации конструктивных элементов, обусловленных особенностями природно-климатических условий, резко повышается необходимость создания более эффективных и при этом бюджетных способов антикоррозионной защиты [1].

Трубопроводы и металлоконструкции, эксплуатируемые в нефтегазовой отрасли в условиях крайнего севера подвергаются влиянию ряда внешних факторов: относительная влажность воздуха, время периодического увлажнения поверхности стали, загрязнённость атмосферы агрессивными газами (CO_2 , SO_2 , SO_3 , NO_2 , H_2S и др.); запылённость (наличие мелких минеральных частиц в воздухе), перепады температуры воздуха; наличие в воздухе спор грибов и бактерий и т.д. Кроме того, перерабатываемые и транспортируемые сырьё и продукция сами являются коррозионно-активными соединениями: газоконденсат, нефть и нефтепродукты, пластовые воды.

Для обеспечения надёжной и долговременной эксплуатации металлоконструкций и трубопроводов необходимо учитывать все факторы, оказывающие влияние на изменение свойств материалов, из которых они изготовлены, а также предпринимать необходимые меры по снижению или исключению отрицательного влияния внешней среды на них.

Одним наиболее используемых методов защиты от коррозии является нанесение защитных покрытий на металлоконструкции. Достаточно давно для исключения негативного влияния окружающей среды на сооружения используются покрытия на основе эпоксидных полимерных материалов [2-3]. Выбор данных покрытий обусловлен их очень хорошей ударной вязкостью, адгезией к металлическим субстратам, долговечностью и технологичностью нанесения. Однако существующие на современном рынке материалы, имеют ряд недостатков, являясь либо малофункциональными, либо дорогостоящими, либо не долговечными. Наиболее удовлетворительным техническим решением, отвечающим заданным требованиям является использования защитных покрытий на основе эпоксидных полимеров, модифицированных наночастицами оксидов металлов и переходных элементов.

Введение в эпоксидные композиции данных модификаторов изменяет эксплуатационные характеристики покрытий, тем самым расширяет области применения металлоконструкций, на которые они нанесены.

В качестве наполнителей могут использоваться практически все известные в настоящее время материалы. Активно изучается влияние наноразмерных оксидов на самые разнообразные свойства эпоксидных полимеров, в зависимости от характера межфазного взаимодействия между нано частицами и полимерной матрицей.

Установлено, что наночастицы оксида железа (Fe_3O_4), синтезированные гидротермальным методом, улучшают устойчивость эпоксидных покрытий к трещинам и дефектам; введение нанопорошков оксидов циркония (ZrO_2) и алюминия (Al_2O_3) приводит к увеличению прочности при растяжении и при сжатии, модуля упругости; оксид цинка (ZnO) существенно влияет на кинетику отверждения эпоксидного полимера, из-за снижения энергии активации, в результате формирования комплекса между Zn^{2+} и кислородом оксианового кольца и карбоксильной группы эпоксидной смолы, модификация оксидом кремния (SiO_2) приводит к увеличению прочности на растяжение и т.д. [4-5].

Предлагаемое автором покрытие представляет собой композиционный органико-неорганический материал изготовленный на основе эпоксидной смолы ЭД-20, модифицированной нанодисперсным оксидом алюминия Al_2O_3 .

Покрытие обеспечивает адгезию к защищаемому материалу, является гибридным материалом, в состав которого входит органический полимер и неорганический наполнитель. Инновационность разрабатываемого покрытия заключается в оптимизации и модернизации условий введения модифицирующих компонентов и способа нанесения покрытия на субстрат, обеспечивающих многофункциональность покрытия.

В работе использовались эпоксидный олигомер марки ЭД-20 (ГОСТ 10587-84), изо-метилтетрагидрофталевый ангидрид марки изо-МТГФА (ТУ 6-09-3321-73) в качестве отвердителя и катализатор: 2,4,6,-трис(диметиламинометил) фенол марки алкофен (ТУ 6-09-4136-75), в качестве модифицирующего компонента выбран нанодисперсный оксид алюминия (99,6%) фирмы Nanox. В качестве субстрата определена сталь марки СТ-3. Для исследований была выбрана эпоксиполимерная матрица состава: олигомер - эпоксидная смола ЭД-20 + отвердитель i-МТГФА, в соотношении 100:80 массовых частей.

Выполнена оценка соответствия разработанного покрытия заданными свойствами: высокая коррозионная стойкость, устойчивость к обледенению и истиранию, высокая адгезия к защищаемому материалу, технологичность нанесения.

Методом определения краевого угла смачивания исследованы адгезионные свойства материала, показана высокая прочность сцепления выбранного эпоксиполимерного гибридного состава со стальной поверхностью (Таблица 1):

Таблица 1 – Адгезионные характеристики исследуемого покрытия

Содержание Al_2O_3 , масс.%	$\cos\Theta$	W_a/W_k
-	0,3907	0,6953
0,5	0,6820	0,8410
1,0	0,8910	0,9455
1,5	0,8910	0,9455
2,0	0,8910	0,9455

При невозможности точного определения поверхностного натяжения высоковязких систем, которыми являются исследуемые составы, необходимого для расчета работы адгезии по уравнению Дюпре-Юнга, об изменениях сил адгезионного взаимодействия можно судить по значениям относительной работы адгезии $Z = W_a/W_k$. При введении модифицирующего компонента наблюдается увеличение Z стремление ее к единице. Также видно, что эффект введения модификатора максимальный при концентрации 1%, дальнейшее увеличение концентрации на адгезионные свойства не влияет.

Из этого следует, что силы сцепления между полимером и сталью стремятся к силам взаимодействия в самом полимере. Это способствует формированию сплошного высокопрочного покрытия.

Оценка коррозионной стойкости металла, защищенного разработанным покрытием, проводилась с помощью гравиметрического метода определения скорости коррозии металла (на основании ГОСТ 9.506-87), путем выдерживания исследуемых образцов в трех средах (смоделированная пластовая вода, водонефтяная эмульсия и подкисленная вода с $pH=3$) в динамических условиях. Данные исследования проводились для трех образцов: исходный образец стали без покрытия, образец с покрытием эпоксидным полимером без добавления модификатора, образец с модифицированным покрытием, с выбранной ранее оптимальной концентрацией оксида алюминия 1%.

Результаты исследований показывают, что нанесение защитного покрытия обеспечивает хорошую коррозионную стойкость стальному изделию в исследуемых высокоагрессивных средах: скорость коррозии снижается в более чем в два раза по сравнению с необработанным образцом (Таблица 2). Степень защиты увеличивается при введении в эпоксиполимерную матрицу модифицирующего компонента. Данный эффект объясняется образованием на границе раздела фаз дополнительных активных центров, обеспечивающих более прочное сцепление и более сплошное и равномерное нанесение.

Таблица 2 – Оценка коррозионной стойкости покрытия

образец	среда	скорость коррозии, мм/год	внешний вид
без покрытия	1	0,221	по всей площади поверхности образца наблюдаются царапины и вмятины диаметром до 1 мм
	2	0,198	
	3	0,265	
немодифицированное покрытие	1	0,112	без изменений
	2	0,104	незначительные царапины
	3	0,131	без изменений
покрытие с наполнителем 1% Al_2O_3	1	0,088	без изменений
	2	0,092	незначительные царапины
	3	0,082	без изменений

Результаты исследований показывают, что данное покрытие является эффективным для обеспечения гарантированного ресурса металлоконструкций, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера и Арктики, характеризующихся такими разрушающими факторами, как сочетание колебаний температуры и атмосферного давления, высокой относительной и низкой абсолютной влажности, жесткого ветрового режима, переменное смачивание как пресной, так и соленой морской водой.

Библиографический список:

1. Мильке А. А. Исследования отказов промысловых трубопроводов в результате процесса коррозии в Условиях крайнего севера //Творчество юных-шаг в успешное будущее: Арктика и её освоение.—Томск, 2017. – 2017. – С. 303-304.
2. Кейбал Н. А. и др. РАЗРАБОТКА ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ ЭПОКСИДНОЙ СМОЛЫ ДЛЯ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ //Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2019. – №. 12. – С. 85-89.
3. Зенин А. Ю. и др. ЭПОКСИДНАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ЗАЩИТНОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ, СТОЙКОГО К ВОЗДЕЙСВИЮ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР. – 2019.
4. Ситников П. А., Бабкина Т.А., Сальников А.В. Модифицирование наночастицами оксидов гладкостного внутритрубного полимерного покрытия для снижения гидравлических сопротивлений при перекачке высоковязких нефтей //Сборник научных трудов: материалы

всероссийской научно–технической конференции Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов 2–3 ноября 2016 г)/ под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2017. – С. 154–157.

5. Пестов А. В. и др. ПОЛУЧЕНИЕ НОВОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ЭПОКСИДНЫХ ОЛИГОМЕРОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЩИТНОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ //Журнал прикладной химии. – 2020. – Т. 93. – №. 3. – С. 385-391.

УДК 622.24

Способ управления бурильной колонной при углублении скважин

Дементьев И.А.

Ухтинский государственный технический университет, Ухта

Технологический процесс бурения скважины на газ и нефть является одним из сложнейших технологических процессов вследствие влияния на этот процесс большого числа случайных факторов.

Если рассмотреть влияние на процесс бурения хотя бы диссипативных сил, связанных с геологической структурой разбуриваемой породы, то только в этом случае имеем непрерывно изменяющуюся динамику моментов сопротивления. Все технологические параметры бурения в режиме углубления скважины не являются постоянными, установившимися, а всегда будут иметь некоторые динамические приращения относительно заданных программных значений.

Колонна бурильных труб в процессе углубления скважины определяется как неустойчивый объект управления и её работа всегда сопровождается наличием автоколебаний, что доказывается и теоретически и экспериментально [1]. Существует большое число методов и средств компенсации автоколебаний бурильной колонны. Например, способ, предусматривающий использование виртуальной модели процесса бурения с коррекцией режимных параметров по их текущим значениям [2, 3]. Но при этом возникает ряд трудностей:

- измерение текущих значений режимных параметров бурения сопряжено с целым рядом трудностей, особенно при передаче информации;
- для получения объективных интегративных данных необходимо проводить измерения по всей длине бурильной колонны, что практически не реализуемо;
- бурильная колонна при работе постоянно находится в режиме автоколебаний, что обусловлено её динамическими свойствами, и существенно затрудняет сбор информации о текущих значениях режимных параметров бурения;
- прямое управление неустойчивым объектом регулирования без применения корректирующих устройств противоречит основным постулатам теории автоматического регулирования.

Поддержание заданной стратегии бурения возможно в том случае, когда реализуется непрерывное отслеживание не численных параметров бурения, а управление бурением определяется динамическим приращением этих режимных параметров по величине которого и проводится управление бурением.

Предлагаемый способ компенсации биений бурильной колонны основан на активном управлении мощностью двигателя привода при возникновении релаксационных автоколебаний в системе привод – бурильная колонна. Основная суть заключается в следующем. Биение бурильной колонны в процессе углубления скважины регулируется посредством гармонического изменения мощности двигателя привода с частотой, равной частоте изменения динамического наброса крутящего момента на валу привода, и фазой, сдвинутой на 180° по отношению к частоте изменения динамического приращения крутящего момента (метод Ягубова – Перминова).

Приращение крутящего момента на валу привода определяется как отношение приращения мощности двигателя привода к приращению угловой скорости его вращения [4].

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\Delta \omega},$$

где ΔM – приращение крутящего момента, Н·м;
 ΔP – приращение мощности двигателя привода, Вт;
 $\Delta \omega$ – приращение угловой скорости вращения вала, рад/с.

Согласно экспериментальным данным, приращение крутящего момента определяется гармоническим законом:

$$\Delta M = M \cdot \sin(\omega \cdot t),$$

где M – амплитуда крутящего момента.

Если реализовать изменение приращенной мощности привода по гармоническому закону с той же частотой, но сдвинутой на 180° то получим:

$$\Delta P = P \cdot \sin(\omega \cdot t - 180^\circ) = P \cdot \sin(\omega \cdot t).$$

Отсюда, угловая скорость вращения привода:

$$\omega = \frac{P \cdot \sin(\omega \cdot t)}{M \cdot \sin(\omega \cdot t)} = \frac{P}{M},$$

т. е. вращение вала становится равномерным.

Реализация способа может быть осуществлена системой, приведённой на рисунке 1 [5]. Здесь, схематически показано взаимодействие основных функциональных блоков структуры для компенсации колебаний биений.

В структуру входят:

ДП – двигатель привода;

БК – буровая колонна;

ВС – вариационная структура измерения крутящего момента;

ИУ – инвертирующий усилитель;

РМ – регулятор мощности двигателя привода.

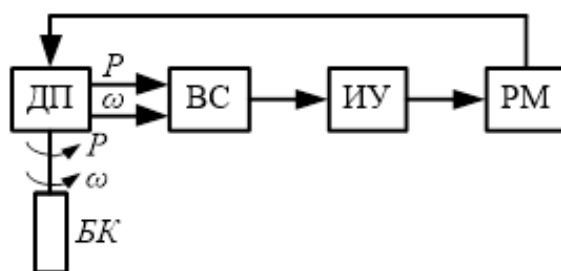


Рисунок 1 – Блок-схема системы компенсации биений буровой колонны

Функциональная схема метода измерения динамических составляющих крутящего момента на валу двигателя привода приведена на рисунке 2.

Численное значение результата измерения крутящего момента $M = \frac{P}{\omega}$, является результатом частных измерений мощности двигателя и угловой скорости вращения его вала.

Для реализации метода измерения динамических составляющих крутящего момента на валу двигателя привода, в качестве средства измерения, а в дальнейшем и авторегулятора управления процессом углубления скважины, возможно применение любого типового контроллера.

Измерительные датчики мощности двигателя привода и угловой скорости приводного вала определяются видом и типом применяемого двигателя. Например, если в качестве двигателя привода применяется электродвигатель постоянного тока, то датчиками мощности целесообразно взять совокупность измерительных трансформаторов датчиков тока и напряжения типа ДТХ и ДНХ [1].

Далее необходимо произвести перемножение их результатов непосредственно в контроллере и получить масштабное значение мощности.

Для двигателя привода переменного тока к произведению тока и напряжения добавляется сомножитель коэффициента мощности. Для неэлектрического привода необходимо использование датчиков мощности как измерительного преобразователя неэлектрической величины в электрическую величину аналогового типа.

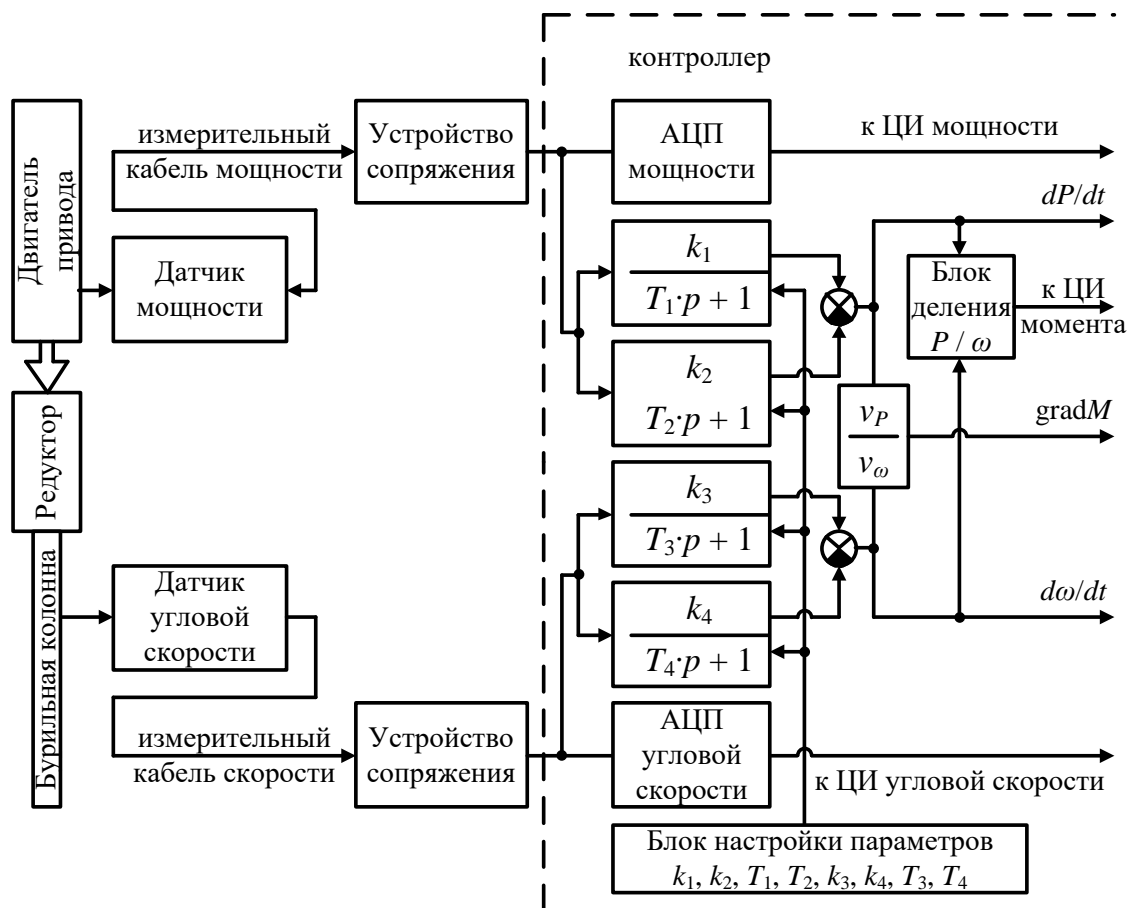


Рисунок 2 – Функциональная схема канала измерения динамических составляющих крутящего момента

Если в качестве двигателя применяется дизельная установка или газотурбинный привод, то мощность двигателя может быть определена по температуре выхлопа, либо по положению регулятора подачи топлива.

Иными словами, каждое применение того или иного датчика определяется конкретным видом двигателя привода.

Для определения угловой скорости вала привода возможно использование тахогенераторов типа ТМГ (производит Островский завод ЭМ) или других датчиков угловой скорости.

Результаты измерения мощности двигателя привода и угловой скорости выходного вала подаются с помощью кабеля связи на входы аналого-цифровых преобразователей (АЦП) контроллера через согласующие устройства. В качестве согласующих устройств используются операционные усилители сопряжения с регулируемым коэффициентом усиления для изменения масштаба измеряемой величины.

Получение возможности измерения непосредственно динамического приращения крутящего момента крайне важно, так как это свойство может быть широко использовано в построении регуляторов режима вращения бурильной колонны

Динамические свойства и чувствительность измерителя определяются параметрами настройки T_1, T_2, T_3, T_4, k_N и k_ω .

В измерителях крутящего момента с выделением динамической составляющей результата измерения, осуществляющих дифференцирование измеряемой величины, удаётся полностью отсеять, как постоянную составляющую, так и систематическую погрешность измерения крутящего момента. Инерционность обоих фильтров канала измерения попарно приближают друг к другу, а результат измерения получают путём деления сигнала приращения мощности на сигнал приращения скорости вращения вала двигателя привода. Это позволяет устранить статические составляющие в канале измерения мощности и в канале измерения скорости вращения и свести к нулю систематическую составляющую погрешности измерения за счёт дифференцирования. Кроме того, за счёт деления измеряемых величин компенсируется синфазная помеха.

Выводы:

1. Углубление скважины в процессе бурения всегда сопровождается наличием автоколебаний бурильной колонны в силу её особых динамических свойств, при этом имеется большой арсенал средств для их дешифрации.

2. Наиболее опасным и тяжелым по своим последствиям является эффект возникновения биений колонны бурильных труб, приводящих к разрушению стенок скважины, слому бурильной колонны и вызывающие релаксационные колебания системы привод – бурильная колонна.

3. При возникновении релаксационных колебаний системы привод – бурильная колонна КПД буровой установки резко падает в следствии большого отбора мощности от двигателя привода на их преодоление.

4. Жесткие колебания биений приводят к резкому снижению механической скорости проводки скважины вследствие уменьшения крутящего момента на буровом инструменте и уменьшению удельной осевой нагрузки на долоте.

5. При определении стратегии бурения необходимо учесть влияние релаксационных колебаний в системе бурильная колонна – привод.

6. Эффективным методом компенсации биений бурильной колонны является способ гармонического противофазного управления мощностью двигателя привод.

Библиографический список:

1. Перминов Б. А., Перминов В. И., Ягубов З. Х., Дементьев И. А. Влияние релаксационных колебаний в системе «бурильная колона-привод» на стратегию бурения скважин // SOCAR Proceedings. № 46, 2018. Баку. Азербайджан. НИПИ «Нефтегаз». С. 6 – 10.
2. Ягубов З. Х., Перминов Б. А., Перминов В. Б., Полетаев С. В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления. // патент RU 2569659 С1. Приоритет от 16.05.2014. Опубликовано: 27.11.2015. Бюлл. №33.
3. Ягубов З. Х., Перминов Б. А., Перминов В. Б., Полетаев С. В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления. // патент RU 2569656 С1. Приоритет от 16.05.2014. Опубликовано: 27.11.2015. Бюлл. №33.
4. Перминов Б. А., Перминов В. И., Ягубов З. Х., Дементьев И. А. Квазирезонанс в двухвходовых системах контурных параметров бурения // SOCAR Proceedings. № 42, 2017. Баку. Азербайджан. НИПИ «Нефтегаз». С. 27 – 35.
5. Перминов, Б. А. Двухвходовые структуры контроля и их применение в системах управления процессом бурения скважин [Текст] : монография / Б. А. Перминов, В. Б. Перминов, З. Х. Ягубов, Э. З. Ягубов, И. А. Дементьев, К. Г. Игнатьев. – М.: изд.-во «Библио-глобус». – 2019. – 378 с.

УДК 62-5

Шламы газо- и нефтедобычи: образование, уничтожение, утилизация

Крапивский Е.И., Дуркин В.В., Демченко Н.П.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В представленной работе рассматриваются разработки авторов, посвященные обращению с нефтесодержащими шламами и нефтезагрязненными почвами, образующимися при добыче, переработке, хранении и транспортировке углеводородного сырья: нефти, газа, газового конденсата и их производных.

Рассмотрены источники образования нефтешламов при добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья, технологии ликвидации и изоляции нефтезагрязнений, обезвоживания и обезвреживания нефтешламов и нефтезагрязненных почв, технологии утилизации нефтешламов, технологии дезактивации радиоактивных нефтешламов, экспериментальные установки для утилизации и дезактивации нефтешламов.

Россия по объему добычи нефти и газа является ведущей мировой державой. Вместе с тем Россия является и абсолютным мировым лидером по загрязнению окружающей среды углеводородами, углеводородсодержащей пластовой жидкостью, буровыми растворами и химическими реагентами, применяемыми при добыче и подготовке нефти, газа и газового конденсата к транспортировке на экспорт и нефтегазоперерабатывающие заводы.

Это неблагоприятное воздействие связано с образованием загрязненных нефтепродуктами почв, пластовых и сточных вод, образованием солей и шламов, а также складированием нефтеотходов в плохо оборудованных шламовых амбарах. По данным Минприроды РФ масса загрязненного нефтепродуктами грунта составляет 510 млн. тонн в год. В результате разливов нефтесодержащих жидкостей углеводородами загрязнено десятки тысяч гектаров земель, которые полностью рекультивировать невозможно. По нашим оценкам только в России до 25 млн. тонн попутного и вторичного углеводородного сырья сжигается, разливается и закачивается под землю

Нефте- и газопромислы, нефтеперерабатывающие заводы, нефтебазы, локомотивные и вагонные депо железнодорожной отрасли вынуждены создавать специальные хранилища, требующие значительных капитальных затрат.

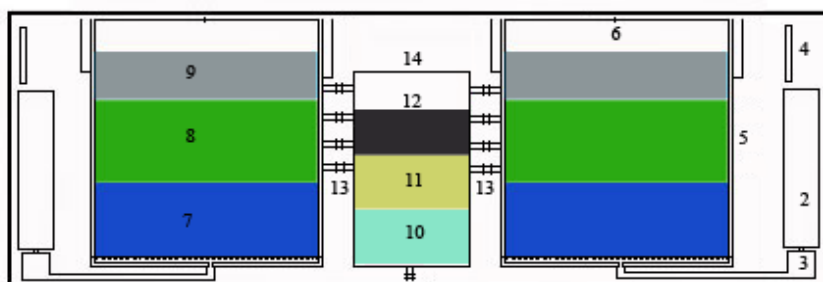
По нашим оценкам [1, 2] только на нефтепромыслах в год образуется десятки миллионов тонн нефтесодержащих отходов. Ежегодные потери нефти в результате утечек из трубопроводов и скважин оцениваются от 5 до 7 %, т.е. более 20 млн. тонн (мы думаем, что эти цифры занижены, т.к. потери нефти тщательно скрываются). Поэтому масса загрязненных нефтепродуктами шламов бурения, нефтешламов при добыче и подготовке нефти и газа к транспортированию образовавшаяся за десятки лет составляет, вероятно, многие сотни миллионов тонн. Современная экологическая обстановка диктует необходимость внедрения на нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях современных технологий, обеспечивающих безотходность процесса ликвидации нефтяных загрязнений, при условиях низкой стоимости работ по очистке объектов, быстром освоении их промышленного производства и безопасной эксплуатации.

Настоящая работа посвящена одной из широко распространенных разновидностей опасных отходов – отходам, образующимся в результате хозяйственной деятельности предприятий разведочных, добывающих, перерабатывающих, перевозящих и потребляющих нефть, газ и газовый конденсат, другие нефтепродукты. В дальнейшем эти отходы называются нефтешламами.

Нефтешламы, образующиеся при подготовке нефти и ее переработке, являются не только источником загрязнения окружающей среды, но и ценным источником углеводородов. В среднем (после обезвоживания) нефтешламы содержат около 40-50 % углеводородов, из которых можно рентабельно извлечь до 70 % нефтепродуктов. По нашим оценкам в России можно получать из нефтешламов до 10 млн. тонн нефтепродуктов в год на сумму около 3 млрд. руб. При этом достигается не только экономический, но и экологический эффект.

Целью настоящего доклада – описать и проанализировать современные технологии обращения с нефтешламами: уничтожение, утилизацию, дезактивацию, изоляцию очага нефтезагрязнений, обезвоживание и разделение нефтепродуктов и минеральных веществ, низкотемпературную термохимическую обработку, низкотемпературный пиролиз, выщелачивание вредных веществ из нефтешламов, растворение, сорбцию, десорбцию, дезактивацию и др. Авторы [3, 4] принимали непосредственное участие в разработке и внедрении технологии термического уничтожения опасных отходов, в разработке промышленных технологий дезактивации радиоактивных нефтешламов, технологий магнитного, СВЧ и ультразвукового воздействия на нефтешламы, разработке комплексной технологии извлечения нефти из нефтешламов. При участии авторов создана несколько видов промышленных установок на различную производительность (до 3 т/ч).

Общий вид стационарных и передвижных модульных установок показан на рисунках 1-3. Схема размещения оборудования в модуле отмыва нефтешламов приведена на рисунке 1.

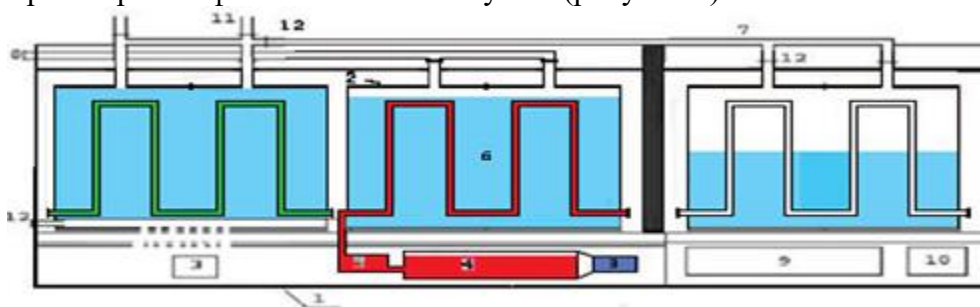


- 1 – морской контейнер; 2 – емкость для раствора ТМС; 3 – насос; 4 – пульт управления процессами; 5 – контейнер-реактор для отмыва нефтешламов; 6 – самораскрывающийся контейнер для нефтешлама; 7 – нефтешлам; 8 – загрязненная ТМС; 9 – отмытый нефтепродукт; 10 – технологический раствор; 11 – регенерированная ТМС; 12 – обезвоженный нефтепродукт; 13 – технологические краны; 14 – разделительная емкость

Рисунок 1 - Схема размещения оборудования в модуле отмыва нефтешламов

Термическая часть установки также как и модуль отмыва расположена в «морском» 20-и футовом контейнере (приблизительные внутренние размеры [длина-ширина-высота]: 5898*2350*2390).

Контейнер разделен на три отсека, в которых размещаются три однотипных контейнера-реактора с нефтешламом или битумом (рисунок 2).



- 1 – морской контейнер; 2 – контейнер-реактор; 3 – газовая или дизельная горелка; 4 – котел для жидкометаллического теплоносителя; 5 – МГД насос; 6 – нефтешлам (битум); 7 – воздуховоды; 8 - газоходы; 9 - вентилятор; 10- бак для моющего раствора; 11- труба; 12- отверстие для нефтепродуктов и пара

Рисунок 2 - Схема размещения оборудования в термического модуле установки

«Морской контейнер» теплоизолированный (двойная стенка со стекловатой, допустимая температура термических процессов – 600 °С, температура поверхности контейнера не более 80 °С) с укрепленным полом разделен на три отсека с удаляемой (выдвигаемой вбок на опоры) теплоизолирующей высокотемпературной перегородкой между

2 и 3 контейнером-реактором и теплоизолирующей перегородкой между 1 и 2 контейнером. Возможен доступ через раскрывающуюся крышу, боковые откидывающиеся на опоры двери (нестандартные) и торцевые откидывающиеся на опоры двери (нестандартные). Внутренние размеры отсеков 1,85*2,35*1,85 м (длина, ширина, высота – приблизительно). Контейнеры имеют возможность принудительного перемещения как внутри морского контейнера, так и на откидывающиеся двери по направляющим.

В каждом отсеке размещается прямоугольный контейнер-реактор из металла (сталь нержавеющая или титан) с системой внутреннего теплообмена. Система теплообмена состоит из одной батареи свернутой в виде улитки (или в виде 3-5 плоских прямоугольных батарей высотой около 1 м) и системой дистанционно подсоединяемых труб. Расстояние между стенками (расчетное) – 2 см. Площадь поверхности теплообмена 8-10 м². Толщина прогреваемого слоя (максимальная) – 35 см. Теплоноситель сливается в котел под действием силы тяжести при отключении МНД-насоса. Сверху батареи закрываются балкой (уголком) для защиты от повреждений. Батареи теплообмена могут быть изготовлены в виде отдельных прямоугольных секций. Одна из секций батареи может быть расположена непосредственно под или над полом контейнера-реактора (в последнем случае должна быть защищена стальной плитой, укрепленной уголками).

Расчетные размеры и внешний объем контейнера-реактора 1,5*1,8*1,5 м – 4 м³ (длина, ширина, высота – приблизительно). Может быть увеличена или уменьшена по результатам эскизного проектирования). Масса – около 1000 кг (расчетная максимальная с учетом теплообменной системы, но без теплоносителя). Толщина стенок 3 мм. Внутренняя часть контейнера может быть облицована тонкими керамическими плитками для защиты стали от высоких температур и коррозии. Расчетная температура – 600 °С. Расчетный объем нефтешлама в контейнере-реакторе составляет около 3,0 (3,5) м³. Расчетная первичная масса нефтешлама (вода-нефтепродукты-песок-негашеная известь) около 3000 кг.

В нижней части «морского» контейнера, отделенной дополнительным укрепленным проницаемым для теплового излучения и нагретых газов полом, размещается отсек для газовой и/или «дизельной» горелок, емкости с жидким металлическим теплоносителем и МНД насоса для перекачки жидкометаллического теплоносителя, емкости для воды или спецраствора (средство охлаждения и пожаротушения – моющее средство).

В верхней части морского контейнера (или на крыше) размещается отсек с системой воздухопроводов и взрывные клапаны с системой защиты от разлета. Воздуховоды полностью или частично могут быть вынесены на крышу морского контейнера. Также на крышу контейнера может быть вынесен вентилятор для охлаждения третьего отсека.

В первом отсеке производится предварительная низкотемпературная обработка с целью повышения текучести нефтешламов, растворения их в горячей воде и удаления из контейнера в систему подготовки нефти (предприятия или автономную). Контейнер-реактор №1 с нефтешламами обогревается отходящими газами основной горелки (газовой или дизельной), горячим воздухом, образующимся при охлаждении контейнера в третьем отсеке, дополнительной горелкой с частичным использованием не утилизируемой части пиролизных газов, МНД насосом и/или горячей водой, образующейся в теплообменнике или скруббере. Температура контейнера-реактора и его содержимого около 125 °С (возможно использование клапана в крышке контейнера-реактора на заданное (экспериментально установленное) избыточное давление, например 0,2 МПа). Средство пожаротушения – баллоны высокого давления с углекислым газом или азотом, размещаемые на крыше и емкость для воды или спецраствора (моющее средство) объемом 2 м³, размещаемая в нижней части контейнера. Баллоны с углекислым газом или азотом в случае необходимости используются также для понижения взрывоопасности пиролизных газов. Вода (спецраствор или моющее средство) может использоваться для охлаждения третьего контейнера, орошения золы и чека пиролиза.

Во втором отсеке морского контейнера производится доиспарение воды и пиролитическая обработка неудаленных при отмыве в первом контейнере нефтешламов. Расчетная масса материала около 1500 кг. Время тепловой обработки около 1,5 часа. Время

подсоединений – около 0,5 часа. Расчетная температура около 600 °С. Нагретый до 600 градусов металлический теплоноситель прокачивается МНД насосом через систему теплообмена из нержавеющей стали, размещаемую внутри контейнера-реактора. В случае необходимости через эту же систему теплообмена может прокачиваться с помощью дымососа (или вентилятора) нагретый газовой или дизельной горелкой до 600 °С воздух. Площадь системы теплообмена – 8-10 м². Масса теплоносителя в системе теплообмена – 1000 кг. Производительность МНД (возможно, погружного) насоса (расчетная) – 5000 кг в час, мощность (расчетная) 20 кВт. Высота подъема теплоносителя (расчетная максимальная) – 3 м. Дополнительный (расчетный) разогрев теплоносителя МГД насосом 50 °С.

Альтернативой использования в качестве теплоносителя расплава свинец-висмут являются горячие газы от газовой или нефтяной горелки.

Контейнер-реактор содержит выпускной клапан, рассчитанный на давление 0,2 МПа, через который удаляются продукты испарения из первого контейнера и продукты пиролиза из второго. Кроме того, газы и пары воды могут удаляться принудительно с помощью дымососа.

Контейнер-реактор после пиролитической обработки и слива теплоносителя (под действием силы тяжести) в котел дистанционно отсоединяется от системы и помещается (перемещается по направляющим) в отсек № 3 – камеру остывания, где охлаждается забортным воздухом через теплообменную систему в течение 1,5 часа (время расчетное) и затем через торцевую или боковую дверь удаляется из морского контейнера. Ожидаемая температура поверхности контейнера после охлаждения в течение 1,5 часа не должна превышать 100 °С. Температура внутренних частей (золы, кека) не регламентируется. Время остывания может быть уменьшено при использовании воды в качестве теплоносителя. Горячая вода может быть утилизирована, например, для обогрева и сушки песчано-углеродного фильтра или нагревания моющего раствора.

Время монтажа установки составляет не более 2 дней. В качестве топлива может использоваться газ, дизельное топливо или отработанные масла. Потребление топлива незначительно (менее 10 кг дизельного топлива на тонну нефтешламов - будет уточнено при испытаниях), т.к. частично в качестве топлива используется несконденсированный пиролизный газ, отмытая нефть и сконденсированные пары нефтепродуктов.

Нефтешламы размещаются в специальных герметичных контейнерах на площадке перед установкой, где могут подвергаться предварительной сушке теплом дымовых газов самой установки. Сушка и среднетемпературная обработка осуществляется во всем объеме отходов за счет размещения нефтешламов в специальном многосекционном контейнере, в котором тепловой обработке подвергается одновременно только 25 кг нефтешламов из 1 тонны размещенных нефтешламов.

Образующийся жидкий нефтепродукт стекает в емкость-цистерну, размещаемую вне стандартного контейнера (конструкция приведена ниже). Испаряющийся пиролизный газ конденсируется с помощью воздушного холодильника-теплообменника. Газовый конденсат очищается на малогабаритной центрифуге от механических примесей, золы и воды и сливается в цистерну. Затем продается на НПЗ для получения бензина и дизельного топлива или утилизируется на нефтепромысле. Остаток, практически не содержащий нефтепродуктов, и экологически безвредный (отходы 4 категории) может использоваться в строительстве, например для отсыпки дорог или изготовлении стройматериалов.

Для осуществления пиролиза предполагается отказаться (или почти отказаться) от использования дизельного или газового топлива. Основной вид топлива, используемый в качестве источника тепла и для получения электроэнергии - утилизируемые на установке нефтешламы, точнее - синтетическая нефть - продукт пиролиза на установке. Это позволяет впервые в мировой практике сделать установку полностью автономной и использовать ее в том числе и для ликвидации разливов нефти в районах удаленных от источников энергоснабжения.



Рисунок 3 - Общий вид вращающейся газовой печи для термического уничтожения нефтешламов и нефтезагрязненных почв

Технология обезвреживания и разделения нефтепродуктов и минеральных веществ в нефтесодержащих шламах и отходах включает создание специального оборудования и выделения продуктов для последующей утилизации (получение котельного топлива, топливных брикетов, минеральных веществ, пригодных для рекультивации очищенных территорий).

Лишь в последние годы в РФ стали уделять внимание радиоактивным нефтешламам – проблеме уничтожения и дезактивации. Технология дезактивации радиоактивных нефтешламов не имеет отечественных и зарубежных аналогов.

При подготовке доклада использованы исследования, проведенные авторами с 1995 по 2020 годы. Исследованы следующие виды нефтешламов: шламы, образующиеся при подготовке нефти и газок транспортировке; шламы нефтеперерабатывающих заводов; шламы бурения; шламы нефтеналивных емкостей.

Россия по объему добычи нефти и газа является ведущей мировой державой. Вместе с тем Россия является и абсолютным мировым лидером по загрязнению окружающей среды углеводородами, углеводородсодержащей пластовой жидкостью, буровыми растворами и химическими реагентами, применяемыми при добыче и подготовке нефти, газа и газового конденсата к транспортировке на экспорт и нефтегазоперерабатывающие заводы.

Это неблагоприятное воздействие связано с образованием загрязненных нефтепродуктами почв, пластовых и сточных вод, образованием солей и шламов, а также складированием нефтеотходов в плохо оборудованных шламовых амбарах. По данным Минприроды РФ масса загрязненного нефтепродуктами грунта составляет 510 млн. тонн в год. В результате разливов нефтесодержащих жидкостей углеводородами загрязнено десятки тысяч гектаров земель, которые полностью рекультивировать невозможно. По нашим оценкам только в России до 25 млн. тонн попутного и вторичного углеводородного сырья сжигается, разливается и закачивается в землю.

Нефтеперерабатывающие заводы, нефтебазы, локомотивные и вагонные депо железнодорожной отрасли вынуждены создавать специальные хранилища, требующие значительных капитальных затрат. Вследствие старения и нарушения природоохранного законодательства значительное число хранилищ нефтешламов и отходов, превратились из средства предотвращения нефтезагрязнений в постоянно действующий источник таких загрязнений.

Проблема опасных промышленных отходов, в частности, нефтешламов интенсивно обсуждается в последние годы на многочисленных научных конференциях, в статьях, обзорах. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» характеризует опасные отходы «как отходы, которые содержат вредные вещества, обладающие опасными свойствами (токсичностью, взрывоопасностью, пожароопасностью, высокой реакционной способностью) или содержащие возбудителей инфекционных болезней, либо которые могут представлять непосредственную или потенциальную опасность для окружающей природной среды и здоровья человека самостоятельно или при вступлении в контакт с другими веществами». Настоящая работа посвящена одной из широко распространенных разновидностей опасных отходов – отходам, образующимся в результате хозяйственной деятельности предприятий разведочных, добывающих, перерабатывающих, перевозящих и потребляющих нефть, газ и газовый конденсат, другие нефтепродукты. В дальнейшем эти отходы называются нефтешламами. К ним в полной мере подходит цитируемое выше определение опасных отходов. Многие описанные технологии могут быть применимы и к другим опасным отходам, в том числе к отходам лечебных учреждений, радиоактивным отходам и т.п.

Нефтешламы, образующиеся при подготовке нефти и ее переработке, являются ценным источником углеводородов. В среднем (после обезвоживания) нефтешламы содержат около 40-50 % углеводородов, из которых можно рентабельно извлечь до 70 % нефтепродуктов. При этом достигается не только экономический, но и экологический эффект.

Цель настоящей работы – описать и проанализировать современные технологии обращения с нефтешламами: уничтожение, утилизацию, дезактивацию, изоляцию очага нефтезагрязнений, обезвоживание и разделение нефтепродуктов и минеральных веществ, низкотемпературную термохимическую обработку, низкотемпературный пиролиз, выщелачивание вредных веществ из нефтешламов, растворение, сорбцию, десорбцию, дезактивацию и др. Авторы принимали непосредственное участие в разработке и внедрении технологии термического уничтожения опасных отходов, в разработке промышленных технологий дезактивации радиоактивных нефтешламов, технологий магнитного, СВЧ и ультразвукового воздействия на нефтешламы, разработке комплексной технологии извлечения нефти из нефтешламов.

В работе также уделено внимание технологии изоляции очага загрязнения от водонасыщающих коллекторов с целью предотвращения распространения загрязнений. Она разработана с учетом проведенной типизации возможных участков загрязнений с конкретными экологически безопасными техническими решениями по оптимальной изоляции очагов загрязнения (механический сбор загрязнений, создания завес, экранов, дренажей, внесение и закачка реагентов, откачек жидких загрязнений и др.).

В работе выполнено следующее:

1. Разработаны технологии отмыва углеводородов с использованием ТМС с кавитационным эффектом, процессов гравитации и флотации.

2 Разработан вариант технологии извлечения нефтепродуктов из нефтешламов с помощью низкотемпературного пиролиза и испарения нефтепродуктов.

3 Разработаны основы технологии очистки нефтезагрязненных жидкостей от углеводородов до уровня ПДК с использованием многосекционных песчано-гравийных регенерируемых фильтров.

4 Разработаны принципы построения мобильных контейнерных установок для реализации разработанных технологий.

5 Доказана необходимость и достаточность сочетания отмыва нефтепродуктов и термохимической обработки нефтешламов для рентабельного извлечения нефти, обезвреживания нефтеотходов и их утилизации.

6. В США, Англии и Испании сделаны и опубликованы 3 доклада по теме доклада. Новизна технических решений позволила получить два патента на способ и устройство утилизации нефтешламов и нефтезагрязненных почв. Аспирантами Ухтинского государственного технического университета А.Э. Беляевым и соискателем докторской степени В.Н. Рыжаковым защищены диссертации в разрезе рассматриваемых проблем.

Сравнительно низкая стоимость утилизации нефтешламов (менее 50 долл. США за тонну) и относительная простота технологических решений позволяет использовать их в промышленных масштабах.

Развитие представленных в работе исследований позволит решить в масштабах нефтегазовой отрасли важную научно-техническую проблему загрязнения территории нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий нефтепродуктами, вовлечение в переработку нефтесодержащих промышленных отходов.

Сравнительно низкая стоимость утилизации нефтешламов (менее 50 долл. США за тонну) и относительная простота технологических решений позволяет использовать их в промышленных масштабах

Развитие представленных в работе исследований позволит решить в масштабах нефтегазовой отрасли важную научно-техническую проблему загрязнения территории нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий нефтепродуктами, вовлечение в переработку нефтесодержащих промышленных отходов.

Библиографический список:

1. Крапивский, Е.И. Исследование радиоактивного загрязнения территории Ухтинского месторождения радия / Е.И. Крапивский, В.Н. Рыжаков // АНРИ. – 2002. – № 4. – С.57-76.
2. Крапивский, Е.И. Технология дезактивации пластовых вод месторождений углеводородов / Е.И. Крапивский, В.Н. Рыжаков // Обогащение руд. – 2002. - № 1 – С.37-42.
3. Крапивский, Е.И. Радиоактивное загрязнение окружающей среды при добыче и обогащении твердых полезных ископаемых / Е.И. Крапивский, В.Н. Рыжаков // Обогащение руд. – 2003. - № 2 – С.252-255.
4. Крапивский, Е.И. Исследование процессов накопления радиоактивных шламов в емкостях и нефтеловушках / Е.И. Крапивский, А.Э. Беляев, В.Н. Рыжаков, // Доклады международной конференции «Проблемы обеспечения радиационной безопасности в ТЭК». – СПб.: 2003.– С.252-255.
5. Крапивский, Е.И. Аппаратурно-измерительный комплекс для исследования радиоактивности нефтешламов и продуктов их переработки / Е.И. Крапивский, В.Н. Рыжаков, В.В. Кузьминов//Материалы международного форума «Топливо-энергетический комплекс России: региональные аспекты. Проблемы обеспечения радиационной безопасности в ТЭК». – СПб.:, 2003. – С.280-283.

УДК 622.24.084.3+534.1

Учёт особенности динамического поведения КНБК при бурении турбиной

Быков И.Ю., Заикин С.Ф.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В настоящей работе рассмотрена динамика поведения низа бурильной колонны (КНБК) при прокручивании её турбиной за счёт образования и распространения в ней продольных и крутильных колебаний на волнообразном забое. Методика расчёта траектории долота и динамики поведения КНБК, при бурении ротором подробно изложена в журналах «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» №9 за 2019 год [1] и №2 за 2020 год [2]. Теоретические расчёты, проведённые по данной методике, нашли подтверждение при исследовании динамики поведения КНБК при бурении скважины № 500 объединения «Оренбургнефть» в Бузулукском УБР на Бобровском месторождении.

При бурении скважин шарошечными долотами при некоторых режимах бурения возникают продольные и крутильные резонансные колебания, связанные с возникновением стоячих волн в компоновке низа бурильной колонны (КНБК), в состав которой входят

утяжелённые бурильные трубы (УБТ) и турбобур с долотом при турбинном бурении. Разница площадей поперечного сечения КНБК и ЛБТ (лёгкие бурильные трубы) значительна, поэтому большая часть энергии упругих волн, образующихся при работе бурового долота, отражается на границе УБТ и ЛБТ, что при определённых условиях приводит к образованию стоячей волны в КНБК. При использовании труб из алюминиевых сплавов отражение энергии происходит более интенсивно вследствие разности плотностей алюминиевого сплава и стали. Поэтому для выяснения условий образования стоячей волны верхний конец КНБК допустимо рассматривать как свободный [1].

При бурении ротором выражения (1) и (2) в условных единицах описывают как смещение долота, так и смещение низа КНБК, потому что долото соединено с КНБК жёстко и имеют постоянную составляющую угловой скорости (частоты) вращения, задаваемую ротором буровой установки.

$$X = 1t - 0,971\text{sin}t, \quad (1)$$

$$Y = - 0,239\text{cos}t, \quad (2)$$

где: t - время в условных единицах (градус времени, есть одна 1/360 периода колебания; $1t$ - путь, пройденный долотом в горизонтальном направлении, в условных единицах за время t без учёта переменной составляющей;

$0,971\text{sin}t$ - переменная составляющая пути, пройденного долотом в горизонтальном направлении, точнее, отклонение долота от положения равновесия в колебательном крутильном движении в момент времени t ;

$0,239\text{cos}t$ – смещение долота в вертикальном направлении, в условных единицах в момент времени t (точнее, отклонение долота от положения равновесия в колебательном вертикальном движении в момент времени t);

При турбинном бурении выражения (1) и (2) справедливы только для долота, которое вращается турбобуром под воздействием движения бурового раствора, а для смещений низа КНБК справедливы следующие выражения:

$$X = 1 - 0,971\text{sin}t, \quad (3)$$

$$Y = - 0,239\text{cos}t, \quad (4)$$

где: 1 – относительное постоянное смещение низа КНБК при скручивании от действия постоянного момента сопротивления движению шарошек по забою, вызываемого постоянной вертикальной нагрузкой на долото при гладком забое;

– $0,971\text{sin}t$ – относительное переменное смещение низа КНБК в крутильных (горизонтальных) колебаниях в момент времени t ;

– $0,239\text{cos}t$ – относительное смещение низа КНБК в продольных (вертикальных) колебаниях в момент времени t .

Горизонтальная (крутильная) переменная составляющая скорости низа КНБК:

$$V_{ГТБ} = dX/dt = - 0,971\text{cos}t. \quad (5)$$

Вертикальная составляющая скорости низа КНБК:

$$V_B = dY/dt = 0,239\text{sin}t. \quad (6)$$

При турбинной компоновке корпус турбины в составе КНБК не имеет постоянной составляющей момента вращения, так как момент вращения на долото передаётся потоком бурового раствора.

В турбинном бурении и активная, и реактивная составляющая силы крутильных колебаний уравнивается активной силой, возникающей при взаимодействии ротора и статора турбины посредством протекающего потока бурового раствора.

Выражения (5) и (6) для колебаний низа КНБК турбинной компоновки отличаются от соответствующих выражений для роторной компоновки. Но форма ухабов формируется

движением шарошек долота согласно уравнениям (1) и (2), поэтому траектория движения шарошек долота (рис.1) одинакова в обоих случаях. Условия согласования продольной и крутильной волн схожи с условиями при роторном бурении. Графики смещений, усилий и скоростей для нижнего конца КНБК при роторном бурении представлены на рис.2.

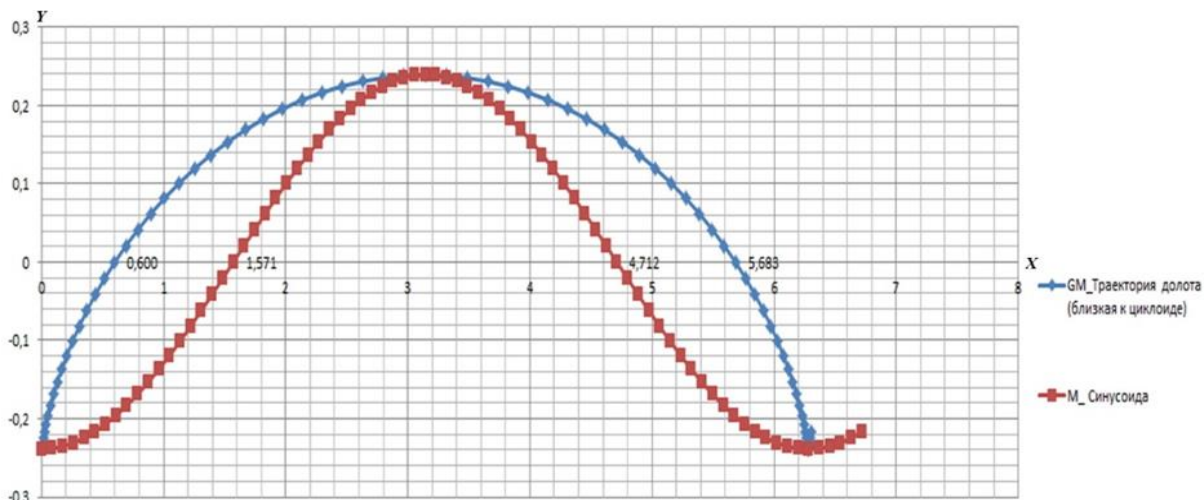


Рисунок 1 - Развёртка траектории движения периферийного конца оси шарошки при длине КНБК равной $3/4 \lambda$

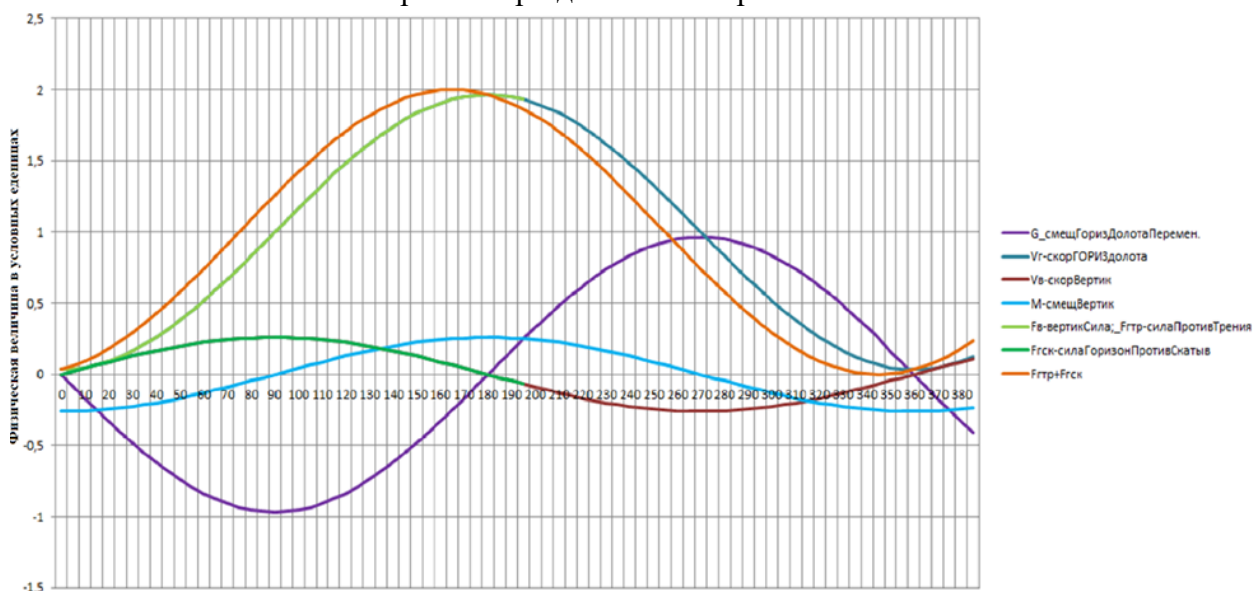


Рисунок 2 - Графики смещений, составляющих скорости и сил, действующих на низ КНБК при бурении ротором (сумма длин волн $3/4 \lambda$)

При турбинном бурении долото вместе с низом ротора турбобура движутся (прокручиваются) относительно статора турбобура (низа КНБК). Графики смещений, скоростей и сил низа КНБК с $(3/4 \lambda)$ при турбинной компоновке приведены на рис.3. На нём график скорости низа КНБК не имеет постоянной составляющей скорости в горизонтальном направлении.

Выше представленные результаты подробно изложены в статье [2]. В ней приведены расчёты для нечётного числа четвертей длин волн укладываемых на длине КНБК при бурении ротором.

Рассмотрим, как вписывается в описываемую теорию проводившийся эксперимент в условиях реального турбинного бурения, когда на длине КНБК уложилось в сумме шесть четвертей (чётное число) стоячих волн $(6/4 \lambda)$. На рис. 4 слева от точки *K* изображена продольная стоячая волна, а справа - крутильная. Показатели, снятые в условиях реального бурения ротором представлены во второй строке таблицы 1.

При турбинном бурении долото вместе с низом ротора турбобура движутся (прокручиваются) относительно статора турбобура (низа КНБК). Графики смещений, скоростей и сил низа КНБК с $(3/4 \lambda)$ при турбинной компоновке приведены на рис.3. На нём график скорости низа КНБК не имеет постоянной составляющей скорости в горизонтальном направлении.

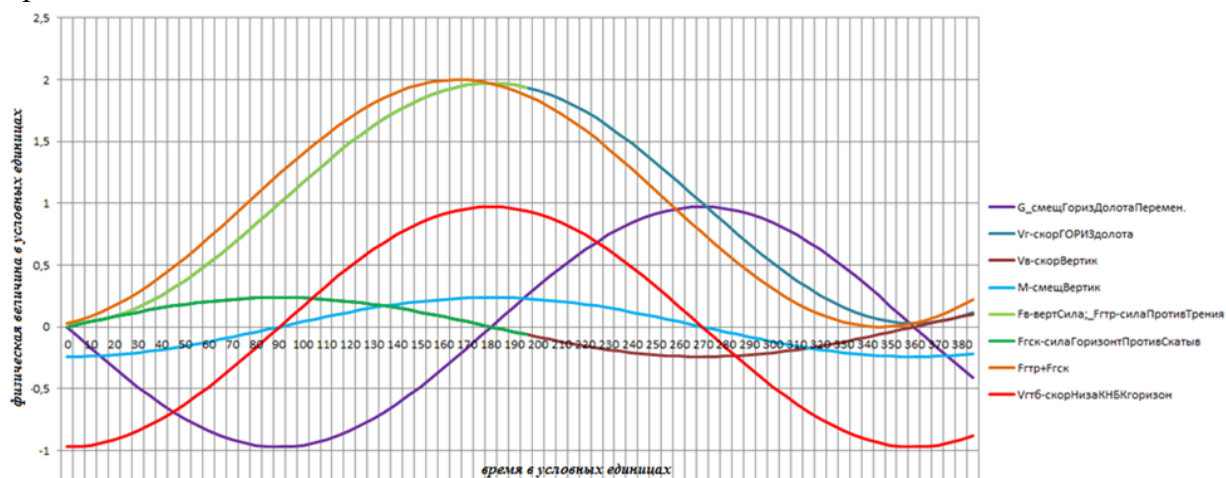


Рисунок 3 - Графики смещений, скоростей и сил низа КНБК при $(3/4 \lambda)$ в случае турбинной компоновки

Выше представленные результаты подробно изложены в статье [2]. В ней приведены расчёты для нечётного числа четвертей длин волн укладывающихся на длине КНБК при бурении ротором.

Рассмотрим, как вписывается в описываемую теорию проводившийся эксперимент в условиях реального турбинного бурения, когда на длине КНБК уложилось в сумме шесть четвертей (чётное число) стоячих волн $(6/4 \lambda)$. На рис. 4 слева от точки K изображена продольная стоячая волна, а справа - крутильная. Показатели, снятые в условиях реального бурения ротором представлены в первой строке таблицы 1.

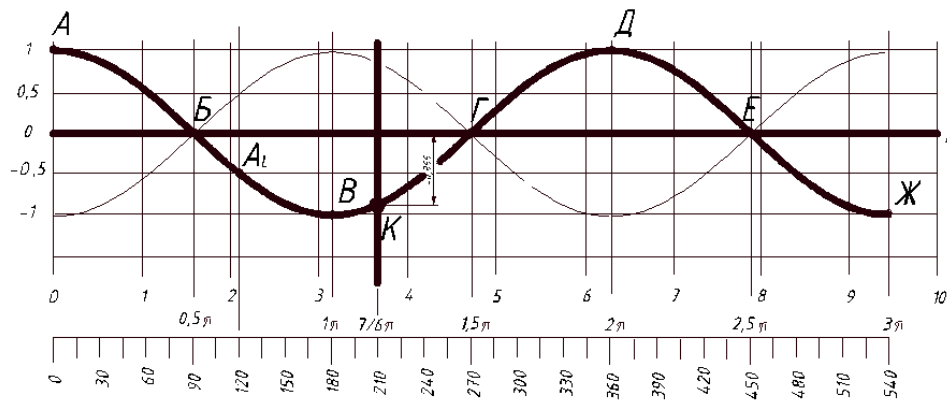


Рисунок 4 - Форма стоячей волны при $6/4 \lambda$

Скорость продольных волн в 1,6 раз больше крутильных. Следовательно, на длине КНБК вмещается $6/2,6=2,31$ четвертей продольной волны и, $6-2,31=3,69$ четвертей крутильной волны.

Одна четверть волны соответствует 90 угловым градусам длины. Тогда длина продольной составляющей стоячей волны L_B равна: $2,31 \times 90^0 = 207,7^0$, а крутильной L_T - $3,69 \times 90^0 = 332,3^0$.

Расстояние от свободного конца продольной волны до точки K в угловых градусах $207,7^0$. Расстояние от свободного конца крутильной волны до точки K в угловых градусах $332,3^0$.

Таблица 1 - Исходные данные и результаты расчётов параметров стоячих волн при бурении скважины № 500.

	Длина КНБК, м	Резонансная частота колебаний, Гц	Длина продольной волны λ , м	Длина четверти продольной волны $\lambda/4$, м	Количество четвертей продольной волны	Количество четвертей крутильной волны	Общее количество четвертей волн	Количество четвертей волн на собственной частоте	Отклонение от целого количества четвертей волн, %
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	100,3	29	176,90	44,22	2,27	3,63	5,90	6	-1,67
2	80,24	36	142,5	35,63	2,25	3,60	5,85	6	-2,5
3	50,56	29	176,90	44,22	1,14	1,83	2,97	3	-1,0

Примечания:

1. Скорости волн приняты равными средним справочным: для продольных - 5130 м/с, для крутильных – 3200 м/с.
2. В графе 8 приведены теоретические целые значения сумм количества четвертей длин продольных и крутильных волн для колебаний на собственной частоте (кроме 5-й строки).
3. В 5-й строке в графах 5 и 6 дробные части с точностью 0,92 % равны между собой ($0,656 \approx 0,650$), в графе 8 приведено предполагаемое теоретическое значение ($4\frac{1}{3}$).

Находим коэффициенты амплитуд $\sin L$ и $\cos L$ для смещений, скоростей и усилий.

$$\sin 207,7^{\circ} = -0,465 \text{ для } F_B$$

$$\cos 207,7^{\circ} = -0,885 \text{ для } M \text{ и } V_B$$

$$\sin 332,3^{\circ} = -0,465 \text{ для } G \text{ и } V_G$$

$$\cos 332,3^{\circ} = 0,885 \text{ для } F_{ГСК} \text{ и } V_{ГТЬ}$$

Отметим, что модули коэффициентов амплитуд для точек сопряжения волн на долоте попарно равны. Для чётной суммы четвертей волн это следующие пары:

$$|\sin L_B = \sin L_G|, (|\sin 207,7^{\circ}| = |\sin 332,3^{\circ}| = 0,465);$$

$$|\cos L_B = \cos L_G|, (|\cos 207,7^{\circ}| = |\cos 332,3^{\circ}| = 0,885).$$

Форма траектории движения центров шарошек долота показана на рис.5.

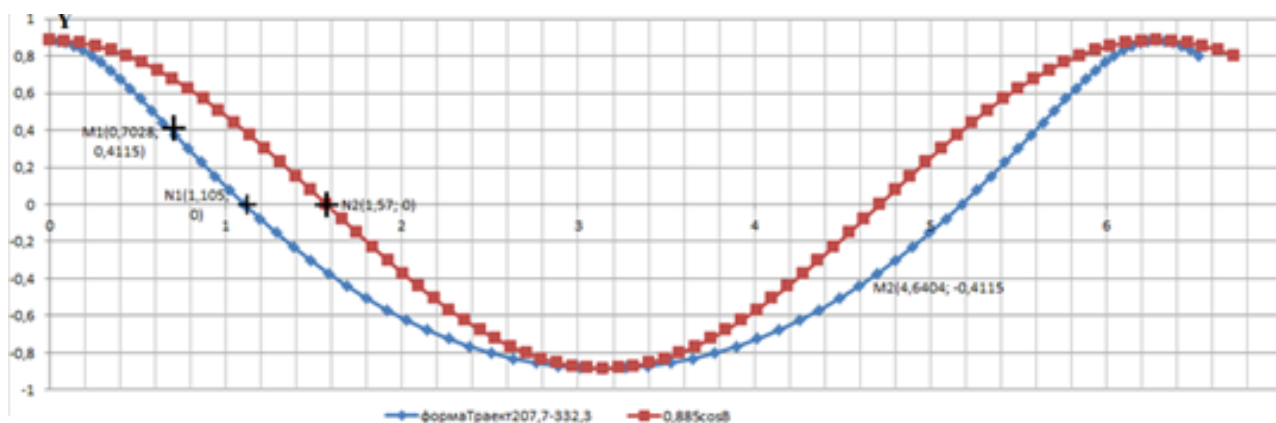


Рисунок 5 - Траектория движения шарошки долота при образовании стоячих волн в КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести ($6/4 \lambda$), при турбинном бурении

Диаграммы смещений, скоростей и усилий в точке K показаны на рис.6. На диаграммах рис.5 и рис.6 параметры изменяются в соответствии со следующими выражениями:

$$V_G = 1 - 0,465 \cos t - \text{ скорость горизонтальная долота (центра шарошки; низа ротора);}$$

$$M = 0,885 \cos t - \text{ смещение вертикальное долота;}$$

$$F_B = 1 - 0,465 \cos t - \text{ вертикальная сила, действующая на долото;}$$

$F_{ГТР} = K \times F_B$ - сила преодоления сопротивления (трения) при движении шарошек по забою, где K - коэффициент трения условно принят равным единице ($K=1$);
 $G = -0,465 \sin t$ - смещение горизонтальное долота (переменная составляющая);
 $V_B = -0,885 \sin t$ - скорость вертикальная долота;
 $F_{ГСК} = -0,885 \sin t$ - момент силы турбобура (против момента скатывающей силы, действующей на долото на наклонном участке забоя, при действии вертикальной силы F_B);

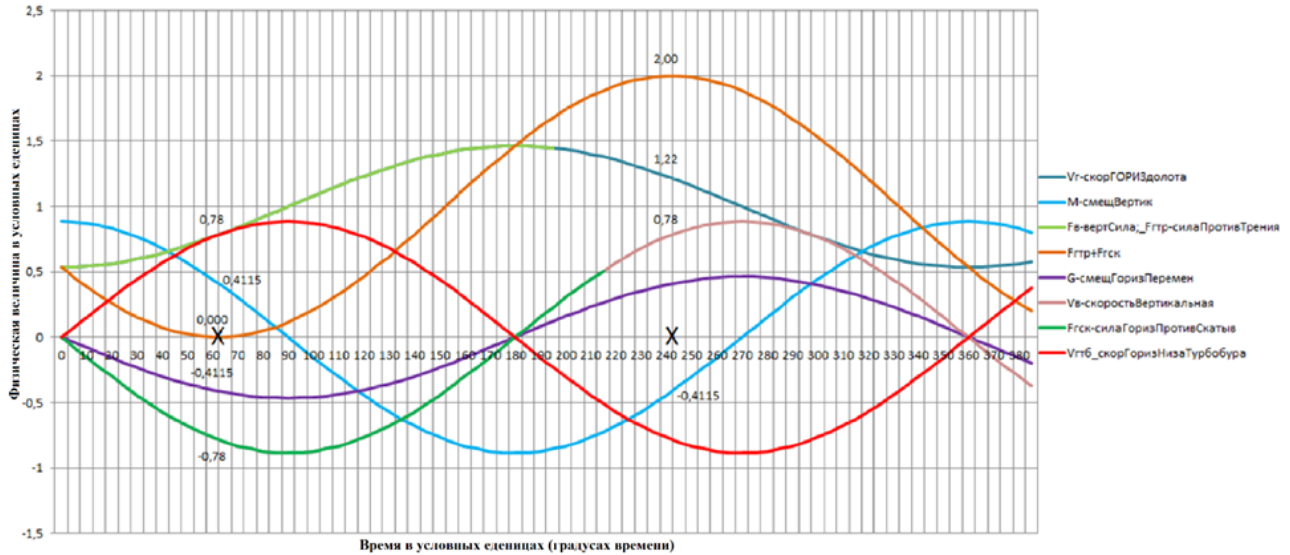


Рисунок 6 - Диаграммы смещений, скоростей и усилий при образовании системы стоячих волн в КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести

$F_{ГТР} + F_{ГСК}$ - геометрическая сумма сил, направленная на преодоление силы сопротивления при движении шарошек по забою ($F_{ГТР}$) и горизонтальной силы скатывания;
 $V_{ГТБ} = 0,885 \sin t$ - скорость горизонтальная (крутильная) низа статора турбобура.

На рис.7 показаны отдельно графики V_G и $V_{ГТБ}$, разность фаз между переменными составляющими которых составляет $\pi/2$ (90°), а также их геометрическая разность. Геометрическая разность скоростей в условных единицах совпадает с графиком $F_{ГТР} + F_{ГСК}$ (моментом турбобура) также в условных единицах при коэффициенте трения $K=1$. Чем больше разница переменных составляющих скоростей между валом и корпусом турбобура, тем больший переменный момент развивает турбобур. Это справедливо при резонансных режимах с чётной суммой четвертей волн.

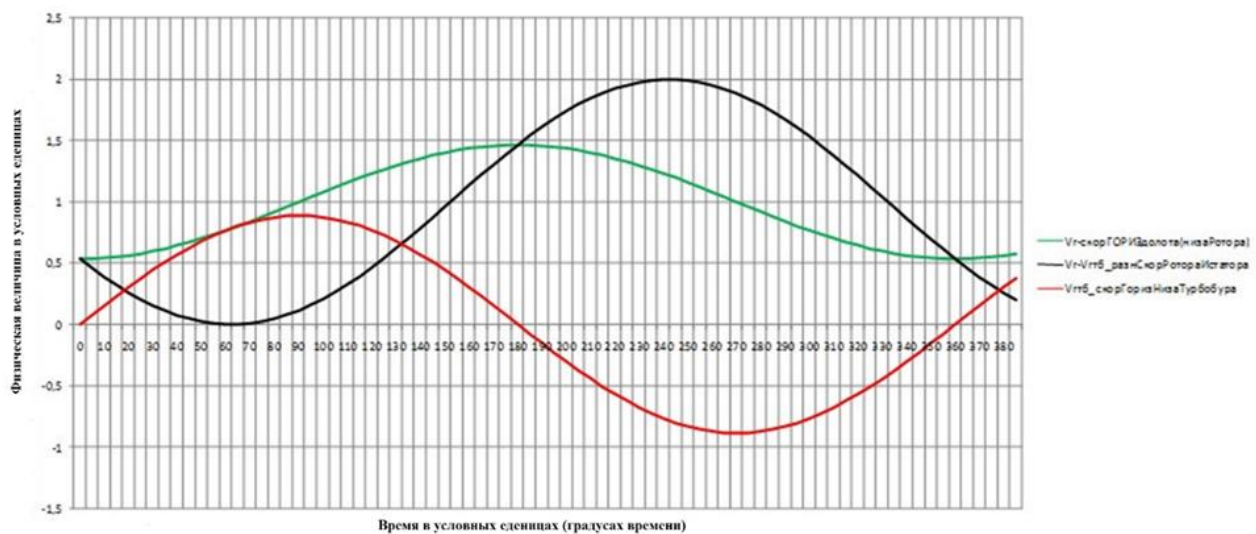


Рисунок 7 - Диаграммы скорости долота V_G , скорости низа турбобура $V_{ГТБ}$ и их разности при образовании стоячих волн в КНБК при общем количестве четвертей волн, равном шести

Точке М1 (0,7028; 0,4115) на рис. 5 соответствует момент времени $62,3^0$ на рис. 6. В этот момент скатывающая сила $F_{ск}$ и сила "трения" $F_{тп}$ равны по величине и противоположно направлены, то есть уравнивают друг друга. В этот же момент разность скоростей низа ротора V_z и статора $V_{стб}$ равна нулю и момент, развиваемый турбобуром также равен нулю. В этой точке на рис. 5 траектория шарошки имеет наибольшую крутизну на нисходящем участке. В момент времени $242,3^0$ разность указанных скоростей максимальна и момент на долоте максимален. Этому моменту на рис. 5 соответствует точка М2 (4,6404; -0,4115). В этот момент времени турбобур развивает наибольший момент сил на роторе, равный двум условным единицам, и преодолевает (уравнивает) как силу скатывания, так и силу сопротивления («трения») при движении шарошек по забою. Это справедливо при коэффициенте трения $K=1$.

Обратим внимание на следующий факт. На графике рис.4 амплитуда перемещений как продольной, так и крутильной волн в КНБК в точке К равна 0,866 условным единицам. На графиках рис.6 амплитуды переменных составляющих горизонтальных перемещений и скоростей долота равны 0,4648 условным единицам, а амплитуды крутильных перемещений, скорости низа КНБК (0,885 условных единиц) совпадают с относительными амплитудами продольных колебаний, что возможно при турбинном бурении за счёт прокручивания ротора турбобура (долота) относительно статора (низа КНБК). При роторном бурении это невозможно, так как при жёстком соединении долота с низом КНБК амплитуды перемещений долота и низа КНБК одинаковы и не выполняется условие (7) [2], поэтому при роторном бурении невозможны резонансные явления с чётным числом суммы четвертей волн, укладываемых на длине КНБК.

$$F_{ГСК}/F_B = V_B/V_G. \quad (7)$$

Изложенное в статье или близкое к изложенному по резонансным режимам в КНБК не встречалось в известной авторам литературе. Это, вероятно, связано с тем, что не учитывалась горизонтальная «скатывающая сила», возникающая на наклонных участках поверхности забоя при действии вертикальной силы, и которая уравнивается моментом скручивания КНБК.

Выводы:

1. В том случае, когда дробные части длин четвертей продольной и крутильной волн, укладываемые на длине КНБК, в сумме равны единице, возникает явление резонанса в КНБК независимо от того, каким способом осуществляется бурение: ротором или турбиной.
2. Так как при бурении ротором невозможны резонансные явления с чётным числом суммы четвертей длин волн, укладываемых на длине КНБК, а при бурении турбиной возможны, то это означает, что частота резонансных явлений при бурении турбиной ориентировочно в два раза выше, чем при бурении ротором.
3. Из изложенного выше следует, что при бурении шарошечными долотами, независимо от способа бурения - ротором или турбиной, существуют определённые соотношения длины КНБК и частоты вращения долота, приводящие к образованию стоячих продольных и крутильных волн, обеспечивающих возникновение резонансного режима. Эти соотношения просчитываются и их необходимо учитывать при практическом бурении для снижения аварийности, в стыковочном сечении при переходе от одного диаметра труб к другому, в частности между ЛБТ и КНБК. При этом сглаживание очага напряжений возможно за счёт промежуточного элемента повышенной прочности.

Библиографический список:

1. Сунцов В. В., Быков И. Ю., Заикин С. Ф. Методика расчёта траектории долота в случае образования стоячих волн в КНБК. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – №9. – С. 29 – 34.
2. Сунцов В. В., Быков И. Ю., Заикин С. Ф. Исследование динамики КНБК в процессе бурения скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – №2. – С. 10 – 15.

УДК 621.643.053

Инклинометрические измерения на трубопроводе

Игнатик А.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Введение. Магистральные трубопроводы в ходе эксплуатации могут подвергаться воздействию нагрузок, приводящих к изменению их проектного положения, изменению пространственного положения оси трубопровода. При этом меняется напряжённо-деформированное состояние стенок трубопровода, как правило, в сторону увеличения механических напряжений и деформаций. Учёт параметров напряжённо-деформированного состояния магистральных трубопроводов необходим для оценки прочности труб.

Инклинометрические измерения позволяют фиксировать угол наклона исследуемой конструкции с течением времени. Например, совокупность инклинометрических датчиков, установленных вдоль трубопровода, даёт возможность регистрировать углы наклона трубопровода при изменении его положения под действием нагрузок и воздействий, а затем определять новое пространственное положение трубопровода и оценивать величину возникших изгибных напряжений.

Рассмотрим эксперимент, выполненный на лабораторном стенде, связанный с инклинометрическими измерениями на трубе, испытывающей изгибающую нагрузку.

Методика исследований, результаты и их обсуждение. Внешний вид стенда представлен на рисунке 1. Стенд состоит из трубы (наружный диаметр 325 мм, толщина стенки 9 мм, длина 2,5 м, марка стали 14ХГС), находящейся на 2 опорах. Левая опора жёсткая, а правая опора позволяет ограниченное перемещение трубы в горизонтальном и вертикальном направлениях (неидеальная опора). Под серединой трубы находится гидравлический домкрат. Он создаёт изгибающую нагрузку на трубу в вертикальной плоскости. Величина высоты подъёма штока домкрата h измеряется линейкой и характеризует изгибающую силу, действующую на стенку трубы.



1 – труба; 2 – левая жёсткая опора; 3 – правая подвижная опора;
4 – гидравлический домкрат; 5 – инклинометр

Рисунок 1- Экспериментальный стенд

Применялся цифровой портативный инклинометр. Он изображён на рисунке 2.

Физический принцип действия инклинометра основан на работе гироскопов. Прибор имеет магнитные поверхности для надёжной его установки на стальной объект контроля – на трубу в нашем случае. Погрешность показаний инклинометра составляет $0,005^\circ$ (или $0,09$ мм / м).

Прибор измеряет углы наклона поверхностей (линий) в градусах. Также возможно измерение величины уклона Y (единица измерения – мм / м), причём $Y = 1000 \cdot \operatorname{tg}\alpha$, где α – угол наклона. Удобнее фиксировать величину уклона, так как углы наклона в проведённых экспериментах очень малы.



Рисунок 2 - Цифровой инклинометр

Введём продольную координату u , отсчитываемую от середины трубы ($u = 0$). Вправо откладываются положительные значения координаты u , а влево – отрицательные.

Инклинометр поочерёдно устанавливался на боковой образующей трубы в зонах с продольными координатами $u = 0; \pm 0,1; \pm 0,2; \pm 0,3; \pm 0,4; \pm 0,5; \pm 0,6; \pm 0,7; \pm 0,8; \pm 0,9; \pm 1,0; \pm 1,1; \pm 1,15$ м (всего 25 зон). Отметим, что в областях с координатами $u = \pm 1,25$ м находятся опоры.

В процессе испытаний труба подвергалась изгибающей нагрузке, соответствующей высоте подъёма штока домкрата $h = 6$ мм. Когда $h = 0$, труба изгибающей нагрузки от домкрата не испытывает, она воспринимает только нагрузку от собственного веса.

В каждой зоне измерения выполнялись 3 раза. Всего произведено $25 \times 3 = 75$ циклов нагружения трубы от $h = 0$ до $h = 6$ мм. Затем определялись средние значения уклона.

Имеем 25 средних значений уклона Y . Далее рассчитываются соответствующие значения тангенса угла наклона: $\text{tg}\alpha = Y / 1000$. Строится график зависимости вида $\text{tg}\alpha - u$, определяется уравнение линии тренда (линии регрессии) в виде полинома пятой степени:

$$\text{tg}\alpha(u) = Au^5 + Bu^4 + Cu^3 + Du^2 + Eu + F, \quad (1)$$

где A, B, C, D, E, F – коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов.

Экспериментально полученный график зависимости тангенса угла наклона $\text{tg}\alpha$ боковой образующей трубы от продольной координаты u и уравнение линии тренда представлены на рисунке 3.

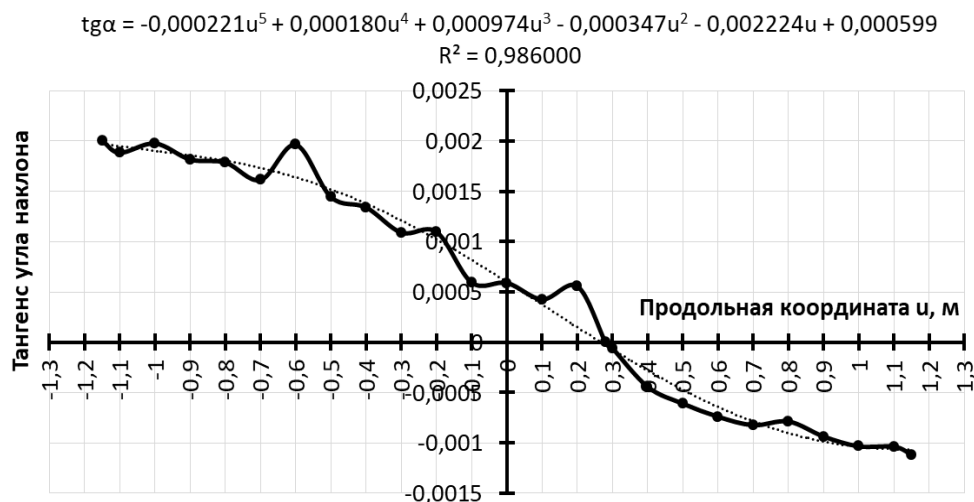


Рисунок 3 - Экспериментальный график зависимости тангенса угла наклона боковой образующей трубы от продольной координаты u при воздействии на трубу изгибающей нагрузки, соответствующей высоте подъёма штока домкрата $h = 6$ мм

Как видно из рисунка 3, график зависимости вида $\text{tg}\alpha - u$ переходит из области положительных значений тангенса угла наклона в область отрицательных значений. Следовательно, в одной точке с некоторой продольной координатой u тангенс угла наклона равен нулю. Как показали дополнительные инклинометрические измерения, тангенс угла

наклона (или угол наклона) равен нулю приблизительно в зоне $u = 0,28$ м. На графике рисунка 3 построена соответствующая точка. Величина достоверности аппроксимации $R^2 = 0,986$ говорит о хорошей сходимости экспериментальных данных и результатов, полученных посредством уравнения линии тренда в виде полинома пятой степени.

Интегрируя выражение (1), получим уравнение перемещения w боковой образующей трубы в вертикальной плоскости:

$$w(u) = \frac{A}{6}u^6 + \frac{B}{5}u^5 + \frac{C}{4}u^4 + \frac{D}{3}u^3 + \frac{E}{2}u^2 + Fu + G, \quad (2)$$

где G – постоянная интегрирования, которая находится из следующего граничного условия: при $u = -1,25$ м перемещение $w = 0$ (это область левой жёсткой опоры).

При помощи выражения (2) определяется пространственное положение трубопровода после воздействия на него изгибающей нагрузки. Линия перемещения боковой образующей трубы в вертикальной плоскости (или линия прогиба) изображена на рисунке 4.

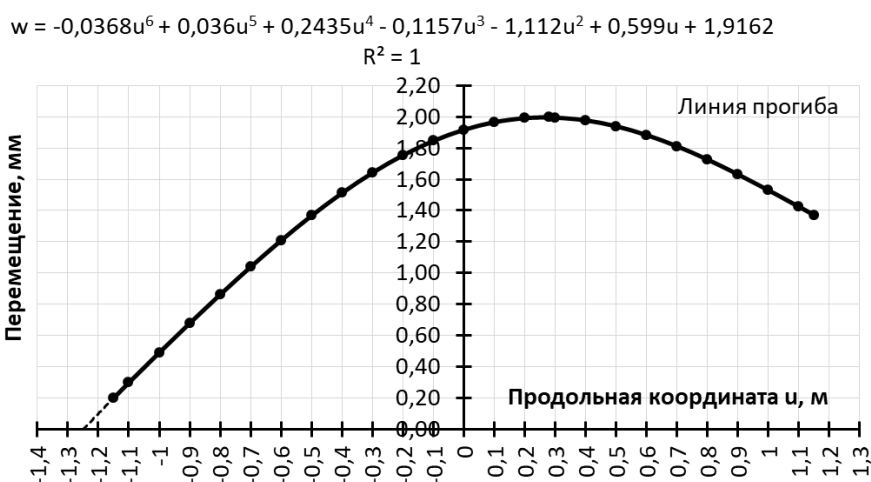


Рисунок 4 - График зависимости перемещения боковой образующей трубы в вертикальной плоскости от продольной координаты u (линия прогиба) при воздействии на трубу изгибающей нагрузки, соответствующей высоте подъёма штока домкрата $h = 6$ мм

Согласно рисунку 4 максимальное значение перемещения w составляет 2 мм, которое приходится на зону трубы с продольной координатой $u = 0,28$ м. Максимум перемещения w соответствует нулю функции тангенса угла наклона. Несимметричность графика относительно середины трубы ($u = 0$) объясняется конструктивными особенностями опор: левая – жёсткая, правая – подвижная.

Если взять производную от выражения (1), то получим уравнение кривизны K боковой образующей трубы:

$$K(u) = 5Au^4 + 4Bu^3 + 3Cu^2 + 2Du + E. \quad (3)$$

Полученный с помощью экспериментальных данных график зависимости вида $K - u$ предложен на рисунке 5.

Затем можно рассчитать радиус изгиба боковой образующей трубы по формуле

$$R_{\text{изг}} = \frac{1}{K}. \quad (4)$$

Пространственное положение боковой образующей трубы и её кривизна определены. Теперь перейдём к определению продольных изгибных напряжений $\sigma_{z \text{ изг}}$ в стенке трубы по формуле

$$\sigma_{z \text{ изг}} = 0,5EDK, \quad (5)$$

где E – модуль Юнга (для стали $E = 206000$ МПа); D – наружный диаметр трубы ($D = 325$ мм).

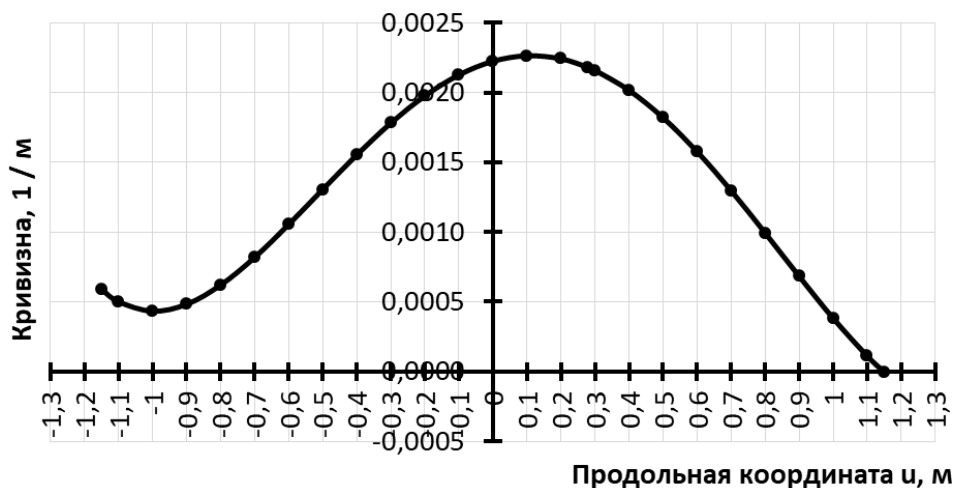


Рисунок 5 - График зависимости кривизны боковой образующей трубы от продольной координаты u при воздействии на трубу изгибающей нагрузки, соответствующей высоте подъёма штока домкрата $h = 6$ мм

Эпюра продольных изгибных напряжений представлена на рисунке 6.

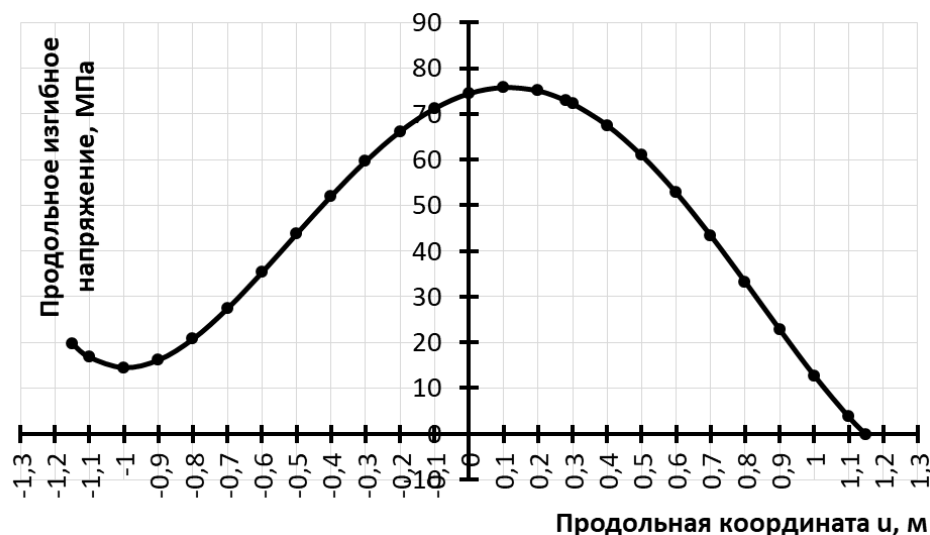


Рисунок 6 - График зависимости продольных изгибных напряжений трубы от продольной координаты u при воздействии на трубу изгибающей нагрузки, соответствующей высоте подъёма штока домкрата $h = 6$ мм

Характер графиков на рисунках 5 и 6 одинаков. Как показали расчёты, максимальное продольное изгибное напряжение $\sigma_{z \text{ изг}} = 76$ МПа наблюдается в зоне $u = 0,1$ м. Наиболее нагруженной является средняя часть трубы. Но максимальное напряжение не превышает предел текучести материала трубы 327 МПа, поэтому трубная сталь работает в упругой стадии. В экспериментах прочность трубы обеспечивается.

Выделим, что большие по величине напряжения зафиксированы в области левой жёсткой опоры по сравнению с областью вблизи правой подвижной опоры.

Заключение. В лабораторных условиях проведены измерения при использовании цифрового инклинометра на трубе, испытывавшей воздействие изгибающей нагрузки в вертикальной плоскости. Найдены эпюры тангенса угла наклона, перемещения и кривизны боковой образующей трубы. Также построена эпюра продольных изгибных напряжений трубы, определена зона наибольших напряжений – это середина трубы.

Следовательно, инклинометрические измерения позволяют определять пространственное положение трубопровода и оценивать его продольные изгибные напряжения от действия изгибающих нагрузок.

УДК 622.276.6(470.13)

Использование химических композиций при разработке нефтяных месторождений Тимано-Печорской НПП

Мустафин И.Н.¹, Ильясов В.Х.², Полубоярцев Е.Л.²

1 - ООО «АВТОАЛЬЯНС», г. Усинск

2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В Российской Федерации постоянно растет доля трудноизвлекаемой нефти. В настоящий момент она составляет более 65% от общего объема добываемой нефти [1]. Это обусловлено снижением запасов, которые легко извлекаются из недр земли. Особенно это касается Усинского и Ярегского месторождений, Тимано-Печорской провинции. На данных объектах вязкость нефти в пластовых условиях составляет 14000-16000 мПа*с.

С целью повышения эффективности добычи в условиях применения традиционных методов добычи высоковязкой нефти, необходимо внедрять современные технологии с учетом возможности их использования при высоких температурах. Среди них можно особо выделить тепловые, газовые, химические методы (химические композиции «НИНКА» и «ГАЛКА» при пароциклических обработках).

Твердотельная композиция «ГАЛКА-термо-С» была испытана в 2002 году на участке пермокарбонной залежи Усинского месторождения. Ее применение позволило увеличить дебит нефти на 23% и снизить обводненность продукции на 3-45%. Композиция НИНКА в 2004 году была опробована при использовании технологии площадной закачки пара на трех паронагнетательных станциях того же участка месторождения, где показала следующие результаты: увеличение дебита по нефти на 40% и снижение обводненности на 10-20% [2].

Таблица 1 – Проведение ПЦО на внутренней зоне участка пермокарбонной залежи Усинского месторождения на переходящем фонде скважин

Технология	Количество скважин, ед.	Прирост дебита нефти, тонн/сут.	Добыча дополнительного объема, тыс.тонн	Вскрытая нефтенасыщенная толщина, м.	Отработано после ГТМ с эффектом, скв./сут.	Удельный прирост дебита нефти на 1 метр вскрытой нефтенасыщенной толщины, тонн/сут./м	Удельная добыча дополнительного объема нефти, тыс.тонн
ПЦО	39	13,0	59,722	38,1	163	0,53	1,531
ПЦО + НИНКА	90	14,6	183,450	36,0	136	0,54	2,038
ПЦО + ГАЛКА	101	12,3	134,975	31,3	129	0,57	1,336
ПЦО + МЕГА (ОПР)	2	19,4	2,431	17,0	164	1,74	1,215
Итого	232		380,580				
Среднее значение		13,4		34,1	138	0,56	1,640

Технология пароциклической обработки (ПЦО) во внутренней зоне залежи используется с 1993 года, особо активно стала применяться с 2014 года. В связи с этим, в таблице 1 представлен анализ проведения ПЦО скважин за период с 2014 по 2018 года.

По таблице 1 видно, что за исследуемый период в целом произведено 232 единицы ПЦО на переходящем фонде скважин, средний начальный прирост дебита нефти по которым составил 13,4 тонн в сутки. Из общего объема пароциклическая обработка проведена преимущественно с закачкой композиции ГАЛКА (101 операция), композиции НИНКА (90 операций) и без закачки химических композиций (39 операций).

При использовании композиции ГАЛКА средний начальный прирост дебита нефти составил 12,3 тонн в сутки при удельном приросте дебита нефти 0,57 тонн в сутки на метр по сравнению с использованием композиции НИНКА, когда начальный прирост дебита нефти составил 14,6 тонн в сутки при удельном приросте дебита нефти 0,54 тонны в сутки на метр. Пароциклическая обработка без закачки химических композиций показывает прирост дебита нефти в 13 тонн в сутки при удельном приросте дебита нефти 0,53 тонны в сутки на метр.

В связи с увеличением темпа закачки и удельного расхода пара в 2017 году на анализируемых объектах наблюдалось увеличение степени прогрева пласта при той же эффективности ПЦО. Это означает, что необходимо расширять область применения термогеля «ГАЛКА», который позволит перераспределить фильтрационные потоки и обеспечит сдерживание в добывающие скважины прорывов воды.

На рисунках 1 и 2 представлен анализ динамики эффективности циклов пароциклической обработки при использовании различных композиций по переходящему фонду скважин во внутренней зоне пермокарбонной залежи Усинского месторождения.

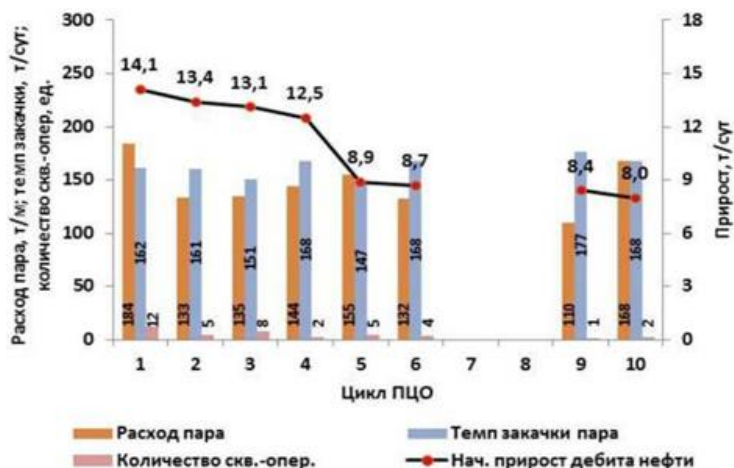


Рисунок 1 – Динамика эффективности циклов ПЦО без применения химических композиций

По рисункам видно, что эффективность первых циклов находится в диапазоне от 11 до 16 тонн в сутки (в среднем 13,9 тонн в сутки). При этом в первом случае необходимо отметить снижение эффективности циклов с каждым последующим (после 4-го цикла эффективность циклов снижается до 8 тонн в сутки). Во втором случае такой тенденции не наблюдается, эффективность циклов поддерживается на стабильно высоком уровне (от 14 до 18 тонн в сутки).

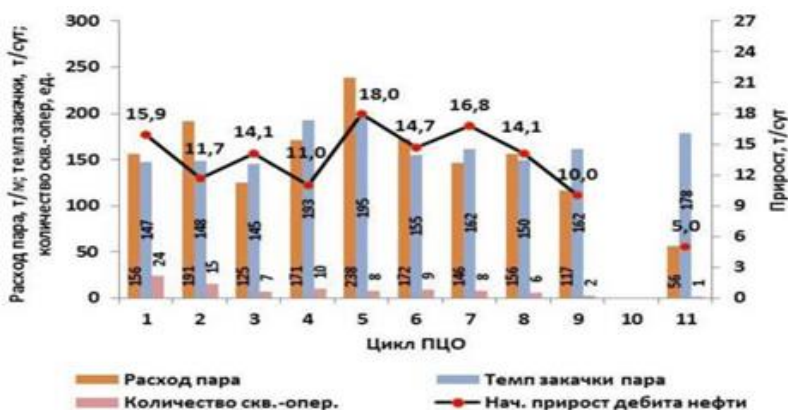


Рисунок 2 – Динамика эффективности циклов ПЦО с применением композиции «НИНКА»

На рисунке 3 представлен анализ динамики эффективности циклов пароциклической обработки при использовании композиции «ГАЛКА» по переходящему фонду скважин во внутренней зоне пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

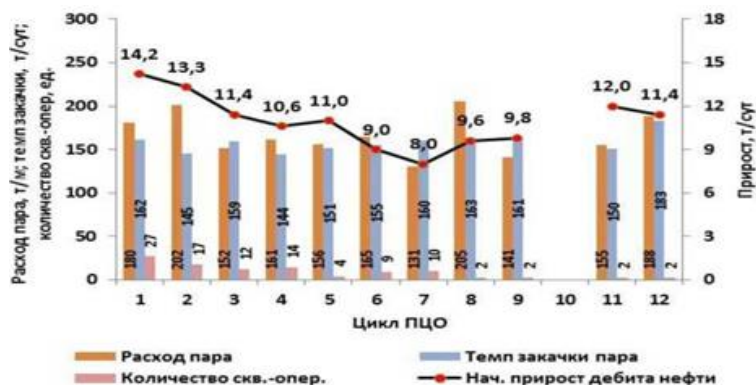


Рисунок 3 – Динамика эффективности циклов ПЦО с применением композиции «ГАЛКА»

Данный рисунок отражает также нисходящие тенденции в эффективности ПЦО, что можно объяснить другим целевым назначением термогеля и естественной выработкой запасов на участках залежи.

По результатам проведенного анализа предложено учесть следующие особенности использования химических композиций во внутренней зоне залежи при пароциклической обработке.

1. Первый, второй и третий цикл – это наиболее эффективные циклы пароциклической обработки, на которых применять химические композиции рекомендуется лишь в случае необходимости превышения плановых значений.

2. На четвертом и последующих циклах ПЦО лучше использовать химические композиции «НИНКА» и «ГАЛКА», которые необходимы для доотмыва остаточной нефти.

3. Необходимо строго следовать утвержденным инструкциям по применению химических композиций при утверждении объема, выборе технологии и определении схемы их закачки.

Библиографический список:

1. Проект Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2030 г. Версия от 12.09.2016.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – с. 1034–1052.
3. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов, г. Ухта, УГТУ, 2015 г, 166 с.

УДК 69

Коэффициент Пуассона и его сравнение для стали и бетона

Клочкова З.Ю., Сулова А.Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: сравнение коэффициента Пуассона; коэффициент Пуассона для стали; коэффициент Пуассона для бетона.

Аннотация: В статье производится сравнение значений коэффициентов Пуассона для стали и бетона и методы получения данных значений.

Key words: comparison of poisson's ratio; Poisson's ratio for steel; Poisson's ratio for concrete.

Annotation: The article compares the values of Poisson's ratio for steel and concrete and methods for obtaining these values.

Для арктической зоны России характерны экстремальные природные условия: низкие температуры на протяжении всего года, продолжительные полярные дни и ночи, вечная мерзлота, сильные ветра, метели. В таких агрессивных условиях климата особые требования предъявляются к строительным материалам, в частности, к их свойствам (теплозащитным, прочностным и т.д.). Одной из немаловажных характеристик любого материала является коэффициент Пуассона, изучение которого помогает подобрать сырье и его состав, удовлетворяющее условиям климата. В данной работе особое внимание уделяется рассмотрению коэффициента Пуассона таких материалов, как бетон и сталь, которые активно используются в строительстве при суровом климате, как по отдельности, так и в сочетании друг с другом.

Коэффициент Пуассона характеризуется как отношение относительного поперечного сжатия к относительному поперечному удлинению. Этот коэффициент зависит не от размеров тела, а от природы материала, из которого изготовлен образец. Помимо прочего, Коэффициент Пуассона находится экспериментально, что подчеркивает необходимость его изучения.

Рассматриваемый коэффициент был введен С. Д. Пуассоном. Учёный проводил свои эксперименты на прямоугольных параллелепипедах, изготовленных из различных материалов. При растяжении прямоугольного параллелепипеда в направлении одной из осей, он имеет удлинение относительно данной оси, а вдоль перпендикулярных осей - сжатие, т. е. сужение его поперечного сечения.

Стоит отметить, что данное свойство присуще материалу и не зависит от формы испытываемых образцов. Т.е. коэффициент Пуассона остается постоянным для образцов различной геометрии, но изготовленных из одного материала. Экспериментально установлено, что рассматриваемый коэффициент остаётся постоянной величиной в диапазоне тех нагрузок, которые вызывают только деформацию материала.

Для изотропного тела величина коэффициента Пуассона не меняется ни при замене растяжения сжатием, ни при перемене осей деформации. В анизотропных телах коэффициент Пуассона зависит от направления осей.

Для различных материалов коэффициент Пуассона имеет значение от 0 до величины, близкой к 0,5. В соответствии с ГОСТ коэффициент Пуассона находится экспериментально. Для стали наиболее распространёнными являются статические испытания на растяжение. «Испытания проводятся на специальных машинах. При определении прочности шкалу силоизмерителя выбирают в соответствии с требованиями ГОСТ 101.80-78. Начальное усилие обжатия образца, которое в последующем принимают за условный нуль, должно быть не более 2 % от ожидаемой разрушающей нагрузки. На каждой ступени следует производить выдержку нагрузки от 4 до 5 мин (при нагреве до 15 мин) и записывать отсчеты по приборам в начале и в конце выдержки ступени нагрузки в журнал по форме рекомендуемого приложения. При уровне нагрузки, равной $(40 \pm 5 \%) R_p$, снимают приборы с образца, если нет других требований, предусмотренных программой испытания. После снятия приборов дальнейшее нагружение образца следует производить непрерывно с постоянной скоростью в соответствии с требованием ГОСТ 10180-78» [1].

Данных об изменении коэффициента Пуассона и коэффициента линейного расширения бетона накоплено очень мало, хотя ряд экспериментов показывает, что эти характеристики не являются постоянными. В практических расчётах изменение их обычно пренебрегают.

Для бетона основным статическим испытанием является испытание на сжатие. Ход эксперимента по нахождению коэффициента Пуассона схож с экспериментами для стали, только, как сказано ранее, эксперимент проводится не на растяжение, а на сжатие.

При динамических измерениях бетона коэффициент Пуассона достигает больших значений, составляющих в среднем 0,24. Динамический метод основывается на измерении скорости V и резонансной частоты продольных колебаний балки длиной L .

Несмотря на то, что модуль упругости бетона не имеет прямую связь с его свойствами, с увеличением прочности бетона увеличивается и его модуль упругости.

Ниже представлены значения коэффициента Пуассона для рассматриваемых материалов:

Таблица 1. Значения коэффициента Пуассона для бетона и стали

Сталь углеродистая	Сталь легированная	Бетон
0,24-0,28	0,25-0,3	0,16-0,18

Исходя из таблицы выше, можно заметить, что значение коэффициент Пуассона варьируется(находится) в границах значений 0,24 и 0,3. Зависимость коэффициента стали обуславливается содержанием углерода в ее составе, что не скажешь о значении коэффициенте у бетона, так как картина его изменчивости абсолютно другая. Как показали эксперименты исследователей, чем больше пластическая деформация образца бетона, тем меньше коэффициент Пуассона, и в пределе он стремится к нулю.

Анализ исследований и изучение научной литературы в данной работе позволяет отметить следующее наблюдение: коэффициент Пуассона у бетона меньше, чем у стали (не учитывая количественное содержание в ней углерода).

Коэффициент Пуассона у стали зависит от количественного содержания углерода в ее составе. У бетона данный коэффициент зависит от возраста и пластической деформации.

Библиографический список:

- 1 ГОСТ 101.80-78 «Бетоны. Методы определения прочности по контрольным образцам», утвержден и введен в действие Постановлением Государственного строительного комитета СССР от 29.12.89 N 168;
- 2 Методические указания, Витебский Государственный Университет им. П.М. Машарова
- 3 А. С. Невилль «Свойства бетона»/сокращённый перевод с английского: Парфёнов В.Д., Якубов Т.Ю./ Стройиздат Москва 1972-334с;
- 4 «Бетоны. Методы определения призмочной прочности, модуля упругости и коэффициента Пуассона» - Москва, Стандартинформ 2005 - 22 с.
- 5 «Коэффициент Пуассона. Относительное изменение объема» - Электронный доступ: studfile.net

УДК 622.323

Современное оборудование для экологического сбережения пресных вод при добыче высоковязкой нефти с применением паротепловых методов

Ланина Т.Д.¹, Быков И.Ю.¹, Селиванова Е.С.²

1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

2 - ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Ухта

Аннотация. В работе приведены варианты технологических схем для экологического сбережения пресных вод с применением баромембранных технологий и технологии тонкослойного отстаивания при реализации методов паротеплового воздействия на пласт.

Ключевые слова: природная вода, пароциклическая обработка, химводоочистка, парогенераторная установка, ультрафильтрация, электродиализ, тонкослойное отстаивание.

Актуальность

Применение паротепловых методов воздействия на пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) при разработке месторождений высоковязкой нефти требует значительных расходов обессоленной воды, затраты на подготовку которой могут достигать 30-35% от общих эксплуатационных расходов. Следовательно, выбор современных технологий подготовки природной и очистки образующихся сточных вод с целью их повторного использования и, как следствие, экологическое сбережение пресных вод, является актуальной задачей.

Источником для получения пара высокого давления для парогенераторных установок (ПГУ) при извлечении высоковязкой нефти являются умягченные, высоко-цветные воды поверхностных источников. Высокая цветность природной воды объясняется присутствием в

ее составе органических, трудно окисляемых соединений железа [1]. Для достижения нормативной степени очистки природной воды реализуется технология обработки ее окислителями, коагулянтами и флокулянтами, обеспечивающими разрушение коллоидной системы и укрупнение частиц дисперсной фазы с последующим фильтрованием последней. Для умягчения воды используется, как правило, метод ионного обмена. В качестве окислителей могут быть использованы кислород воздуха, перекись водорода, хлорсодержащие реагенты и их комбинации [2].

При выборе оптимальных режимов подготовки природной воды для ПГУ в качестве окислителей использовались гипохлорит натрия и перекись водорода. Смешение окислителя с обрабатываемой водой осуществлялось в течение 3 минут, общее время контакта составляло 10 минут. После выдержки обработанная вода фильтровалась через бумажный фильтр, в фильтрате определялось содержание растворенного железа и цветность воды. Нормативные показатели качества воды не были достигнуты при окислении воды гипохлоритом натрия, введение в реакционную среду перекиси водорода также не увеличило степень обесцвечивания и обезжелезивания воды, но способствовало укрупнению частиц твердой фазы до 22,67 мкм в сравнении с 10,81 мкм, образующимися при применении только гипохлорита натрия. Эффективность очистки высокоцветных вод при комбинированном применении окислителей составила 36,0-54,7% по показателю цветности и 42,3-47,8 % по содержанию растворенного железа, соответственно. Дальнейшее увеличение дозы окислителей не привело к росту эффективности очистки воды [3].

Для выбора оптимальных условий осветления воды были проведены исследования по оценке работы коагулянтов для воды, предварительно обработанной окислителем. В лабораторных условиях были опробованы сульфат алюминия, Аква-Аурат и титановый коагулянт двух модификаций. Экспериментальные дозировки коагулянта были приняты с учетом цветности обрабатываемых вод, были опробованы коагулянты в диапазоне изменения концентраций от 40 до 75 мг/дм³ с шагом 5 мг/дм³.

Нормативные показатели качества природной воды были достигнуты при использовании всех перечисленных выше коагулянтов, лучшие результаты показал сульфат алюминия, применение коагулянта марки Аква-аурат привело к образованию более крупных частиц осадка (до 52 мкм). Главным недостатком применения коагулянтов при очистке вод является кратное увеличение концентрации взвешенных веществ в объеме обрабатываемой воды за счет введения коагулянта и, как следствие, увеличение нагрузки на фильтры механической очистки.

Гуминовые соединения и фульвокислоты, придающие природной воде высокую цветность, также могут быть удалены методом сорбции [3]. В лабораторных условиях были проведены исследования по определению массообменных характеристик активированного угля марки БАУ-А относительно показателя цветности природной воды. В области средних концентраций зависимость адсорбционной емкости от концентрации может быть описана уравнением Фрейндлиха, в основе которого лежит допущение, что изотерма адсорбции является параболой и может быть описана уравнением:

$$A = K \cdot C^n,$$

где K и n – константы.

Лабораторные исследования позволили определить предельную сорбционную емкость активированного угля относительно цветности природной воды, которая составила $A=73800$ Ц×л/кг и константы уравнения Фрейндлиха $K= 6839$; $n=0,412$, уравнение изотермы сорбции имеет вид:

$$A=6839 \cdot C^{0,412}$$

Кинетические характеристики процесса сорбционной очистки позволяют определить скорость фильтрования и частоту регенерации загрузки. Экспериментально получена зависимость скорости сорбции от времени контакта обрабатываемой воды и сорбента, максимальная скорость (216 Ц×л/кг×мин) сорбции наблюдается в течение первых 10 минут

взаимодействия, что связано с проникновением загрязнителя в макропоры сорбента. При дальнейшем контакте происходит заполнение микропор сорбента, сопровождаемого высоким сопротивлением и снижением скорости сорбции до 4-20 Ц×л/кг×мин, следовательно, обеспечение полноты сорбционной очистки возможно при длительном времени контакта очищаемой воды с сорбентом.

Для обеспечения нормативной степени очистки воды при проектировании сорбционной установки необходимо установить зависимость между высотой слоя сорбента L и временем его защитного действия $\tau_{\text{пр}}$, которая выражается уравнением Шилова:

$$\tau_{\text{пр}} = K \cdot L - \tau_0.$$

где K – коэффициент защитного действия слоя сорбента;

τ_0 – потеря времени защитного действия;

L – высота слоя сорбента.

Параметры уравнения Шилова (K и τ_0) определяются эмпирически, измеряя для слоев сорбента различной высоты L время проскока $\tau_{\text{пр}}$, строится график зависимости L и $\tau_{\text{пр}}$ при фильтровании воды через угольную загрузку при заданной скорости. В лабораторных условиях был поставлен эксперимент для условий фильтрования озерной воды через угольную загрузку БАУ-А с минимальной скоростью фильтрования 1 м/ч. Скорость движения фронта сорбции составила 0,0076 м/мин, время формирования фронта сорбции (потерянное время) сорбента составило 12,8 мин.

Уравнение Шилова для очистки природной воды активированным углем БАУ-А имеет вид:

$$\tau_{\text{пр}} = 130 \cdot L - 12,8.$$

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о том, что технология подготовки природной воды с высокой цветностью требует применения окислителей на предварительной ступени очистки, при этом комплексное применение окислителей (гипохлорит натрия и перекись водорода) не обеспечивает нормативного снижения цветности для исследованных вод. Для достижения нормативных показателей по цветности осветленной воды могут применяться как коагуляция, так и адсорбция предварительно обработанной окислителем воды. Применение метода адсорбции для доочистки воды на ступени осветления наиболее целесообразно, т.к. позволит сократить объем стоков и концентрацию мехпримесей в их составе, а также снизить класс опасности в связи с отсутствием в составе твердой фазы солей алюминия.

Технологическая схема подготовки воды, реализуемая на объектах парогенерации ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», включает стадию предварительной реагентной обработки, которая заключается во введении в поток окислителя (гипохлорит натрия), коагулянта (сульфат алюминия), обеспечивающих разрушение коллоидной системы, для обеспечения полного гидролиза коагулянта природная вода нагревается до температуры 20⁰С, в систему добавляется раствор щелочи. Обработанная реагентами вода направляется в трубопровод, где обеспечивается перемешивание введенных в систему реагентов и необходимое для прохождения реакции время контакта. Поток осветленной воды направляется на стадию механической фильтрации, где установлены напорные фильтры с загрузкой из кварцевого песка (1). Очищенная от механических примесей вода направляется на стадию умягчения методом ионного обмена (2,3). При реализации технологии подготовки воды котлового качества кроме обессоленной воды (товарного продукта) образуются сточные воды, требующие утилизации. Проектом предусмотрена закачка сточных вод в водоводы системы ППД или системы нефтесбора. Технологическая схема подготовки воды приведена на рисунке 1.

Пластовые воды Усинского нефтяного месторождения имеют близкий химический состав, для них рН изменяется от 6,45 до 6,9 ед., общая минерализация находится в пределах от 60,73 до 65,28 г/дм³, концентрация взвешенных веществ изменяется от 12,1 до 14,7 мг/дм³, нефтепродуктов – от 24,7 до 40,9 мг/дм³. Подача сточных вод от ПГУ в систему поддержания пластового давления (ППД) или систему нефтесбора без предварительной очистки приведет к образованию дополнительных осадков в виде сульфида и гидроксида железа, карбонатов и сульфатов кальция.

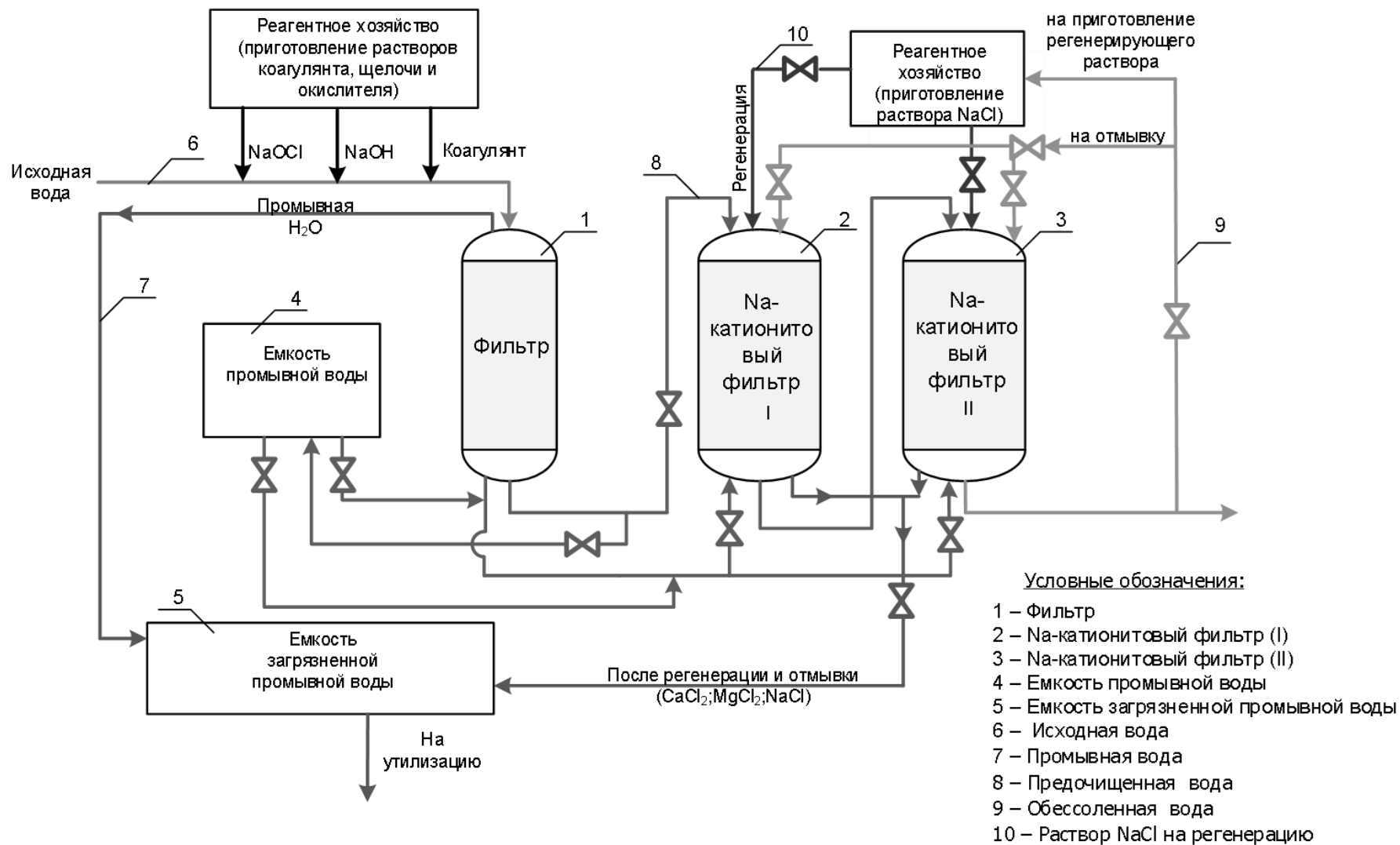


Рисунок 1 - Технологическая схема подготовки природной воды для ПГУ

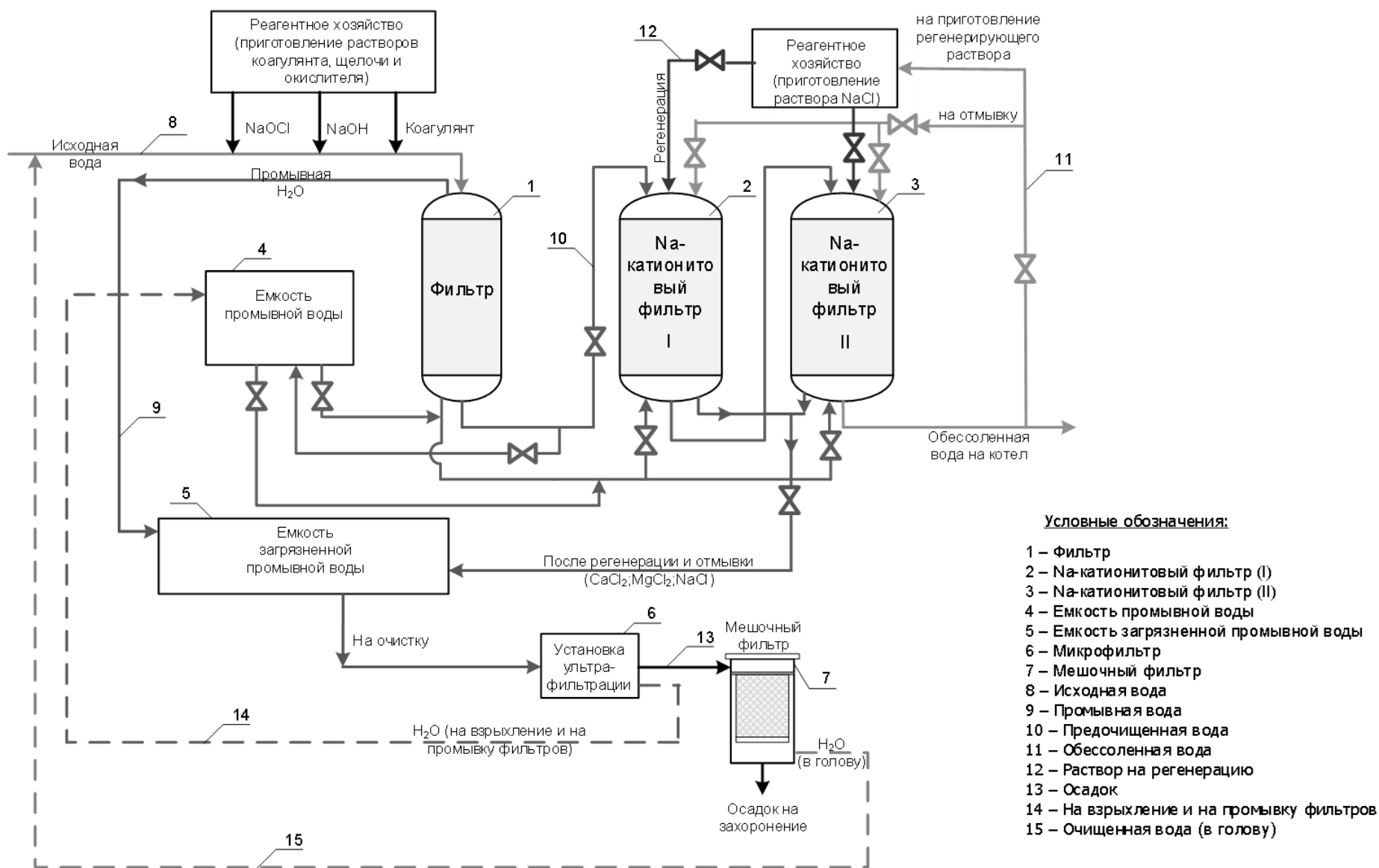


Рисунок 2 – Технологическая схема подготовки умягченной воды с использованием ультрафильтрации для очистки стоков

Для предупреждения образования осадков в системе нефтесбора и кольматации пор поглощающего пласта возможно применение ингибиторов солеотложений [3]. Лабораторные исследования по подбору ингибиторов солеотложений были выполнены для модельных и реальных вод систем нефтесбора и ППД добывающих предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Испытания проводились для 11 реагентов: «Gyrtron» марки В и марки С, «Сонсол 2002» марка А, «Солмастер 1070», «RS-6007», «Descum 2Н 3111» марка В, «ISW 0037», «Пральт 31» марка А, «ХПС 005», «Фокс-03», «SCW 82697».

Высокую эффективность (98,7-99,2%) связывания солей жесткости в смесях пластовых и сточных вод ПГУ показали реагенты «Descum 2Н 3111» марка В, «RS-6007», Gyrtron» марки В и марки С, «Солмастер 1070» при дозировках 20 г/т. Опробованные ингибиторы солеотложений связывают в устойчивые комплексные соединения только ионы кальция, концентрация ионов магния в воде остается постоянной как в присутствии, так и в отсутствии ингибитора солеотложений в ее составе. В составе осадков соли магния отсутствуют. Однако, направление сточных вод ПГУ в скважины полигонов захоронения даже после обработки ингибиторами солеотложений требует ее дополнительной подготовки по доведению содержания механических примесей до уровня 50 мг/дм³, и кислорода – до 0,5 мг/дм³.

Образование осадков при смешении пластовых и сточных вод ПГУ диктует необходимость разработки технологии оборотного водоснабжения объектов ХВО, которая должна включать ступень очистки сточных вод от железа и механических примесей с возможностью их возврата в качестве промывных вод для фильтров механической очистки и ионообменных фильтров, исключив закачку в непродуктивные горизонты или систему ППД [3].

Применение технологии оборотного водоснабжения позволит сократить объем свежей воды, забираемой из поверхностного источника и предотвратить образование осадков при смешении сточных вод ХВО ПГУ с пластовыми водами нефтяных месторождений.

При условии отдельного сбора промывных вод от фильтров механической очистки и ионообменных фильтров раствор после регенерации и отмытки ионообменных фильтров может быть направлен на установку электродиализа. Реализация процесса позволит получить обессоленную воду в качестве товарного продукта и концентрат раствора поваренной соли, который может быть вновь направлен на стадию регенерации ионообменных фильтров.

Заключение

1. Технология пароциклической обработки скважин активно внедряется на Усинском нефтяном месторождении, экономическая эффективность процесса определяется расходом пара на 1 тонну дополнительно добытой нефти, затраты на подготовку которого могут достигать 30-35% от общих эксплуатационных расходов.

2. С целью снижения затрат на подготовку умягченной воды и сокращения расхода воды на собственные нужды в лабораторных условиях определены оптимальные дозировки и типы реагентов, позволяющих достичь нормативных значений по показателю цветности и содержанию растворенного железа осветленной воды. Использование коагулянтов на основе солей алюминия, после предварительного окисления природной воды, обеспечивает нормативные показатели качества осветленной воды, при этом применение коагулянта марки Аква-Аурат обеспечивает образование более крупных частиц.

3. Достижение нормативных значений по показателю цветности осветленной воды возможно при использовании активированного угля в качестве фильтрующего материала, в случае отказа от применения коагуляции на стадии предварительной обработки воды. Массообменные характеристики для активированного угля БАУ-А относительно цветности озерной воды определены в лабораторных условиях. Получены константы уравнений Шилова и Фрейндлиха, позволяющие определить технологические параметры процесса адсорбционной очистки. Применение метода адсорбции для доочистки воды на ступени осветления позволит сократить объем стоков и концентрацию мехпримесей в их составе, а также снизить класс опасности стоков в связи с отсутствием в их составе солей алюминия.

4. Обзор современных методов подготовки умягченной воды и очистки сточных вод показал, что наиболее эффективными для удаления мехпримесей и общего железа являются

баромембранные технологии. Для объектов химводоочистки ПГУ предложена схема сбора и утилизации сточных вод, образующихся на ступени осветления с применением метода ультрафильтрации и утилизации «соленых» вод после ступени обессоливания методом электродиализа.

5. Разработка и применение технологии повторного использования сточных вод на объектах парогенерации нефтедобывающих предприятий позволит сократить объемы забора воды из природных источников и закачки сточных вод в поглощающие горизонты, что, в свою очередь, приведет к снижению коэффициента использования воды при получении пара при пароциклической обработке скважин.

Библиографический список:

1. Ланина Т. Д. Возможные пути решения проблемы подготовки воды для системы ППД нефтяных месторождений: Статья. – Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: научно-технический журнал. – 2009. - № 2. – С. 56-60
2. Семенов М.А., Иванов А.С. Углублённые Процессы Окисления (АОП). Сравнение различных способов обработки, основанных на процессах объединяющих ОЗОН, Ультрафиолетовое излучение и Перекись водорода. (ИТТ WEDECO (Германия), ООО «ВЕДЕКО Центр») // Сборник докладов межотраслевой конференции «Вода в промышленности - 2010» (20 октября 2010г., Москва. –М.: ГК «Измайлово», ООО «Интехэко», 2010. –стр. 3-6.
3. Сидоров Д. А., Ланина Т. Д. Аналитические исследования по определению физико-химических свойств, компонентного состава высокоминерализованной пластовой воды и примесей, входящих в ее состав. Ярегское нефтяное месторождение.– Отчет . – 2018 г. – 45 с.
4. Бульжев Е.М. Многосекционное устройство тонкослойной очистки больших объемов воды от механических примесей // Патент России № 2442634. 2012. Бюл. № 8.

УДК 553.98+550.8.01

Геология и перспективы нефтегазоносности малоизученных территорий севера Тимано-Печорского бассейна (Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона)

Маракова И.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция занимает особое положение среди нефтегазоносных провинций России и обладает значительным потенциалом для расширения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья.

Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона (ВАСТЗ) расположена на северо-востоке Печорской синеклизы. ВАСТЗ представляет собой сложнопостроенную структуру северо-западного простирания размерами 180 x 80 км. К северу она сужается до 40 км и погружается в акваторию Печорского моря. На западе и востоке зона ограничена Хорейверской и Коротаихинской впадинами, на юге – грядой Чернышева. Она характеризуется чередованием валов и депрессий, выраженных по всему разрезу осадочного чехла. В составе ВАСТЗ выделяются структуры второго порядка: валы Сорокина, Гамбурцева, Сарембой-Леккейгинский и Талотинский, а также Мореюская и Верхнеадзвинская депрессии.

Осадочный чехол ВАСТЗ слагают палеозойские, мезозойские и кайнозойские образования мощностью 6-9 км. В Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне открыто более 20 месторождений нефти. Стратиграфический диапазон промышленной нефтеносности охватывает отложения от верхнего силура до среднего триаса включительно. Распределение залежей УВ неравномерно как по площади, так и по разрезу. Здесь открыты крупные по запасам Торавейское, Наульское и средние Варандейское, Лабоганское и Южно-Торавейское.

Основными объектами геологического изучения, обеспечивающими дальнейший прирост запасов нефти, являются пять нефтегазоносных комплексов (НГК): среднеордовикско-нижнедевонский; доманиково-турнейский карбонатный; нижнепермский, верхнепермский и триасовый НГК.

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК

Комплекс содержит карбонатные и карбонатно-глинистые отложения средней и низкой продуктивности. Пустотное пространство карбонатных образований, особенно вблизи поверхности предсредне-позднедевонского размыва, оказалось в значительной степени переформировано. Нижнедевонские отложения в составе лохковского, пражского и эмского ярусов вскрыты практически всеми скважинами и являются основным продуктивным горизонтом НГК. Толщина отложений 750-920 м и увеличивается в восточном и северо-восточном направлениях. В основном продуктивном горизонте развиты пористо-кавернозные, неравномерно трещиноватые органогенно-детритовые, в различной степени доломитизированные известняки и вторичные доломиты.

Доманиково-турнейский НГК

Одним из наиболее важных поисковых объектов этого НГК являются установленные на различных стратиграфических уровнях органогенные постройки. Наиболее высокеемкие коллекторы приурочены к зонам развития этих органогенных построек, а также к облекающим эти постройки пластам [2].

Коллекторы позднефаменского возраста имеют повсеместное распространение и представлены шельфовыми известняками с прослоями доломитов. Тип коллектора поровый, трещинно-каверново-поровый. Каменноугольные отложения представлены турнейским ярусом, сложенным преимущественно известняками с тонкими прослоями аржиллитов.

Нижнепермский НГК

Артинские отложения представлены на севере вала Сорокина биоморфно-детритовыми, органогенно-детритовыми известняками. Толщина их составляет 39-118 м.

Пермский терригенный НГК

Пермские отложения в составе кунгурских и уфимско-казанских отложений представлены толщей чередования песчаных пластов-коллекторов и непроницаемых глинистых покровов. На территории ВА3 выделяется 2 зоны повышенной песчаности, связанные с долинами палеорек. Залежи в кунгурских отложениях связаны с песчаными коллекторами пористостью 10-20 % (иногда 21-27 %) проницаемостью от долей единиц до 70 мД и эффективной толщиной от нескольких метров до 10-20 м.

Триасовый терригенный НГК

Триасовый НГК, залегающий на глубинах 400-2000 м, представлен чередованием глинистых пород и песчаных пластов-коллекторов. Здесь развиты базальные пласты аллювиального происхождения. Их пористость составляет 18-25 %, толщина изменяется от 4-8 до 20 м. Покровы, в основном, глинистые, однородные. Толщина составляет 10-120 м.

Необходимо отметить, что раннему формированию залежей углеводородов способствовало древнее заложение структур вала Сорокина. О высоких перспективах поднадвиговых структур в пределах сложнодислоцированной Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны свидетельствует выявление залежей нефти в силурийских и нижнедевонских отложениях. Видимо, залежи нефти будут локализованы на положительных высокоамплитудных объектах, где предполагается повышенная трещиноватость карбонатных пород и улучшение их емкостно-фильтрационных свойств. В нижнедевонских отложениях нефтенасыщение в большей степени приурочено к пористо-кавернозным и трещиноватым участкам. Пористость по ГИС составляет 3-12%.

По доманиково-турнейскому НГК перспективные территории контролируются участками распространения изолированных органогенных построек позднефранского возраста и связанных с ними фаменских пластов облекания.

Нефтеносность нижнепермского карбонатного природного резервуара обусловлена широким развитием ассельско-сакмарских органогенных построек (Варандейское,

Торавейское и другие месторождения). Залежи нефти приурочены к структурно-рифовым ловушкам и группируются в сводовой части вала на высокоамплитудных поднятиях.

Наиболее высокыемкие коллекторы в отложениях артинского возраста, связанные с органогенно-детритовыми известняками, приурочены к северу вала Сорокина. Коллекторы средне- и высокыемкие, типы коллекторов – каверново-поровый и трещинно-порово-каверновый. Пористость их составляет 8-26 %.

Региональный наклон Тимано-Печорского седиментационного бассейна к северо-востоку отразил особенности строения вала Сорокина в триасовое время. Южная часть вала оказалась гипсометрически выше северной части, которая под действием тангенциальных сил со стороны Пай-Хоя и Урала была выжата вверх, о чем свидетельствует полное отсутствие триасовых отложений.

В триасовое время в континентальных обстановках осадконакопления, материал с разрушающихся поднятий и формирующегося орогена перераспределялся преимущественно реками. Пространственное размещение залежей нефти в ВАСТЗ контролируется литолого-структурным (узлы пересечений зон повышенной песчанности с валами) и литолого-тектоническими факторами наличием вертикальных разломов и зон повышенной песчанности. В северной части вала Сорокина триасовые отложения представлены в максимальном объеме.

Открытие новых нефтяных залежей в отложениях триасового терригенного комплекса прогнозируется в прилегающей к валу Сорокина Мореюской депрессии в зоне развития пород с максимальной песчанностью. Анализ материалов акваториальной и сухопутной части Варандей-Адзвинской зоны позволило полно охарактеризовать строение и историю геологического развития северо-восточного края Тимано-Печорской плиты. Полученные материалы свидетельствуют об идентичности развития на протяжении большей части геологической истории, что существенно повышает перспективы нефтегазоносности в слабоизученной акваториальной части Печорского моря.

Библиографический список:

1. Отчет о научно-исследовательской работе: «Изучение и анализ ресурсной базы углеводородного сырья на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции», Коми научный центр, Сыктывкар, 2005 г., 138 с.
2. Кисаева А. В., Резванов Э. Р. Геологический обзор нефтегазоносных комплексов Варандей-Адзвинской области / Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения, Уфа, 2019. – С.125-127.

УДК 622.276.031.011:621.039

Современные исследования PVT-свойств флюидов, их важность и значение в современной энергетической отрасли

Матейчук Л.В.

Ухтинский Государственный Технический Университет, г. Ухта

В современной энергетической отрасли есть видимая тенденция перехода к альтернативным источникам энергии, в связи с этим остро встает вопрос о временном промежутке, оставшемся для использования классических ресурсов (в нашем случае углеводородное сырье).

Для точного прогнозирования времени эксплуатации углеводородных ресурсов, необходимо чётко понимать их геологические запасы. Основой для расчётов запасов являются PVT-свойства флюидов.

Целью работы является представление прогнозирования фазового поведения пластовой углеводородной системы в процессе разработки месторождения, получение информации о начальных составе и свойствах пластового газа и конденсата исследуемой скважины и его фазовом поведении при текущих пластовых термобарических условиях.

В ходе выполнения работы проанализированы предыдущие PVT-исследования флюида, которые являлись основной информационной базой для анализа углеводородной характеристики.

Поставленная задача решается комплексом промысловых, аналитических и экспериментальных исследований. В ходе промысловых исследований анализируются отобранные сепарационные пробы флюида. По результатам аналитических исследований определяются состав и физико-химическая характеристика пластовой смеси. На основе результатов промысловых и аналитических исследований составляются рекомбинированные образцы пластовой системы и строятся физические и математические модели системы.

Сейчас, PVT-исследования есть неотъемлемая часть разработки любого месторождения. PVT-исследования разделяются на 3 части: исследования непосредственно на объекте добычи, физическое моделирование в лабораториях научно исследовательских институтов и математическое моделирование с использованием компьютерных ресурсов.

Исследования на объектах добычи представляют собой различные гидродинамические исследования с последующим отбором проб для их дальнейшей реализации в физическом моделировании. Исследование проводится с целью определения физико-химических свойств продукции добывающих скважин, при котором пробоотборником закрытого типа отбираются закрытые глубинные пробы с сохранением термобарических условий продукции и фазового состояния; пробоотборником открытого типа отбираются открытые глубинные пробы без сохранения их термобарических условий и фазового состояния в пласте. Пробы отбираются с интервала, где давление выше давления насыщения и обводненность продукции не превышает обводненности по пласту. Также возможен отбор проб с сепараторов: это отбор сырого флюида и газа сепарации. В зависимости от исходных требований выполняется исследование при установившихся и неустойчивых режимах (ИД и КВД, КПД).

Физическое моделирование представляет собой ряд экспериментов, направленных на прогнозирование поведения флюида. УВС, отобранная в ходе исследований на объекте добычи, поступает в лабораторию и исследуется на определение компонентного состава, посредством хроматографии. Чтобы осуществить прогнозирование фазового поведения пластовой смеси, отобранные пробы необходимо рекомбинировать, для этого необходимо определить состав пластовой углеводородной системы. Используя уравнение материального баланса рассчитывают состав пластового флюида, первоначально определив состав газа сепарации, газа дегазации и дегазированного углеводорода. После процесса рекомбинации предполагаемая пластовая смесь загружается в PVT бомбу. Где уже непосредственно определяется состояние системы при пластовых условиях (давление, температура, объемное отношение и т.д.) и выполняются опыты по дифференциальному разгазированию и контактному разгазированию. На различных этапах PVT-исследований применяется математическое моделирование, исходя из необходимости.

Физическое моделирование позволяет достоверно прогнозировать фазовое поведение нефтегазоконденсатной системы, однако есть множество задач, достижению которых физическое моделирование мало сможет помочь, тут и вступает в свою роль математическое моделирование.

Математическое моделирование в первую очередь связано с уравнением состояния. Уравнение состояния (УС) – это аналитическое выражение, которое связывает давление, температуру и объем жидкости. Одним из простейших УС является закон идеального газа, который примерно точен для газов при низких давлениях и высоких температурах. Однако это уравнение становится все более неточным при более высоких давлениях и более низких температурах и не может предсказать конденсацию из газа в жидкость. Чтобы улучшить прогнозы для жидкой фазы, был разработан ряд точных УС для газов и жидкостей. В настоящее время не существует единого уравнения состояния, которое точно предсказывало бы фазовые свойства всех флюидов при всех температурах и давлениях. Уравнение Пенга-Робинсона (Peng Robinson), разработанное в 1976 году с модификацией, введенной в 1978 году, и уравнение Соаве-Редлиха-Квонга (G. Soave, O. Redlich, J. N. S. Kwong) широко используются в большинстве симуляторов PVT и симуляторов композиционного коллектора. УС Пенга-Робинсона работает аналогично уравнению Соаве, хотя в целом он лучше подходит для прогнозирования плотности жидкой фазы многих жидкостей, особенно неполярных [2].

Обычно большинство прогнозов УС неточны. Такие параметры, как точка кипения, плотности жидкой фазы и состав, могут отличаться на несколько процентов от экспериментальных значений. Эти несоответствия в предсказаниях УС происходят из-за недостаточной характеристики плюсовых фракций, неадекватных бинарных коэффициентов взаимодействия или неправильного общего состава. Прогнозы УС можно улучшить, настроив параметры УС, чтобы они соответствовали экспериментальным свойствам жидкой фазы. В большинстве случаев критическое давление (P_k), критическая температура (T_k) и ацентрический фактор (ω) положительной доли или прямых множителей на константы УС могут быть изменены опираясь на экспериментальные данные, полученные в результате PVT-исследований пластового флюида в лаборатории.

Для экспериментального прогнозирования фазового поведения пластовой газоконденсатной системы в процессе разработки месторождения необходимо получить исходные данные непосредственно со скважины исследуемого объекта, а именно:

- 1) термобарические условия пластового флюида,
- 2) физико-химические свойства и состав пластовой смеси,
- 3) результаты исследования скважины на газоконденсатность (содержание конденсата),
- 4) пробы пластового флюида или сепараторные.

Нефтегазоконденсатные исследования классифицируются по виду технического исполнения и технологии замера КГФ с отбором проб газа и конденсата [1]:

1. Метод непрерывного отбора промышленных количеств газа. Один из самых распространённых видов исследований, метод заключается в прямом отборе флюида из сепарационных установок и замера КГФ.

2. Метод малых отборов газа. Проводятся при большой интенсивности исследований или в случае однофазного газового состоянии при устьевых условиях.

3. Метод масштабных исследований. Связан с неоднородность распределения давлений и состава УВ сырья на месторождении.

4. Бессепарационные и комбинированные методы изучения ГКХ. Разработаны в связи с отсутствием газоконденсатных исследований.

Метод малых отборов газа, разумнее использовать в случае необходимости исследования большого количества объектов и малом количестве времени, метод масштабных исследований характерен более актуален для анализа информации по всему месторождению или группе месторождений, а бессепарационный метод изучения ГКХ является альтернативным вариантом измерений, который применяется в исключительных случаях.

В ходе лабораторных исследований производится множество исследований, направленных на определение:

- 1) Фазовое состояние пластовой газоконденсатной системы при пластовых давлениях и температуре (РТ-исследования);
- 2) Зависимость изменения пластового давления от относительных отборов «сухого» газа (РV-исследования);
- 3) Давление начала конденсации пластовой газоконденсатной системы;
- 4) Потери сырого и стабильного конденсата в пласте при различных вариантах разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений;
- 5) Изменение газонасыщенности и конденсатонасыщенности в зависимости от пластового давления.

Исследования проводятся на различных типов конструкций, но принцип их действия един. Они состоят из термостатируемой бомбы заданного объема, с возможностью нагнетания давления в рабочую камеру; агрегата для перекачивания рабочей жидкости (глицерин) измерительного пресса для загрузки; расходомера выпускаемого газа из бомбы, а также термостата. В бомбе присутствует индикатор процессов протекающих внутри рабочей камера, а также замера уровня жидкости. Для контроля термобарических показателей бомба оборудована манометрами и термометрами. Смесь в бомбе можно перемешивать, используя магнитную мешалку или же покачиванием самой бомбы.

Различные способы разработки можно смоделировать на установках фазовых равновесий. Важнейшей информацией для выбора метода разработки месторождения является вопрос о потерях конденсата в пласте. Со временем в разрабатываемом пласте, в связи с уменьшением пластового давления происходит изотермическая ретроградная конденсация. Количество выпавшего конденсата определяется его характеристикой.

В практике различают два основополагающих способа конденсации:

1. Дифференциальный. Первоначальный объем остается без изменений, уменьшение давления происходит из-за выпуска газа, конденсация проходит при непрерывно меняющемся составе системы.

2. Контактный. Состав находится без изменения, изменение давления регулируется изменением объема рабочей камеры.

В настоящее время существует множество расчётных методов определения состава и свойств нефтегазовой смеси в условиях пласта. Самый распространённый способ определения компонентного состава углеводородного флюида есть газовая хроматография.

Хроматография – это метод разделения и определения веществ, основанный на распределении компонентов между двумя фазами – подвижной и неподвижной. Неподвижной (стационарной) фазой служит твердое пористое вещество (сорбент) или пленка жидкости, нанесённая на твёрдое вещество. Подвижная фаза представляет собой жидкость или газ, протекающий через неподвижную фазу, иногда под давлением.

Существует множество видов хроматографии, но для определения компонентного состава углеводородного флюида используют способ газовой хроматографии. Этот метод позволяет разделять летучие термостабильные соединения, которые составляют 70-80 % используемые человеком в сфере производства и быта. Подвижной фазой используют инертный газ (азот, гелий, водород, углекислый газ и аргон), протекающий через неподвижную фазу, имеющую большую поверхность. Чаще всего используют азот, так как он менее дорогой и его легко достать. Газ-носитель обеспечивает перенос разделяемых компонентов по хроматографической колонке и не взаимодействует ни с разделяемыми веществами, ни с неподвижной фазой.

Из представленных мною ранее этапов исследования PVT-свойств флюидов, можно выразить их сложность и многокомпонентность, в связи этим в современном мире они не заслужено остаются в тени классических вопросов по повышению нефтеотдачи и т.п.

Необходимо популяризировать технологию PVT-исследований в кругах молодых специалистов и студентов крайних лет подготовки.

Библиографический список:

1. Долгушин Н.В., Корчажкин Ю.М., Подюк В.Г., Сагитова Д.З. Исследование природных газоконденсатных систем. - Ухта, 1997. - 178 с.
2. Phase Behavior, Solid Organic Precipitation, and Mobility Characterization Studies in Support of Enhanced Heavy Oil Recovery on the Alaska North Slope.

УДК 622.276:681.5

Увеличение коэффициента извлечения нефти за счет выработки прикровельной части продуктивного пласта

Митягина М.О.

Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа

В настоящее время важнейшим резервом углеводородных ресурсов являются месторождения арктической зоны Российской Федерации, в которых сосредоточена четверть отечественных запасов нефти и газового конденсата и более 70 % газа [1]. Однако, несмотря на значительные перспективы, разработка арктических месторождений связана с серьезными проблемами, обусловленными спецификой природной среды, что требует принципиального

технического и технологического перевооружения нефтегазовой отрасли. Кроме того, для обеспечения конкурентоспособности добычи углеводородов в Арктике необходимо существенное повышение качественных и количественных показателей извлечения сырья, чего нельзя добиться без разработки и практической реализации новых технических и технологических решений [2].

При разработке нефтегазовых месторождений на Севере актуальной проблемой остается добыча трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Наибольший объем ТРИЗ нефти сосредоточен в прикровельной, слабо дренируемой части продуктивных пластов. Таким образом, одной из основных задач нефтедобычи является разработка способа извлечения остаточной (прикровельной) нефти, что позволит увеличить объем добываемых углеводородов за счет повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) [3, 4].

Одним из перспективных способов выработки малоподвижных углеводородов в прикровельной зоне является вскрытие продуктивных пластов электрогидравлическим сверлящим перфоратором с постоянным контролем угла положения его рабочих органов двухосевыми датчиками.

К основным достоинствам сверлящей перфорации можно отнести:

- формирование перфорационных каналов без ударного воздействия на элементы крепления скважины и горных пород;
- создание отверстий большего диаметра с чистой кромкой;
- вскрытие тонкослоистых пластов с высокой избирательной способностью;
- эффективное вскрытие маломощных пластов и пластов с подошвенной водой.

Перфорация каналов сверлящим перфоратором обеспечивается согласованной работой трех контуров: контура фиксации, контура подачи бура и контура перфорации.

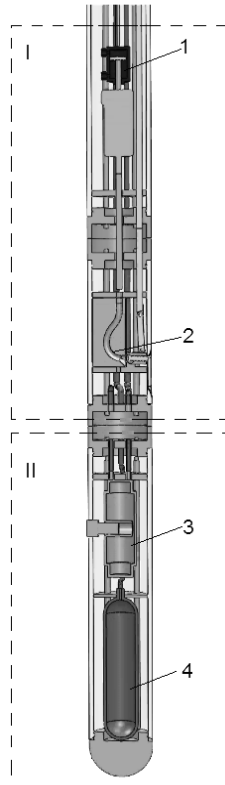
На рисунке 1 представлен фрагмент компоновочной схемы сверлящего перфоратора для вскрытия нефтегазоносных пластов.

Контур фиксации обеспечивает фиксацию корпуса электрогидравлического сверлящего перфоратора в обсадной колонне при помощи штоков двух гидроцилиндров фиксации, которые равномерно выдвигаются, выбирая зазор между корпусом перфоратора и обсадной колонной (как правило не более, чем на 20 – 100 мм в течение 2 – 10 с). Контур подачи бура обеспечивает подачу буровой головки на гибком валу на заданную глубину перфорации (на 200 – 500 мм). Контур перфорации обеспечивает при необходимости одновременное вращение и возвратно-поступательное движение бура на гибком валу (скорость вращения от 200 до 800 об/мин, частота ударов сверлящего перфоратора составляет 1800 мин⁻¹), тем самым увеличивая производительность перфорации продуктивных пластов гидрофицированным сверлящим перфоратором. Одновременное использование вращательного и возвратно-поступательного движений бура эффективно при проведении перфорации горных пород, а перфорацию обсадной колонны и цементного кольца во избежание нарушения целостности крепления скважины целесообразнее производить с помощью вращения рабочего инструмента.

Электрогидравлический сверлящий перфоратор [5] на насосно-компрессорных трубах спускают в забой обсадной скважины. На начальной стадии добычи углеводородов ориентацию и позиционирование рабочих органов электрогидравлического сверлящего перфоратора осуществляют в вертикальной плоскости в направлении к кровле продуктивного пласта посредством поворотов колонны насосно-компрессорных труб с устья скважины.

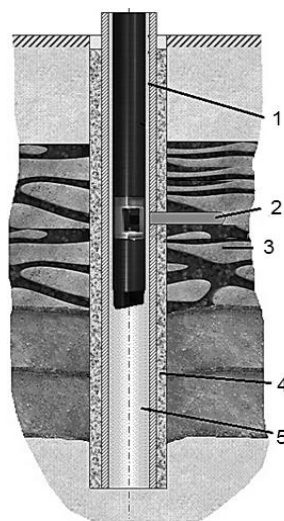
По окончании процесса перфорации в прикровельной зоне продуктивного пласта прибор извлекают из скважины, после чего осуществляют выработку малоподвижных углеводородов в перфорированной зоне, что исключает возможность снижения продуктивности скважины за счет оставшейся нефти в прикровельной части пласта. Затем осуществляют блокирование перфорированных зон в забойной части обсадной колонны с помощью неизвлекаемого пакера, а перфоратор транспортируют в забойную область, сопряженную с запакерванным участком, после чего ориентируют его путем поворота колонны насосно-компрессорных труб с устья скважины таким образом, чтобы на

последующей стадии пластовой нефтедобычи рабочие органы перфоратора находились в горизонтальной плоскости продуктивного пласта. Ориентирование рабочих органов перфоратора в горизонтальной плоскости продуктивного пласта обеспечивает расположение перфорированных каналов в области, характеризующейся наличием более подвижных углеводородов (рис. 2). По окончании процесса перфорации прибор извлекают из скважины и производят выработку более подвижных углеводородов.



I – контур перфорации; II – контур фиксации; 1 – гидроцилиндр перфорации;
2 – бур; 3 – гидроцилиндр фиксации; 4 – гидроаккумулятор

Рисунок 1 - Фрагмент компоновочной схемы электрогидравлического сверлящего перфоратора



1 – перфоратор; 2 – перфорационный канал; 3 – продуктивный пласт;
4 – цементное кольцо; 5 – обсадная труба

Рисунок 2 - Ориентирование рабочих органов электрогидравлического сверлящего перфоратора в горизонтальной плоскости продуктивного пласта

При рассматриваемом способе вторичного вскрытия продуктивных пластов ориентирование бура перфоратора осуществляют путем поворота колонны насосно-компрессорных труб с устья скважины и одновременным контролем угла положения рабочих органов перфоратора с помощью двухосевых датчиков, измеряющих проекции силы тяжести на оси чувствительности. Датчики ориентированы ортогонально друг другу и расположены в плоскости, перпендикулярной продольной оси корпуса перфоратора [6].

Вскрытие нефтегазоносных пластов электрогидравлическим сверлящим перфоратором позволит повысить КИН за счет извлечения нефти из прикровельной части, что будет способствовать более рациональной разработке нефтегазовых месторождений арктической зоны Российской Федерации. Преимуществом описанного способа добычи углеводородов является его эффективность при вторичном вскрытии в сложных геолого-технических условиях, в том числе при разработке месторождений с маломощными продуктивными пластами, низкопроницаемыми породами, а также месторождений с вязкими и высоковязкими нефтями.

Библиографический список:

1. Зуев А. Е. Нефтегазовый клондайк Арктики // ТЭК России: электрон. журнал. 2018. № 12. URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/U545 (дата обращения: 06.08.2021).
2. Инновационные факторы в освоении арктического шельфа и проблемы импортозамещения: монография / А. Н. Виноградов и др. Апатиты: ФИЦ КНЦ РАН, 2019. 80 с.
3. Разведка и добыча: главные проекты // Сибирская нефть. С.-Пб., 2020. № 6 (173). С. 18–31.
4. Якупов Р. Ф. Совершенствование выработки запасов прикровельной нефти водоплавающих залежей Туймазинского месторождения: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2021. 132 с.
5. Митягина М. О. Перспективный электрогидравлический сверлящий перфоратор для вторичного вскрытия нефтегазоносных пластов (разработка и исследование: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: УГАТУ, 2013. 150 с.
6. Пат. № 2562639 РФ. Способ вторичного вскрытия продуктивных пластов / Месропян А. В. и др.; заявл. 25.07.14; опубл. 10.09.15. 6 с.

УДК 621.45.0.002.2(075.8)

Технологические основы обеспечения функционально-ориентированных свойств структуре газотурбинных установок нефтегазовой промышленности

Михайлов Д.А.¹, Пичко Н.С.², Пичко А. П.² Михайлов А.Н.^{2, 3}, Шейко Е.А.¹

1 - Академия гражданской защиты, г. Донецк

2 - Усинский филиал Ухтинского государственного технического университета, г. Усинск,

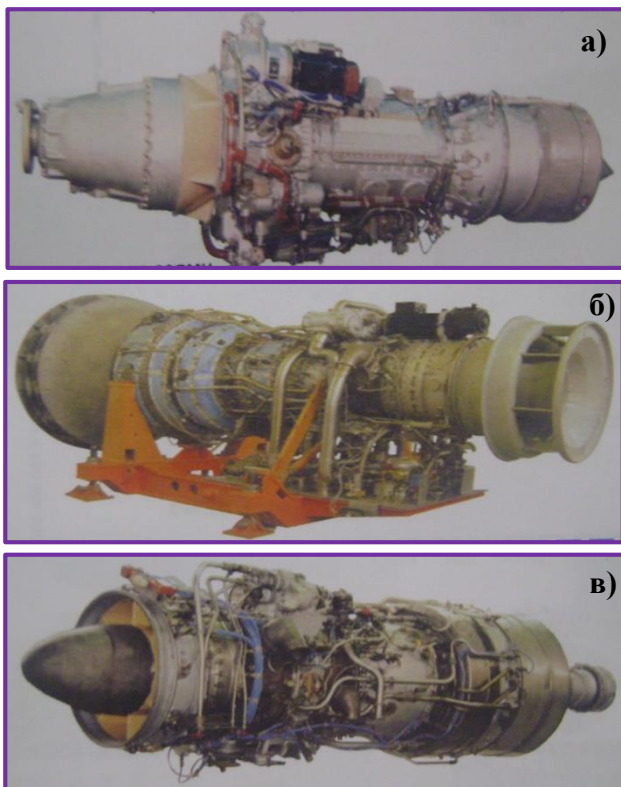
3 - Донецкий национальный технический университет, г. Донецк

В настоящее время в нефтегазовой промышленности широко применяются газотурбинные приводы и газотурбинные установки (ГТУ), которые используются для перекачивающих, газлифтных и нефтеперекачивающих агрегатов, блочно-транспортабельных электростанций, газотурбинных электростанций различной мощности, а также других технологических систем. Это обусловлено высокими технико-экономическими показателями и нетрадиционными эксплуатационными характеристиками ГТУ [1, 2, 3].

Следует заметить, что в последнее время разработана широкая гамма различных структурных вариантов ГТУ для различных технологических систем нефтегазовой промышленности. В качестве примера на рис. 1 приведен общий вид газотурбинных приводов [1], а именно: на рис. 1, а – привод АИ-20ДМН, на рис. 1, б – привод АИ-336-1/-2-10, на рис. 1, в – привод Д-336.

Выполненный анализ работы газотурбинных приводов и ГТУ показал, что они обычно эксплуатируются в сложных условиях. Это обусловлено тем, что в ряде случаев их работа

характеризуется наличием высокой концентрации пыли, больших неравномерностей абразивно-эрозионных, температурных, физических, химических воздействий по подсистемам, а также наличием дополнительных узлов и подсистем.



а – привод АИ-20ДМН, б – привод АИ-336-1/-2-10, в – привод Д-336

Рисунок 1 - Общий вид газотурбинных приводов

Целью данной работы является повышение эксплуатационных свойств ГТУ на основе создания технологического обеспечения комплексного формирования ФОС его структурных элементов, работающих в условиях действия неравномерных эксплуатационных воздействий.

Можно отметить, что ФОС иерархической структуры ГТУ позволяют решать следующие вопросы [5, 6]:

- обеспечения качественно новой совокупности свойств ГТУ;
- обеспечения заданных, требуемых или предельных эксплуатационных свойств ГТУ;
- установления закономерностей эксплуатационных свойств деталей в зависимости от производственно-технических свойств структуры ГТУ;
- управления эксплуатационными свойствами структуры ГТУ в процессе изготовления;
- повышения технико-экономических показателей ГТУ.

Эксплуатационные свойства структуры ГТУ можно представить следующим образом:

$$C^{\exists} = \left\{ \begin{array}{c} C_1^{\exists} \\ C_2^{\exists} \\ C_3^{\exists} \\ \dots \\ C_K^{\exists} \end{array} \right\}, \quad (1)$$

где C^{\exists} - вектор обобщенных эксплуатационных свойств структуры ГТУ;

C_k^o - k -й элемент вектора C^o для k -ой детали;

K – общее количество деталей с заданными эксплуатационными свойствами.

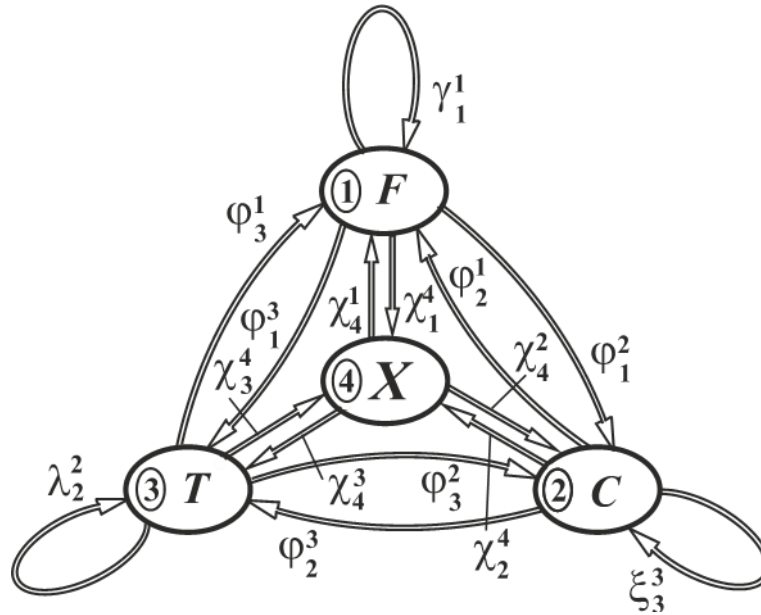


Рисунок 2 - Общая структурная схема обеспечения ФОС структуре ГТУ и связей между составляющими этапов цикла

Следует заметить, что в случае обеспечения ФОС структуре ГТУ в условиях действия неравномерных эксплуатационных функций, эксплуатационные свойства элементов структуры должны быть равными или одинаковыми, они могут быть кратными или функционально-зависимыми. Поэтому при обеспечении свойств ГТУ одной из важнейших характеристик газотурбинного привода является ресурс $C_k^o = R_k$. На основании этого, ресурс элементов структуры ГТУ можно представлять следующими зависимостями:

- для выполнения равного ресурса элементов структуры

$$R_1 = R_2 = R_3 = \dots = R_i = \dots = R_n = R ; \tag{2}$$

- для выполнения кратного ресурса элементов структуры

$$k_1 R_1 = k_2 R_2 = k_3 R_3 = \dots = k_i R_i = \dots = k_n R_n = R ; \tag{3}$$

- для выполнения функционально-зависимого ресурса элементов структуры

$$\left. \begin{array}{l} R_1 = f_1(R) ; \\ R_2 = f_2(R) ; \\ R_3 = f_3(R) ; \\ \dots\dots\dots \\ R_i = f_i(R) ; \\ \dots\dots\dots \\ R_n = f_n(R) , \end{array} \right\} \tag{4}$$

где R – общий ресурс структуры ГТУ;

R_i – ресурс i -го структурного элемента ГТУ;

k_i – коэффициент кратности (определяет количество замен структурного элемента ГТУ);

$f_i(R)$ - функциональная зависимость ресурса i -го структурного элемента ГТД.

Можно заметить, что ГТУ можно выделить следующие свойства (рис. 2):

- эксплуатационные свойства F ;
- технические (физико-механические) свойства C , в том числе ФОС;
- технологические свойства T .

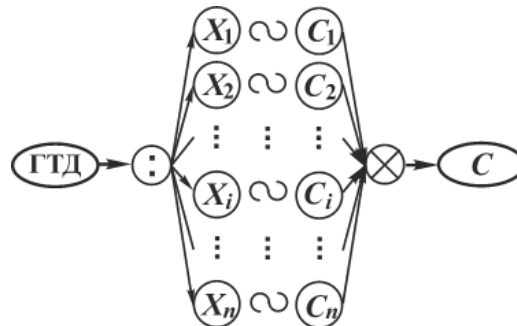
В этом случае, можно записать следующее выражение:

$$F \sim C \sim T,$$

где \sim - знак бинарного соответствия свойств.

Схема связей между составляющими системы формирования ФОС иерархической структуре ГТУ представлены на рис. 2. На данном рисунке показаны следующие составляющие: 1 – эксплуатационные свойства F ; 2 - технические (физико-механические) свойства C (ФОС); 3 - технологические) свойства T ; 4 – структурные элементы X системы ГТУ. Буквами $\varphi_i^j, \chi_i^j, \gamma_i^j, \xi_i^j, \lambda_i^j$ - обозначены прямые и $\varphi_j^i, \chi_j^i, \gamma_j^i, \xi_j^i, \lambda_j^i$ - обратные связи между соответствующими составляющими схемы рис. 2.

Следует заметить, что в соответствии с разработанной общей структурной схемы (рис. 2) между структурой X ГТУ и его техническими свойствами C (ФОС) действуют связи. Эти связи можно представлять с помощью операции бинарного соответствия параметров:



- где X_i – i -й элемент структуры ГТУ;
- C_i - i -е свойство элемента структуры;
- $:$ - знак декомпозиции структурных элементов ГТУ;
- \otimes - знак композиции свойств структуры ГТУ.

В процессе обеспечения ФОС (технические и технологические свойства) иерархической структуре ГТУ необходимо выполнять их распределение по уровням структуру газотурбинного привода. В этом случае, ФОС иерархической структуры ГТУ следует осуществлять по уровням:

- ФОС 1-го уровня для структуры ГТУ 1-го уровня;
- ФОС 2-го уровня для структуры ГТУ 2-го уровня;
-;
- ФОС r -го уровня для структуры ГТУ r -го уровня;
-;
- ФОС R -го уровня для структуры ГТУ R -го уровня.

Следует иметь в виду, что ФОС каждого уровня структуры связаны между собой, то есть их параметры зависимы.

Главной особенностью обеспечения ФОС структурных элементов ГТУ является совместное решение триединой задачи:

1. Обеспечение равных или одинаковых эксплуатационных свойств (например, равного ресурса, назначенного ресурса, долговечности и тому подобного) элементов иерархической структуры ГТУ, работающих в условиях действия неравномерностей эксплуатационных воздействий R -родов.

2. Обеспечение изменяющихся технических свойств (например, физико-механических свойств (ФМС), конструктивных, геометрических и других) элементов иерархической структуры ГТУ, работающих в условиях действия неравномерностей эксплуатационных воздействий R -родов.

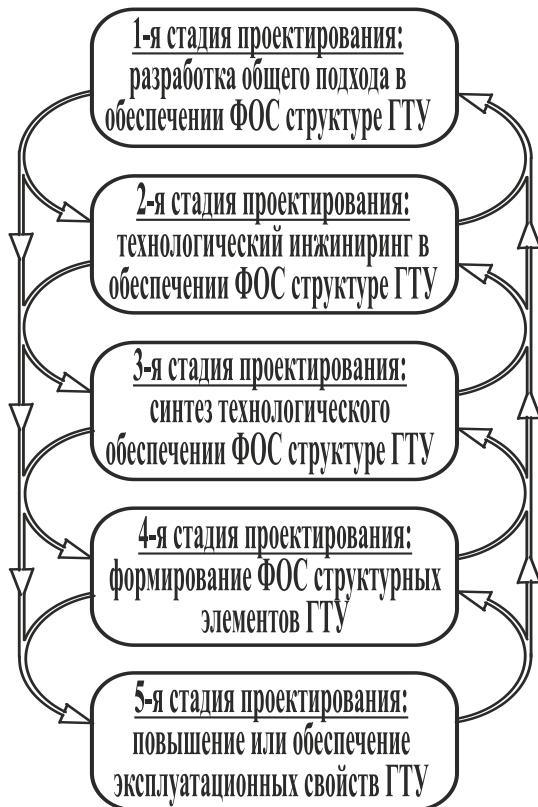


Рисунок 3 - Общий алгоритм методологический основ в обеспечении эксплуатационных свойств структурных элементов ГТУ на базе ФОС

Следует отметить, что в методологических основах процесс проектирования ГТУ с ФОС имеет итерационно-рекуррентную последовательность, что обеспечивает возможность учитывать обратные связи и уточнять исходные данные. На каждой стадии проектирования решается комплекс различных вопросов, связанных с обеспечением ФОС структуре ГТУ.

В работе выполнена разработка общего подхода в обеспечении ФОС иерархической структуре ГТУ. Этот подход базируется на системной модели формирования ФОС по структуре ГТУ. С помощью этой модели на базе входных параметров обобщенного входа и особенностей действия эксплуатационных воздействий определяются параметры обобщенного выхода.

На рис. 4 показано следующее: V_1 - параметры сложной структуры ГТУ; V_2 - параметры износа элементов структуры ГТУ; V_3 - производственно-технические свойства элементов структуры ГТУ (ФМС, геометрические, технологические и другие); V_x - параметры эксплуатационных свойств ГТУ; W_1 - параметры ФОС структурных элементов; W_2 - равные, кратные или функционально-зависимые параметры эксплуатационных свойств структурных элементов ГТУ; W_3 - параметры процесса обеспечения ФОС; W_y - особенности и закономерности обеспечения ФОС; $MЭВ$, $EЭВ$, $IЭВ$ - неравномерные материальные, энергетические и информационные потоки эксплуатационных воздействий на элементы структуры ГТУ.

В качестве примера выполнения ФОС деталям ГТУ, на рис. 5 приведена схема композиции многослойного функционально-ориентированного покрытия (ФОП) лопатки компрессора. В данном случае ФОП состоит из n слоев покрытия равной толщины с пространственным контуром границ (ПКГ) каждого [7]. В целом, многослойное ФОП имеет переменную толщину всего покрытия по лопатке - в зависимости от действия абразивно-эрозионного ее износа.

3. Обеспечение изменяющихся технологических свойств (например, технологических параметров реализации ФМС, конструктивных, геометрических и других свойств) элементов иерархической структуры ГТУ, работающих в условиях действия неравномерностей эксплуатационных воздействий R -родов.

На основании проведенных исследований в работе разработаны методологические основы обеспечения ФОС структуре ГТУ. На рис. 3 показана последовательность общей методологии в обеспечении ФОС структуре ГТУ. Разработанный алгоритм методологических основ обеспечения ФОС структуре ГТУ состоит из 5-ти стадий проектирования:

1-я стадия проектирования: разработка общего подхода в обеспечении ФОС структуре ГТУ;

2-я стадия проектирования: технологический инжиниринг в обеспечении ФОС структуре ГТУ;

3-я стадия проектирования: синтез технологического обеспечения ФОС структуре ГТУ;

4-я стадия проектирования: формирование ФОС структурных элементов ГТУ;

5-я стадия проектирования: повышение или обеспечение заданных, требуемых или предельных эксплуатационных свойств ГТУ.

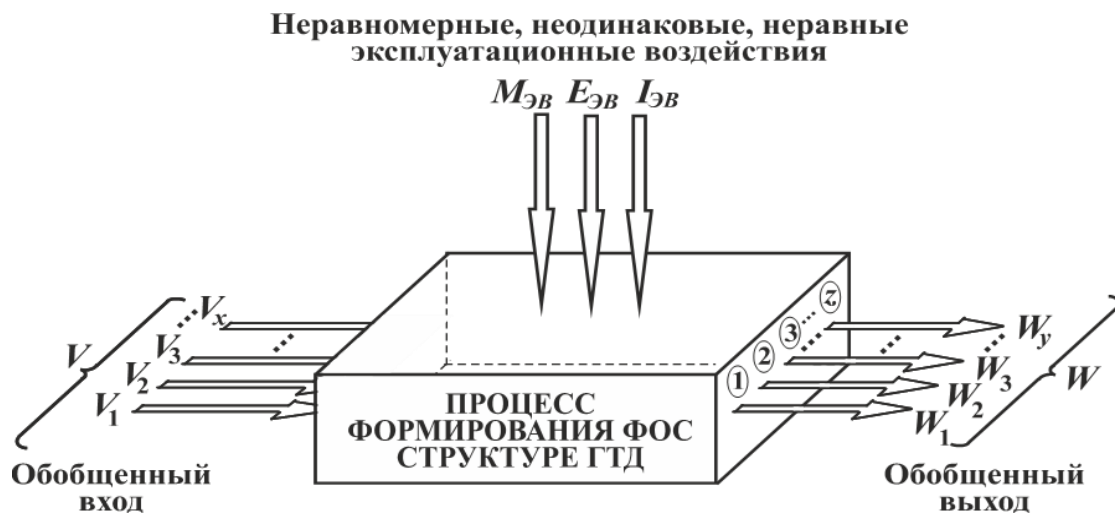


Рисунок 4 - Системная модель формирования ФОС иерархической структуре ГТУ

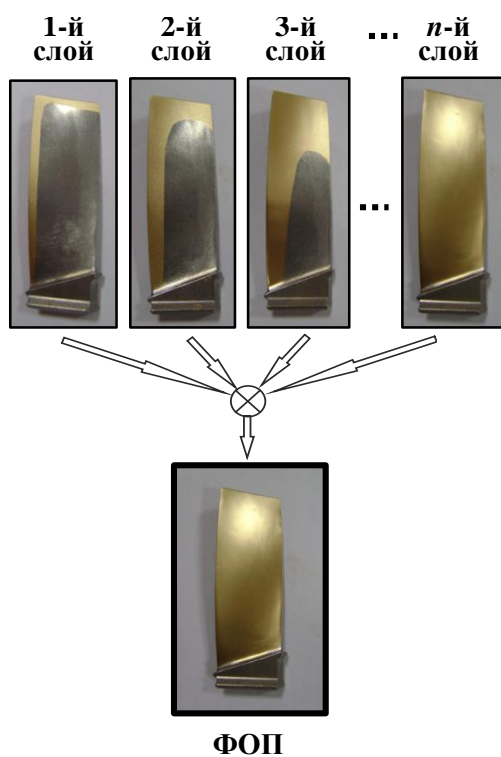


Рисунок 5 - Схема композиции многослойного ФОП лопатки компрессора, состоящего из n слоев с ПКГ каждого

Следует отметить, что ФОП с ПКГ позволяет реализовывать многослойное покрытие по поверхностям пера лопатки изменяющейся толщины за счет слоев равной толщины. При формировании слоев ФОП, толщина покрытия обеспечивается таким образом, что оно больше в зонах интенсивного износа, и меньше в зонах, где действует меньший абразивно-эрозионный износ. Общая толщина ФОП определяется интенсивностью износа опытного покрытия [7]. Представленное на рис. 5 ФОП формируется на основе слоев нитрид титанового покрытия, образуемого на базе вакуумных ионно-плазменных технологий.

В заключение можно отметить, что в данной работе решены вопросы повышения эксплуатационных свойств ГТУ, элементы структуры которой работают в условиях действия переменных эксплуатационных воздействий в проточной части (тракте) силовой установки, посредством обеспечения ФОС основных деталей газотурбинного привода. Для формирования ФОС структурным элементам ГТУ разработано технологическое обеспечение комплексного формирования необходимых эксплуатационных свойств [6, 7].

Библиографический список:

1. ОАО «Мотор Сич». – Запорожье: ОАО «Мотор Сич», 2007. – 18 с.
2. Авиаинформ / Ежемесячный информационно-аналитический журнал. – М.: Международная ассоциация «Союз авиационного двигателестроения», 2021. - Вып. № 2 (203). – 114 с.
3. Корж, В. В. Эксплуатация и ремонт оборудования насосных и компрессорных станций: учеб. пособие [Текст] / В. В. Корж, А. В. Сальников. – Ухта: УГТУ, 2010. – 184 с.
4. Демин, Ф. И. Технология изготовления основных деталей газотурбинных двигателей / Ф. И. Демин, Н. Д. Проничев, И. Л. Шитарев. – М.: Машиностроение, 2002. – 328 с.
5. Михайлов, А. Н. Основы синтеза функционально-ориентированных технологий машиностроения. – Донецк: ДонНТУ, 2009. – 346 с.

б. Михайлов, Д. А. Некоторые особенности формирования функционально-ориентированных свойств структуры газотурбинного двигателя и связей параметров технологических процессов / Д. А. Михайлов А. Н. Михайлов, А. А. Колодяжный, Е. А. Шейко // Прогрессивные технологии и системы машиностроения: Международный сб. научных трудов. – Донецк: ДонНТУ, 2021. - Вып. 3 (74). - С. 50 - 64.

7. Патент № 2718877 RU. С23С 14/04. Способ нанесения функционально-ориентированного износостойкого покрытия на лопатку газотурбинного двигателя / А. Н. Михайлов, Д. А. Михайлов, В. А. Михайлов, Е. А. Шейко, А. П. Пичко, Н. С. Пичко, В. И. Сухарев. Заявка № 2018107164 от 26.02.2018. – Бюл. № 11, 15.04.2020. – 7 с.

УДК 622.24

Способ и конструкция крепления многолетнемёрзлых пород

Нор А.В.¹, Нор Е.В.¹, Юдин В.М.²

1 - Ухтинский Государственный Технический Университет, г. Ухта

2 - АО «Росгеология», Москва

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, а именно к бурению, креплению и эксплуатации скважин в районах распространения многолетнемёрзлых пород.

Строительство глубоких скважин в криолитозонах существенно усложняется знакопеременным теплообменом между относительно тёплой промывочной жидкостью и массивом многолетнемёрзлых пород (ММП). Так же могут возникать проблемы с крепью скважин и во время их освоения и эксплуатации из-за поступления через скважины на поверхность тёплого и даже горячего пластового флюида (условно до 70 и более градусов Цельсия).

Известно, что многолетнемёрзлые породы (ММП) подразделяют на просадочные и не просадочные в процессе бурения и эксплуатации.

Просадочными породы становятся тогда, когда в процессе их формирования поровая вода превращается в лёд, и лёд, в том числе и вместе с незамёрзшей водой, приобретает объём больший, чем первоначальная пористость, то есть, как правило, более 20-30% от общего объёма горных пород. В просадочных ММП объёмная льдистость, в том числе и вместе с незамёрзшей водой, может достигать 70% и более [1]. В таких условиях, в процессе бурения, при большом расходе тёплой промывочной жидкости или скважинного флюида, из-за протаивания ММП, вокруг обсадных колонн с цементными кольцами могут образовываться карстовые полости с водой, объёмом до 30% и более от объёма растаявших ММП.

Как показывает практика, это приводит к тому, что иногда не только деформируются и разрушаются наземные сооружения, но и теряют продольную устойчивость металлические крепи скважин, получая наклон или волнообразный изгиб, в связи с исчезновением контакта обсадных труб с устьем и стенками скважины. При остановке циркуляции (эксплуатации) и обратном промерзании отмечаются смятия колонн. Все это приводит к разгерметизации скважинного сооружения, к появлению межпластовых перетоков и неуправляемых каналов прорыва углеводородного флюида из пласта на дневную поверхность, что приводит к катастрофическим последствиям [0,2,3,4].

Таким образом, первой из отличительной совокупности задач изобретения является предупреждение неустойчивости и смятия металлической крепи скважины, а так же предупреждение возникновения в просадочных ММП неуправляемых каналов прорыва углеводородного флюида из пласта на дневную поверхность.

В непросадочных ММП основной проблемой является формирование герметичного контакта цементного кольца затрубного пространства со стенками скважины. Здесь в затрубное пространство закачивается сравнительно тёплый цементный раствор с экзотермической гидратацией.

Например, существует способ крепления кондуктора в ММП, при котором используется закачка цементного раствора с положительной температурой в затрубное пространство. Так, по Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБНГП от 2013 года по пункту 322. «Температура тампонажного раствора должна быть не ниже 8 - 10 °С для обеспечения его ускоренного схватывания, но не превышать температуру бурового раствора при бурении под колонну.» Соответственно, тампонажный раствор растепляет поровый лёд ММП в некотором слое на поверхности стенок скважины. Что приводит в этом слое к межфазовому превращению порового льда в воду, с соответствующим уменьшением объёма, недостаток которого, под действием давления своего столба, восполняет цементный раствор до и во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

В результате, после ОЗЦ, в некоторых горных породах, например, в песчаниках, при обратном промерзании этот слой растрескивается за счёт обратного межфазового превращения воды в лёд. В результате чего уменьшается механическая прочность контакта цементного камня со стенкой скважины. А при обратном растеплении сам этот слой превращается, например, в песок, и после очередного оттаивания становится более проницаемым для межпластового перетока флюидов.

То есть, второй из отличительной совокупности задач изобретения является предупреждение возникновения проницаемого слоя между цементным кольцом и стенкой скважины в интервале непресадочных ММП.

Кроме того, по ПБНГП от 2013 года по пункту 313. «Размещение разведочных и эксплуатационных скважин должно осуществляться в основном на площадях с тальми и мерзлыми породами, не подверженных просадкам и деформациям, и базироваться на основе данных о мерзлотной обстановке, отраженной на региональных и детальных геокриологических картах данной площади, составленных по материалам исследований в режимных и мерзлотных скважинах, вскрывших весь интервал мерзлоты.» То есть в этом случае возникает ещё и актуальность экологического вопроса, так как талики образуются от тепла рек и непромерзающих до дна озёр. При этом талики, как правило, проницаемы, так как в них пласты мерзлых пород могут перемежаться с пластами талых пород. В ММП различают много различных сочетаний талых, сезонно-оттаивающих и собственно многолетнемёрзлых пород, которые в гидрогеологии подразделены в несколько схем и классификаций мерзлотных и гидрогеологических особенностей многолетнемёрзлых и талых пород, атмосферных и грунтовых вод [9]. И, поэтому, здесь при креплении и после крепления, существует большая неопределённость на предмет попадания в питьевые грунтовые воды, а также и в сами водоёмы тампонажных жидкостей, а также минерализованных пластовых вод за счёт поглощений, межпластовых перетоков и грифонов.

То есть, третьей из отличительной совокупности задач изобретения является определение и использование экологически безопасного антифриза для функционирования тампонажных и специальных растворов и цементного камня как при положительных, так и при отрицательных температурах, делающих невозможным растепление стенок скважины при ОЗЦ за счёт гидратации при отрицательных температурах и делающих невозможными межфазовые переходы при замораживании и размораживании тампона. То есть, при наличии антифриза межфазовых переходов в тампоне не будет происходить, но при этом антифриз не должен работать как керосин в пшеничной муке.

Это обуславливает различные требования к конструкции и технологии крепления кондукторов скважин в пресадочных и непресадочных ММП, при соблюдении удовлетворительной экологической безопасности.

Основной совокупной задачей изобретения является определение экологически чистого способа и конструкции крепления кондуктора скважины пригодного для крепления скважины в многолетнемёрзлых породах, даже осложнённых пресадочными ММП, таликами и сезонно-оттаивающими породами.

Существуют решения по креплению ММП неотвердевающими тампонажными композициями. Например, в [5] предлагается способ и конструкция крепления скважины,

взятые за прототип, предусматривающие в интервале ММП замену цемента для низких и нормальных температур с ускорителем схватывания на специальную пластичную или тиксотропную композицию (рис 1.). При этом подмерзлотный участок затрубного пространства кондуктора длиной не менее 50 м заполняется отвердевающей композицией. После ОЗЦ получившееся цементное кольцо служит якорем для кондуктора при возникновении избыточного давления на его устье, и его не выбросит вместе с нефтегазовым выбросом при перекрытии устья скважины превентором. Неотвердевающая тампонажная композиция при растаивании ММП, за счёт большей плотности опускается вниз, вытесняет свободную воду вверх из затрубного пространства кондуктора и тем самым сохраняет герметичность затрубного тампона. При этом опускании тиксотропная композиция, по результатам лабораторных опытов на кафедре бурения УГТУ, может растрескаться и потерять герметичность. Поэтому для ликвидации трещин можно использовать специальный вибратор, так же как в гражданском строительстве. А при обратном промерзании образующиеся излишки объёма вещества затрубного пространства не деформируют обсадную колонну, потому что они при массопереносах в затрубном пространстве в конечном итоге выходят на дневную поверхность через антифризную ванну и трубопровод с антифризом. То есть особенностью такого технико-технологического решения является то, что затрубный тампон кондуктора разделён на три части, - на твёрдый цемент, на антифризную ванну, и на неотвердевающую композицию.

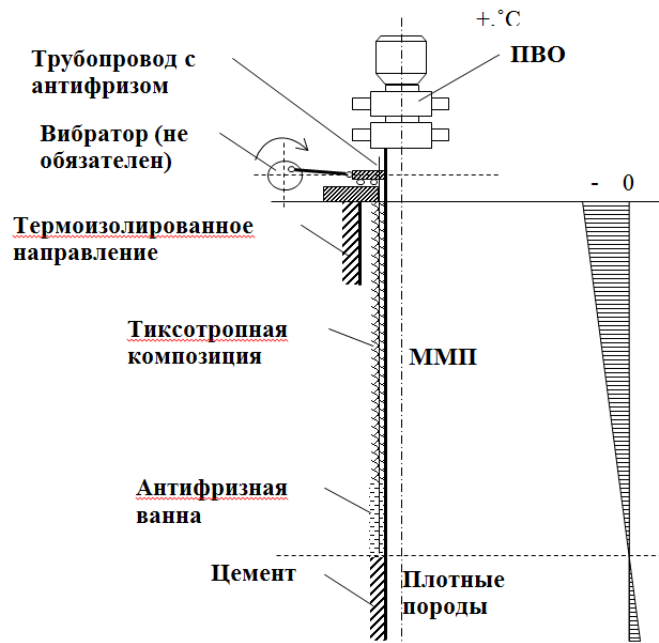


Рисунок 1

Однако данное решение не учитывает наличие в ММП таликов и непросадочных ММП, а так же не учитывает подмерзлотного талика, для перекрытия которого в ПБНПП от 2013 года существует пункт 317: «Кондуктор должен перекрывать толщу неустойчивых при протаивании пород - криолитозоны. Башмак необходимо располагать ниже этих пород (не менее чем на 50 м) в устойчивых отложениях.» Так же в ММП и ниже могут находиться газогидратные залежи ГГЗ, для вскрытия которых у промывочной жидкости требуется поддерживать низкую температуру и высокую плотность [5].

Следует также учитывать, что текущие объёмы и размеры талых пород зависят от сезонных колебаний тепловых потоков. Например, тепловые потоки от северных рек летом растепляют мёрзлые породы значительно сильнее. А зимой в них идёт обратное промерзание. И эти процессы в каждом конкретном случае не всегда поддаются количественному описанию с достаточной точностью. Кроме того, радиусы растепления ММП могут быть в несколько раз больше радиусов скважин.

При этом у прототипа антифризная ванна имеет ограниченные размеры, и при обратном промерзании её объём может оказаться меньшим, чем приращение объёма твёрдого вещества в затрубном пространстве при обратном межфазовом переходе воды в лёд. Поэтому нами предлагается применить тиксотропную антифризную композицию, имеющую гораздо больший объём, чем в прототипе, которая и будет выполнять роль антифризной ванны.

Для предупреждения всех этих осложнений и аварий предлагается следующее технико-технологическое решение, показанное на рисунке 2.

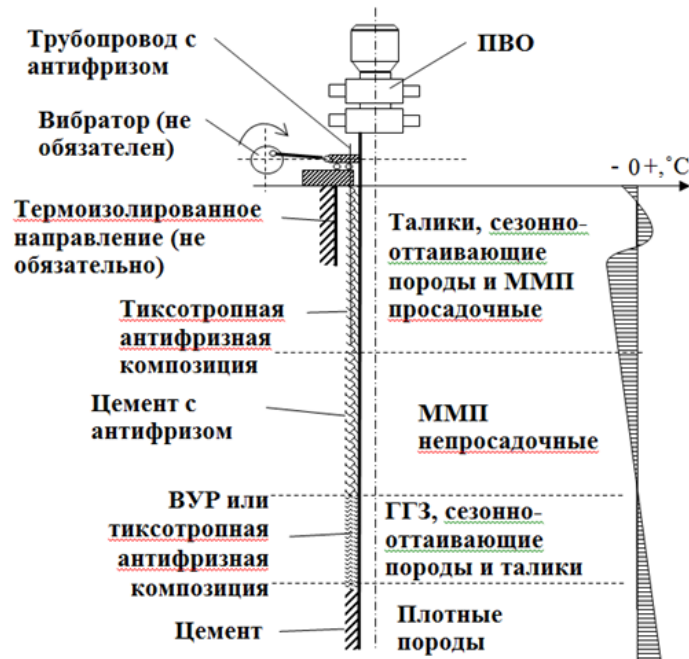


Рисунок 2

Технико-технологическое решение:

1. В интервале таликов, сезонно-оттаивающих пород и просадочных ММП производить тампонирующее неотвердевающей тампонажной композицией на основе воды с антифризом. Это позволит избежать межфазовых превращений тампонажной композиции как при замерзании, так и при размораживании. Причём при образовании больших радиусов протавивания тампонажная композиция не будет значительно перемешиваться с талой водой, а при обратном промерзании талой воды тампонажная композиция будет работать как антифризная ванна. Что позволит компенсировать возникновение гораздо больших излишков объёмов твёрдого вещества при межфазовых превращениях, чем было предусмотрено в прототипе.

2. В интервале непросадочных ММП производить цементирование при отрицательных температурах с использованием экологически безопасного антифриза. Для этого на поверхности земли цемент и воду с антифризом замешивать предварительно охлаждёнными до отрицательных температур. Это не позволит разрушаться цементному камню при обратном промерзании, так как его поры будут содержать антифриз, и вода в них не превратится в лёд. Так же в цементированных ММП их контакт с цементным камнем не разрушится при растеплении, так как не будет межфазовых превращений.

3. В интервале подмерзлотного талика, представленного поглощающими породами, затрубное пространство заполнять вязкоупругим разделителем ВУР. Это позволит предотвратить поглощение всей вышерасположенной тампонажной композиции при ОЗЦ.

4. Если подмерзлотный талик имеет достаточно малую поглощающую способность, то затрубное пространство заполнять неотвердевающей тампонажной композицией на основе воды с антифризом.

5. В качестве антифриза использовать наиболее экологически безопасный, с наибольшей предельно допустимой концентрацией из всех известных антифризов, - этиловый спирт, являющийся пищевым продуктом. Использование же в качестве антифриза таких

реагентов как другие спирты, например, метиловый, или углеводороды, например, дизельное топливо, или растворимые соли, например, поваренную соль, - недопустимо в интервалах пресных питьевых вод.

Пример способа крепления:

1. В ствол скважины, пробуренный под кондуктор, после проектных технологических операций спускают кондуктор.

2. Перед тампонируванием затрубного пространства кондуктора заранее приготавливают растворы в блоке приготовления растворов с регулируемой температурой воздуха. Например, зимой, при температуре минус 30 °С с помощью тепловых пушек повышают температуру помещения до минус 6 °С. Здесь подготавливают необходимое количество сыпучих реагентов и жидких основ, которые охлаждаются, например, до минус 6 °С и смешиваются перед закачиванием в затрубное пространство кондуктора. Следует отметить, что 10% раствор спирта этилового замерзает уже при минус 8 °С. Поэтому, концентрация антифриза подбирается в специализированной лаборатории, в зависимости от конкретных природных и технологических условий. Например, при температуре минус 30 °С можно использовать 40% раствор. Однако следует помнить, что у любого антифриза есть предельно допустимая концентрация, при превышении которой, после затворения у цементного раствора может получиться илистая консистенция.

3. После спуска кондуктора производится промывка затрубного пространства кондуктора тиксотропной антифризной композицией с постепенным понижением температуры до расчётной отрицательной, для очистки затрубного пространства от раствора без антифриза и для охлаждения стенок скважины до отрицательных температур, особенно в интервале под ММП. Постепенное снижение температуры позволяет предупредить замерзание раствора без антифриза пока производится его замена в затрубном пространстве на тиксотропную антифризную композицию.

4. Закачиваются последовательно замешанные при отрицательных температурах расчётные количества цементного раствора с антифризом, ВУРа и цементного раствора под ММП. При необходимости в ВУР и цементный раствор под ММП добавляют антифриз.

5. Производится ОЗЦ

Данные решения основаны на современных технологиях то есть промышленно применимы. Представленная совокупность отличительных признаков нам не была известна, то есть мы считаем, что данная работа является изобретением.

Формула изобретения

1. Способ и конструкция крепления скважины во многолетнемёрзлых породах, отличающиеся тем, что затрубное пространство кондуктора в верхнем интервале с просадочными породами тампонируется неотвердевающей тампонажной композицией на водной основе с экологически чистым антифризом, в интервале непросадочных пород тампонируется отвердевающей тампонажной композицией на водной основе с экологически чистым антифризом, а в интервале плотных пород тампонируется отвердевающей тампонажной композицией.

2. По п.1 отличающиеся тем, что верхний интервал осложнён наличием таликов и (или) сезонно-оттаивающих пород.

3. По п.1 и п.2 отличающиеся тем, что нижний интервал между многолетнемёрзлыми непросадочными породами и плотными породами осложнён наличием газогидратных залежей и (или) таликов и (или) сезонно-оттаивающих пород.

4. По п.1, п.2 и п.3 отличающиеся тем, что в нижнем интервале между многолетнемёрзлыми непросадочными породами и плотными породами затрубное пространство кондуктора тампонируется вязко-упругим разделителем.

5. По п.1, п.2 и п.3 отличающиеся тем, что в нижнем интервале между многолетнемёрзлыми непросадочными породами и плотными породами затрубное пространство кондуктора тампонируется неотвердевающей тампонажной композицией на водной основе с экологически чистым антифризом

6. По п.1, п.2, п.3, п.4 и п.5 отличающиеся тем, что водная основа цементного раствора для плотных пород и для вязкоупругого разделителя может по необходимости содержать экологически чистый антифриз.

7. По п.1, п.2, п.3, п.4, п.5 и п.6. отличающиеся тем, что приготовление тамонажных композиций и тампонирование кондуктора производится при отрицательных температурах.

Библиографический список:

1. Буслаев В.Ф., Быков И.Ю. Предупреждение аварий и осложнений при строительстве скважин в многолетнемёрзлых породах: Учебное пособие. – Ухта: УИИ, 1995. – 85 с.
2. Буслаев В.Ф. Технология и техника проводки направленных скважин на Севере европейской части России: Диссертация доктора технических наук. – Ухта: УИИ, 1994. – 549 с.
3. Быков И.Ю. Разработка способов и технических средств строительства скважин в условиях многолетней мерзлоты на северо-востоке европейской части России: Диссертация доктора технических наук. – Уфа, 1996. – 357 с.
4. Быков И.Ю., Бобылёва Т.В. Термозащитное оборудование при строительстве и эксплуатации скважин в мёрзлых породах. М.:ООО «ИРЦ Газпром», – 2005. – 199 с.
5. Нор, А.В. Научное обоснование технико-технологических решений по предупреждению внезапных выбросов газа при бурении направленных скважин в криолитозоне : дис. канд. техн. наук / Нор Алексей Вячеславович. – УГТУ, 2008 г. – 153 с
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 N 101.
7. Буслаев В.Ф. История развития буровых работ в Коми крае (Учебное пособие). – Ухта: УИИ, 1997. – 80 с.
8. Курбанов Я.М. Теория и практика разобщения пластов в глубоких и сверхглубоких скважинах: Дис. д-ра техн. наук: 25.00.15. – Тюмень, 2002. – 253 с.
9. Романовский Н.Н. Талики в области многолетнемёрзлых пород и схема их подразделения. Вестник Московского университета. Серия.геол. 1972, №1, с. 23-34.
10. Васильева, З.А. Определение термобарических параметров с предупреждением критических состояний при проходке гидратосодержащих пластов [Текст] / З.А. Васильева, В.Ф. Буслаев, А.В. Нор, А.А. Мишенкова, В.М. Юдин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – №6. – С.19-23.

УДК 528.453

Особенности точного геопозиционирования подводных переходов магистральных трубопроводов

Полетаев С.В.

Ухтинский Государственный Технический Университет, г. Ухта

В последние годы идёт бурное развитие трубопроводного транспорта нефти и газа. В настоящее время сложилась необычная ситуация. В эксплуатации помимо вновь введённых трубопроводов находятся и старые трубопроводы сроком эксплуатации несколько десятилетий. Для нормальной эксплуатации, которых необходимо периодически проводить диагностику. В частности определение положения магистральных трубопроводов в магистральных переходах. В настоящее время обследование в подобных случаях помимо обследования эхолотами проводят дополнительное обследование методами, уточняющими положение трубопровода. К данным методам относят гидроакустический, магнитометрический и индукционный.

Гидроакустический метод производит картографирование поверхности над трубопроводом либо с поверхности на небольших глубинах, либо беспилотными подводными аппаратами на больших глубинах [1]. Данный метод позволяет приблизительно определить положение магистрального трубопровода.

Магнитометрический метод [2] определяет пространственное положение трубопроводов в подводных переходах посредством поиска магнитных аномалий и последующего создания 3D карты подводной поверхности. Из – за малой остаточной намагниченности магистрального трубопровода данный метод обладает погрешностью, увеличивающейся с ростом глубины расположения трубопровода.

Индукционный метод позволяет определять положение трубопровода при помощи трассо – и трубоискателей по величине магнитной индукции от источника переменного напряжения, подключаемого в контрольных точках. Индукционный метод малочувствителен к магнитным аномалиям, расположенных на дне помимо самого трубопровода. Приборы, применяемые при картографировании дна имеют меньшие габариты, по сравнению с приборами, используемых в других методах. Поэтому индукционный метод в настоящее время более распространён.

В процессе картографирования дна индукционным методом выявляется ряд нерешённых задач: большая скорость затухания электромагнитного сигнала по длине трубопровода, неясны факторы распространения электромагнитных волн в разнородных средах, приборы для измерений работают на фиксированных частотах достаточно высокой частоты. Указанные недостатки резко снижают точность определения положения на глубинах более 3 м. Для устранения подобных недостатков необходимо разрабатывать комплекс приборов, учитывающих электромагнитные характеристики трубопровода и особенности окружающей среды.

К решению данных задач, возможно приступить, исследуя поведение электромагнитного сигнала на поверхности среда вода – воздух. Поставленную задачу возможно решить, определив характер распространения сигнала от источника по трубопроводу в подводном переходе и характер распространения электромагнитного сигнала в средах грунт – вода и вода – воздух.

Характер распространения электрического сигнала по трубопроводу определим, рассматривая трубопровод как длинную линию. В этом случае электрические процессы описываются телеграфными уравнениями, принимая схему замещения на рисунке 1.

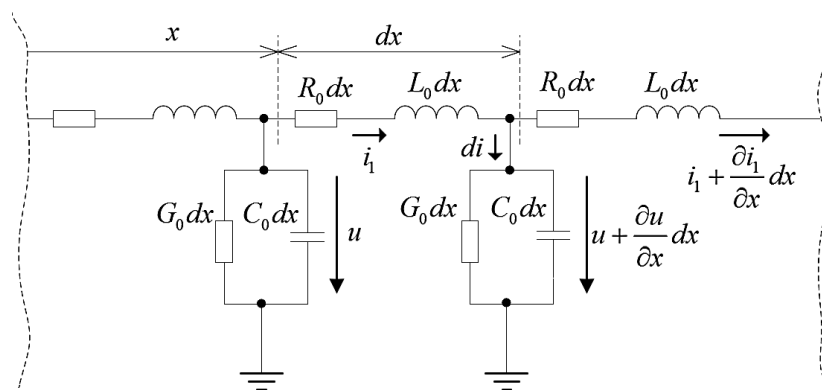


Рисунок 1 – Схема замещения участка магистрального трубопровода

Принимая $i_1 = i$, можно записать

$$\begin{cases} -\frac{\partial u}{\partial x} = L_0 \frac{\partial i}{\partial t} + R_0 i, \\ -\frac{\partial i}{\partial x} = G_0 u + C_0 \frac{\partial u}{\partial t}, \end{cases} \quad (1)$$

где R_0 – активное сопротивление единицы длины трубы;

G_0 – проводимость утечки через защитную изоляцию на единице длины трубы;

L_0 продольная индуктивность единицы длины трубы, представленной в виде длинной линии;

C_0 емкость участка трубопровода относительно окружающих электролитов на единицу длины.

Погонные параметры трубопровода приведены в [3]. Решая систему уравнений (1) изучим характер распространения электрического сигнала по магистральному трубопроводу.

Задачу распространения электромагнитной волны после её отражения от границы раздела возможно решить при помощи уравнений Максвелла, задаваясь краевыми условиями.

На рисунке 2 показано распространение электромагнитной волны после её отражения от границы раздела сред в зависимости от угла падения и свойств смежных сред. Перемещение электромагнитных волн описывается хорошо известными уравнениями Максвелла:

$$\operatorname{rot} \vec{H}^{(m)} = \varepsilon_a^{(m)} \frac{\partial \vec{E}^{(m)}}{\partial t} + \vec{j}^{(m)}, m = 1, 2,$$

$$\operatorname{rot} \vec{E}^{(m)} = -\mu_a^{(m)} \frac{\partial \vec{H}^{(m)}}{\partial t}, m = 1, 2,$$

$$\operatorname{div} \vec{E}^{(m)} = \frac{\rho^{(m)}}{\varepsilon_a^{(m)}}, m = 1, 2,$$

$$\operatorname{div} \vec{H}^{(m)} = 0, m = 1, 2,$$

где $\vec{E}^{(m)}$ и $\vec{H}^{(m)}$ – напряжённости электрической и магнитной составляющей электромагнитной волны;

$\varepsilon_a^{(m)}$ и $\mu_a^{(m)}$ – абсолютные диэлектрическая и магнитная проницаемость среды распространения;

$\rho^{(m)}$ и $\vec{j}^{(m)}$ – объёмные плотности заряда и тока в среде;

m – индекс, значение которого относится к одной из смежных областей.

Для решения уравнений Максвелла необходимо задаться краевыми условиями с учётом процесса распространения волн и их отражения и преломления на границе раздела двух сред. Для задания краевых условий, авторы [4] предлагают использовать формулы Френеля, для волн линейно поляризованных в перпендикулярных областях, поскольку в общем случае электромагнитную волну можно представить в виде суперпозиции двух линейно поляризованных волн:

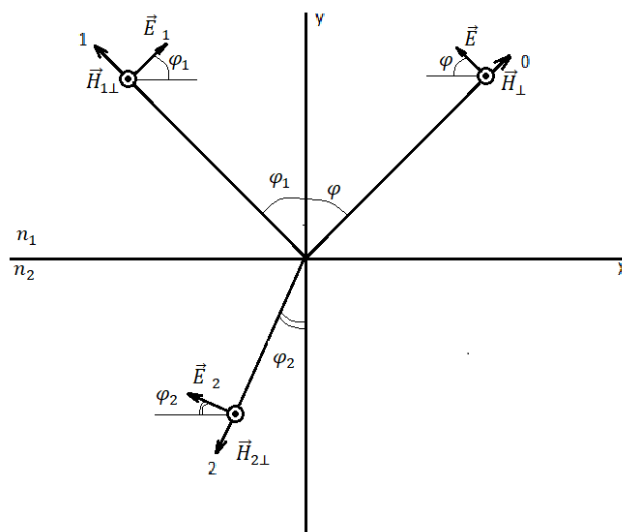


Рисунок 2 – Схема распространения одной из линейно поляризованных составляющих электромагнитной волны

$$\begin{aligned} \left(\frac{E_{10}}{E_{00}}\right)_P &= \frac{\operatorname{tg}(\varphi_1 - \varphi_2)}{\operatorname{tg}(\varphi_1 + \varphi_2)} = r_P, \\ \left(\frac{E_{20}}{E_{00}}\right)_P &= \frac{2 \sin \varphi_2 \cos \varphi_1}{\sin(\varphi_1 + \varphi_2) \cos(\varphi_1 - \varphi_2)} = t_P, \\ \left(\frac{E_{10}}{E_{00}}\right)_\perp &= \frac{\sin(\varphi_1 - \varphi_2)}{\sin(\varphi_1 + \varphi_2)} = r_\perp, \\ \left(\frac{E_{20}}{E_{00}}\right)_\perp &= \frac{2 \sin \varphi_2 \cos \varphi_1}{\sin(\varphi_1 + \varphi_2)} = t_\perp, \end{aligned}$$

где E_{00}, E_{10}, E_{20} – амплитуды напряжённости электрической компоненты соответственно падающей, отражённой и преломлённой волны,

P и \perp – индексы, означающие две линейно поляризованные перпендикулярные компоненты.

После совместного решения уравнений получено выражение для определения интенсивности электромагнитного излучения в любой точке среды с учётом прямой и отражённой волн [4]

$$I = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} |[\bar{E} \times \bar{H}]| dt,$$

где T – период электромагнитной волны.

Библиографический список:

1. Способ и устройство для определения положения подводного трубопровода/Хаметов Р.К - RU 2472178 С1-10.08.2013,
2. Иваненко, А.Н. Определение пространственного положения подводных трубопроводов с использованием полноградиентной магнитометрической системы/ А. Н. Иваненко, В.А. Сапунов, В.В. Архипов// Вести газовой науки – научно-технический сборник - 2018 г №4, - с 94-104,
3. Полетаев, С.В. Математическая модель распространения электромагнитных волн в трубопроводе/ С.В. Полетаев, А.Э. Старцев//материалы всероссийской научно-практической конференции «Современные проблемы развития Европейского Севера» - Ухта. УГТУ – 2021 г,
4. Локтев, А.А. Распространение электромагнитных волн с учётом отражения от границы раздела сред/ А.А Локтев, А.С. Матасов// Т-Comm – 2013 г. №4 – с.136-138.

УДК 620.197.5:622.692.4

Разработка и создание конструкции малогабаритных электродов сравнения

Ракито О.Н., Алефиров И.А., Исупова Е.В.

Научный руководитель – Агинея Р.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Электрод сравнения является важнейшим элементом противокоррозионной защиты, который служит для определения разности потенциалов как критерия защищенности подземного сооружения. Электроды сравнения бывают стационарные, которые являются постояннодействующим элементом системы противокоррозионной защиты и переносные, используемые для плановых и исследовательских электроизмерений.

В рамках работы исследовалась возможность создания миниатюрных электродов сравнения, которые могут применяться при комплексном обследовании металлических конструкций на предмет электрохимической коррозии или измерения параметров катодной защиты при отсутствии стационарных электродов сравнения.

К конструкции электродов были предъявлены следующие требования:

- малые габаритные размеры;
- простота изготовления;
- доступность материалов;
- заданная точность по сравнению с эталонным МСЭ;
- малое время, необходимое для выхода на рабочий режим после установки электрода;
- механическая устойчивость корпуса электрода.

Первоначальная конструкция электрода (рисунок 1) включает в себя корпус из пластика в виде цилиндрической трубки, в который с одного конца плотно запасовывается медный кабель, в корпус заливается медный купорос и в открытый конец вставляется пробка из древесины. Для обеспечения лучшего уплотнения на кабель надевается термоусадочная манжета.

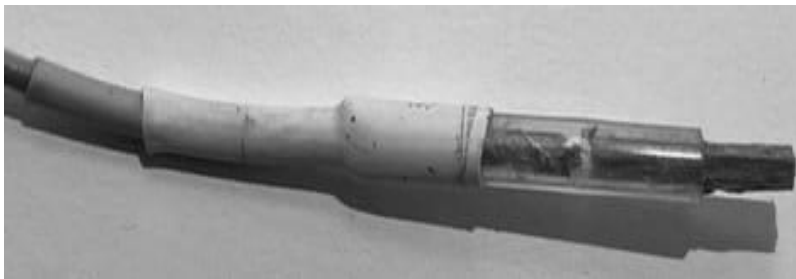


Рисунок 1 – Первоначальная конструкция электрода

Конструкция показала достаточную точность по сравнению с эталонным медносulfатным электродом, однако были выявлены существенные недостатки:

- выход (вытекание) раствора медного купороса из корпуса электрода;
- малый срок бесперебойной работы электрода;
- длительное время выхода электрода на рабочий режим в связи с медленным пропитыванием деревянной пробки;
- малая зона контакта чувствительного элемента с грунтом (из-за малых габаритных размеров электрода)

Для устранения вытекания раствора медного купороса из корпуса электрода место установки пробки было дополнительно заизолировано полимерной лентой (рисунок 2), однако это не дало должного эффекта. Поэтому было принято решение добавления в раствор CuSO_4 загустителя на основе крахмалосодержащих клеевых веществ. Также, для увеличения контакта было принято решение удлинения медного провода так, чтобы он не доходил до края корпуса 2-5 мм.



Рисунок 2 – Измененная конструкция электрода с дополнительной изоляцией пробки

Третий вариант электрода (с использованием клеевого загустителя) выявил следующую проблему – из-за густой консистенции раствора медного купороса наблюдалось практически нулевое пропитывание деревянной пробки раствором, в результате чего не обеспечивалась гальваническая связь между медным контактом и грунтом. С помощью датчика невозможно было определить разность потенциалов. С другой стороны клеевой раствор показал хорошую стойкость к вытеканию и испарению раствора из корпуса датчика.

Поэтому было принято решение создания датчика без деревянной пробки, контакт в этом случае обеспечивался напрямую через раствор медного купороса (рисунок 3).



Рисунок 3 – Конструкция корпуса электрода без запирающей пробки

Данная конструкция показала свою эффективность по сравнению с первоначальной конструкцией – значительно возрос срок безотказной работы датчика, однако точность показаний уменьшилась по сравнению с водным раствором CuSO_4 .

Решением оказалось использование клеевого загустителя в растворе CuSO_4 в сочетании с водным раствором CuSO_4 . Клеевой раствор создает запирающий слой на выходе корпуса, тем самым обеспечивая необходимую скорость выхода медного купороса из датчика и необходимую электропроводность.

Применение комбинации растворов позволило значительно повысить точность и стойкость электрода, однако через длительное время обнаружилась проблема закупоривания отверстия окружающим грунтом, поэтому для увеличения зоны контакта проводящего слоя и грунта было решено использовать перфорацию конца корпуса электрода. Через отверстия создавались дополнительные точки касания раствора и окружающего грунта.

Итоговая конструкция малогабаритного электрода сравнения показана на рисунке 4.

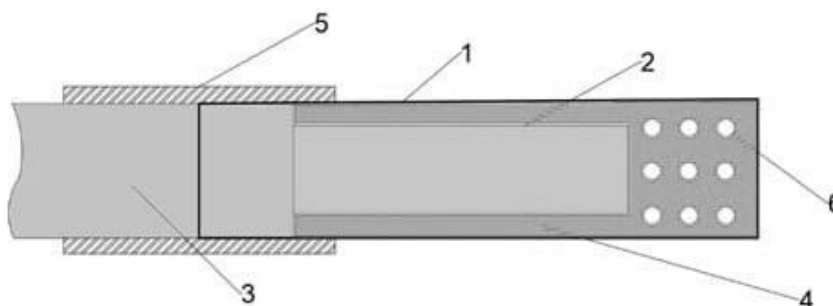


Рисунок 4 – Конструкция малогабаритного электрода сравнения

Электрод представляет собой корпус из пластикового цилиндра 1 диаметром 2 мм и толщиной стенки 0,3 мм. В корпус помещен медный кабель 2 сечением $0,75 \text{ мм}^2$. Уплотнение производится путем обжатия изоляции кабеля 3 корпусом 4 датчика. Со стороны ввода кабеля корпус изолирован термоусадочной трубкой 5. Для улучшения контакта на конце корпуса произведена перфорация 6.



Рисунок 5 – Итоговая конструкция малогабаритного электрода сравнения (медный купорос отсутствует)

В ходе испытаний было произведено 5 типов датчиков:

- 1 тип – первоначальная конструкция с деревянной пробкой и водным раствором медного купороса;
- 2 тип – конструкция датчика с уплотнением пробки;
- 3 тип – конструкция датчика с применением клеевого раствора и открытым концом;
- 4 тип – конструкция датчика с применением комбинации водного и клеевого раствора;
- 5 тип – итоговая конструкция с применением дополнительной перфорации для увеличения площади контакта.

Было произведено сравнение показаний разности потенциалов эталонного электрода сравнения с испытуемым, а также учет времени работоспособности датчика. Результаты приведены в виде графика (рисунок 6).

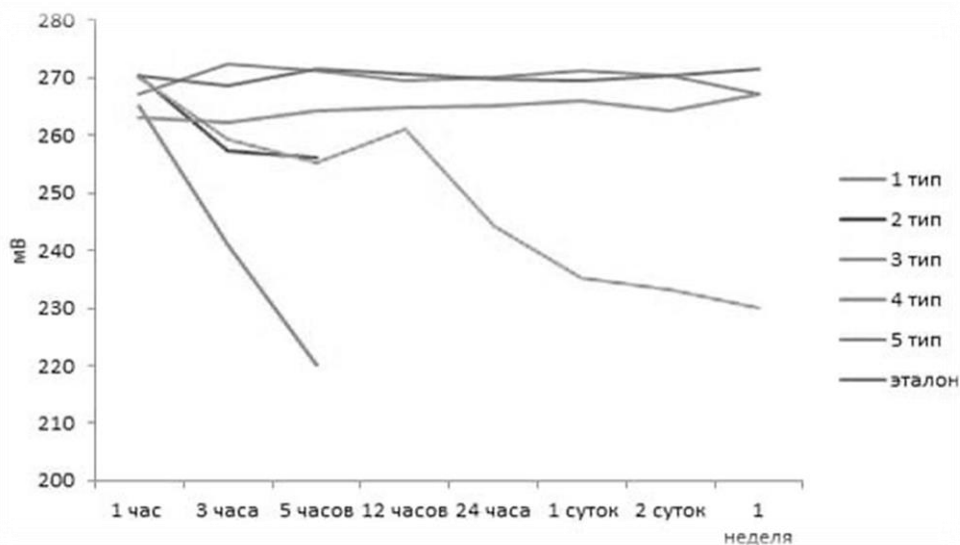


Рисунок 6 – График зависимости показаний электрода от времени

Итоговая конструкция датчика была испытана в полевых условиях. Было установлено, что достаточная точность датчика сохраняется на период не менее чем 4 недели.

Библиографический список:

1. Глазов Н. Н. Технические требования к медно-сульфатным электродам сравнения и некоторые аспекты эксплуатации // Коррозия территории нефтегаз, 2014. – с. 84-95;
2. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
3. ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

УДК:661.91-404

Технология производства СПГ на ГРС в арктической зоне

Резанов К.С.

Научный руководитель – Шестаков Р.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Москве

По мере роста числа месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, появился спрос на освоение территорий сухопутной части арктической зоны и прилегающего к ней шельфа. Однако процесс освоения сопряжен с рядом проблем, к которым в первую очередь стоит отнести высокие затраты на транспортировку производственного оборудования от основных промышленных центров, а также необходимость инновационных технологий освоения.

Одним из современных трендов освоения нефтегазовых месторождений в арктической зоне является развитие процессов получения сжиженного природного газа (СПГ), позволяющее решать поставленные задачи, главной из которых является получение прибыли при реализации конечной продукции.

Согласно принятой в Российской Федерации концепции развития энергетики, к 2015 году в Арктике должно производиться 52% российского СПГ, что составляет порядка 50 млн. т. Данные проектные значения являются довольно оптимистичными, однако для производства таких объемов на арктической территории РФ есть огромная ресурсная база, которая позволяет несмотря на относительно поздний, по сравнению с другими странами, момент выхода России на рынок СПГ реализовать инновационные решения мирового уровня, что позволит нашей стране наверстать упущенные годы производства СПГ.

В Арктической зоне имеется возможность получения малотоннажного СПГ в Архангельске, Мурманске и на Чукотке, где за последние несколько лет возникали различные идеи проектов получения сжиженных газов, которые позволяют развить локальную газовую инфраструктуру, а также приведет к улучшению портовых условий для бункеровки СПГ-газовозов при судоходстве по Северному морскому пути (СМП).

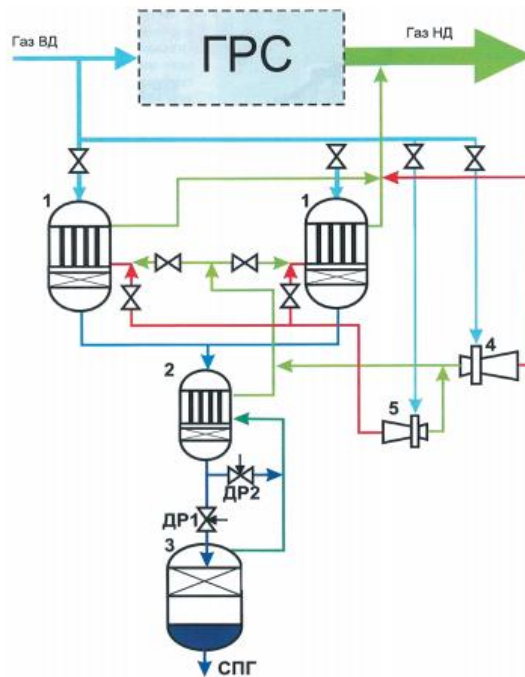
Малотоннажное производство СПГ появилось в мировой практике за крупнотоннажным производством СПГ и технологически не сильно отличается от крупнотоннажного производства, за исключением объемов сжижения природного газа, капиталоемкости и сроков реализации проектов. По рекомендации международного газового союза, малотоннажным производством СПГ следует считать производство мощностью менее 1 млн. т в год с официальным названием – small-scale LNG.

Малотоннажный СПГ является одним из наиболее широко развивающихся энергоносителей на мировом рынке. Он выходит на рынок энергоносителей наиболее конкурентоспособным по отношению к мазуту, дизельному топливу и даже углю продуктом. При этом развитие технологий производства малотоннажного СПГ решает социальные, производственные, экологические и экономические проблемы за счет использования его в различных отраслях промышленности, например, в качестве моторного топлива для автомобилей, поездов, водного и воздушного транспорта [1,2]. Также одним из важнейших достоинств является возможность газоснабжения населенных пунктов и промышленных объектов; решение задачи обеспечения равномерной годовой загрузки локальных систем газоснабжения потребителей с сезонными противофазными пиками потребления, к которым относятся котельные в отопительный сезон [3].

Стоит отметить, что параметры произведенного СПГ на малотоннажных установках отличаются от крупнотоннажного производства. Так физическими особенностями малотоннажного СПГ являются более высокие давления: до 1,6 МПа, а также более высокие температуры: около -140 °С, тогда как при крупнотоннажном производстве параметры получаемого СПГ будут близкие к атмосферному давлению и температура -161,5 °С. Также малотоннажное производство отличает сниженная чувствительность к содержанию углекислого газа, меньшие габариты оборудования и, соответственно, меньшие площади строительства. Все это приводит к снижению удельных затрат на производство и экологических и пожарных рисков [4].

В малотоннажных заводах процессы сжижения производятся двумя способами. При первом способе холодильным агентом является непосредственно сам сжижаемый природный газ, который подвергается сжатию, а затем охлаждается расширением с помощью дросселя, турбодетандера, вихревой трубы, эжектора. При втором способе, как и на крупнотоннажных заводах, сжижение природного газа производится с применением холодильных циклов с внешним источником охлаждения, с использованием хладагентов [4].

Наиболее эффективными при первом способе сжижения является ожижение природного газа на газораспределительных станциях (ГРС) за счет перепада давления между магистральным и трубопроводами для распределения и сжижение природного газа с использованием высокого давления (20–25 МПа) природного газа.



1, 2 – теплообменники; 3 – ожижитель-сепаратор; 4 – делящая вихревая труба (ДВТ); 5 – вспомогательная вихревая труба; ДР 1, ДР2 – дроссельно-регулирующие вентили

Рисунок 1 - Принципиальная технологическая схема установки ожижения природного газа на ГРС.

Одними из главных преимуществ данной технологии является уменьшение затратной части на компрессорное оборудование, а также энергии для привода к нему. При реализации такой схемы сжижения с циклом с вихревой трубой сжижаться будет только 10-20% от общего объема газового потока, тогда как оставшаяся часть отправляется к потребителю.

Для различных установок сжижения природного газа на газораспределительных станциях используются различные схемы ожижения. Так для производства СПГ на ГРС при производительности около 1000 кг/ч рекомендуется:

- использовать при давлении газа в магистральном трубопроводе выше 6 МПа и расходе газа выше 50 тыс. м³/ч целесообразно дроссельную установку. Также возможно осуществление цикла с вихревой трубой;

- использовать при давлении газа 3,5–5 МПа и производительности свыше 20 тыс. м³/ч, а также слабом сезонном изменении давления схему с расширением газа в волновом детандере [4];

Рассматривая установки получения СПГ на ГРС при расходе газа менее 10 тыс. м³/ч или сезонном снижении расхода до 10 тыс. м³/ч, с рекомендуется использовать циклы только с внешним источником холода. При этом сжижение природного газа будет происходить с производительностью 1000 кг/ч. Могут быть рекомендованы следующие технологии сжижения:

- схема с внешним холодильным двухкаскадным циклом на базе винтовых холодильных компрессоров с газогенератором и с использованием в качестве хладагентов пропана (или R22) и этилена;

Производство СПГ на ГРС с применением внешнего источника холода по более сложным схемам (трехкаскадная схема) экономически не оправдано [4].

На территории Российской Федерации вне ее арктической части существует несколько примеров производства СПГ на ГРС, например, в рамках совместного проекта с ООО «Газпром Трансгаз Екатеринбург» ОАО «НПО «ГЕЛИЙМАШ» на базе ГРС-4 в Свердловской области спроектировал ожижитель с использованием турбодетандера. Данная установка была запущена в 2013 году, и несмотря на относительно небольшие затраты удельные электроэнергии для систем контроля и автоматики, освещения, отопления, равные

10 кВт·ч/т СПГ, коэффициент ожигения остается небольшим и составляет 11%. Одним из главных недостатков данной схемы является расположение детандера в прямом потоке газа, что влечет за собой ограничение по степени ожигения. Пиковое значение получаемого СПГ составляет 3000 кг/ч. К настоящему моменту в России построено и введено в эксплуатацию несколько малотоннажных установок по производству сжиженного природного газа. Сейчас на ГРС получают СПГ в Калининградской области, Псковской области, Пермском крае. Сравнивая технологии производства на малотоннажных установках, стоит отметить, что все они различны и имеют свои положительные и отрицательные стороны [5].

Применительно к арктической зоне наиболее эффективно выглядит цикл получения СПГ на ГРС с промежуточным охлаждением. Сравнивая производство с крупнотоннажным, стоит отметить, что для заводов, расположенных в холодном климате, разработаны специальные циклы сжижения, которые позволяют оптимально перераспределять мощности при различных температурах окружающей среды между ступенями изменения температуры кипения смесевых хладагентов, что холодный период увеличивает производительность и экономическую эффективность проекта. К таким циклам относится цикл с двумя ступенями охлаждения на смесевых хладагентах Shell DMR (Double Mixed Refrigerant) [6].

Процесс DMR при понижении температуры окружающей среды позволяет уменьшить температуру кипения хладагента первой ступени, что позволяет перераспределить работу между ступенями. Первая ступень (ступень предварительного охлаждения) берет на себя часть работы второй ступени (ожигительной). Вторая ступень начинает работать с меньшего температурного уровня, что позволяет ей при той же установленной мощности увеличить производительность по СПГ. Поэтому целесообразно выбирать цикл на смесевых хладагентах при наличии источников сырьевого газа для дополнительного производства СПГ в зимний период, что приведет к повышению экономической эффективности проекта [5].

Данный вывод подтверждается примером завода «Сахалин-2», работающего с помощью цикла ожигения DMR, который при номинальной мощности двух линий 9,6 Мт/год фактически производит на 12 % больше – 10,8 Мт/год.

Таким образом, схема получения СПГ на ГРС на территории Арктики выглядит очень перспективным направлением, так как для этого есть не только большая ресурсная база и рабочая технология, но и перспективные точки внедрения данной технология, нуждающиеся в дополнительных объемах природного газа.

Библиографический список:

1. Штанько Е.О., Комаров Д.Н., Шестаков Р.А., Хасанова Л.Р. Газомоторное топливо как современная альтернатива традиционным видам топлива (сравнительный анализ) // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Научно-технический сборник №2. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – С.34-42.
2. Комаров Д.Н., Шестаков Р.А. Анализ обеспечения промышленной безопасности в условиях применения альтернативных источников моторного топлива // В сборнике: Материалы конференций ГНИИ "Нацразвитие". Май 2018 Сборник избранных статей Всероссийской научно-практической конференции, Международной научно-методической конференции, Международной студенческой научная конференции. – 2018. – С.57-62.
3. Рачевский Б.С. Технологии СПБ, СПГ и КПП для газификации объектов региона // Транспорт на альтернативном топливе. – 2016. – № 43(51). – С. 35-40.
4. Рачевский Б.С. Производство и потребление компримированного и сжиженного природного газа CNG/LNG. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 356 с.
5. Барсук С.Д., Мещерин И.В. Сравнительный анализ технологии «LIQUEFIN» и распространенных технологий сжижения природного газа. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2019. – 79 с.
6. Гречко А.Г., Новиков А.И. Возможные направления оптимизации проектов крупнотоннажного производства сжиженного природного газа // Газовая промышленность. – 2017. – № 6(753). – С. 74-81.

УДК 556.3.01

Капиллярное давление как критерий размещения нагнетательных скважин в гидрофильных коллекторах на нефтяных месторождениях

Сабанина И.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основная часть разрабатываемых месторождений находится на поздней стадии разработки. Низкие объемы добычи нефти являются следствием обводнения добываемой продукции и опережающего освоения активных запасов нефти. Основными источниками добычи нефти являются трудноизвлекаемые запасы. При использовании традиционных методов заводнения разработка этих пластов происходит с низкой скоростью, с низкой (не более 20-40%) конечной нефтеотдачей. Огромные потери нефти связаны с учетом капиллярных факторов, препятствующих нефтеизвлечению из продуктивных пластов при разработке месторождений классическим методом заводнения. Капиллярные силы воздействуют на нефтяные залежи, как при их формировании, так и при разработке. В ловушках распределение жидкостей, образование водонефтяных контактных поверхностей и капиллярных барьеров происходит по капиллярно-гравитационному принципу [1–3].

К сожалению, очень часто при разработке месторождений пренебрегают такими важными параметрами пласта-коллектора, как смачиваемость и капиллярные силы. Капиллярные силы – это основной фактор, препятствующий нефтеизвлечению из пластов. Учитывая данные характеристики пласта-коллектора, мы будем иметь полное представление о взаимодействии нефти и воды, как с поверхностью порового пространства, так и друг с другом.

Эта информация позволит наиболее эффективно разместить нагнетательные скважины, что, в свою очередь, поспособствует увеличению коэффициента вытеснения и в конечном итоге коэффициента извлечения нефти.

Так как нефтегазоносный пласт является многофазной системой, важнейшую роль также играет параметр – смачиваемость.

Смачиваемость – свойство породы, которое влияет на распределение флюидов (нефти, газа и воды) как при нефтегазонакоплении, так и при разработке месторождения. Вопрос о смачиваемости пористых сред при насыщенности их двумя несмешивающимися флюидами, играет одну из ведущих ролей в процессе течения воды, нефти и газа, независимо от степени проницаемости породы такими как нефть и вода, но разработан недостаточно полно.

Гидрофильность либо гидрофобность коллектора определяет краевой угол смачиваемости, от которого напрямую зависит капиллярное давление, а именно в гидрофильном коллекторе значения капиллярных давлений положительное значение, в гидрофобном – отрицательное, т.е. направленность действия капиллярной энергии [1–3].

Когда нефть с водой соприкасаются в поровом пространстве, на контакте нефти и воды возникает разность давлений в результате межфазного натяжения, это и есть капиллярное давление. При гидрофильном коллекторе капиллярное давление будет положительным, т.е. давление внутри нефти превосходит давление внутри воды (разница этих давлений и будет являться капиллярным давлением).

Следовательно, в гидрофильном коллекторе нефть занимает относительно крупные поры и трещины, а вода мелкие. Соответственно, в гидрофильном коллекторе водой вытесняется нефть сначала из относительно мелких пор, в результате чего образуются языки обводнения вокруг крупнопоровых каналов коллектора.

Далее в статье рассмотрены капиллярные характеристики залежи пласта ЮВ₁¹ Покамасовского месторождения, которое расположено в западной части Вартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Месторождение находится на третьей стадии разработки, которая характеризуется падением добычи и ростом обводнённости скважин.

Коллекторы пласта ЮВ₁¹ являются гидрофильными и представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми и алевролитами крупнозернистыми.

Значение капиллярного давления смещения может быть определено экспериментально (по керну) или расчетным путем по уравнению регрессии на основе значений проницаемости [1]:

$$P_K^{CM} = 36 \left(\frac{1}{K} \right)^{0.53} \quad (1)$$

где K – проницаемость (мД); P_K^{CM} – капиллярное давление смещения (кПа).

Полученная на основе данного параметра капиллярная модель залежи (карта распределения капиллярных давлений смещения) может быть использована при составлении проекта разработки.

По результатам аналитических расчетов построена карта капиллярных давлений пласта ЮВ₁¹ Покамасовского месторождения, характеризующая распределение начальных капиллярных давлений по пласту.

Пласт ЮВ₁¹ характеризуется пёстрым распределением начальных капиллярных давлений, значения которых варьируется от 2,37 кПа в скважине 159 в западной части залежи до 11,1 кПа в скважине 139 в центральной части пласта. Среднее значение начального капиллярного давления по пласту ЮВ₁¹ составляет 6,7 кПа.

Карта капиллярных давлений начала вытеснения предоставляет возможность оценить распределение размерности пор и пустот пласта-коллектора, так как начальное капиллярное давление находится в обратной зависимости от размеров поровых каналов.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что согласно построенным картам капиллярных давлений нагнетательные скважины в гидрофильном коллекторе более целесообразно размещать на участке с низкими значениями капиллярных давлений, что может повысить нефтеотдачу. Вода, нагнетаемая в скважину, наиболее эффективно вытеснит флюид, стремясь из крупных пор в мелкие, тем самым увеличив коэффициент извлечения нефти (КИН). Иначе вода, нагнетаемая в пласт, обойдет участок низких капиллярных давлений, оставив его за фронтом вытеснения, либо уйдет за контур нефтеносности.

Библиографический список

1. Большаков Ю.Я. Решение задач нефтегазопромысловый геологии на основе капиллярных моделей залежей / Ю.А. Большаков, Е.Ю. Большакова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 140 с.
2. Рудаков Г.В. Вопросы физико-химии нефти и коллекторов: Тр. Гипротюменьнефтегаз / Г.В. Рудаков. – Тюмень, 1971. – Вып.25. – 141 с.
3. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. - М: Недра, 1969. – 369 с.

УДК 556.3.01

Качество подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса, используемых в системе поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях

Сабанина И.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

К водам, используемым в системе поддержания пластового давления (ППД) при разработке нефтяных месторождений, предъявляются определенные требования: их физико-химические свойства должны обеспечить высокую нефтеотдачу пластов. Требования к закачиваемым водам, определяются отраслевым стандартом ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [1].

Физико-химические свойства вод объекта эксплуатации (апт-альб-сеноманский водоносный комплекс (ААС ВК) изучены по результатам исследования пластовых вод Покамасовского месторождения, расположенного на территории Среднего Приобья, с привлечением данных близлежащих месторождений. В гидрогеохимическом отношении ААС ВК отличается стабильностью и однотипностью солевого состава.

Воды апт-альб-сеноманских отложений (агент нагнетания) в районе Покамасовского ЛУ имеют минерализацию (среднее значение $19,5 \text{ г/дм}^3$) выше, чем минерализация вод продуктивных отложений пластов группы БВ₆, БВ₇ (среднее значение $18,1 \text{ мг/дм}^3$). Для пласта Ю₁¹ среднее значение минерализации выше $27,6 \text{ г/дм}^3$, чем вод ААС ВК, однако на долю кальция и магния приходится 11,1%, а в водах агента ППД – 11,4%. Таким образом, увеличение набухаемости глинистой составляющей продуктивных отложений не прогнозируется.

Водорастворенный газ метанового состава. По региональным данным район Покамасовского месторождения находится в зоне неупорядоченного изменения газонасыщенности в пределах $1,0-1,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Плотность воды составляет $1,009-1,019 \text{ г/см}^3$.

Вытесняющие свойства вод зависят от соотношения величины вязкости нефти и воды и от проницаемости нефтенасыщенных пород. Исследования показывают, что использование вод объекта разработки, по сравнению с пресными водами, повышает нефтеотдачу на 3,5-4,5%.

Расчет коэффициента Кх (коррозионные свойства), учитывающего химический состав и активность среды закачиваемых вод, показал, что при Кх=1,7 воды являются высокоагрессивными и прогнозируемая скорость коррозии составит более 0,5 мм/год. Потребуется проведение мероприятий по борьбе с коррозией.

Температура подземных вод в пластовых условиях составляет $+26,0 - +62,6^\circ\text{C}$.

Промышленная нефтеносность Покамасовского месторождения связана с отложениями нижнего мела (ванденская свита, пласты БВ₆, БВ₇) и верхней юры (васюганская свита, ЮВ₁¹), предусматривающие применение системы поддержания пластового давления.

Воды неокомских отложений хлоридные натриевые хлоридно-кальциевого типа ($r\text{Na}/r\text{Cl}=0,77-0,98$). Минерализация мало изменяется по разрезу: в интервале алымской свиты ее значения изменяются от 14,0 до $20,7 \text{ г/дм}^3$, в интервале ванденской (сортымской) – от 12,2 до $23,3 \text{ г/дм}^3$, мегионской – $20,5 \text{ г/дм}^3$. Водородный показатель (рН) изменяется от 5,4 до 8,3 (среда вод около нейтральная). Плотность – $1,004-1,020 \text{ г/см}^3$.

Воды продуктивных юрских отложений района работ хлоридные натриевые по составу, доминирующего хлоридно-кальциевого типа по В.А. Сулину ($r\text{Na}/r\text{Cl}=0,85-0,98$) с минерализацией $20,1-34,8 \text{ г/дм}^3$. Для гидрокарбонатно-натриевого типа ($r\text{Na}/r\text{Cl}=1,00-1,02$) величина минерализации изменяется от 22,2 до $32,7 \text{ г/дм}^3$. Кислотно-щелочная среда вод нейтральная (рН=6,0-8,0). Плотность – $1,012-1,025 \text{ г/см}^3$.

Термодинамическое моделирование процессов, протекающих в смешиваемых водах, выполнено в рамках положения ОСТ 39-229-89 [2], при условии, что в закачиваемом флюиде сохраняется остаточная насыщенность углекислотой. Полученные результаты смешения агента нагнетания с пластовыми водами продуктивных отложений приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результат определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении вод агента нагнетания и пластовых вод продуктивных отложений Покамасовского месторождения

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³			Степень насыщения	Осадок, г/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Давление насыщения CO ₂ , атм
Пластовая	Закачиваемая (скв. 1В)	Ca	Mg	Карб. щелоч.				
Вариант 1. Вода пласта БВ ₇ . Пластовое давление: 24,4 МПа, t°=71°С								
100	0	1,260	0,000	0,488	0,999	-	19,79	7,041
80	20	1,111	0,011	0,432	0,943	-	20,15	5,636
60	40	0,962	0,021	0,376	0,895	-	20,51	4,232
50	50	0,887	0,026	0,348	0,878	-	20,69	3,530
30	70	0,738	0,037	0,293	0,877	-	21,05	2,125
10	90	0,589	0,048	0,237	1,088	0,016	21,41	0,721
0	100	0,514	0,053	0,209	5,340	0,141	21,59	0,019

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³			Степень насыщения	Осадок, г/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Давление насыщения CO ₂ , атм
Пластовая	Закачиваемая (скв. 1В)	Ca	Mg	Карб. щелоч.				
Вариант 2. Вода пласта ЮВ ₁ ¹ . Пластовое давление: 27,0 МПа, t°=90°С								
100	0	0,595	0,120	0,165	0,999	-	20,38	1,647
80	20	0,579	0,107	0,174	1,151	0,019	20,62	1,322
60	40	0,563	0,093	0,183	1,361	0,040	20,86	0,996
50	50	0,554	0,086	0,187	1,506	0,052	20,98	0,833
30	70	0,538	0,073	0,196	1,967	0,080	21,22	0,507
10	90	0,522	0,060	0,205	3,326	0,118	21,47	0,182
0	100	0,514	0,053	0,209	10,287	0,156	21,59	0,019

Все смешиваемые воды однотипные (по классификации В.А. Сулина) хлоридно-кальциевые. В процессе их смешения с водами продуктивных отложений происходит увеличение значений минерализации, концентрация ионов кальция постепенно уменьшается. Максимальное количество прогнозируемого осадка в первом варианте смешения ниже (16 мг/дм³), чем во втором (118 мг/дм³). Закачиваемый флюид нестабилен в термобарических условиях продуктивных пластов изучаемого месторождения и может выделять осадок кальцита от 141 до 156 мг/дм³.

Заклучение о возможности осадкообразования носит теоретический характер, поскольку методикой расчета не учитывается обогащение смеси вод углекислотой продуктивного пласта и изменение температуры. На практике закачка более холодных (+34 – +60°С) вод, чем пластовые, ведет к охлаждению недр. В связи с неопределенностью величины понижения температуры нефтяного пласта при закачке заводняющего флюида с уверенностью прогнозировать поведение системы достаточно сложно. Происходящие физико-химические процессы будут зависеть от скорости продвижения агента нагнетания от призабойной зоны по пласту и его соотношения с пластовой водой. Способность высаживать кальцит по пути движения флюида наиболее вероятна для призабойной зоны пласта.

Приемистость нагнетательных скважин может рассматриваться в качестве интегральной характеристики возможного негативного воздействия нагнетаемого в продуктивный пласт агента. Для обеспечения высокого коэффициента приемистости скважин необходима подготовка флюидов перед их закачкой в пласт.

Анализ имеющихся данных показал, что закачиваемые воды агента нагнетания могут оказать негативное влияние на коэффициент приемистости нагнетательных скважин из-за повышенного содержания мехпримесей (МП), кислорода, высокой коррозионной активности и при нарушении химического равновесия с образованием нерастворимого осадка кальцита.

На территории Покамасовского месторождения закачку агента нагнетания организована по схеме: добываемая вода по высоконапорным водоводам поступает на блок распределения воды, затем закачивается в нагнетательные скважины. В случае, не достаточной эффективности существующей водоподготовки, дополнительно рекомендуются следующие мероприятия: для снижения содержания МП, применение скважинных щелевых сетчатых фильтров; в связи с повышенной коррозионной активностью закачиваемых вод – применение внутреннего защитного покрытия; ингибиторов коррозии; в случае постоянного присутствия кислорода в закачиваемой воде в количестве, превышающем требования стандарта – связывание реагентами-восстановителями и др.; в связи с возможностью выпадения осадка при смешении закачиваемых и пластовых вод – насыщение закачиваемых вод углекислотой; использование ингибиторов солеотложений.

Для обеспечения нормальной работы водозаборных и нагнетательных скважин на месторождении необходимо осуществление мониторинга водных объектов с документацией условий проведения работ (состав и температура закачиваемого флюида, содержание

нефтепродуктов и МП), осуществлением контроля за изменениями давления и температуры в нефтяном пласте, а также коэффициента приемистости нагнетательных скважин с документацией мероприятий и последующего выбора наиболее эффективных методов по ее восстановлению.

Качество вод апт-альб-сеноманских отложений Покамасовского месторождения, в основном соответствует нормам ОСТа, с учетом выполнения рекомендуемых мероприятий по водоподготовке, требованиям к закачиваемым водам.

Библиографический список:

1. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. – Введ. 1990-07-01. – М., Министерство нефтяной промышленности, 1988.
2. ОСТ 39-229-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом. – Введ. 1990-07-01. – М., Министерство нефтяной промышленности, 1989.

УДК 622.276.53

Подвесной маслозаполненный компрессор для принудительной разгрузки затрубного давления газа в нефтедобывающих скважинах

Быков И.Ю.¹, Севастьянов А.В.²

1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта.

2 - ООО «ЗДТ «Ареонаг», Санкт-Петербург

Скважинная добыча нефти установками штанговых или электроцентробежных насосов связана со снижением давления на приеме насосов ниже давления насыщения газа. Образование свободной газовой фазы в жидкости в зоне приема насоса сопровождается частичной сепарацией попутного газа, его накоплением и повышением давления в затрубном пространстве, что приводит к «отжатию» динамического уровня жидкости в скважине и срыву работы насосов. Одновременно, повышение давления газа в затрубном пространстве приводит к уменьшению депрессии на пласт и дебита скважин. Эти проблемы связаны с повышенным давлением нагнетания скважинной жидкости в коллектор при большой протяженности промысловых трубопроводов или высокой вязкости нефти.

Для повышения дебита скважин необходимо принудительно откачивать накапливающийся газ из затрубного пространства и компримировать его либо потребителю, либо в напорную линию скважины [1,7,8].

Наиболее простым средством разгрузки затрубного давления газа для скважин с УСШН является поршневой компрессор с приводом от балансира станка-качалки. Верхний шарнир компрессора крепится к балансиру станка-качалки, а нижний – к стойке балансира. Сокращение и последующее увеличение расстояния между шарнирами приводит к перемещению поршня в цилиндре компрессора и периодическому сжатию газа.

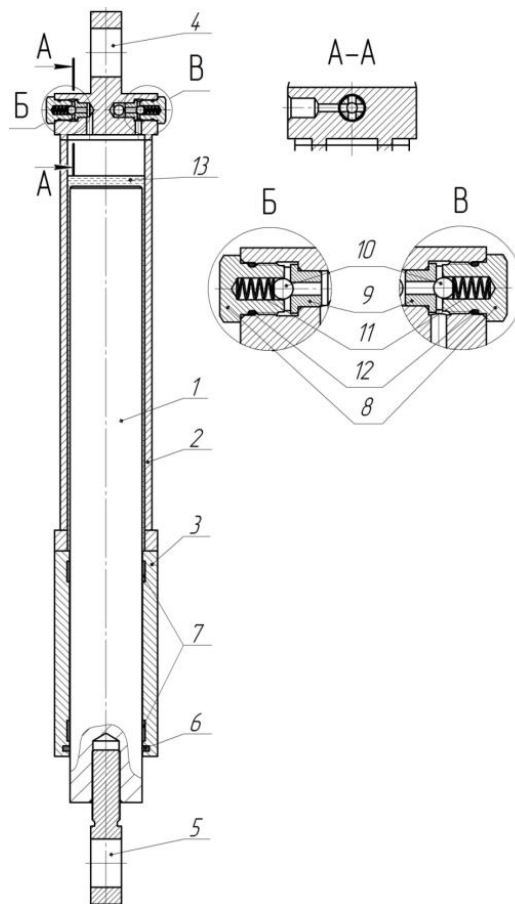
Имеется определенный опыт применения таких компрессоров на месторождениях Урало-Поволжья, Оренбургской области и др. регионах добычи нефти. Следует отметить, что, несмотря на достигаемый положительный эффект, период безотказной работы компрессоров был небольшим из-за появления со временем в поршневой паре сухого трения и быстрому износу трущихся пар [2,3,4,5,6,9].

В этой связи был создан и испытан в промысловых условиях маслозаполненный компрессор, позволяющий снижать утечки газа в зазоре пары трения и увеличить ресурс за счет периодического подлива масла в полость компрессора по мере его расхода.

Сущность новой разработки компрессора является создание высокой степени сжатия путем заполнения зазора между плунжером и цилиндром компрессора жидкостью (маслом), устраняющим появление утечек в зазоре. На рис. 1 показана новая конструкция маслозаполненного подвесного компрессора.

Новая конструкция маслозаполненного подвешного компрессора состоит из цилиндра 2 в верхней части которого расположены всасывающий В и нагнетательный Б клапаны. Внутри цилиндра 2 расположен плунжер 1, проходящий через уплотнительное кольцо 6 и опорные кольца 7. Наружная сторона верхнего торца цилиндра 2 и нижняя часть гильзы 3 имеют узлы крепления к станку-качалке. Верхняя часть внутренней полости цилиндра снабжена всасывающим и нагнетательным клапанами. При входе плунжера 1 в цилиндр 2 масло 13 постепенно входит в зазор между ними, а при выходе штока из цилиндра масло полностью выходит в цилиндр. Наличие масла в зазоре между плунжером и 1 и цилиндром 2 предупреждает утечки газа при нагнетании газа. Это позволяет сохранить высокую степень сжатия газа в цилиндре 2. Утечки масла из цилиндра предупреждаются наличием уплотнения 6.

При ходе балансира станка-качалки вверх плунжер 1 постепенно выходит из цилиндра 2, создавая такт всасывания газа. При этом газ из затрубного пространства скважины через клапан В поступает в цилиндр 2.



Б – клапан нагнетательный; В – клапан всасывающий; 1 – плунжер; 2 – цилиндр;
3 – гильза; 4,5 – узлы крепления; 6 – кольцо уплотнительное; 7- кольца опорные; 8 – пробка;
9 – седло; 10 – шарик; 11 – пружина; 12- кольцо резиновое; 13 – масло

Рисунок 1- Новая конструкция маслозаполненного подвешного компрессора

При обратном ходе балансира плунжер 1 входит в цилиндр 2, вытесняя из него газ через нагнетательный клапан Б в коллектор. Работа компрессора постепенно снижает давление газа в затрубном пространстве скважины, увеличивает депрессию на пласт и дебит скважины.

При постепенной утечке масла из цилиндра 2 давление газа в затрубном пространстве скважины вновь будет частично подниматься. В таких случаях производится доливка определенного объема масла в цилиндр. Излишний объем масла после доливки откачивается через нагнетательный клапан Б в коллектор.

На рис. 2 показана схема установки запорной арматуры в технологической обвязке маслозаполненного подвешного компрессора к станку-качалке.

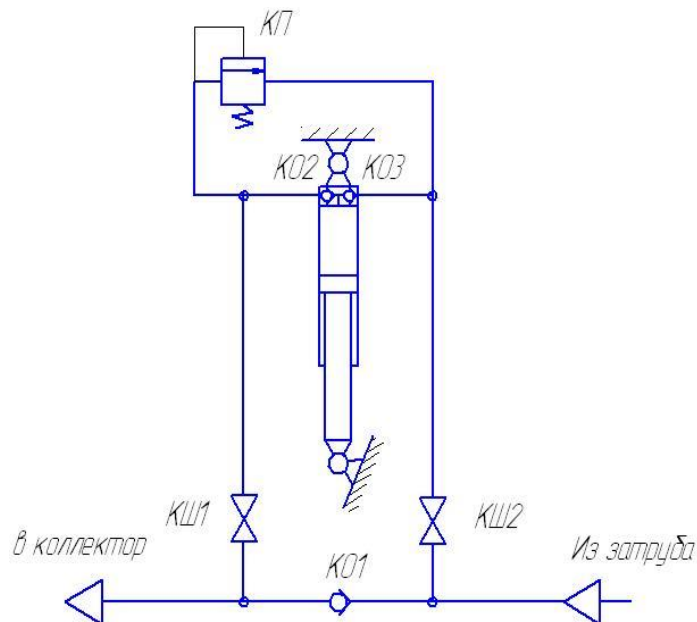
В табл.1 приведены основные технические характеристики маслозаполненного подвешного компрессора.

Компрессоры могут применяться в следующих условиях:

- на нефтяных месторождениях с давлениями в выкидных коллекторах скважин до 3,0 МПа, при температурах окружающей среды до -45°С
- максимальное значение газового фактора нефти не должно превышать 35 м³/м³ при обводнённости продукции 0 ... 50%, и 70 м³/м³ при обводнённости 50 ... 98%
- при средней вязкости обводнённой нефти в насосно-компрессорных трубах до 0,1 Па·с допускается установка компрессора на переднем плече балансира, а при вязкости более 0,1 Па·с – на заднем, во избежание опасности «зависания» штанг при ходе вниз
- геометрические параметры компрессора рассчитываются для конкретной скважины исходя из её дебита, обводнённости, длины хода и числа качаний, газового фактора, давлений в коллекторе и на приёме глубинного насоса

К основным преимуществам компрессора можно отнести:

- независимая от хода цилиндра величина «мертвого» пространства
- регулируемая до 20% объемная постоянная
- постоянная смазка плунжера смазывающей жидкостью
- возможность слива конденсата без разборки цилиндра
- возможность быстрой замены уплотнений на скважине
- отсутствие требований высокой точности при монтаже на качалке



КШ1...2 – кран шаровый Ду12 Ру25, КО 1 – клапан обратный КОМ Ду12 Ру25, КО2...3 – клапан обратный встроенный, КП – клапан предохранительный встроенный

Рисунок 2 – Схема установки запорной арматуры в технологической обвязке маслозаполненного подвешного компрессора

Таблица 1 – Технические характеристики маслозаполненного подвешного компрессора

Объёмная постоянная, см ³	1100
Количество качаний, 1/мин	до 4
Давление, МПа	
- на входе, не менее	0,5
- на выходе, не более	3,0
Клим. исполнение	У1
К.п.д. объёмное	0,95

Опорные кольца штока компрессора выполнены из полиэфирного материала «Хайтрел» фирмы «Дюпон», а уплотнения – из коксонаполненного фторопласта Ф4К15М2 с добавлением молибдена (разработчик ООО «Элконт»).

Промысловые испытания работоспособности компрессора проведены на скважине №1804 Сунчелеевского месторождения ООО «ТНГК-Развитие».

В табл.2 представлены данные о работе скважины, оборудованной маслозаполненным подвесным компрессором по ТУ 3632-002-92812444-2015.

Таблица 2 – Данные о работе скважины №1804 Сунчелеевского месторождения

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение	
			До установки компрессора	После установки компрессора
1	Qж	м3/сут	28,9	34,5
2	Qн	тн/сут	24,7	29,5
3	Обводненность	%	9,0	9,0
4	Нд	м	505	440
5	Рзатр	МПа	1,4	0,2
6	кпрод	м3/сут·МПа	5,7	5,7
7	Давление в коллекторе	МПа	0,6	0,6
8	Газовый фактор	нм3/тн	6,0	6,0
9	Тип погружного насоса	маркировка	ШГН 25-225 ТНМ-Т	ШГН 25-225 ТНМ-Т
10	Тип подвесного компрессора	маркировка		ТУ 3632-002-92812444-2015
11	Диаметр НКТ	мм	73	73
12	Лхода	м	2,5	2,5
13	n	кач/мин	4,9	5,6
14	Нподв.	м	858	858
15	Интервал перфорации	м	1378-1389	1378-1389

Характеристики компрессора были следующими:

- диаметр плунжера – 70 мм;
- длина хода плунжера – 560 мм;
- объем масла в цилиндре – 240 см³;
- диаметр клапанов – 8 мм.

Для монтажа компрессора потребовалась установка дополнительной поперечной опоры на стойке станка – качалки и размещение на ней кронштейн нижнего шарнира.

Верхний кронштейн был закреплен к заднему плечу балансира на расстоянии около 600 мм от оси вращения балансира. Оба кронштейна были закреплены с помощью сварки.

Для установки компрессора балансир станка – качалки останавливался в крайнем верхнем положении его головки. При этом заднее плечо балансира устанавливалось в крайнем нижнем положении. Далее в положении, при котором плунжер полностью вошел в цилиндр, компрессор устанавливался на нижней своей опоре и фиксировался частичной сваркой кронштейна. Затем временно включался станок – качалка и головка балансира останавливалась в крайнем нижнем положении, а заднее плечо – в крайнем верхнем положении. При этом ориентировочно определялась (отмечалась) верхняя точка крепления компрессора на балансире с неполным извлечением плунжера из цилиндра.

Степень извлечения не должна превышать величины 70...75 % во избежание опасности выхода плунжера из цилиндра во время работы оборудования. После этого головку балансира возвращали в крайнее верхнее положение, плунжер полностью вводился в цилиндр и верхний кронштейн компрессора закреплялся к отмеченной точке к балансиру с помощью частичной сварки.

Далее производилась пробная работа станка – качалки на предмет оценки правильности установки компрессора. При правильной установке производилось окончательное крепление кронштейнов сваркой. В случае нарушений установки производилась корректировка мест сварки.

Конструкция компрессора устроена таким образом, что к нижнему кронштейну крепится плунжер, а к верхнему – цилиндр.

На рис.3 показана фотография станка – качалки с установленным на заднем плече балансира маслозаполненным подвесным компрессором.



Рисунок 3 – Фотография станка – качалки с установленным маслозаполненным подвесным компрессором

До установки компрессора давление в коллекторе составляло 0,6 МПа, а в затрубном пространстве 1,4 МПа.

После включения станка – качалки и компрессора в работу давление газа в затрубном пространстве стало постепенно снижаться и по истечении 12,1 часа достигло величины 0,74 МПа.

В дальнейшем, после увеличения длины хода плунжера с 4,9 до 5,6 значение давления газа в затрубном пространстве составило 0,2 МПа. Дебит скважины по жидкости за этот период возрос на 19,4 %. Прирост дебита скважины по нефти составил 4,8 тн/сут.

Снижение давления в затрубном пространстве с 1,4 МПа до 0,2 МПа и увеличение дебита скважины по нефти на 4,8 тн/сут. свидетельствует об эффективной работе компрессора.

На рис. 4 показана динамика снижения давления газа в затрубном пространстве скважины №1804 Сунчелеевского нефтяного месторождения ООО «ТНГК-Развитие» с подключенным маслозаполненным подвесным компрессором. Видно, что в начальный период работы компрессора снижение давления носит интенсивный характер и по истечении времени порядка 14 часов наступает стабилизация. Кривая на рис. 4 описывается формулой ($R_2=0,90$):

$$P_3 = \frac{2,80}{1 + e^{0,198t}}, \text{ МПа,} \quad (1)$$

где t – время работы компрессора, час

ВЫВОДЫ

1. Разработаны конструкция подвесного маслозаполненного компрессора с высокой степенью сжатия газа, методология расчета его геометрических параметров и номинальный ряд для широкого диапазона условий эксплуатации скважин. Проектом предусмотрено изготовление опорных колец штока компрессора из полиэфирного материала «Хайтрел» фирмы «Дюпон», а уплотнения – из коксонаполненного фторпласта Ф4К15М2 с добавлением молибдена.

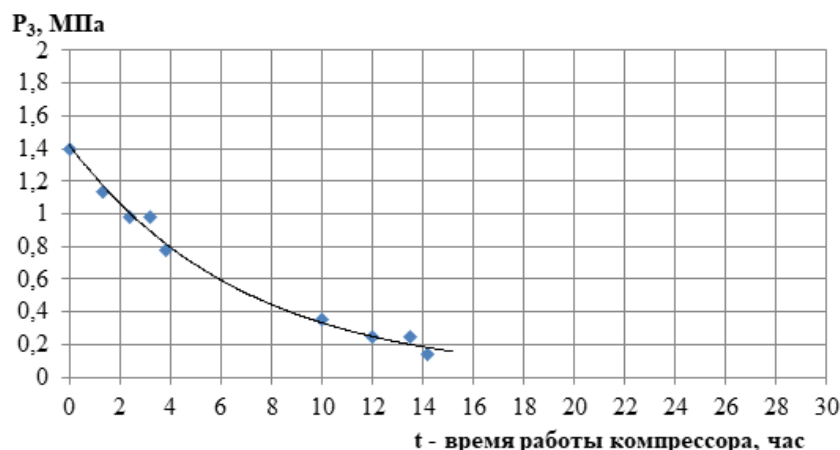


Рисунок 4 – Динамика снижения давления газа в затрубном пространстве (P_z) скважины №1804 Сунчелеевского нефтяного месторождения ООО «ТНГК-Развитие» с подключенным маслозаполненным подвесным компрессором

2. Проведены опытно–промышленные испытания подвесного компрессора на скважине №1804 Сунчелеевского нефтяного месторождения, показавшие снижение давления в затрубном пространстве скважины с 1,4 до 0,2 МПа при давлении в коллекторе 0,6 МПа, что подтверждает достаточно высокую эффективность его работы.

3. Получена экспериментальная зависимость снижения давления газа в затрубном пространстве скважины №1804 Сунчелеевского месторождения во времени, показавшая стабилизацию давления по истечении 14 часов работы штангового насоса.

Библиографический список:

1. Быков И.Ю. Маслозаполненный подвесной компрессор для нагнетания газа из затрубного пространства в коллектор. Материалы X международной научно-практической конференции «Наука. Общество. Бизнес» / И.Ю. Быков, А.В. Севастьянов // Наука и бизнес: пути развития. – 2019. – №5(95). – С.154-158.
2. Мак-Кой Ч. Работающий от балансира станка-качалки газовый компрессор полезен в различных промышленных операциях / Ч. Мак-Кой // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №3. – С.44–46.
3. Новая технология, повышающая дебит нефтяных скважин. Объединенные Арабские Эмираты. New completion technology improves ultimate oil recovery / El-Abd Salem, Amiri Abdel Nameed, Keshka Ashraf, Al-Bakr Salem, Al Arfi Saif, El-Asmar Magdi // World Oil. – 2008. – 229 с. – № 6. – С. 55–57. – Англ.
4. Оборудование для добычи нефти [Электронный ресурс] / Открытое акционерное общество «Ермак-Экология». – Режим доступа: <http://www.ermak-ecology.8m.com>.
5. Патент 177393 РФ, МПК E21B 43/00, F04B 47/00, F04B 35/01. Подвесной компрессор с приводом от балансира станка-качалки / Севастьянов А.В., Нигай Ю.В., Третьяков Р.С. – № 2017139588 ; заявл.14.11.2017 ; опубл. 20.02.2018.
6. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях / М.Н. Персиянцев. – М.: Недра, 2000. – 653 с.
7. Севастьянов А.В. Технология отвода газа из затрубного пространства нефтяных скважин / А.В. Севастьянов, А.А. Иванов, А.С. Фаткуллин // Нефтепромышленное дело. – М. ВНИИОЭНГ – 2014. – №9. – С. 54–55.
8. Севастьянов А.В. Разработка конструкции подвесного компрессора с гидрозатвором для нефтяной скважины / А.В. Севастьянов [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – №3. – С. 27–32.
9. Фаттахов Р.Б. Определение условий применимости подвесного компрессора с приводом от станка-качалки / Р.Б. Фаттахов, Р.З. Сахабутдинов, В.П. Тронов // Труды ТатНИПИ-нефть, Юбилейный выпуск. – 1996. – С. 200–208.

УДК 622.276./279:621.882.323:669.112.227.346.27

Применение «интеллектуальных материалов» в качестве уплотнительных элементов технологического оборудования нефтегазового комплекса, эксплуатируемого в северных условиях

Семиткина Е.В., Терентьева М.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Для обеспечения герметичности технологического оборудования высокого давления нефтегазового комплекса применяют металлические кольца (рисунок 1, 2). [2] Процесс обтяжки фланцев данного оборудования очень трудоемок, потому что необходимо добиться герметичности соединения большого диаметра на высокое давление. Также кольцо со временем приходит в негодность из-за сплющивания его сечения, а также ударов, сколов и других деформаций (рисунок 3). [5] Применение этих колец требует крайней аккуратности. [3]



Рисунок 1 – Виды фланцевых прокладок (овального и восьмиугольного сечения)



Рисунок 2 – Фильтр осушенного газа

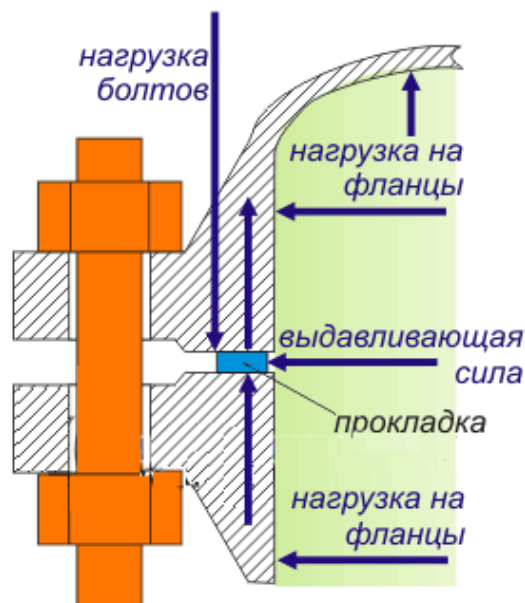


Рисунок 3 – Схема силового воздействия на уплотнительное кольцо во время эксплуатации

Проблема создания максимально надежного уплотняющего кольца остается не решенной.

Необходимость создания новых материалов обуславливается быстрыми темпами развития всех отраслей деятельности человека.

Во второй половине двадцатого столетия впервые был получен сплав с эффектом памяти формы – нитинол. Нитинол (никелид титана) – это сплав никеля и титана.

Никелид титана (TiNi) известен как сплав, проявляющий большой по величине эффект памяти формы (ЭПФ) и одновременно обладающий хорошей прочностью, пластичностью и коррозионной стойкостью.

Сплавы с ЭПФ демонстрируют сложное трехмерное термомеханическое поведение с гистерезисом, определяемое большим количеством параметров (температура, реактивные напряжения, деформация памяти и т.д.). [4] Для проявления многократного эффекта и перехода в деформированное состояние необходимо приложение внешних нагрузок (рисунок 4).

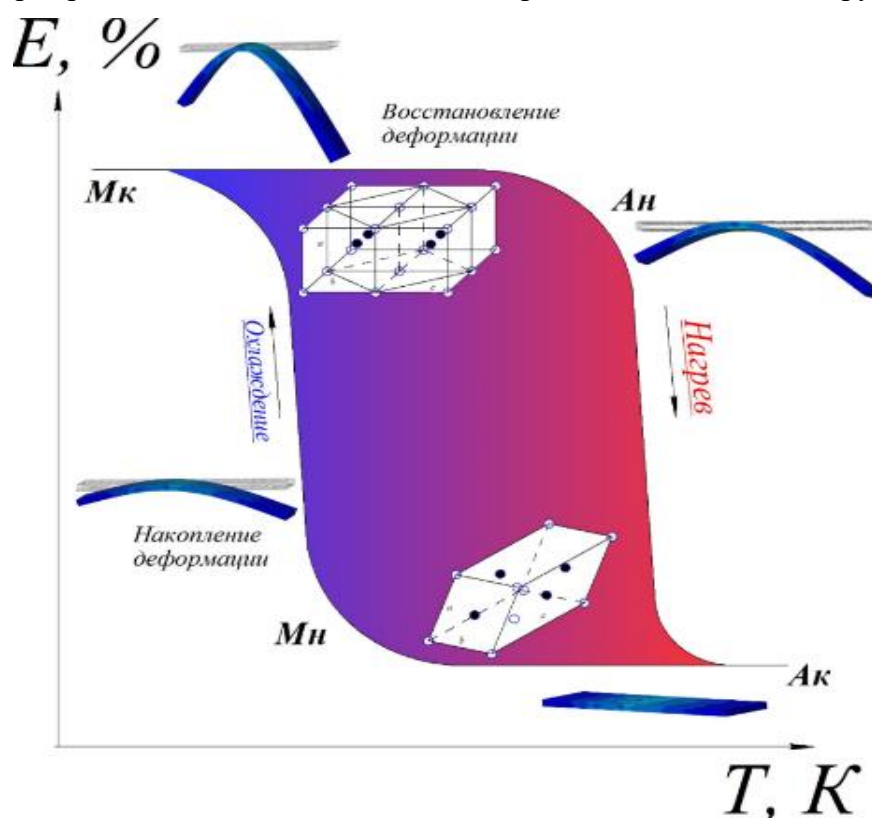


Рисунок 4 – Графическое отображение способности материала с ЭПФ возвращать деформацию в зависимости от температурного режима

Учитывая быстроразвивающиеся технологии нефтегазового комплекса (НГК) и возрастающую потребность в новых материалах, в настоящей работе поставлена цель — исследовать возможности применения рассматриваемых материалов с ЭПФ для решения частных задач в НГК, включая применение материалов с ЭПФ для создания герметичного и надежного уплотнения сосудов высокого давления, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях. Данные предложения позволят обеспечить значительный запас прочности рассматриваемых объектов НГК и их безопасную эксплуатацию [1].

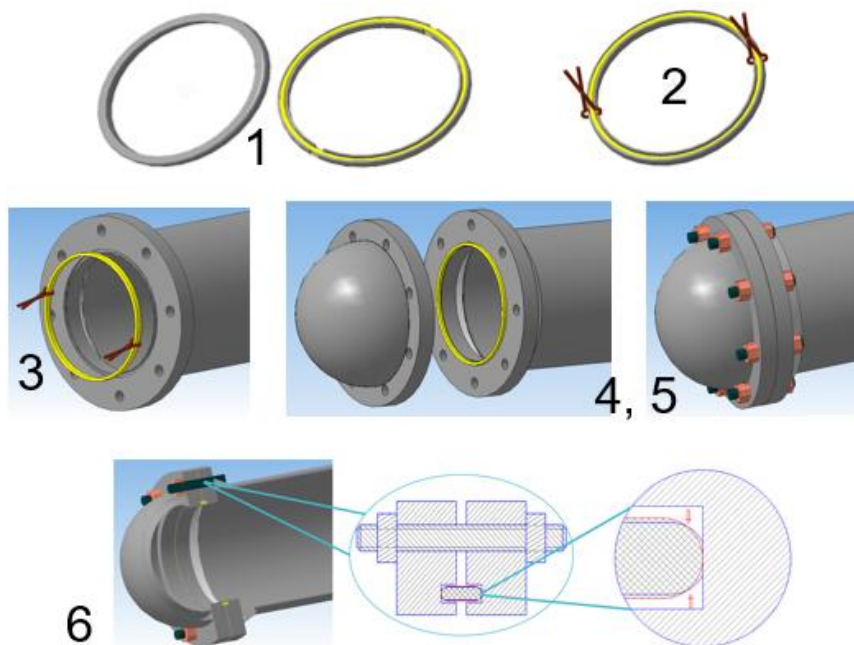
Для обеспечения дополнительной герметичности фильтров на высокое давление предлагаем внедрить кольцо из материала с ЭПФ из никелида титана (рисунок 5).

Кольцо ставится между крышкой и телом сосуда. Гайки затягиваются, затем осуществляется нагрев кольца, кольцо расширяется и создаёт дополнительное контактное давление, которое увеличивает степень герметичности.

Если нужно вскрыть фильтр, воздействуем на кольцо отрицательной температурой, оно сужается, становится очень легко открутить гайки фильтра.



Рисунок 5 – Фланцевое кольцо из никелида титана



- 1 - Кольцо в криостате и подготовка к извлечению; 2 - Выемка кольца из криостата щипцами; 3 - Монтаж кольца на фланец сосуда; 4, 5 – Закрытие крышки сосуда и обтяжка фланцев; 6. Нагрев кольца до определенной температуры, генерация реактивных напряжений и создание герметичного уплотнения.

Рисунок 6 – Способ монтажа фланцевого кольца из никелида титана

Данное изобретение ускоряет процесс вскрытия и закрытия сосуда, повышает герметичность, уменьшает вероятность пропуска, утечки газа или жидкости. Тем самым вероятность остановки цеха в связи с негерметичностью сосуда уменьшается.

Использование предлагаемых уплотняющих колец из «интеллектуальных материалов» может дать наибольшую герметичность при минимальных физических и временных усилиях.

Библиографический список:

1. Андронов, И. Н. Моделирование силового воздействия в сплавах с мартенситной неупругостью / И. Н. Андронов, Н. П. Богданов, Е. В. Семиткина // Физико-математическое моделирование систем. XVIII Международный семинар (30 июня 2017 г.). – Воронеж : ВГТУ, 2017. – С. 179-184.
2. Коптева, В. Б. Фланцевые соединения: конструкции, размеры, расчёт на прочность: методические указания / В. Б. Коптева, А. А. Коптев. – Тамбов : Изд-во ТГТУ, 2011. – 27 с.
3. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. – Введён 11.06.2003. – Москва : НТЦ «Промышленная безопасность». – 96 с.
4. Сплавы с эффектом памяти формы / К. Ооцука [и др.] ; под редакцией Х. Фунакубо ; перевод с японского. – Москва : Металлургия, 1990. – 224 с.
5. Феодосьев, В. И. Сопротивление материалов : учебник / В. И. Феодосьев. - 10-е изд., перераб. и доп. – Москва : МГТУ, 1999. – 592 с.

УДК 69

Применение железобетона и его преимущества, сравнительно с другими строительными материалами

Клочкова З.Ю., Сулова А.Е.

Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень

Ключевые слова: Железобетон; защитный слой бетона.

Аннотация: В статье рассматриваются преимущества и особенности железобетона, относительно других строительных материалов.

Key words: reinforced concrete, protective layer of concrete.

Annotation: this article deals with advantages and characteristics of reinforced concrete regarding other construction materials.

Железобетон – это строительный материал, в котором выгодно сочетается совместная работа бетона (отвечает за сжимающие свойства) и строительной арматуры (отвечает за растягивающее напряжение). Внедрение железобетонных конструкций в отрасль нефтегазодобычи играет существенную роль на ее развитии. Для строительства нефтегазовых сооружений в арктической зоне России проектируются конструкции, работающие при воздействии агрессивных природных факторов. Добыча полезных ископаемых в экстремальных условиях требует более тщательного подбора материалов, имеющих высокую механическую прочность, а также морозостойкость, водонепроницаемость и долговечность. Так, наиболее распространенным материалом, применяемым в подводных нефтегазовых сооружениях, является железобетон. В частности, массивные гравитационные морские платформы имеют железобетонное основание, которое на большую глубину погружены в воду. При прокладке подводных нефтегазопроводов на морское дно для предотвращения всплытия наружная поверхность трубы покрывается тонким слоем мелкозернистого бетона, который также должен обладать высокой прочностью и водонепроницаемостью.

Первым железобетон изготовил французский садовник, выращивающий экзотические растения в оранжерее Версаля-Жозеф Монье. Он получил материал, пытаясь изготовить горшки для будущих пальм. В состав из цемента и песка Жозеф Монье зашил металлический каркас. В результате подобные горшки получились практичными и недорогими.

Совместная работа бетона и арматуры при различных воздействиях обуславливаются следующими факторами:

- 1 наличием значительных сил сцепления между материалами;
- 2 практически аналогичными значениями коэффициентов температурных деформаций материалов, входящих в состав, из-за чего при изменении температуры в конструкциях не возникают внутренние усилия, которые могут нарушить сцепление.

Благодаря уникальному соединению этих, крайне различных по своим механическим свойствам, компонентов, получается целый ряд готовых изделий (ЖБИ), обладающих массой положительных характеристик, таких как:

- 1 долговечность. Эксплуатационный срок изделий из железобетона практически не ограничен. Выход из эксплуатации здания из бетона возможен только за счёт его морального устаревания;
- 2 прочность;
- 3 пожаростойкость;
- 4 химическая и биологическая стойкость;
- 5 технологичность (возможность получать любые конструктивные и архитектурные формы);
- 6 высокая сопротивляемость нагрузкам (статическим, динамическим, а также сейсмическим);
- 7 доступная стоимость, относительно других строительных материалов.

До 70-80% массы железобетона составляют местные каменные материалы, что позволяет экономить древесину и металл, необходимые в других отраслях.

Защитный слой бетона - это расстояние от поверхности арматурного стержня до грани железобетонного изделия. Арматура любой железобетонной конструкции должна иметь защитный слой бетона, дабы обеспечивать её совместную работу с бетоном, при этом одновременно защищая стальной элемент от воздействия окружающей среды.

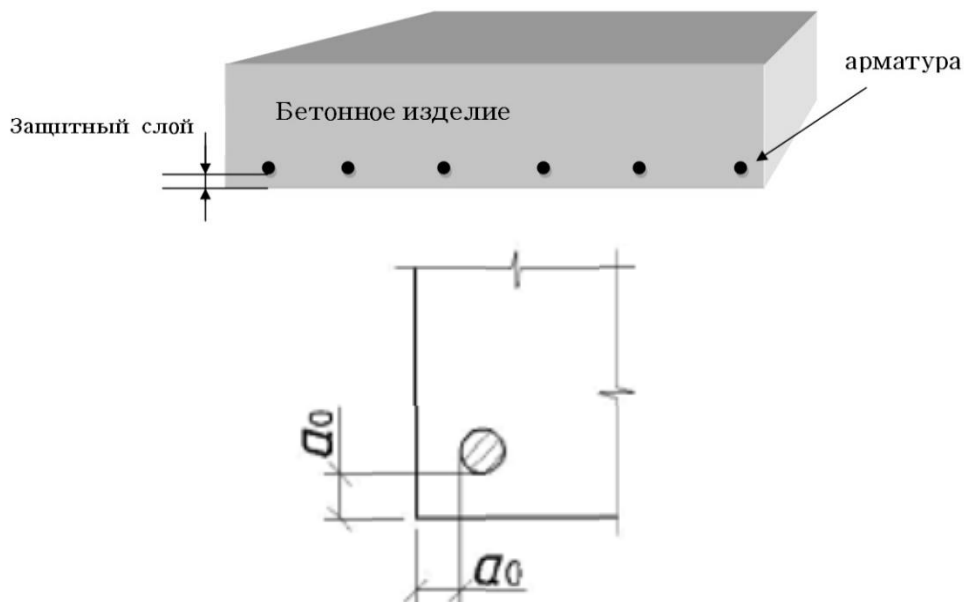


Рисунок 1 - Защитный слой бетона

Железобетонные изделия бывают:

1 В зависимости от сферы использования:

- 1.1 для жилых домов;
- 1.2 для промышленных построек;
- 1.3 для общественных зданий и сооружений.

2 В зависимости от способа изготовления:

- 2.1 монолитные – изготавливаются на месте строительных работ.

Распространенным примером является фундамент, колонны и плиты перекрытия;

- 2.2 сборные – производятся в цеху;
- 2.3 сборно-монолитные.

3 В зависимости от способа армирования:

- 3.1 обычные;
- 3.2 предварительно напряженные.

Основные виды железобетонного изделия применяются в строительстве, где температурный режим не превышает пятидесяти градусов по Цельсию и не опускается до минус семидесяти градусов. Наиболее популярными железобетонными изделиями являются такие виды конструкций, как панели, фундаменты, балки и плиты перекрытия.

Панели, имеющие чаще всего плоскую прямоугольную форму, используются в строительстве зданий и сооружений жилищного и промышленного назначения.

Балки и ригели нашли своё применение в строительстве фундаментов и покрытий и выступают в роли несущих элементов для монтажа крановых механизмов.

Железобетонные колонны представляют собой несущий элемент жилых, культурных, промышленных и бытовых сооружений.

Железобетонные фермы имеют вид плоской прямоугольной конструкции с решетками. Благодаря высокой прочности, жесткости, хорошим противопожарным и морозостойким свойствам, железобетонные фермы активно применяются для перекрытий в производственных сооружениях и культурных зданиях.

Таблица 1 - Толщина защитного слоя

Условия использования арматуры	Толщина защитного слоя бетона	Нормативный документ
Продольная рабочая арматура фундаментных балок и сборных фундаментов	30 мм	Пункт 12.8.5. СП50-101-2004
Продольная рабочая арматура монолитных фундаментов при наличии бетонной подготовки	35 мм	
Продольная рабочая арматура монолитных фундаментов при отсутствии бетонной подготовки	70 мм	
В закрытых помещениях при нормальной и пониженной влажности	Не менее 20 мм	Таблица 8.1 СП 52-101-2003
В закрытых помещениях при повышенной влажности (при отсутствии дополнительных защитных мероприятий)	Не менее 25 мм	
На открытом воздухе (при отсутствии дополнительных защитных мероприятий)	Не менее 30 мм	
В грунте (при отсутствии дополнительных защитных мероприятий), в фундаментах при наличии бетонной подготовки	Не менее 40 мм	
Поперечная арматура бетонных элементов сечением меньше 25 мм	Не менее 10 мм	Таблица 5.19, А.Б. Голышев, В.Я. Бачинский, В.П. Полищук, А.В. Харченко, И.В. Руденко. Проектирование железобетонных конструкций. Справочное пособие. Киев. Будивельник, 1999
Поперечная арматура бетонных элементов сечением более 25 мм	Не менее 25 мм	

Каждый вид железобетонных изделий за счёт своих габаритов, масс требует особый подход при транспортировке. Так, например, при перевозке панелей их устанавливают в вертикальное положение под наклоном в десять градусов, а для опоры балок и ригелей используют подкладки под нижнюю плоскость изделия.

Таким образом, на основе анализа существующей литературы, можно подчеркнуть ряд выводов. Во-первых, номенклатура железобетонных конструкций весьма обширна. Такое разнообразие ассортимента обуславливается различными условиями строительства климата и назначением конструкции. Во-вторых, на сегодняшний день железобетон является основным конструктивным материалом современности, вытесняя, например, металл даже из таких отраслей, как мостостроение и высотное строительство. Он лидирует в общей структуре мирового производства строительной продукции за счет своих свойств и возможностей применения, что также позволяет закрыть большую часть задач строительства в арктической зоне России.

Библиографический список:

- 1 Лекции «Железобетонные конструкции»;
- 2 Мандриков А.П. «Примеры расчета железобетонных конструкций», 1979;
- 3 Статья «Основные виды железобетонных конструкций», сайт kladembeton.ru (электронный доступ: <https://kladembeton.ru/izdeliya/zdaniya-i-arhitektura/vidy-zhelezobetonnyh-konstruktsij.html>);
- 4 Статья «Что такое железобетон: виды, область, применения», сайт «Бетон ИНФО» (электронный доступ: <https://1beton.info/vidy/zhelezobeton-vidy/zhelezobeton-eto#i-2>).

УДК 621.644.073

**Эксплуатационные проблемы промысловых нефтегазопроводов
на основе термопластовых труб**

Толмачев А.А., Толмачев Л.А., Иванов В.А.

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

Аннотация: Статья посвящена описанию эксплуатационных проблем промысловых нефтегазопроводов на основе термопластовых трубы с непрерывным армирующим слоем. В данной статье анализируются и систематизируются данные об эксплуатационных проблемах промысловых термопластовых трубы с непрерывным армирующим слоем.

Ключевые слова: трубы из термопластов, нефть, газ, промысловые трубопроводы, композиционная система

Abstract: The article is devoted to the description of operational problems of field oil and gas pipelines based on thermoplastic pipes with a continuous reinforcing layer. This article analyzes and systematizes data on operational problems of field thermoplastic pipes with a continuous reinforcing layer.

Keywords: thermoplastic pipes, oil, gas, field pipelines, composite system

Объемы строительства объектов нефтегазовой промышленности растут с каждым годом. Необходимы инновационные решения: применение новых материалов, усовершенствование технологий строительства, разработка новой нормативно-технической документации и т.д.

Трубопроводы всегда были источником повышенной опасности в связи со значительным количеством сварных и фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры, условий работы и большого количества объема транспортируемых веществ. Наиболее распространенными причинами аварий стальных трубопроводов являются разрывы и повреждения труб в результате эксплуатационного износа и воздействия внешних факторов (коррозия, перенапряжение труб вследствие нарушения проектных требований при монтаже, физический износ, механические повреждения, температурная деформация и т.д.). Для минимизации вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных или промышленных трубопроводов необходимо пересмотреть материалы, используемые для изготовления труб.

По данным за 2020 год общая протяженность действующих нефтепроводов и газопроводов на территории Российской Федерации (включая те нефтепроводы и газопроводы, часть которых пролегает и на территории иностранных государств) более 258000 км. Анализ ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору с 2004 по 2020 года показал, что основной причиной возникновения аварийных ситуаций на нефтепромыслах все еще остается разгерметизация и разрушение технических устройств в результате физического износа, коррозии металла трубы или растрескивания под напряжением. Ежегодно на нефтепромыслах происходит до 70000 отказов трубопроводов. Крупные нефтяные компании тратят значительные средства на ремонт ветхих трубопроводов и рекультивацию загрязненных земель.

При строительстве промысловых нефтегазопроводов в основном применяются стальные трубы, которые зарекомендовали себя за счет своей надежности, прочности и относительной простоты монтажа. Однако многолетний опыт эксплуатации стальных нефте-газопроводов показывает ряд их существенных недостатков. В связи с этим, с целью повышения эксплуатационной надежности и срока службы трубопроводов широко применяются термопластовые трубы, в частности термопластовые трубы с непрерывным армирующим слоем.

Термопластовая труба с непрерывным армирующим слоем – это композиционная система, состоящая из внутренней термопластовой оболочки, армирующего каркаса и внешней термопластовой оболочки. В зависимости от конструкции, такие композиционные системы изготавливают с армирующим сетчатым каркасом, с армирующими металлическими лентами или с армирующими синтетическими нитями[1].

По сравнению со стальными, термопластовые трубы с непрерывным армирующим слоем обладают следующими преимуществами:

- устойчивость к коррозионным процессам;
- малый вес;
- уменьшение потерь по давлению на трение и внутритрубных отложений за счет низкого показателя шероховатости;
- высокие диэлектрические показатели;
- экономия средств при транспортировке, строительном-монтажных работах и эксплуатации[5].

Принимая во внимание данные преимущества, термопластовые трубы могут использоваться для транспортировки различных сред (в том числе, углеводородов) и могут прокладываться как в зоне промерзания, так и на поверхности земли. В качестве теплоизоляционного материала можно использовать вспененный полиэтилен с закрытыми порами. Изоляция трубы не впитывает влагу – можно использовать в сложных грунтах с применением гибкого защитного кожуха, который позволит легко обогнуть препятствия. За счет отличной гибкости и высокой механической прочности термопластовые трубы способны выдерживать температуру транспортируемой среды до 95°C. Монтаж подобной системы может осуществляться при отрицательных температурах.

Так же в процессе исследования эксплуатационных характеристик термопластовых труб были выявлены некоторые их конструктивные особенности:

- гидравлические удары в трубопроводе из термопластовых труб в 1,5 – 2 раза меньше, чем в стальных трубах из-за меньшего модуля упругости полимерных материалов, входящих в конструкцию;
- трубопровод, собранный из термопластовых труб, не разрушается при замерзании в нем воды из-за высокой упруго-деформационной способности конструкции;
- полимерные материалы, входящие в конструкцию термопластовых труб, обладают низким коэффициентом теплопроводности, что сводит к минимуму образования конденсата на наружной поверхности и наледи на внутренней поверхности труб;
- низкая электрическая проводимость полимерных материалов, входящих в конструкцию термопластовых труб, исключает возможность возникновения в них блуждающих токов и связанного с ними коррозионного повреждения трубопровода;
- гибкость и высокая деформирующая способность термопластовых труб обеспечивает их адаптацию к любому рельефу местности и к любому составу грунта.

При всех преимуществах данных трубопроводов в процессе их эксплуатации были выявлены многочисленные проблемы с надежностью и безопасностью.

Эксплуатация трубопроводов, использующих в своей конструкции термопласты, предполагает необходимость учета факторов при выборе материала труб и технологий для их монтажа.

Для термопластовых труб с непрерывным армирующим слоем характерны следующие причины отказа при эксплуатации:

- при превышении некоторых предельных значений внутритрубного давления происходит разрушение армирующего каркаса и самой трубы соответственно (как правило, причина в дефектах армирующего каркаса в зоне сварного соединения осевых и кольцевых элементов);
- образование кольцевых трещин в месте стыка труб (основная причина подобного разрушения является опрессовка или гидродинамический удар – в виду отсутствия армирующего каркаса в месте стыка могут образовываться трещины, сколы).

Также у термопластовых труб отсутствует надежное разъемное соединение. В настоящее время используются резьбовые или раструбные соединения термопластовых труб, которые не обеспечивают необходимую герметичность и долговечность промысловых нефтегазопроводов[9].

В связи с этими факторами, успешное использование композиционных систем при эксплуатации трубопроводов невозможно без создания равнопрочных с телом трубы

соединительных узлов. В нефтегазовой отрасли к соединениям труб предъявляются наиболее жесткие требования. Необходимы надежные соединения, которые будут удобны при проведении монтажных и ремонтных работах.

Еще одним недостатком термопластовых трубопроводов стала подверженность изменениям глубины залегания, вплоть до выхода на поверхность траншеи в ходе эксплуатации. Особенно это заметно на трубопроводах высокого давления, с пульсирующим давлением, что приводит не только к возможности их деформации от механических воздействий, но и является причиной разрушения труб вследствие их большого изгиба, где перекрестная спиральная навивка металлокорда сползая, образует ослабленные зоны во внутренней оболочке.

Кроме того, эффективное и безопасное применение композиционных систем в нефтегазовой отрасли требует учитывать:

- качество изготовленной трубной продукции;
- эксплуатационные условия трубопроводов;
- анализ возможных дефектов;
- статистических и динамических нагрузок, действующих на трубопровод в результате эксплуатации.

Таким образом, можно сделать вывод, что при обсуждении вопросов о сооружении и эксплуатации промысловых нефтегазопроводов из термопластовых труб с непрерывным армирующим слоем необходима их тщательная и комплексная проработка.

Библиографический список:

1. Агапчев В.И., Виноградов Д.А. Трубопроводы из полимерных и композитных материалов: Учебник. М.: Изд-во «Интер», 2004. - 228 с. - Текст: непосредственный;
2. Волков А.С., 2017, Применение композитных трубопроводов в нефтяных компаниях (Нефть. Газ. Новации) с. 44-47- Текст: непосредственный;
3. Гвоздев И.В. Армированные трубы с повышенной теплостойкостью / И.В. Гвоздев, С.В. Шаляпин, С.В. Самойлов // Полимергаз. - 2011. - № 3. -С. 28-32.;
4. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов: СП 42-103-2003: утв. решением Межведомственного координационного совета по вопросам технического совершенствования газораспределительных систем и других инженерных коммуникаций от 26.11.2003 г.: введ. в действие с 27.11.2003 г.: - 90 с. - М.: ЗАО "Полимергаз", ФГУП ЦПП, 2004 г. - Текст: непосредственный;
5. Ращепкин А.К. Новые отечественные технологии при изготовлении и монтаже трубопроводных систем нефтегазовой инфраструктуры из комбинированных труб на основе термопластов / А.К. Ращепкин, Е.В. Салагаева, Н.М. Черкасов, И.Ф. Гладких // Нефтегазовое дело. - 2005. - № 2.6 с. 153. - Текст: непосредственный;
6. Толмачев А.А., Толмачева Л.А., Иванов В.А., Применение альтернативы стальным трубам в нефтегазовой отрасли/ Толмачев А.А., Толмачева Л.А., Иванов В.А. – Текст: непосредственный // В сборнике: Нефтегазовый терминал // Международная научно-техническая конференция «Транспорт и хранение углеводородного сырья». под. общ. ред. С. Ю. Подорожникова. 2019. С. 306-311.;
7. Толмачев А.А., Иванов В.А. Перспективы использования стеклопластиковых и полимерно-металлических труб в нефтегазовой отрасли/А.А. Толмачев, В.А. Иванов. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 6. С. 132-139 – Текст: непосредственный;
8. Цхадая Н.Д., Ягубов Е.З., Ягубов З.Х., 2013, Стеклопластиковые трубы для повышенной герметичности для нефтегазовой промышленности (Академический журнал Западной Сибири) с. 35. - Текст: непосредственный;
9. Чирков Ю.А. Повреждения трубопроводов ОНГКМ и определение интенсивности их отказов // Территория нефтегаз. – 2008. – №12. – с. 46-49. - Текст: непосредственный;
10. Якубовская С.В. Теоретические основы повышения надежности полимерных газораспределительных и сборных сетей. Диссертация доктора технических наук. Тюмень, 2005. - 303 с. - Текст: непосредственный.

УДК 622.691

Выявление причин аварийных ситуаций на магистральных трубопроводахДорофеев В.С.¹, Торопов Е.С.², Торопов С.Ю.³*1 - ООО «ЛИПТ Софт». г. Санкт Петербург.**2 - Филиал Тюменского индустриального университета, г. Ноябрьск.**3 - Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Одним из основных направлений экономического развития РФ является освоение северных территорий страны. Основные энергетические запасы находятся в области неблагоприятных почвенно-климатических условий, что усложняет проведение строительно-монтажных работ при сооружении магистральных трубопроводов и увеличению строительного брака (рис 1). При этом прослеживается определённая закономерность в объёмах брака и природно- климатическими и грунтовыми условиями.



Рисунок 1 - Причины отказов магистральных нефтепроводов

При проведении ремонтных и аварийно-восстановительных работ на линейной части магистральных трубопроводов необходимо определить причины возникновения дефектов. Это могут быть или не предусмотренные технологией силовые воздействия при строительно-монтажных работах, т.е. строительный брак, или силовые воздействия на трубопровод в результате подвижки грунтов, морозного пучения, обводнения трассы и другие факторы, воздействующие в процессе эксплуатации трубопровода и влияющие на его проектное положение.

Целью работы является разработка методики оценки величин внешних нагрузок, действующих на криволинейный участок трубопровода, по его отклонению от проектного положения.

О величинах действующих на участок трубопровода сил можно судить по изменению его фактического положения по отношению к начальному (проектному). Фактическое положение может быть определено непосредственно при проведении ремонтных работ после вскрытия участка трубопровода. При этом надо иметь в виду, что при вскрытии положение трубопровода может измениться. Возможно определение фактического положения и не вскрытого трубопровода с помощью шурфовки. Начальное положение трубопровода (его координаты), как правило, неизвестно с достаточной точностью. Поэтому о начальном положении можно судить лишь косвенно как правило отталкиваясь от минимальной деформации в процессе сварочно-монтажных и изоляционно-укладочных работ.

Участки поворота трубопровода при укладке «змейкой», компенсаторы и другие элементы содержащие гнутые вставки особенно склонны к потере проектного положения, как в процессе эксплуатации, так и при монтажно-укладочных работах.

При этом на этих участках проектом закладывается упругий изгиб трубы или гнутые отводы. При использовании отводов даже небольшие отклонения по углу поворота приводят к росту напряжений в трубопроводе и появлению овальности в сечении вставки. Нарушение в технологических схемах монтажа трубы, особенно при использовании техники избыточной мощности приводит так же к появлению продольных сил и как следствие к асимметрии укладываемого участка.

На рис 2 а) и б) показаны возможные варианты фактического (сплошная линия) и начального положения (пунктирная линия) участка трубопровода вблизи поворота трассы. Предполагается, что участки $A'B'$ и $C'D'$ по проекту прямые, участок $B'C'$ - гнутая вставка с известным углом φ_2 . Вектор U – это вектор перемещения точки B .

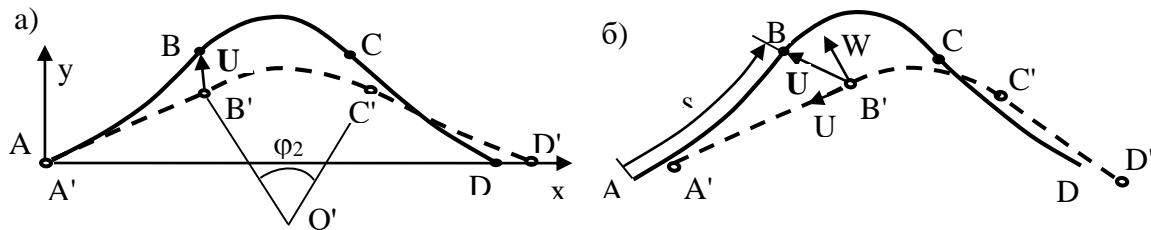


Рисунок 2 - Варианты фактического и проектного положений трубопровода

Очевидно, что перемещения зависят от начального положения по отношению к фактическому. Различные варианты выбора начального положения отличаются величиной смещения рассматриваемого участка трубопровода как абсолютно твердого тела (жестким смещением).

Зная фактическое положение и выбрав начальное, можно определить перемещения точек оси трубопровода. Тогда для определения внутренних сил и внешних нагрузок необходимо решить обратную задачу: определить деформации, напряжения и нагрузки по известным перемещениям. Известно, что обратная задача является некорректной. Это сильно затрудняет решение, и получить его с достаточной точностью не всегда возможно.

Прямая задача, соответствующая поставленной обратной, состоит в решении систем дифференциальных уравнений равновесия, записанных для участков AB , BC и CD и последующей «склейки» решений.

Применение этого метода позволяет провести расследование аварий на магистральных трубопроводах и получить данные об их причинах. В частности такая работа была проведена при расследовании аварии на продуктопроводе «Заполярье НГКМ – г. Новый Уренгой» диаметром 426 мм, где в ходе прохождения через отвод 21° произошла остановка магнитного дефектоскопа.



Рисунок 3 - Деформированный отвод 21°

При этом шаблон $D_y 400$ при прохождении участка аварийного состояния отвода не зафиксировал рис. 3.

В результате анализа представленных материалов и проведённых предварительных расчётов были получены следующие выводы:

1. На основании расчётов НДС в сечении отвода ОГ 21°,

- как по фактическому углу поворота трубопровода,
- так и по геометрии сечения трубы

выявлено превышение критически напряжений более чем в 4 раза, т.е. трубопровод в области отвода находится в зоне пластической деформации.

2. Для того чтобы участок трубопровода принял положение соответствующее произведённым замерам и обозначенное как «фактическое» необходимо чтобы при его укладке:

- отдельно сваренная плеть укладывалась в траншею с деформацией по углу поворота большей по сравнению с проектными значениями заложенными по отводу ОГ 21° т.е. с упором и поперечным усилием на одном из концов плети,

- к плети со стороны противоположной ходу строительства должна быть приложена продольная сила, необходимая для образования имеющейся асимметрии участка.



Рисунок 4 - Общий вид аварийного участка

Всё это позволяет сделать вывод о том, что положение трубопровода и полученные при этом деформации, соответствуют таким, которые могут быть получены в ходе строительно-монтажных работ при проходе поворота отвода ОГ 21° на ПК-1807+12 при реализации указанной выше схемы монтажа и укладки и не связаны с перемещениями данного участка трубопровода в процессе его эксплуатации (рис.4).

Полученные результаты показали совпадение расчётных и фактических значений положения трубопровода в траншее для принятых схем монтажа.

По результатам расследования было установлено, что в точке D к трубопроводу приложена сила равная 60 Кн, что свидетельствует о том, что при стыковке участков трубопровода строителями было допущено нарушение технологии строительства, приведшее к пластической деформации гнутой вставки и последующей аварийной ситуации.

Таким образом, разработанная методика позволяет установить причины аварии и является действенным инструментом экспертных заключений при их расследовании.

Библиографический список:

1. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1974, – 432с.
2. Самарский А.А., Вабищевич П.Н. Численные методы решения обратных задач математической физики. – М.: Едиториал УРСС, 2004, – 478 с.
3. Ватульян А.О. Обратные задачи в механике деформируемого твердого тела. М. Физматлит, 2007, – 224 с.
4. Торопов С.Ю., Дорофеев В.С. Выявление причин отказов линейной части магистральных газопроводов. // Газовая промышленность – М., Газойл Пресс, № 6, 2014, с. 90 - 93.

УДК 622.692.4.07

Расчёт оптимального температурного режима при транспортировке нефти в арктической зоне Российской ФедерацииХламов В.А., Автамонов В.А.
Научный руководитель – Лютоев А.А.*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

Вечная (многолетняя) мерзлота широко распространена в северных регионах Российской Федерации. Прочностные свойства многолетнемерзлых грунтов связаны с долей льда в них и температурой: чем она ниже, тем выше их прочностные свойства. Распространение вечной мерзлоты может быть непрерывным, на глубину сотен метров от поверхности, или прерывистым в виде отдельных линз. Многолетняя мерзлота очень чувствительна к изменениям температуры: нарушение слабого поверхностного растительного слоя, например, гусеницами вездеходов или бульдозеров, приводит к быстрому оттаиванию вечной мерзлоты, разрушению ее структуры и образованию огромных оттаивающих полей. Грунты, которые в мерзлом состоянии служили надежным фундаментом, в течение нескольких летних сезонов превращаются в болотную взвесь, в которой могут всплывать трубопроводы, появляться боковые смещения и деформации.

Трубопроводы широко используются в холодных регионах для транспортировки газа, нефти и продуктов её переработки. Они простираются на большие территории с резко отличающимися экологическими и климатическими условиями. Обширные сети нефте- и газопроводов в России простираются более чем на 71 000 км, причем значительная их часть построена на вечной мерзлоте. Деформация трубопроводов и связанные с этим разливы нефтепродуктов особенно опасны в регионах на вечной мерзлоте, так как низкая биологическая активность в условиях тундры означает, что для восстановления хрупкой Арктической экосистемы потребуются годы. Деформация трубопроводов в районах вечной мерзлоты обычно ассоциируется с процессами морозного пучения и оседания, таянием грунтового льда, заболачиванием и развитием термокарста, а также термоэрозионными и солифлюкционными оползнями. Увеличение деятельного слоя также приводит к уменьшению эффективной площади бокового промерзания опорных свай в вечной мерзлоте, что в конечном итоге приводит к поднятию свай и снижению способности поддерживать конструктивный вес. Перераспределение веса между соседними сваями создает дополнительные механические напряжения, которые могут привести к разрыву трубы. Подземные трубопроводы страдают от интенсивной коррозии, теплопотерь, связанных с транспортировкой нефтепродуктов и газа, оседания грунта и водозаборов. Просадка может продолжаться более десяти лет после строительства траншей для подземных кабелей и трубопроводов. Деформации трубопровода обычно происходят в местах пересечения линейных структур с ледяными клиньями и массивными ледяными отложениями. В России на поддержание эксплуатационной устойчивости трубопроводов на вечной мерзлоте ежегодно тратится 55 млрд рублей. Учитывая, что освоение нефти и газа в Арктике, скорее всего, продолжится, старение инфраструктуры и прогнозируемое изменение климата увеличат количество деформаций и утечек из трубопроводов, приводящих к ухудшению состояния экосистемы.

Повышенный риск аварий и отказов при эксплуатации нефтепроводов в зоне вечной мерзлоты объективно связан с проблемой обеспечения надежности и безопасности трубопроводного транспорта. Строительство нефтепроводов на территории распространения вечной мерзлоты характеризуется значительными экономическими потерями. В таких специфических климатических и рельефных условиях обеспечение надежной и безопасной эксплуатации нефтепроводов является актуальной задачей. [1]

Для того, чтобы решить данные проблемы, предлагается методика расчёта оптимального температурного режима, который обеспечит безопасную транспортировку нефти. Методика представляет собой математическую модель, основанную на законе

теплопроводности Фурье. С помощью данного закона мы сможем вывести тепловой поток, который будет исходить от нефти к окружающей среде, и определить температуру между отдельными слоями. В таком случае будет возможным сформировать определённое температурное поле, которые будет способствовать безопасной транспортировке нефти.

Из данного закона (формула 1.1) выведем формулу для теплоотдачи через однослойную стенку нефтепровода (формула 1.2):

$$Q = -\lambda \cdot grad(t) \cdot S \text{ – закон Фурье (1.1)}$$

$$Q = -\lambda \cdot \frac{dt}{dr} \cdot S = -\lambda \cdot \frac{dt}{dr} \cdot 2\pi r l \text{ – тепловой поток для плоской цилиндрической стенки}$$

Разделяя переменные, мы получим:

$$dt = -\frac{Q}{2\pi\lambda l} \cdot \frac{dr}{r}$$

Интегрируя данное уравнение в пределах от t_1 до t_2 и от r_1 до r_2 при $\lambda = \text{const}$, получим:

$$\int_{t_1}^{t_2} dt = -\frac{Q}{2\pi\lambda l} \cdot \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r}$$

$$t_2 - t_1 = \frac{Q}{2\pi\lambda l} \cdot \ln \frac{r_2}{r_1}$$

$$Q = \frac{2\pi\lambda l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{r_2}{r_1}}$$

Поскольку $\frac{r_2}{r_1} = \frac{d_2}{d_1}$, получаем закон Фурье для однослойной цилиндрической стенки:

$$Q = \frac{2\pi\lambda l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{d_2}{d_1}} \text{ (1.2)}$$

Из формулы для однослойной стенки выведем формулу для многослойной стенки (1.3). Для многослойной (2 слоя) стенки справедлива система:

$$\begin{cases} Q_1 = \frac{2\pi\lambda_1 l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{d_2}{d_1}} \\ Q_2 = \frac{2\pi\lambda_2 l \cdot (t_2 - t_1)}{\ln \frac{d_3}{d_2}} \end{cases}$$

$$t_1 - t_3 = \frac{Q}{2\pi l} \cdot \left(\frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} \right)$$

$$Q = \frac{2\pi l (t_1 - t_3)}{\left(\frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} \right)}$$

$$Q = \frac{2\pi l (t_1 - t_3)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}} \text{ – уравнение теплового потока для многослойной стенки (1.3)}$$

Чтобы создать базовые условия для транспортировки нефти, рассмотрим систему нефть-трубопровод-окружающая среда (грунт). Протекающая в трубопроводе нефть с температурой t_n , °С, передает теплоту через цилиндрическую стенку определенной толщины окружающему грунту с температурой $t_{гр}$, °С (см. рис. 1). [2]

Используя исходные данные из таблицы 1:

1. Рассчитаем тепловой поток Q , Вт, проходящий через 1 м длины трубы (по оси) для следующих случаев:

- а) гладкая, совершенно чистая труба диаметром d_2 и толщиной δ_1 , изготовленная из стали;
 - б) труба по пункту (а), но покрытая слоем тепловой изоляции толщиной δ_2 .
2. Рассчитаем температуры между отдельными слоями трубы (по п. 1).

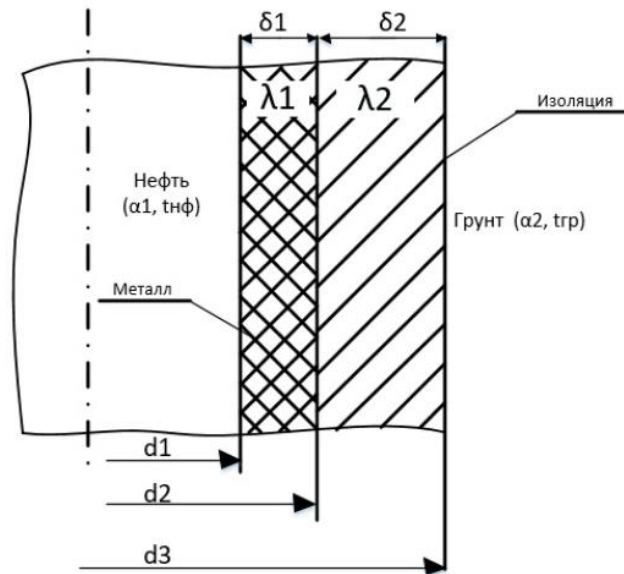


Рисунок 1 – Схема двухслойной цилиндрической стенки

Таблица 1 – Исходные данные

Исходные данные для расчётов				
№	Параметр	Условное обозначение	Единицы измерения	Значение
1	Наружный диаметр трубы	d_2	м	1,22
2	Толщина стенки трубы	δ_1	м	0,012
3	Температура нефти	t_n	°С	50
4	Температура грунта	$t_{гр}$	°С	-5
5	Коэффициент теплоотдачи от нефти к внутренней поверхности трубы	α_1	Вт/(м ² ·К)	100
6	Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубы к грунту	α_2	Вт/(м ² ·К)	50
7	Толщина слоя теплоизоляции	δ_2	м	0,1
8	Коэффициент теплопроводности стали	λ_1	Вт/(м·К)	45
9	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции	λ_2	Вт/(м·К)	0,05

Рассчитаем тепловой поток Q , Вт, проходящий через 1 м длины трубы. Формула примет следующий вид (2.1):

$$Q = \frac{2\pi(t_n - t_{гр})}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_{внутр}} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_{внеш}}} \quad (2.1)$$

В формуле 2.1 также были учтены коэффициенты теплоотдачи нефти и грунта, которых не было в выведенной формуле 1.3.

Для гладкой трубы (1.а) получаем:

$$Q_1 = \frac{2\pi(t_n - t_{zp})}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_2}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot (50 - (-5))}{\frac{1}{100 \cdot 1,196} + \frac{1}{45} \cdot \ln \frac{1,22}{1,196} + \frac{1}{50 \cdot 1,22}} = 13708,44 \text{ Вт}$$

Для трубопровода со слоем теплоизоляции (1.б):

$$Q_2 = \frac{2\pi(t_n - t_{zp})}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \frac{1}{\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_3}} =$$

$$= \frac{2 \cdot 3,14 \cdot (50 - (-5))}{\frac{1}{100 \cdot 1,196} + \frac{1}{45} \cdot \ln \frac{1,22}{1,196} + \frac{1}{0,05} \cdot \ln \frac{1,42}{1,22} + \frac{1}{50 \cdot 1,42}} = 113,14 \text{ Вт}$$

Далее рассчитаем температуры между отдельными слоями трубопровода. Формула расчёта имеет следующий вид (2.2):

$$t_i = t_{i-1} - Q \cdot \frac{1}{2\pi\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} \quad (2.2)$$

На границе трубопровод-теплоизоляция:

$$t_m = t_n - Q \frac{1}{2\pi\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} = 50 - \left(\frac{113,14}{2 \cdot 3,14 \cdot 45} \right) \cdot \ln \frac{1,22}{1,196} = 49,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

На границе теплоизоляция-грунт:

$$t_{мен.г} = t_m - Q \frac{1}{2\pi\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} = 49,9 - \left(\frac{113,14}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,05} \right) \cdot \ln \frac{1,42}{1,22} = -4,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

На основании полученной модели мы можем изменять исходные данные системы, в зависимости от условий эксплуатации или получения желаемых результатов при проектировании трубопровода.

На этапе проектирования мы можем определить необходимый теплоизоляционный слой трубопровода и начальную температуру перекачиваемой нефти. Вводя данные в математическую модель, мы сможем заранее определить взаимодействие теплового потока трубопровода с многолетнемерзлым грунтом. Исходя из вышперечисленного, мы будем поддерживать безопасный тепловой режим эксплуатации нефтепровода, который приведет к меньшим аварийным случаям и разгерметизации трубопровода.

Благодаря открытым статистическим данным, мы можем определить статистику аварийных случаев за последние два десятка лет в России, которые свидетельствует о достаточно частых выходах из строя магистральных нефтепроводов, газопроводов и трубопроводов в суровых климатических условиях. Следовательно, данная проблема остаётся актуальной. Связано это, в первую очередь, из-за неправильного теплового режима эксплуатации, что приводит к постепенной просадке грунта и деформации трубопровода.

При деформации, которые возникает при просадке грунта в ореоле оттаивания, возникают одновременно нескольких видов деформируемых напряжений, в частности, напряжения в продольном направлении и кольцевые напряжения – в тангенциальном направлении, что приводит к большой нагрузке на трубопровод.

Для избежание подобных ошибок проводят защитные мероприятия по предотвращению оттаивания грунта, а именно, термостабилизаторы, которые работают за счет

разности температур атмосферы и грунтов, расположенных на разных глубинах, и осуществляющих теплообмен между ними. А также применяются более простые методы – применение солнцезащитных навесов и расчистка снега с поверхности. Все данные методы требуют экономических вложений, что вынуждает более точный подход к прогнозированию температурного режима. [3]

Сложности в построении точной математической модели представлены в недостоверности многих исходных данных и отсутствия значения многих факторов, влияние которых крайне тяжело оценить во всей модели. Эти данные и факторы напрямую связаны с режимом эксплуатации трубопровода и природно-климатическими условиями, которые следует вносить в систему для дальнейшего более точного прогнозирования взаимодействия температурного поля трубопровода и мёрзлых грунтов.

Таким образом, представленная проблема даёт понять, что взаимодействие теплового режима нефтепровода напрямую влияет на безопасность и надёжность транспортировки сырья по магистральному трубопроводу. Чтобы избежать аварийных случаев, которые возникают вследствие просадки грунта и деформации трубопровода, требуется обеспечивать безопасную транспортировку с применением математической модели. Для получения более точных прогнозов влияния трубопровода на окружающие условия требуется улучшать модель, включая более сложные факторы влияния окружающей среды и эксплуатации нефтепровода, а также проведение исследовательских работ и экспериментов для получения новых данных.

Библиографический список:

1. Исследование воздействий многолетнемёрзлых грунтов на надёжность магистральных трубопроводов с криогелем в основании: магистерская диссертация / Е.П. Васильев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: ТПУ, 2020. – 108с.
2. Теоретические основы тепломеханики. Тепломассообмен: учебное пособие /М. Е. Орлов; Ульяновский гос. техн. ун-т. – Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 204 с.
3. Выявление опасных участков магистральных нефтепроводов на основе долгосрочного прогнозирования ореола оттаивания многолетнемерзлых грунтов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / П. А. Новиков; Московский государственный технический университет имени Н. Э. Баумана (национальный исследовательский университет). – Москва: 2016. – 168 с.

СЕКЦИЯ 2.

ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ НА СЕВЕРЕ В ИНТЕРЕСАХ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

УДК 502.171(470.1/.2+985)

Проблемы обеспечения устойчивого природопользования Севера России

Быкова М.В.¹, Осадчая Г.Г.¹, Зенгина Т.Ю.²

*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта,
2 – Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва*

В настоящее время, обеспечение устойчивого природопользования Севера России актуальная тема в связи с возросшим интересом России в Арктике как в стратегической ресурсной базе.

В Арктической зоне Российской Федерации (АЗРФ) сосредоточено большое количество углеводородного сырья, более 2/3 запасов нефти и газа расположены на Севере. Природные ресурсы Арктики – это не только недра, но и большие запасы пресной воды и биологическое разнообразие видов, обитающих там.

Сохранение биологического разнообразия Арктики и охрана окружающей среды имеют большое значение для обеспечения устойчивого развития этой уязвимой природной территории.

Разработка вариантов перехода к устойчивому развитию северных регионов России основывается на общих принципах оптимизации их природопользования. Устойчивое развитие для Севера России – это процесс непрерывных изменений, в рамках которого эксплуатация разнообразных ресурсов, осуществление инвестиций, технологический процесс должны проводиться в полном соответствии с будущими и настоящими потребностями страны и учетом интересов местного населения.

Основным нормативно-правовым документом в области развития Севера, к которому в том числе относится АЗРФ, является Указ Президента РФ от 26.10.2020 № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» [1], в котором определены основные задачи социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности в Арктике.

В Стратегии также определены основные задачи в сфере охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности Арктической зоны, такие как: создание особо охраняемых природных территорий; выявление, оценка и учет объектов накопленного вреда окружающей среде и организация работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде; развитие единой системы государственного экологического мониторинга; минимизация выбросов в атмосферный воздух, сбросов в водные объекты загрязняющих веществ при осуществлении хозяйственной и иной деятельности; предотвращение негативных экологических последствий при освоении природных ресурсов; проведение регулярной оценки экологических и социально-экономических последствий антропогенного воздействия на окружающую среду; государственная поддержка деятельности в сфере обращения с отходами в Арктической зоне, совершенствование системы обращения с опасными отходами и другие.

Однако, на данный момент для реализации этих задач не разработаны соответствующие механизмы, в том числе нормативно-правовая база, что делает выполнение задач в сфере охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности невозможным.

В пространственной структуре хозяйственного использования Севера России можно выделить следующие основные типы природопользования:

- традиционное природопользование;
- рекреационное природопользование;
- очаговое и линейное природопользование.

Природопользование, по типу воздействия можно разделить на экстенсивное и интенсивное. Экстенсивным считается такое природопользование, которое основывается на использовании способности самовосстановления природы. К такому природопользованию обычно относят традиционное и рекреационное природопользование. Интенсивное природопользование, основывается на активном антропогенном воздействии, приводящем как к позитивным, но чаще к негативным последствиям, сопровождается значительным изъятием природных ресурсов. К интенсивному природопользованию можно отнести очаговое и линейное природопользование.

Прежде всего, к традиционному природопользованию относится оленеводство. Оленеводство является основным видом деятельности коренных народов Севера, лов рыбы является дополнительным занятием для оленеводов так же, как и другие традиционные виды деятельности: охота и сбор дикоросов. При наличии необходимой природной основы (например, малонарушенных и ненарушенных земель) традиционное природопользование не приводит к переэксплуатации природных ресурсов территорий, главным образом биологических.

К рекреационному природопользованию можно отнести экологический туризм, не только на особо охраняемых природных территориях, но и в парковых зонах, лесах, горах и на берегах водных объектов. Рекреационное природопользование, как и традиционное не приводит к переэксплуатации ресурсов территорий.

Очаговое и линейное природопользование представлено объектами добычи полезных ископаемых, производственными объектами и инфраструктурой, этот вид природопользования – природоразрушающий.

При этом в стратегических документах РФ, определяющих приоритеты развития той или иной территории, четко декларируется необходимость устойчивого развития двух сфер хозяйственной деятельности: недропользования и оленеводства [1, 2].

На Севере России, тем не менее, очевидны конфликты между очаговым (к нему относится недропользование) и традиционным природопользованием. При освоении территорий с целью добычи полезных ископаемых и создании необходимой для этих целей инфраструктуры (сооружения, дороги, трубопроводы, селитебные территории и др.) утрачиваются пути миграции оленей и их пастбища, охотничьи угодья, подрывается биоразнообразие ихтиофауны, что необходимо для ведения хозяйственной деятельности и традиционного образа жизни коренных народов.

Законодательно-административный аппарат управления недропользованием в настоящее время достаточно четко определен. Основная причина, не позволяющая эффективно реализовывать какую-либо действенную политику в сфере недропользования, заключается в неадаптированности существующих законодательно-административных методов природопользования к конкретным условиям этих территорий.

Негативные изменения произошли в регламентировании экологических основ, которое выступает как приоритетное направление хозяйственной деятельности.

На настоящий момент правила недропользования в части вовлечения Севера в промышленное использование противоречивы и не всегда регламентированы. В частности, это касается выделения и согласования горного отвода. Были обновлены требования по содержанию проекта горного отвода, но информация по оценке воздействия ведения добычи полезных ископаемых на окружающую среду имеет общий характер. Графическая информация помимо топографического (гипсометрического) плана поверхности ориентирована исключительно на геологические характеристики территории. Привязка к конкретной природной, ситуации отводимого участка отсутствует, за исключением информации об его инженерно-геологических условиях. Последняя приводится в материалах инженерно-геологических изысканий, которые раньше проходили процедуру государственной экспертизы, ныне замененную на общественную, имеющую рекомендательный характер.

В целом требования к определению ограничений горного отвода для территорий с условиями особого экологического режима (условия особого экологического режима – наложение запретов на использование земель) отсутствуют, то есть практически ко всем северным регионам, сохранившим в целом биосферную значимость.

До недавнего времени держатели лицензий были обязаны проводить предварительное изучение территории в рамках работ по оценке фоновое состояние окружающей среды, пусть даже состав работ и картографических материалов не был строго определен. Это позволяло исследовать как природно-экологические, так и социальные особенности территорий, где предполагалось недропользование, с дальнейшим учетом этих особенностей при территориальном планировании. Несмотря на то, что эти исследования, основанные на знании природных свойств ландшафтов, редко проводились в назначенные сроки или вообще не проводились, а выводы и рекомендации практически не использовались, при должном контроле со стороны государства была возможность минимизировать вероятность возникновения ситуаций природно-техногенного характера, негативных экологических последствий, а также конфликтов природопользования (например, очагового промышленного и традиционного). Кроме того, из лицензионных требований к недропользованию исчезла позиция, обязывающая лицензодержателей проводить экологический мониторинг. [3, 4].

Для Севера России подход к сбалансированному освоению малонарушенных территорий невозможен без учета «мерзлотной» составляющей. Именно мерзлотный фактор определяет ограничения природного характера, которые нужно учитывать при

промышленном освоении северных территорий. Оптимизация недропользования может быть достигнута путем лимитированного вовлечения земель в интенсивное хозяйственное использование. При этом выбирая конкретный участок освоения необходимо ориентироваться на его ландшафтную принадлежность, мерзлотные особенности (при их наличии).

Из сферы интенсивного использования необходимо по возможности выводить природные комплексы с максимальной степенью инженерно-геологического риска, наиболее эколого-значимые, а также площади традиционного природопользования, исключая постоянный конфликт коренных малочисленных народов Севера (КМНС) с крупными компаниями-недропользователями [5].

У недропользователей в лицензионных требованиях также отсутствуют позиции как по площадному лимитированию техногенного воздействия на территорию лицензионного участка, так и по предварительному её изучению в рамках оценки фонового состояния окружающей среды, которые бы способствовали сохранению биосферного равновесия в регионе, минимизации техногенного воздействия на участки пастбищ, то есть обеспечивали бы условия для устойчивого развития традиционных видов деятельности.

Возможность устойчивого развития оленеводства видится не столь очевидно. Как известно, оно базируется на количестве и качестве биологических ресурсов, составляющих кормовую базу отрасли.

Однако, для сохранения биоразнообразия и целостности экосистем Севера России необходима разработка механизмов лимитирования природопользования под конкретный район и природную среду, т.к. северные территории уникальны, наиболее подвержены к нарушениям и обладают наименьшей способностью к самовосстановлению, прежде всего это связано с климатическими особенностями данной территории. В настоящее время они просто отсутствуют.

В соответствии с разработанной в конце XX века теорией биотической регуляции биосферы, которая является одной из ведущих теоретических основ устойчивого развития, для территории допускаются различные площади возможного освоения – для районов, расположенных преимущественно в подзоне лесотундры и зоне тундры допускается не более 10 % интенсивно эксплуатируемых территорий, в подзонах средней и северной тайги – не более 20 %, а для подзоны южной тайги – не более 30 %, в противном случае произойдет деструкция биосферы [6, 7]. Еще меньше безопасный для биосферы территориальный лимит освоения во всех подзонах тундры – 5 и менее % [8].

На данный момент, если начать разработку всех известных месторождений в Арктической зоне без учета лимитирования площадей интенсивного воздействия на природную среду, произойдет переэксплуатация природных территорий что в свою очередь приведет к нарушению устойчивости экосистем, а в дальнейшем к их деградации [9].

Таким образом, необходимо законодательно предусмотреть ограничения по вовлечению в интенсивное воздействие земельных ресурсов.

В целом проблемы в области законодательства в практике традиционного природопользования возникают по отношению практически ко всем видам природных ресурсов. В целом на данный момент на законодательном уровне правовые гарантии коренных народов Севера только теоретически обосновываются и декларируются, но реальные механизмы их действия не обозначены, что говорит о неотложности дополнительного правового регулирования традиционного природопользования.

Одна из проблем – это определение вида права на земельные участки, которые относятся к территории традиционного природопользования (ТТП).

Правоприменительная практика реализации земельного права показывает, что предоставление земельных участков КМНС на праве частной собственности является нецелесообразным в связи с кочевым образом жизни. Виды прав на земельные участки на ТТП определены в Земельном кодексе РФ и включают право безвозмездного пользования для размещения зданий, сооружений, необходимых в целях сохранения и развития традиционного образа жизни, хозяйствования и промыслов на срок не более 10 лет, или использование

земельных участков без их предоставления и без установления сервитута на основе специально выдаваемых разрешений. Тем не менее, установленный законодательством срок представляется явно недостаточным для поддержания развития традиционных видов деятельности.

В земельном законодательстве отсутствуют специальные нормы, регулирующие порядок предоставления и использования оленьих пастбищ, а также закрепляющие приёмы их рационального использования и охраны.

ФЗ «О рыболовстве и водных биологических ресурсах» предусматривает, что представители коренных народов могут вести вылов рыбы, как на предоставляемом рыбопромысловом участке, так и без него. Это признаётся Конституцией РФ, ФЗ «О гарантиях прав коренных народов Севера».

В то же время в этой сфере остаётся спорный вопрос, который касается жизнедеятельности коренных этносов. Это заявочный принцип на вылов водных биоресурсов для личного потребления. В результате такого подхода многие общины, в силу разных причин, не успев подать заявки в срок, оказываются лишёнными возможности проводить заготовку рыбы, так как федеральное законодательство предусматривает именно обращение в Росрыболовство (на основании этого подают уже разрешение на квоты).

Исходя из этого заявочный принцип тоже должен быть пересмотрен с учётом возможности для общин своевременной подачи заявок. Данная проблема касается всех регионов, где рыболовство является одним из важнейших видов традиционного природопользования.

На сегодняшний день отсутствует законодательный механизм определения объёма добычи охотничьих ресурсов, которые могут быть признанными необходимыми для удовлетворения личного потребления. Кроме того, отсутствуют законодательные критерии определения круга лиц, на которых распространяются нормы статьи ФЗ № 209-ФЗ от 2009 года «Об охоте и о сохранении охотничьих ресурсов и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Также в ФЗ № 209-ФЗ не содержится трактовка понятия «личное употребление».

Одним из эффективных средств защиты прав КМНС является этнологическая экспертиза. В ФЗ «О гарантиях прав коренных малочисленных народов Российской Федерации» упоминается этнологическая экспертиза как научное исследование влияния изменений исконной среды обитания малочисленных народов и социально-культурной ситуации на развитие этноса (ст. 1, ч. 6). Данная экспертиза должна регулировать хозяйственную деятельность КМНС на территориях традиционного природопользования. Однако на сегодняшний день механизма осуществления этнологической экспертизы на федеральном уровне нет, во всех субъектах федерации она регулируется только местными региональными законодательными актами. Таким образом, не существует общего порядка проведения этнологической экспертизы, что негативно влияет на соблюдение прав КМНС.

Также стоит вопрос методики расчёта убытков, причинённых объединениям коренных малочисленных народов. До настоящего времени отсутствует ключевой механизм защиты прав КМНС, методики расчёта убытков, причинённых объединениям малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока в результате хозяйственной и иной деятельности в местах их традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности, что не позволяет реализовать гарантированные права КМНС. Утвержденная Приказом Министерства регионального развития РФ № 565 от 2009 года методика «Об утверждении методики исчисления размеров убытков, причинённых объединениям коренных малочисленных народов» носит исключительно рекомендательный характер, т.е. не обязательна для исполнения. Для исключения возможности ущемления прав КМНС необходимо разработать и утвердить методику расчета убытков объединениям КМНС на федеральном уровне [9, 10].

Таким образом, как на федеральном, так и на региональном уровнях выявляются существенные правовые проблемы реализации прав на традиционное природопользование коренных малочисленных народов Севера, в нормативно-правовых актах существует лишь теоретическая основа их правовых гарантий.

Авторы видят необходимость разработки правовых механизмов по лимитированию природопользования на основе проведенных исследований и составлению специальных карт на базе природно-экологического каркаса для северных территорий.

Библиографический список:

1. О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года. [Электронный ресурс] : указ Президента РФ от 26.10.2020 № 645 // Справочно-правовая система КонсультантПлюс.
2. Стратегия пространственного развития РФ на период до 2025 г. [Электронный ресурс] : распоряжение Правительства РФ от 13.02.2019 № 207-р (ред. от 23.03.2021) // Справочно-правовая система КонсультантПлюс.
3. Осадчая Г. Г., Шарапова Л. В. Совершенствование нормативно-правовых актов в недропользовании применительно к Северным территориям: экологический аспект // Сборник научных трудов: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Совершенствование технологии горных работ и подготовка кадров для обеспечения техносферной безопасности в условиях Северо-Востока России», посвященной 80-летию доктора технических наук, профессора, действительного члена Академии горных наук РФ Чемезова Егора Николаевича, 25 апреля 2018 г. / Редкол.: Е.Н. Чемезов и др. – Якутск : Издательский дом СВФУ, 2018. – С.174-180.
4. Осадчая Г. Г., Шарапова Л. В., Зенгина Т. Ю. Возможности экологизации недропользования на Европейском Севере посредством совершенствования нормативных актов // Проблемы региональной экологии. – 2015. – № 3. – С. 222-227
5. Осадчая Г. Г. Сохранение территориального ресурса как одно из условий устойчивого развития криолитозоны (на примере Большеземельской тундры) // Криосфера Земли. – 2009. – Т. XIII. – № 4. – С. 24-31.
6. Горшков, В. Г. Энергетика биосферы и устойчивость состояния окружающей среды [Текст] / В. Г. Горшков. – М. : ВИНТИ, 1990. – 356 с.
7. Реймерс, Н. Ф. Природопользование: словарь-справочник / Н. Ф. Реймерс. – М.: Изд-во Мысль, 1990. – 453 с.
8. Осадчая Г. Г., Зенгина Т. Ю. Возможности сбалансированного использования биосферного и ресурсного потенциала Большеземельской тундры // Криосфера Земли. – Том.XVI. – №2, 2012. – С. 43-51.
9. Быкова М.В., Овчинникова В.И., Осадчая Г.Г., Зенгина Т.Ю. Анализ системы правового регулирования традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера Ненецкого автономного округа // Проблемы региональной экологии. – №2, 2021. – С. 52-61.
10. Осадчая Г.Г., Быкова М.В. Система правового управления территориями традиционного природопользования (на примере Ненецкого автономного округа) // Биосферное хозяйство: теория и практика. мм – № 4 (34), 2021. – С. 75-85.

УДК 912.43:551.345.1:551.35:551.468

**Обзор результатов геоэкологического картографирования
Баренцевоморского шельфа**

Гаврилов А.В.¹, Малахова В.В.², Пижанкова Е.И.¹, Попова А.А.³

- 1 - Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва,
- 2 - Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН,
г. Новосибирск,
- 3 - ООО «Северные Изыскания», Москва

Многолетнемерзлые породы (ММП) на дне восточно-арктических морей наблюдались Харитоновым Лаптевым в первой половине XVIII в. О возможности их распространения также в Баренцевом море, видимо, предполагали. Ведь еще в XVI в. знали о существовании льдистых островов (Земля Уиллоби, острова Витсена и Скобка), которые исчезли в последующие века [3].

Опыт поисково-разведочного бурения, строительства морских сооружений в Баренцевом, Карском морях, а также за рубежом - в море Бофорта - показал, что наличие ММП наряду с ледовой угрозой создают наибольшие проблемы при освоении морских месторождений углеводородов. Поэтому картографирование распространения реликтовых субмаринных ММП, глубины залегания их кровли и подошвы, а значит и мощности, подземных льдов, опасных криогенных процессов имеет важнейшее практическое значение. Одной из первых (конец 1970-начало 1980 гг.) явилась карта, составленная В.А. Соловьевым в соавторстве с Г.Д. Гинсбургом, Ю.Н. Михалюком, Е.В., Телепневым, О.Н. Станицевой и Я.В. Неизвестным (НИИГА/Севморгео/ВНИИОкеангеология) на весь арктический шельф СССР. Составление осуществлено с помощью теплофизических расчетов на базе построенных палеогеографических сценариев и использовании данных о температуре и солености придонной воды. Это первая прогнозная карта, созданная еще до начала инженерно-геологического бурения на шельфе, вскрывшего ММП в Печорском море. Установлены закономерности формирования и составлена карта температуры дна, сделано районирование шельфа по термобарическим условиям существования гидратов природного газа. Криолитозона охарактеризована по распространению и мощности мерзлых, а также отрицательно-температурных пород. Картографирование Печорского шельфа осуществлено В.А. Соловьевым и его соавторами впервые. Отражена также возможность развития мерзлоты на мелководье у островов Земли Франца-Иосифа. Карта осталась неопубликованной. Контура распространения и мощности ММП нашли отражение (с изменениями) на Геокриологической карте СССР масштаба 1:2 500 000 [2].

Последующие работы (конец 1990-начало 2000 гг.) связаны с изучением юго-восточной части Баренцевоморского шельфа, ограниченного с севера 76° с.ш., а с запада 30° в.д., с применением инженерно-геологического бурения и сейсмоакустического профилирования. Они выполнялись ОАО «Арктические морские инженерно-геологические экспедиции» (АМИГЭ). По результатам этих работ опубликована монография [10], содержащая картосхему геокриологического районирования. В пределах Баренцевоморского шельфа выделены три района, исходя из палеогеографии шельфа, морфоструктуры, скорости поднятия уровня моря в голоцене и направленности береговых процессов. Первый - район сплошного распространения ММП - занимает прибрежную полосу вдоль отступающих термоабразионных берегов: достаточно широкую у Новой Земли и узкую в Печорском море. Второй - район охлажденных пород (ОП) мощностью до 50 м с редкими островами ММП - охватывал в основном часть Баренцева моря, расположенную к западу от Новой Земли. Третий - это район донных пород с положительными температурами и признаками многолетнего промерзания в прошлом. Он занимает шельф к западу от о. Колгуев. В отличие от карты В.А. Соловьева и др., где большая часть Печорского шельфа показана островной мерзлотой, авторы картосхемы этот шельф (включая участки скважин) представляют как площадь сплошного распространения ОП. В монографии, которую можно рассматривать в качестве пояснительной записки к картосхеме, впервые описаны диапироподобные сильнольдистые ледяные бугры высотой до 15-17 м. Генезис их в настоящее время дискутируется.

В институте ВНИИОкеангеология, используя сведения по Печорскому морю в качестве опорных данных, также осуществляли картографирование Баренцевоморского шельфа [11]. Западная и северная границы области картографирования: $32-35^{\circ}$ в.д. и 77° с.ш. соответственно. Авторы выделяют районы сплошного распространения ММП, переходящего в прерывистое (Печорский шельф), районы сплошного развития посткриогенных ОП (большая часть шельфа севернее 71° с.ш.), а также районы, не промерзавшие в позднем плейстоцене, и районы с положительной температурой пород. Характеризуются также глубина залегания кровли реликтовых ММП и их мощность.

Авторы впервые отразили целый ряд явлений. В первую очередь это новообразованные ММП. Такие мерзлые породы изучены ими у гляциоизостатически поднимающихся берегов Земли Франца-Иосифа в зоне припая при глубинах моря до 2-2,5 м. Предположительно к числу новообразованных они относят также ММП вскрытые скважиной в точке 76° с.ш., 40° в.д. при глубине моря 230 м [1]. Я.В. Неизвестнов с соавторами их формирование связывает с переходом положительных температур придонной воды в отрицательные на рубеже

голоценового оптимума и похолодания позднего голоцена. А необычно большие глубины относятся к современности. В период формирования ММП уровень моря был ниже.

Я.В. Неизвестнов с соавторами [11, 12] считает, что в нефтегазовых структурах по аналогии с сушей реликтовая криолитозона шельфа должна состоять из двух ярусов. Нижний более древний ярус обнаружен у южной границы современных ММП в Западной Сибири и на Европейском северо-востоке. Этот ярус, по его мнению, как и на суше, должен быть образован гидратоносными отложениями, описанными на Европейском северо-востоке Н.Б. Какуновым [5]. К нижнему ярусу, по мнению Я.В. Неизвестнова, относится слой ММП, залегающий под талой 50-100 метровой толщиной на Печорском шельфе. Он отображен на карте В.А. Соловьева.

С.А. Козловым [6, 7] изучены инженерно-геологические свойства пород, а также опасные для нефтегазопромысловых сооружений шельфа геологические и природно-техногенные процессы. Это (в сгруппированном виде) - геодинамические, литодинамические, геокриологические, физико-химические и биохимические, гидрогеологические, техногенные механические. Они нашли отражение на составленной им карте Баренцево-Карского шельфа.

В продолжении 2000-х гг. по мере исследований АМИГЭ в пределах Печорского шельфа А.Г. Длугачем, Д.А. Костиным, С.Н. Куликовым, А.С. Локтевым, С.И. Рокосом публиковались работы, включающие картосхемы криолитозоны. Последняя из таких работ относится к 2017 г. [9]. Приводимая в ней картосхема содержит информацию о расположении опорных инженерно-геологических скважин с данными о глубине залегания кровли ММП и их мощности, о площадях развития реликтовых ММП и газосодержащих осадков. Граница распространения мерзлоты на картосхеме отождествляется с изобатой 100 м. Однако, шельфам, подвергавшимся плейстоценовым оледенениям, свойственны гляциоизостатические движения, изменяющие гипсометрию земной поверхности. Поэтому границей распространения ММП ее считать нельзя.

Одним из основных элементов содержания карты явилась газонасыщенность донных осадков. Наличие в осадочной толще свободного газа ограничивает возможность выделения и оконтуривания массивов мерзлых льдистых грунтов по сейсмоакустическим данным. На карте выделены скважины, из которых происходил выброс газа. Подробная характеристика газонасыщенных пород Печорского шельфа дана на картосхемах в публикациях [13, 14]. На последней из них показаны также зона стабильности гидратов метана, области развития ММП, талики, скважины с проявлениями газа, нефти, с наличием ММП, акустические окна.

На основе вышеупомянутых исследований АМИГЭ и материалов инженерно-геологических изысканий при освоении терминала «Варандей» сотрудниками ПНИИИС опубликованы результаты картирования прилегающей мелководной зоны шельфа Печорского моря [4].

Наиболее важной для проектирования буровых разведочных работ на шельфе является информация о пространственном положении границ между ММП и ОП, о распространении массивов газонасыщенных пород, о наличии газогидратов. Вопросам разработки методики сейсмических исследований для получения такой информации посвящен целый ряд работ, таких как [8, 9, 10].

Криолитозона Баренцевоморского шельфа нашла отражение также на Инженерно-геологической карте арктических морей России масштаба 1: 5 000 000 [15]. Двухслойная карта впервые отражает акваториальное распределение комплексов рыхлых и коренных пород со средними показателями их физико-механических свойств. На ней показаны основные природные и техногенные факторы, определяющие инженерно-геологические условия для регионального планирования, проектирования, строительства, эксплуатации сооружений и проведения инженерных работ на шельфе и в береговой зоне, а также для прогноза изменения геологической среды под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности. Составлены картосхемы районирования по степени проявления опасных геологических процессов, техногенных воздействий.

Криолитозона как объект, существование которого тесно связано с климатом, в связи с набирающим обороты глобальным потеплением, привлекает к себе всё большее внимание мирового научного сообщества. В последние годы с помощью математического

моделирования составлен целый ряд схем и карт криолитозоны Северного полушария, где ММП и газогидраты Баренцево-морского шельфа также находят отражение [17, 18].

В работе П.П. Овердуина и др. [18] результаты моделирования показали, что криолитозона распространена на 57% модельной области Баренцева шельфа, ограниченной изобатой 150 м, что составляет 19% общей площади моря. Аналогичные оценки распространения субаквальных ММП получены по результатам моделирования, проведенного В.В. Малаховой [17], что объясняется схожестью подходов, использованием в модели одинакового набора данных о геотермическом потоке [16] и палеотемпературных сценариев. Основным отличием модельного подхода В.В. Малаховой является учет совместного влияния теплового воздействия и засоления донных осадков при затоплении шельфа. Температура замерзания рассчитывается с учетом солености поровой воды на каждом временном шаге. Как результат, более низкая температура замерзания приводит к тому, что мерзлые породы на внешнем шельфе полностью оттаивают в поле отрицательных температур под воздействием тепла и солей в современный период. Область распространения модельной субаквальной мерзлоты немного меньше, чем область, показанная на карте П.П. Овердуина и др., что объясняется ограничением модельной области изобатой 120 м (150 м в работе [18]) и учетом в модели диффузии солей и оттаивания со стороны верхней границы ММП.

Модельные оценки распространения мерзлых отложений в Баренцевом море, в целом сходно отображают приуроченность ММП в его пределах к Печорскому шельфу. Также получены оценки зоны стабильности гидратов метана, которая существует только в условиях субаквальной криолитозоны [17].

Анализ и сопоставление имеющихся на сегодня геокриологических карт и схем показывает следующее.

1. Карты и картосхемы Баренцева моря, несмотря на различия в обеспеченности материалами бурения и сеймики, в целом сходно отображают приуроченность ММП в его пределах к Печорскому шельфу. Результаты бурения, однако, интерпретируются по-разному. Крайние точки зрения: по В.П. Мельникову, В.И. Спесивцеву [10] - это шельф, занятый преимущественно охлажденными породами с редкими островами, по Я.В. Неизвестнову и др., [11] - шельф с ММП прерывистого распространения, переходящего в островное.

2. Основной задачей геокриологического картографирования является разработка методики геокриологической интерпретации результатов сейсмических исследований, позволяющей делать достоверные выводы о распространении ММП и газонасыщенных отложений с необходимой степенью детальности.

3. Карты, построенные В.А. Соловьевым с соавторами путем теплофизических расчетов, а также результаты численного моделирования [17, 18] по содержательности принципиально не отличается от карт, построенных на основе фактических буровых и сейсмических данных. Это оценочный метод, он не обеспечивает детальность картографирования. Тем не менее, его применение целесообразно в случае картографирования больших площадей или при картографировании деградирующих пластично-мерзлых отложений, когда последние становятся неотличимы по упругим свойствам от ОП или талых пород.

4. Создание моделей эволюции подводной мерзлоты является важным шагом для решения задачи геокриологического картографирования. С одной стороны, такие модели можно протестировать на наличие или отсутствие ММП, распространение по площади и глубине, сравнив полученные результаты с имеющимися буровыми данными. Тем самым провести верификацию модели по регионам, обеспеченным данными. С другой стороны, такие модели можно использовать для оценки чувствительности выходных параметров к входным наборам данных, что может улучшить понимание процесса моделирования распространения ММП.

5. К настоящему времени опубликован целый ряд карт и картосхем, характеризующих современное состояние криолитозоны арктических морей. За исключением созданных в последние годы это карты, изданные типографским способом. Современное геокриологическое картографирование должно быть ориентировано на компьютерную обработку данных, позволяя на новом, более глубоком и эффективном уровне, изучать и отражать закономерности формирования криолитозоны исследуемых регионов. Такие карты, обязательным элементом

которых являются базы данных, доступны для актуализации и отображения современных геокриологических данных, обусловленных, в том числе, динамикой геосистем, происходящей в связи с изменениями климата и техногенным воздействием на природную среду.

Библиографический список:

1. Бондарев В.Н., Локтев А.С., Длугач А.Г., Потапкин Ю.В. Методы исследования и определения субаквальной мерзлоты // Седиментологические процессы и эволюция морских экосистем в условиях морского перигляциала, кн. 1, Апатиты, 2001, с. 15-19.
2. Геокриологическая карта СССР, м-б 1:2 500 000 (Ред. Э.Д. Ершов). М., МГУ, геологический ф-т, 1991.
3. Жигарев Л.А. Океаническая криолитозона. М., Изд-во МГУ, 1997, 318 с.
4. Иванова Н.В, Попова А.А. Результаты инженерно-геокриологического картирования полуострова Варандей и прилегающей мелководной зоны шельфа // Материалы международной конференции «Криосфера нефтегазоносных провинций», Тюмень, 2004.
5. Какунов Н.Б. Геотермическое районирование геокриологической провинции территории европейского северо-востока // Материалы Второй конференции геокриологов России, т.3, 2001, с. 134-141.
6. Козлов С.А. Инженерная геология Западно-Арктического шельфа России, СПб, ВНИИОкеангеология, 2004, 147 с.
7. Козлов С.А. Опасные для нефтегазопромысловых сооружений геологические и природно-техногенные процессы на Западно-Арктическом шельфе России // Нефтегазовое дело, 2006. <http://www.ogbus.ru>
8. Коллюбакин А.А., Росляков А.Г., Миронюк С.Г., Пирогова А.С., Токарев М.Ю., Ксенофонтова М.А. Изучение приоритетных геологических опасностей при подготовке к поисково-разведочным работам на шельфе моря Лаптевых// Инженерные изыскания, Геомаркетинг, Москва, 2017, №10 с.36-52 DOI: [10.25296/1997-8650-2017-10-36-52](https://doi.org/10.25296/1997-8650-2017-10-36-52)
9. Куликов С.Н., Рокос С.И. Выделение массивов многолетнемерзлых пород на временных сейсмоакустических разрезах мелководных районов Печорского и Карского морей // Геофизические изыскания, 03, 2017, с. 34-42.
10. Мельников В.П., Спесивцев В.И. Криогенные образования в литосфере Земли (изобразительная версия). Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2000, 343 с.
11. Неизвестнов Я.В., Боровик О.В., Козлов С.А., Холмянский М.А. Поддонная криолитозона Баренцева, Карского и Белого морей // Материалы Третьей конференции геокриологов России, т. 3, М., Изд-во МГУ, 2005, с. 184-190.
12. Неизвестнов Я.В., Супруненко О.И., Боровик О.В., Колчина И.Л., Куринный Н.А., Францева Т.Н. Мерзлотно-геотермические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Российской Арктики // Проблемы Арктики и Антарктики, 2008, № 2 (82), с. 50-58.
13. Рокос С.И. Газонасыщенные отложения верхней части разреза Баренцево-Карского шельфа. Автореф. дисс. канд. геогр.н., Мурманск, 2009, 21 с.
14. Рокос С.И., Костин Д.А., Длугач А.Г. Свободный газ и многолетняя мерзлота в осадках верхней части разреза мелководных районов шельфа Печорского и Карского морей // Седиментологические процессы и эволюция морских экосистем в условиях морского перигляциала, кн. 1, Апатиты, 2001, с. 40-51.
15. Рыбалко А.В., Щербаков В.А., Захаров М.С. и др. Новая инженерно-геологическая карта шельфа арктических морей России/Деловой журнал Neftegaz.RU, 2020, с. 44-51.
16. Davies, J. H., "Global map of Solid Earth surface heat flow," *Geochem. Geophys. Geosyst.* 14(10), 4608–4622 (2013).
17. Malakhova V.V. The response of the Arctic Ocean gas hydrate associated with subsea permafrost to natural and anthropogenic climate changes // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. V. 606. P. 012035.
18. Overduin, P. P., Schneider von Deimling, T., Miesner, F., Grigoriev, M., Ruppel, C., Vasiliev, A., Westermann, S. (2019). Submarine permafrost map in the Arctic Modeled Using 1-D Transient Heat Flux (SuPerMAP). *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 124 (6), 3490–3507.

УДК 338.1

**Формирование кластерных систем как основы устойчивого
недропользования в АЗ РФ**Гончаров А.В.¹, Петрова А.И.², Уткин И.И.²

1 - Финансовый университет, Москва,

2 - ООО «Специальные инструменты горного дела - ПГУ», Москва, Сколково

Обеспечение недропользования на труднодоступных территориях Севера России требует одновременного решения очень многих проблем. В настоящее время мировая и отечественная организационно-экономическая практика предлагает применять эффективные формы консолидации имеющихся ресурсов государства и частного сектора для реализации высокорисковых инновационных проектов или проектов комплексного экономического и промышленного развития территорий. Выбор таких форм особенно актуален для Арктической зоны Российской Федерации (ФЗ РФ). Как показали проведенные исследования, основной формой и инструментарием комплексного промышленно-экономического освоения и последующего развития территорий, как правило, служит государственно-частное партнерство (ГЧП) и различные формы квази-ГЧП. В качестве «нетрадиционных» форм ГЧП, совмещающих преимущества проектных форм партнерства, квазипартнерства и пространственных моделей государственно-частного партнерства можно предложить комплексные экономические зоны и кластеры промышленно-инновационного и промышленно-производственного развития территорий недропользования.

В процессе своего развития экономика нашей страны сталкивается с рядом новых проблем, существенно ограничивающих возможность в дальнейшем использовать существующую систему организации промышленности. В современных условиях развития экономики, характеризующихся высоким темпом смены технологических укладов и интенсивностью развития новых технологий, инновационной ориентацией мировой промышленности на использование возобновляемых ресурсов, залогом долгосрочного эффективного функционирования национальной экономики, отдельных отраслей промышленности и финансового благополучия производственной организации является нацеленность на достижение глобальных целей устойчивого развития.

Актуальность решения данной проблемы предопределена необходимостью не только выживания отдельного региона как промышленно-хозяйственной системы в условиях кризиса, риска и неопределенности, но и достижения оптимального сочетания желаемых темпов экономического роста национальной экономики, недопущения потери ею стабильности и деградации.[0]

Одним из наиболее значимых вызовов стабильности отечественной хозяйственной системы выступает задекларированный ведущими мировыми странами и транснациональными корпорациями постепенный переход к безуглеродному производству, являющийся частью концепции «зеленой» экономики. Это направление развитие безусловно актуально при реализации проектов по освоению ресурсов недр в АЗ РФ.

Развитие промышленного производства, соответствующего стандартам «зеленой» экономики, в странах Европы и тем более в Китае, ставит под угрозу конкурентоспособность производства тех немногих секторов отечественной экономики, продукция которых еще востребована на мировом рынке.[2]

При этом в свете прогнозов ведущих экономистов, предсказывающих потерю ценности нефтегазовых ресурсов стабильность поступления доходов от экспорта углеводородов в долговременной перспективе, представляется недостаточно устойчивым фактором – это связано с высокой вероятностью реализации следующих рисков:

а) риск развития «зеленой» экономики, порождаемый проекцией негативных перспектив климатических трансформаций на технологическое развитие – при развитии «зеленых» технологий и сопутствующих им технологических и хозяйственных процессов, соответствующих реалиям развития «безуглеродной» (т.е., стремящейся к минимальному уровню выбросов оксидов

углерода в процессе осуществления хозяйственной деятельности) экономики, который применительно к энергетическим проектам АЗ РФ должен воплотиться в постепенное снижение потребности ведущих стран мира в импорте углеводородов (нефти и газа), а, соответственно, в снижение потенциала окупаемости проектов, завязанных исключительно на разработке месторождений и последующей добыче углеводородов в долгосрочной перспективе;

б) риск ускоренной смены технологических укладов, сопровождающийся непрогнозируемым снижением спроса на ресурсы недр за счет максимального использования накопленных отходов – в настоящее время снижение данного спроса можно предсказать исходя из концепции технологических укладов, разработанной академиком С. Глазьевым, а также программ разработки и внедрения принципов циркулярной экономики и энергогенерирующих систем на альтернативных и термоядерных источниках энергии.[3]

Данная ситуация влечет за собой очевидный прогноз трансформации отечественной хозяйственной системы при сохранении внутренних тенденций промышленного развития. Это, в свою очередь, требует от нашей страны принятия и реализации новой промышленной политики, предусматривающей формирование нового производства, которое ляжет в основу новой хозяйственной модели, в рамках которой предполагается создание промышленной системы, продукция которой будет конкурентоспособна относительно продукции, выпускаемой промышленными системами основных развитых стран мира.

В качестве исходного варианта мирового опыта, который может лечь в разработку новой модели промышленной политики для АЗ РФ, весьма интересен вариант Норвегии, предполагающий финансирование развития новых производств за счет доходов от продажи нефтегазовых ресурсов страны.

При этом, также необходимо отметить, что разработка и реализация подобного варианта должны происходить в ускоренном темпе – до потери нефтегазовыми ресурсами своей ликвидности на мировом рынке.

И одним наиболее перспективных источников данных ресурсов для нашей страны является АЗ РФ. Минприроды оценило запасы углеводородов российской Арктики. Они составляют 7,3 млрд тонн нефти и 55 трлн м³ газа. Арктический шельф России содержит 41% всех нефтяных ресурсов Арктики, Норвегия – 4%, Канада – 9%, Дания – 18%, США – 28%. (по данным Института региональных проблем). Наибольший потенциал сосредоточен в Ямало-Ненецком автономном округе, на него приходится 43,5% арктических ресурсов.[4]

По итогам 2020 года Международные консалтинговые и аналитические агентства – Wood Mackenzie и Westwood Global Energy – пришли к выводу о лидерстве России в геологоразведке углеводородов, проанализировав данные добывающих компаний. Согласно выводам Westwood, на Российскую Федерацию пришлось 70% из обнаруженных в мире в прошлом году объёмов запасов нефти и газа. На территории России были сделаны три крупнейших мировых открытия 2020 года, все они связаны с деятельностью «Роснефти» в Карском море и на Таймыре. По информации Wood Mackenzie, ресурсный потенциал трех открытий российской компании превышает четыре миллиарда баррелей нефтяного эквивалента. Крупнейшая российская нефтедобывающая компания открыла три крупных арктических месторождения: из них два приходятся на Карское море и были названы в честь маршалов Жукова и Рокоссовского, а третье открытие сделано на севере Таймыра – Западно-Иркинское месторождение. В целом по итогам 2020 года органический прирост запасов по действующим активам «Роснефти» составил более 700 млн т нефтяного эквивалента.

Многие месторождения в АЗ РФ не разрабатываются ввиду их труднодоступности, непредсказуемости глобального долгосрочного спроса и цен на углеводороды, нехватки оборудования для эффективных геологоразведочных и добычных работ на шельфе, нормативно-правовых ограничений по допуску к ресурсам и экспорту углеводородов.

Все это требует новых технологических и логистических решений, новых финансово-экономических подходов к реализации проектов на основе государственно-частного партнерства. С учетом условий АЗ РФ, обеспечение инвестиционной привлекательности проектов возможно только через реализацию специальных организационно-управленческих и финансово-экономических мер, в том числе государственной поддержки социально-экологических параметров

проектов, нацеленных на минимизацию возможных инвестиционных рисков. Это особенно актуально для угольной промышленности, исходя из современных геополитических событий.

Авторами проведен анализ перспектив добычи угля в арктической зоне России с учетом возможностей его транспортировки потребителям стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Исследованы перспективы возможностей экспорта угля, а также факторы риска освоения и эксплуатации угольных месторождений в арктических регионах. Раскрыто содержание комплексной оценки рисков добычи и транспортировки потребителям угля с использованием экспертных оценок, дисконтирования денежных потоков и построения риск-функции на основе нечетких значений дохода. Для возможностей практической реализации предложенный методический подход раскрыт по шагам и снабжен иллюстративным примером.[5]

В случае с обеспечением энергетического и инфраструктурного развития горнодобывающих территорий АЗ РФ предполагается реализация системы долгосрочных проектов, обеспечивающих социально-экономическое развитие на основе формирования и развития инфраструктурных горнопромышленных кластеров.

Фактически, в данном случае, формирование системы кластеров будет представлять собой способ освоения или углубленного развития территории, предполагающий формирование единой системы пространственно-распределенных комплексов сопряженных производств, формирующих в процессе своего функционирования существенные синергетические эффекты, оказывающие влияние на частные показатели эффективности отдельных проектов и совокупные показатели эффективности кластера, которые должны превосходить показатели разьединённого функционирования рассматриваемых производств, компенсируя, таким образом, дополнительные сложности и обусловленные ими финансовые издержки по обеспечению промышленной деятельности в АЗ РФ.

В целях одновременного ресурсного обеспечения и инфраструктурно-производственной оптимизации экономики страны в рамках данных кластеров, в зависимости от их пространственного расположения, имеет смысл объединить экспортноориентированные производства, осуществляющие добычу и переработку углеводородных ресурсов, с формированием системы местных малых и средних предприятий по обеспечению сопутствующих видов деятельности (энерго и тепло снабжение, ремонт и наладка, материально-техническое обеспечение, коммунальные, сервисные и транспортные услуги).

Предлагаемый подход позволяет обеспечить:

- сбалансированность использования ресурсов АЗ РФ – все проекты, планируемые к реализации в пределах арктических территорий, должны соответствовать ESG критериям, ориентироваться на мировые экологические стандарты и природоподобные технологии, реализуемые на принципах цикличной экономики, с максимальным обеспечением производственной деятельности местными ресурсами;

- достаточное количество и качество трудовых ресурсов, на основе изменения характера расселения через систему стимулирования трудовой деятельности в АЗ РФ с совершенствованием имеющейся транспортной и социально-экономической инфраструктуры, с применением дистанционных высокопроизводительных технологических решений;

- институционально-финансовое сопровождение проектов развития системы инфраструктурных горнопромышленных кластеров, предполагающее возможность использования как ограниченного права регресса, так и системы перекрестного «зеленого» финансирования с привлечением в качестве инвесторов представителей частного отечественного и иностранного капитала, при обеспечении необходимого уровня экономической безопасности и защищенности интересов государства и местных сообществ.

В соответствии с предложенными подходами возможно формирование региональной государственно-частной стратегии энергетического и инфраструктурного развития субъектов АЗ РФ на основе эффективного использования ресурсов недр с применением технологических решений соответствующих горно-геологическим условиям и качественным характеристикам ресурсов недр с обеспечением не только экспорта продукции с высокой добавленной стоимостью, но и их вовлечения в региональный хозяйственный оборот.

На основе предложенного подхода рассмотрен проект подземной газификации углей в условиях Камчатки.

По данным Министерства ЖКХ и Энергетики Камчатского края, на Камчатском полуострове в настоящее время определены 70 проявлений и 7 месторождений каменного угля и 151 проявление и 4 месторождения бурого угля. Общие ресурсы (по данным ПГО «Приморгеология») составляют около 25 млрд. тонн, из них 20 млрд. – бурого угля. Разведанных запасов – 335 млн. тонн, из них бурого угля – 85 млн. тонн. При этом следует в первую очередь обратить внимание на то, что уникальная природа края чрезвычайно чувствительна к любым техногенным факторам. Некоторые месторождения вполне доступны для разработки открытым способом, поскольку коэффициент вскрыши прогнозируется не выше 4, но с учётом изменений природного ландшафта, неизбежно сопутствующих угледобыче, негативные экологические последствия лишают проекты традиционной направленности большей части их привлекательности. К тому же качество местных углей – особенно бурых – ограничивает его востребованность у местных потребителей. При том потребность Камчатского края в угле составляет не менее 150 тысяч тонн, а собственная добыча обеспечивает около 20 тысяч тонн. Разница покрывается поставками угля из Кузбасса, Канско-Ачинского бассейна и с Сахалина. Напрашивается решение проблемы путём широкого применения нетрадиционных методов угледобычи – в первую очередь, технологии подземной газификации угля (ПГУ).

Технология ПГУ, пионерами в которой являются советские и российские учёные, до определённого времени была весьма востребованной в мире, но по причинам, которые представляются чисто политическими и даже конъюнктурными, в последние годы интерес к ней несколько понизился. Так, например, ПГУ обвиняли в сопутствующем процессе газификации выделении углекислого газа (CO_2), забывая при этом, что выделение этого газа является неотъемлемой частью процесса сжигания угля в любой его форме. Кроме того, угольный метан, выбрасываемый при традиционной угледобыче в атмосферу, является агентом, оказывающим на развитие парникового эффекта действие, в 28-30 раз большее, чем углекислый газ. При ПГУ же метан в худшем случае полностью сгорает в недрах, а в лучшем – подмешивается в производимый *in situ* синтез-газ в качестве энергетического компонента, повышая тем самым его ценность. И, что чрезвычайно важно для хрупкого природного равновесия Камчатки, первозданность ландшафта практически не затрагивается, поскольку нет необходимости обеспечивать непосредственный доступ к залежам угля: вскрытие пласта производится бурением скважин с поверхности. Если к упомянутому выше добавить то, что потребность в квалифицированном персонале на предприятии ПГУ значительно ниже, чем на угледобывающем предприятии традиционного типа, а производительность труда является достаточно высокой, перспективы применения технологии ПГУ на Камчатке представляются более чем перспективными.б

Считается, что одним из недостатков технологии, ограничивающим её широкое применение, является необходимость в бурении значительного количества скважин различного назначения – дутьевых, газоотводящих, водопонижающих и проч. Но в настоящее время разработаны методы ПГУ, радикально снижающие объём буровых работ. ООО «СИГД-ПГУ» предлагает схема, основанная на комбинации вертикальных и вертикально-наклонных скважин, позволяющая уменьшить метраж буровых работ на 40-60% по сравнению с традиционным скважинным методом и устройство, позволяющее производить произвольный перенос точки подачи дутья в подземный газогенератор, лишённое недостатков, присущих методу CRIP, разработанному в Лоуренс-Ливерморской лаборатории (США).

Ценность синтез-газа, получаемого при ПГУ, не ограничивается его энергетическими возможностями. При его промышленной переработке открывается перспектива производства широкого диапазона химических продуктов – метанола, синтетического жидкого топлива (СЖТ) высочайшего качества, удобрений и проч.

Одним из важнейших условий успешного функционирования предприятия ПГУ является правильный выбор участка месторождения, пригодного для создания и эксплуатации

подземного газогенератора. Значительная часть экспериментальных установок в мире была создана на участках, горногеологические условия которых не обеспечивали стабильности процесса горения и, в первую очередь, экологической безопасности ландшафта и подземных водоносных горизонтов, что, в свою очередь, подрывало доверие к технологии и, соответственно, её перспективность. В связи с этим необходимо отметить необходимость доразведки месторождений угля, находящихся в Камчатском крае и пригодных для ПГУ – в первую очередь Корфское месторождение бурого угля, Гореловское месторождение каменного угля, а также Паланское и Анадыркинское месторождения. Угли этих месторождений вполне пригодны для получения синтез-газа, более того – следует учитывать недостаточную привлекательность местных углей для традиционного их использования даже в энергетических целях путём непосредственного сжигания уже добытого угля в силу их качественных показателей. Так, бурые угли Корфского месторождения являются весьма опасными по фактору самовозгорания. К тому же необходимо учитывать, что стоимость единицы тепла или электроэнергии, получаемой вследствие применения ПГУ, находится в непосредственной зависимости от производительности газогенератора и мощности энергетической установки. Так, при производительности подземного газогенератора до 1×10^9 м³ синтез-газа в год и мощности электростанции в 50 МВт следует ожидать, что себестоимость электроэнергии составит около 1,0-1,2 руб. за кВт/ч при себестоимости синтез-газа в 300 руб. за 1000 м³. При обоснованном в настоящее время тарифе в 40-45 руб. за кВт/ч электроэнергии эти показатели экономически достаточно убедительны, а с учётом существующего ныне тарифа на тепловую энергию, установленного в 15-16 тыс. руб. за Гкал использование газа, получаемого при ПГУ, выглядит весьма привлекательно. Для обеспечения бесперебойного действия такой установки необходим своевременный ввод в действие новых панелей газогенераторов, что, в свою очередь, требует качественной и полной геологической разведки месторождения.

При соответствующем объёме инвестиций возможно создание на базе углей Камчатки промышленного предприятия для производства метанола или синтетического жидкого топлива на установках Фишера-Тропша. Это сняло бы зависимость края не только от завоза угля как энергоносителя, но и в значительной мере обеспечило бы автономность Камчатки в вопросе снабжения жидким топливом (бензин, дизельное топливо, метанол).

Необходимо отметить, что создание предприятия ПГУ в России обеспечит отечественной угледобыче выход на высший уровень востребованности на международном рынке, поскольку Research Nester, одна из наиболее авторитетных аналитических компаний, полагает, что коэффициент роста инвестиций в ПГУ до 2028 года составит не менее 1,5-1,6.[7] При этом CAGR (Compound Annual Growth Rate) – совокупность среднегодового темпа роста в мире составит не менее 20%. Было бы непростительно не использовать такую возможность для поднятия авторитета российской науки и производства на мировом уровне.

Библиографический список:

1. Роль энергетических и горнопромышленных Арктических проектов в повышении инвестиционной привлекательности Северного морского пути / Петров И.В., Меркулина И.А., Бессонов В.И., Венгеровский Е.Л., Воробьев В.Е., Грузина Ю.М., Девятаев О.С., Зайцев С.П., Иватанова Н.П., Никитин А.Ю., Пухова М.М., Романов С.В., Сорокин Д.Е., Стоянова И.А., Ильинский А.И., Мясков А.В., Харитонов Т.В., Харчилава Х.П., Андреев Н.В., Сорокин Д.Д. и др. Под общей редакцией И.В. Петрова, Д.Е. Сорокина. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство "КноРус". – 2021. – 354с.
2. Bloomberg Anywhere: официальный сайт. – Текст: электронный. – URL: https://bba.bloomberg.net/?utm_source=bloomberg-menu&utm_medium=bcom (дата обращения: 08.09.2021)
3. Рынок в шестой технологический уклад: официальный сайт. – Текст: электронный. – URL: <https://general-skokov.livejournal.com/24586.html> (дата обращения: 10.09.2021)
4. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации: официальный сайт. – Текст: электронный. – URL: <https://www.mnr.gov.ru/> (дата обращения: 08.09.2021)

5. Новосёлова И.Ю. Арктический уголь: методические вопросы комплексной оценки рисков / И.Ю. Новосёлова, И.В. Петров, А.Л. Новосёлов // Уголь. Выпуск 8 (1133). 2020. С. 88 – 91.
6. Н. Даваахуу, И.М. Потравный, В.Г. Милославский, И.И. Уткин «Обоснование и механизм реализации проекта газификации угля в Российской Арктике» // Уголь № 9 – 2019 (1122)
7. Research Nester – Updated Scope Global Underground Coal Gasification Market Outlook 2027: официальный сайт. – Текст: электронный. – URL: <https://www.marketwatch.com/press-release/underground-coal-gasification-market-global-industry-insights-trends-size-share-outlook-and-opportunity-analysis-2027-2021-09-10> (дата обращения: 10.09.2021)

УДК 622.831.242 : 614.8.027

Проблемы использования природных ресурсов при карьерной разработке Средне-Тиманского бокситового рудника

Грунской Т.В., Нор Е.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Целесообразное использование природных ресурсов представляет собой актуальную проблему науки и практики и определяет народнохозяйственный потенциал страны. Особенностью природных ресурсов Республики Коми является их многообразие.

Освоение бокситовых месторождений Среднего Тимана имеет важнейшее социально-экономическое значение как для Республики Коми, так и для всей алюминиевой промышленности России. Разработка Средне-Тиманского месторождения предусматривает добычу бокситов открытым способом на рудниках № 1, 2, 3 и 4 в объеме 2550 тыс. тонн в год. Следует отметить, что в рассматриваемый период с 2015 по 2019 гг. произошло наращивание объемов производства с увеличением глубины разработки месторождений [1].

При проведении открытых горных работ возникают угрозы осыпей, обвалов, обрушений уступов, падений отдельных фрагментов породы. Применительно к условиям Средне-Тиманского бокситового рудника проведен анализ данных по инженерно-геологическому и геомеханическому районированию, согласно которому выявлены существующие опасности по деформации и обрушению уступов.

В настоящее время назрела необходимость применения новых технических решений для безопасной эксплуатации участков бортов карьеров Средне-Тиманского бокситового рудника с повышенными углами наклона, позволяющих обеспечить требуемый уровень защиты горного оборудования и персонала на уступах, склонных к обрушениям и осыпаниям.

Для соответствующих зон риска и горных пород определены стабилизирующие мероприятия на основании сравнительных характеристик вариантов укрепления с целью повышения устойчивости уступов и предотвращения случаев травмирования работников [2].

Для соответствующих зон риска и горных пород определены стабилизирующие мероприятия на основании сравнительных характеристик вариантов укрепления (табл. 1) с целью повышения устойчивости уступов и предотвращения случаев травмирования работников.

В качестве показателя устойчивости откоса используется величины коэффициента запаса устойчивости. В работе проведен расчет и обоснованы предлагаемые мероприятия для повышения безопасности при разработке карьере № 4. Исходными данными явились физико-механические свойства пород и их структурные особенности в массиве для рассматриваемых участков [3, 4].

Полученные значения коэффициента устойчивости для гидроструйной цементации 1,79 [5], для набрызга бетона 1,5 и для изоляции полимерной сеткой 1,4 что свидетельствует об устойчивом состоянии уступов в сравнении с применяемым методом укрепления с помощью подпорных стенок с породной пригрузкой с коэффициентом 1,33 (табл. 2). Критическое значение коэффициента устойчивости для карьера № 4 составляет 1,3.

Коэффициент устойчивости за счет укрепления откоса карьера с помощью гидроструйной цементации равен $K_{3y} = 1,79$, что свидетельствует о его устойчивом состоянии. В сравнении с коэффициентом устойчивости для зон с высоким риском обрушения уступов, который равен $K_{3y}=0,97$.

Таблица 1 – Рекомендуемые технические решения для повышения устойчивости уступов карьера № 4 для участков с малым, средним и высоким уровнем потенциального риска

№ п/п	Уровень риска	№ зоны	Порода	Мероприятие
1	Высокий	1 и 2	скальные породы (базальт, аргиллитов алевролитов, аллитов, сиалитов)	Гидроструйная цементация
2	Высокий	3 и 4	Рыхлые породы (глинистые и песчано-глинистые грунты, почвенный слой, перекрошенный базальт)	Набрызг бетон по композитные сетки
3	Средний	5	Рыхлые породы (глинистые и песчано-глинистые грунты, почвенный слой)	Изоляция полимерная сеткой

Таблица 2 - Значения коэффициента устойчивости различных вариантов укрепления

№ п/п	Вариант крепления	Коэффициент устойчивости
1	Гидроструйная цементация	1,79
2	Набрызг бетон по композитной сетки	1,5
3	Изоляция полимерная сеткой	1,4
4	С помощью подпорных стенок с породной пригрузкой	1,33

Снижается вероятность недостаточного укрепления уступа откоса на 85 % за счет повышения устойчивости до 1,79. При использовании метода набрызгивания бетона по композитные сетки коэффициент устойчивости равен $K_{zy} = 1.5$.

Коэффициент устойчивости с помощью подпорных стенок с породной пригрузкой равен $K_{zy} = 1,33$, что соответствует критическому значению для карьера № 4 равному 1,3, поэтому рекомендуется использовать изоляцию с помощью полимерной сетки с коэффициентом устойчивости 1,4.

Выводы.

В результате расчета были обоснованы предлагаемые мероприятия для повышения безопасности при разработке карьере № 4 месторождения Средне-Тиманского бокситового рудника за счет параметров устойчивости откосов борта карьера и его уступов. Таким образом, можно сделать вывод, что предлагаемые мероприятия по укреплению откосов карьера являются подходящими для повышения устойчивости уступов карьера.

Оценка экономической эффективности показала, что предприятие занимающиеся разработкой бокситового месторождения в Республике Коми не будет иметь прибыли от реализации данных мероприятий и вложения не окупятся. В тоже время, коэффициенты устойчивости укрепления откосов карьера при использовании предлагаемых мероприятий свидетельствуют о высокой технической эффективности для участков с повышенным риском обрушения, а их внедрение позволит предотвратить несчастные случаев связанные с обрушением горной породы.

Библиографический список:

1. Годовой отчет Ростехнадзора за 2019 год [Электронный ресурс]: Доклад / Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/, свободный. – Яз. рус.
2. Могилат, В. Л. Основные причины возникновения и развития опасных производственных ситуаций на горнодобывающих предприятиях [Текст] : статья / Горный информационно-аналитический бюллетень. – Москва : МГГУ, 2005. – № 1. – с. 70-72.

3. Саканцев, Г. Г. Установление области применения внутреннего отвалообразования при открытой разработке крутопадающих месторождений полезных ископаемых [Текст] : статья / Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. . – Москва, 2014, № 3, С. 87–96.
4. Селюков, А. В. Технологическое развитие блокового способа открытой разработки угольных месторождений / А. В. Селюков, Я. О. Литвин / [Текст] : статья / Естественные и технические науки. – Москва, 2015, № 3 (81), С. 94–94.
5. Головин, К. А. О применении метода гидроструйной цементации пород в горном деле [Текст] : статья / Горный журнал. – Москва, 2008. № 6. – с. 51-55.

УДК 624.13:624.15

Криогели с техническим углеродом в качестве нерастворимого наполнителя

Дудников В.Ю., Мачулина Н.Ю., Осадчая Г.Г.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация

Приводится оценка перспектив использования криогелей, в том числе с твёрдодисперсными нерастворимыми наполнителями (с зольным остатком установок плазменной утилизации мусора, а также с марками технического углерода, выпускаемого Сосногорским газоперерабатывающим заводом).

Ключевые слова: криогель, технический углерод (сажа).

Криогели с техническим углеродом в качестве нерастворимого наполнителя

В силу давнего партнерства Ухтинского университета и Сосногорского газоперерабатывающего завода филиала ООО «Газпром переработка» авторами было обращено внимание на исследование СО РАН по использованию в качестве наполнителя криогеля мелкодисперсного технического углерода (марок П 145, 161, 245, 514 и N339), показавшее, что содержащие в своем составе технический углерод композиционные криогели поливинилового спирта обладают «улучшенными эксплуатационными характеристиками, а именно, повышенной прочностью и гидрофобностью, которые, в свою очередь, зависят от морфологии технического углерода и функционального покрова его поверхности» [1].

Вывод о значительном влиянии морфологических параметров технического углерода на прочностные характеристики углеродных суспензий подтолкнул авторов настоящей статьи продолжить исследования с уникальными марками технического углерода, выпускаемыми Сосногорским ГПЗ, которые могут дать достаточно интересный результат, в том числе и в части беспрецедентно высокого рН водной вытяжки печной сажи. При производстве резины это ускоряет процесс вулканизации, как отразится на свойствах криогеля – покажут опыты.

Отметим существенные отличия техуглерода омского завода, использованного томскими исследователями [1], и сажи, выпускаемой СГПЗ. Образцы отличаются:

- дисперсностью. Микрочастицы «сосногорской» печной и, особенно, термической сажи значительно крупнее «омской»;
- структурностью. Микрочастицы «омской» сажи «выстраиваются» в цепочки и даже образуют пространственные "сеточки", «сосногорская» же сажа склонна к этому в гораздо меньшей степени;
- водородным показателем (рН) водной суспензии. Здесь нет равных «сосногорской» саже, у печных марок рН доходит до 11 (у «омской» сажи – не более 9);
- насыпным весом. Стандартный мешок «сосногорской» сажи на 20-30% тяжелее «омской».
- содержанием серы. В «сосногорской» ее почти нет, «омская» может содержать до 1 % серы.

Отметим, что все эти различия (кроме рН и насыпного веса) вызваны разным сырьем: на СГПЗ это природный газ, сырьем же для «омской» сажи являются жидкое нефтяное и высокоароматические продукты коксохимии.

На дату проведения конференции созданы экспериментальные образцы криогеля, в качестве наполнителя которого выступал техуглерод различных марок (рис. 1).

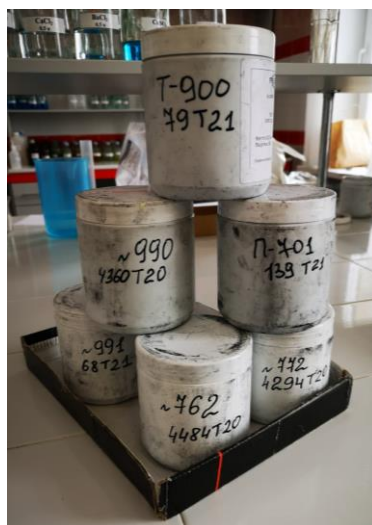


Рисунок 1 - Образцы марок технического углерода, участвующие в опытах на гидро- и липофобность

Кроме того проведена серия опытов на гидро- и липофобность, показавшая непроникание криогелем воды и органических жидкостей – нефти, газоконденсата и бензина криогелем (рис. 2).

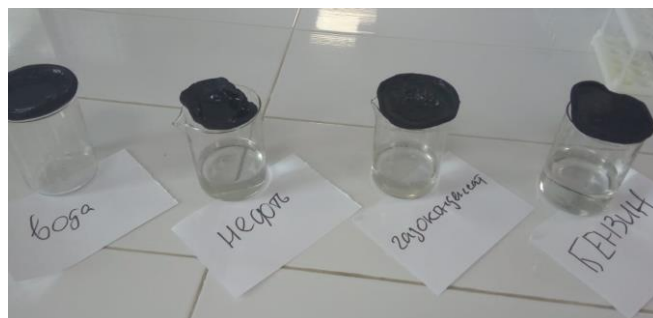


Рисунок 2 - Исследования на гидро- и липофобность криогелей с сажой в качестве нерастворимого наполнителя

Конечно, исследования будут продолжены и в силу разительных отличий сырья и томские и ухтинские коллеги ожидают от опытов достаточно неожиданных результатов. В настоящее время образцы грунта с криогелем, в качестве наполнителя которого выступала сажа, отправлены в лабораторию грунтоведения ТПУ на определение прочностных характеристик и деформируемости. Кроме этого ведутся переговоры о проведении испытаний образцов в Испытательной лаборатории строительных материалов и грунтов, переданной УГТУ с октября 2017 г. в ООО "Северо-Запад Изыскания".

Несмотря на то, что эксперименты, интерес к которым проявляют и представители уникального заводского производства – Сосногорского газоперерабатывающего завода (основная их заинтересованность, конечно, - поиск новых направлений использования и сбыта своей продукции) еще только предстоят (на момент написания статьи подобраны составы (оптимальное соотношение криогель – сажа), по образцам которых, после криогенной обработки полученных гидрогелей в криостате, будут определены модули упругости и температуры плавления наполненных криогелей).

Придание криогелям гидрофобности [1] свидетельствует о перспективности применения его в качестве гидроизолирующего материала. Учитывая противотрифильтрационные свойства, видится уместным его использование в качестве дополнительного барьера безопасности, например, при обустройстве различных

природоохранных сооружений, предназначенных для сбора, обезвреживания и захоронения отходов. Композиционные криогели ПВС, содержащие технический углерод, могут быть рекомендованы для строительства противофильтрационных элементов гидротехнических сооружений и решения актуальнейшей проблемы современности в области мелиорации – большие потери воды из каналов и водоемов, 90% из которых происходят вследствие фильтрации из оросительной сети.

Уверены, что этим перечнем направления использования материала не ограничиваются. Причем в силу того, что криогель с нерастворимыми наполнителями показывал высокие значения модуля упругости и уменьшение теплопроводности, видится вероятным, что опыты с техническим углеродом в составе криогеля также покажут возможность использования материала в качестве теплоизоляционного.

Кроме того, известно, что в настоящее время для решения проблемы отходов, особенно для труднодоступных и отдаленных районов, в которых вероятность организации полноценных мусоросортировочных комплексов невелика, как способ утилизации мусора активно внедряется термодеструкция. По этой теме не утихают споры операторов по обращению с твердыми коммунальными отходами и экоактивистов, однако, когда речь идет об использовании отечественного метода плазменной утилизации мусора, специалистами экологами поддерживается внедрение установок, в которых нет горения, а мусор подвергается газификации ионизованным газом температурой в несколько тысяч градусов. В зоне реактора при такой температуре не образуется вредный газ (нет условий для образования диоксинов, фуранов и пр., так как нет горения и кислорода), отходы превращаются в золу, которую видится перспективным использовать в качестве нерастворимого наполнителя самоупрочняющегося полимерного криогеля. Отметим, что представители регионального оператора по обращению с твердыми коммунальными отходами ООО «Региональный оператор Севера» уже обозначили свою заинтересованность в исследованиях с зольным остатком.

Очевидно, что применение противофильтрационных устройств должно быть обосновано на основании технико-экономического сопоставления вариантов, однако, как минимум, в качестве дополнения к малонадежным (порывы и пр. нарушения целостности) пленочным противофильтрационным устройствам использование нового материала будет более чем уместно.

Библиографический список:

1. Кохановская О.А., Раздьяконова Г.И., Алтунина Л.К., Лихолобов В.А. Новые направления использования технического углерода. Гидро- и криогели // Каучук и резина. 2013. -№ 3. -С. 60-63.

УДК 665.752

Влияние тяжелого газойля на изменения низкотемпературных свойств смеси дизельного топлива с депрессорной присадкой

Ефанова А.О., Богданов И.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Россия занимает ведущее место по объёму производства дизельного топлива и его качество не уступает зарубежным маркам. Основная доля производства приходится на летние марки дизельного топлива, доля зимней и арктической марок – минимальна.

На данный момент происходит активное освоение арктических территорий, где господствуют суровые климатические условия. Для исправной работы технологического оборудования в этих условиях требуется качественное низкозастывающее топливо в значительных объёмах. Перечисленные факторы свидетельствуют о необходимости увеличения объёмов производства зимних и арктических марок дизельного топлива.

Наиболее экономически эффективным и доступным способом улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива является использование депрессорных

присадок, однако их эффективность напрямую зависит от состава дизельного топлива. В работах [1,2] установлено, что утяжеление состава дизельного топлива благоприятно сказывается на эффективности действия депрессорных присадок. Одним из возможных тяжелых компонентов для вовлечения в состав дизельного топлива в небольших количествах для повышения эффективности действия депрессорных присадок является тяжелый газойль.

Целью данной работы является анализ влияния добавления различных концентраций тяжелого газойля на изменение низкотемпературных свойств дизельного топлива при наличии в его составе депрессорной присадки.

В качестве образцов для проведения исследования были взяты смеси двух видов дизельного топлива, в состав которых также входили депрессорная присадка, объемом 0,13 мл на 100 мл, согласно рекомендациям производителя, и тяжелый газойль, концентрация которого составляла 0, 1, 3, 5 и 10 % об.

Для исследуемых образцов был проведен анализ низкотемпературных свойств, а именно температуры помутнения, предельной температуры фильтруемости и температуры застывания, согласно требованиям действующих стандартов [3-5]. Результаты определения температуры помутнения исследуемых образцов представлены на Рисунке 1.



Рисунок 1 – Температура помутнения исследуемых образцов

Из данных, представленных на Рисунке 1 видно, что с увеличением концентрации тяжелого газойля в составе смесей для обоих образцов дизельного топлива наблюдается ухудшение температуры помутнения. Температура помутнения первого образца дизельного топлива увеличивается с -6°C до 0°C , у второго образца дизельного топлива изменяется с -8°C до -3°C .

На Рисунке 2 представлены результаты определения предельной температуры фильтруемости исследуемых образцов.

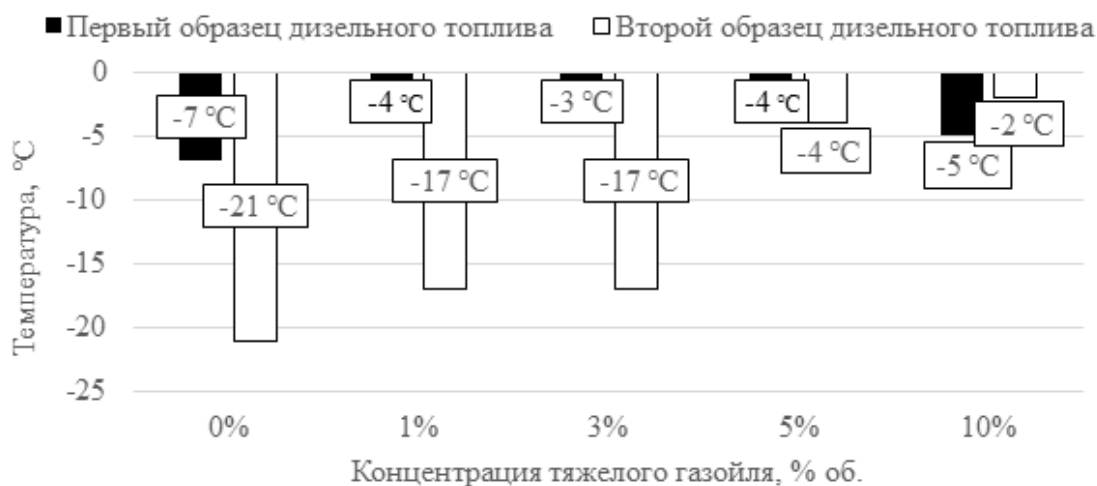


Рисунок 2 – Предельная температура фильтруемости исследуемых образцов

На Рисунке 2 отчетливо наблюдается ухудшение предельной температуры фильтруемости. При увеличении концентрации тяжелого газойля в смеси с 0 % об. до 10 % об. у первого образца дизельного топлива анализируемый показатель изменился с $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$. Максимальное повышение предельной температуры фильтруемости относительно смеси образца дизельного топлива и депрессора без добавления тяжелого газойля составило $4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Максимальное повышение предельной температуры фильтруемости относительно смеси второго образца дизельного топлива и депрессора без добавления тяжелого газойля составило $19\text{ }^{\circ}\text{C}$, изменение предельной температуры фильтруемости с $-21\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Полученные результаты объясняются тем, что добавляемый тяжелый газойль имеет положительную температуру помутнения и предельную температуру фильтруемости.

На Рисунке 3 представлены результаты определения температуры застывания исследуемых образцов.

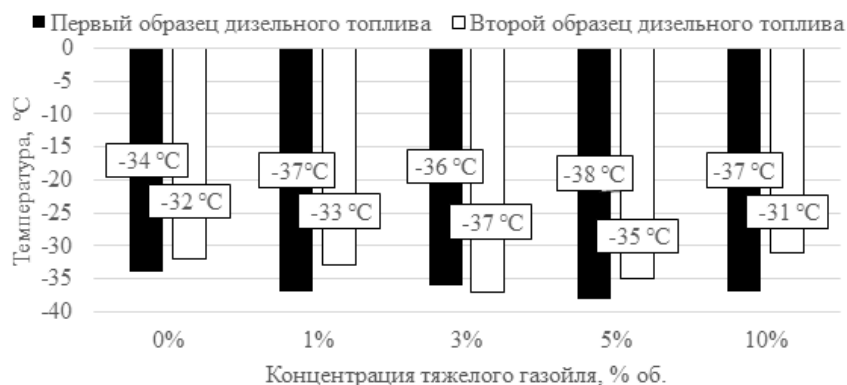


Рисунок 3 – Температура застывания исследуемых образцов

По результатам определения температуры застывания исследуемых образцов, наблюдается улучшение данного показателя у обоих образцов с присадкой. Наиболее эффективным вариантом является добавление тяжелого газойля, в концентрации 5 % об. для первого образца и 3 % об. для второго образца дизельного топлива. Депрессия температуры застывания исследуемых образцов дизельного топлива составила $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ относительно смеси с присадкой без добавления газойля соответственно. Дальнейшее увеличение концентрации тяжёлого газойля является нецелесообразным, поскольку температура застывания начинает повышаться. Данный эффект объясняется тем, что тяжелый газойль имеет положительные низкотемпературные свойства и добавление его в более значительных количествах влияет не только на эффективность действия депрессора, но и на низкотемпературные свойства смеси в целом.

Стоит отметить, что для второго образца дизельного топлива добавление 3 % об. тяжелого газойля позволяет улучшить температуру застывания и сохранить значения предельной температуры фильтруемости удовлетворяющие требованиям [6], предъявляемым к межсезонной марке дизельного топлива.

Таким образом, установлено, что добавление малых концентраций тяжелого газойля для изменения низкотемпературных свойств, в частности для усиления действия депрессора в отношении температуры застывания является эффективным и носит положительную динамику.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90156.

Библиографический список:

1. Богданов И. А., Морозова Я. П., Никонова Н. П., Алтынов А. А., Белинская Н. С., Киргина М. В. Расширение сырьевой базы производства дизельных топлив вовлечением тяжелой дизельной фракции и использованием низкотемпературных присадок // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2020. – № 3. – С. 10-16.

2. Богданов И. А., Алтынов А. А., Морозова Я. П., Киргина М. В. Исследование влияния узких дизельных фракций на эффективность действия депрессорных присадок // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2020. – № 9. – С. 27-33.
3. ГОСТ 5066-2018 Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации – М.: Стандартинформ, 2013. – 7 с.
4. ГОСТ EN 116-2013 Топлива дизельные и печные бытовые. Метод определения предельной температуры фильтруемости – М.: Стандартинформ, 2013. – 28 с.
5. ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. – М.: Стандартинформ, 2006. – 9 с.
6. ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2014. – 12 с.

УДК: 551.34:502:004(470)

Термокарстовые процессы в зонах хозяйственного освоения Европейского Северо-Востока России: изучение методами ГИС-технологий

Зенгина Т.Ю., Баранов В.В.

Москва, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова

В настоящее время развитие хозяйства Европейского Севера в первую очередь связывают с освоением сырьевых ресурсов. Однако индустриальное освоение криолитозоны, занимающей 65% территории России, создает целый ряд геоэкологических проблем. Одна из таких проблем – активизация термокарстовых процессов, которая может быть обусловлена не только современными климатическими трендами, приводящими к постепенному изменению площади мерзлых пород, их температуры и мощности, но и антропогенными нагрузками, в том числе - развитием объектов нефтегазовой и транспортной инфраструктуры. Все это, как правило, создает серьезные проблемы для дальнейшего успешного осуществления хозяйственной деятельности [1].

Наиболее ярким проявлением динамики термокарстовых процессов является развитие термокарстовых озер. Знание особенностей их распределения и динамики может стать одним из факторов, обеспечивающих комплексную безопасность производственных объектов и природных экосистем в пределах территорий потенциального промышленного освоения. В связи с этим изучение закономерностей распределения термокарстовых озер представляется достаточно значимой задачей, решение которой может обеспечить принятие оптимальных и экономически обоснованных на сегодняшний день инженерных решений при проектировании хозяйственных объектов и объектов нефтегазовой инфраструктуры на севере страны [2].

Вопросы картографирования термокарстовых озер рассматриваются в работах многих авторов [3, 4, 5]. Учитывая значительные площади, занятые многолетнемерзлыми породами и потенциальную опасность возникновения в их пределах различного рода проблем мерзлотно-экологического характера, привлечение для их изучения методов пространственного анализа, в том числе основанных на использовании ГИС-технологий и материалов дистанционного зондирования земли (ДЗЗ), может оказаться весьма эффективным.

Нами была предпринята попытка проанализировать особенности пространственного распределения термокарстовых озер в пределах Европейского Северо-Востока России с использованием инструментов ГИС-анализа на основе находящихся в свободном доступе геопространственных данных. В качестве базового программного обеспечения использовался ГИС-пакет QGIS-3.16 (Hannover), в котором проводились все расчеты и создавались итоговые картографические изображения. Для анализа было необходимо создать 2 рабочих векторных полигональных слоя.

Первый – это слой озер. Для его формирования были подобраны и оценены находящиеся в открытом доступе слои с озерами `gis_osm_water_a_free` (OpenStreetMap), `RUS_water_areas_dcw` (ESRI), `Large_lakes` (ESRI) и ряд других. Из них формировались

выборки, в которых на основе данных ДЗЗ (Yandex Satellite, Google Satellite, скаченные и обработанные снимки Landsat-8) проводилась верификация и корректировка геометрии объектов слоя (Processing Toolbox → Vector geometry → Fix geometries). В результате был сформирован единый рабочий слой озер.

Второй необходимый слой – слой речных бассейнов на исследуемый регион. Объекты этого слоя использовались как территориальные единицы картографирования и стали основой для расчета основных количественных показателей, характеризующих распространение карстовых озер в регионе. В качестве этого слоя использовался векторный слой речных бассейнов, подготовленный сотрудниками Казанского Федерального университета в рамках проекта «Речные бассейны Европейской России» (<https://kpfu.ru/ecology>). Слой содержит в качестве полигональных объектов более 50 000 речных бассейнов малых рек, имеющих среднюю площадь 71 кв. км и охватывает более 4 млн кв. км. В атрибутивной таблице слой содержит около 40 характеристик для каждого объекта. Из этого слоя был сформирован рабочий слой бассейнов, попадающих в анализируемую зону распространения многолетнемерзлых пород.

Далее было необходимо для каждого речного бассейна рассчитать показатель озерности (% площади бассейна, занятой озерами) и определить количество озер в его пределах (условно «густота озерной сети»). Алгоритмы расчета этих показателей для выбранных территориальных единиц картографирования (речных бассейнов), основывались в первую очередь на использовании инструмента Layout manager.

Совместный анализ двух сформированных рабочих слоев включал:

- дополнение атрибутивных данных слоя озер новой информацией в виде дополнительного поля ID, указывающего на принадлежность каждого объекта к тому или иному бассейну; для этого использовалась функция объединения по признаку Intersect (Vector → Geoprocessing tools → Intersect);

- далее для слоя озер создавалось новое поле Sarea и программным способом рассчитывалась площадь каждого озера;

- для решения задачи оверлея пересечения и суммирования площадей озер использовался специально подключенный модуль Dissolve with stats, с помощью которого была проведена работа по унификации озер на основании ID бассейнов и рассчитывались мульти-площади озер по каждому уникальному ID бассейна;

- для подсчета количества озер в бассейнах были сначала рассчитаны центроиды полигональных объектов (т.е. озер); изменение геометрии слоя осуществлялось с помощью функции Centroids (Vector → Geometry tools → Centroids); затем в каждом отдельном бассейне подсчет точек проводился с использованием функции Count Points in Polygon (Vector → Geometry tools → Count Points in Polygon);

- для расчета озерности речных бассейнов использовались калькулятор полей, с помощью которого рассчитывались соотношения мульти-площадей озер по каждому уникальному ID бассейна и площадей самих бассейнов по формуле: $ozernost = (SareaA * 100) / AREA$, где SareaA – мультиплощадь озер, а AREA – площадь бассейнов.

Результатом проведенных расчетов и визуализации полученных данных стали две приведенные ниже карты (рис. 1, 2).

Северо-востока Европейской части России

Анализ полученных карт показывает, что распределение озер в пределах района исследования весьма неравномерно. Так, количество озер, приходящееся на речной бассейн максимально для долины и дельты р. Печора, центральной части Малоземельской и Большеземельской тундры (от 20 и до более чем 40 озер на речной бассейн). Распределение показателя озерности иное. Так, в районе Малоземельской тундры он незначителен, несмотря на большое количество озер в пределах каждого бассейна. Однако, это большей частью маленькие озера (диаметром 0,1-1,2 км), которые в общей сложности обеспечивают показатель озерности в пределах бассейна не более 0,7-5 %. В районе Варандея и Хорей-Вера показатели озерности высокие (иногда до 50 % и более) как и показатели густоты озерной сети, что

объясняется преобладанием средних и больших по площади озер (диаметром 2-5 км). В долине Печоры высокий показатель озерности скорее обусловлен огромным числом озер небольшого размера. Полученные результаты вполне согласуются с данными, приводимыми в работах В. И. Кравцовой [3], посвященных особенностям распределения разной величины термокарстовых озер в зоне вечной мерзлоты.

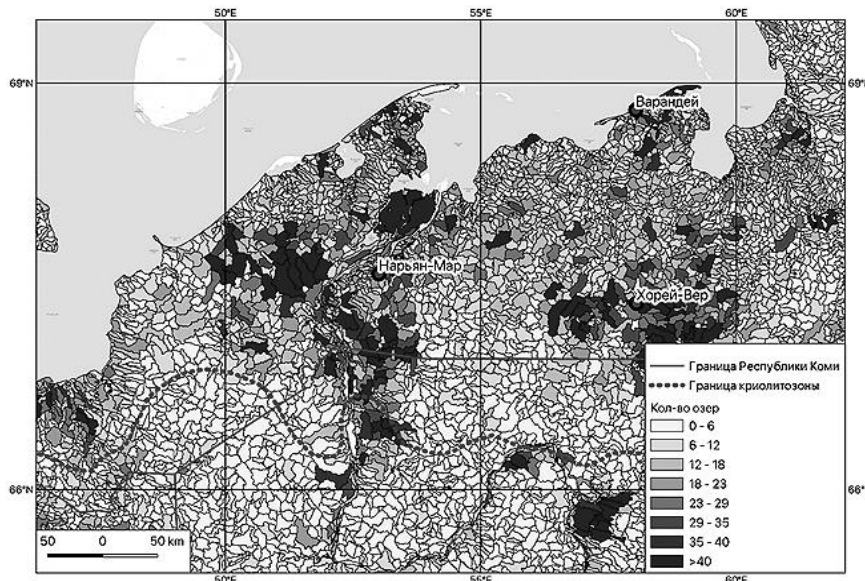


Рисунок 1 - Количество озер в пределах речных бассейнов малых рек

Северо-востока Европейской части России

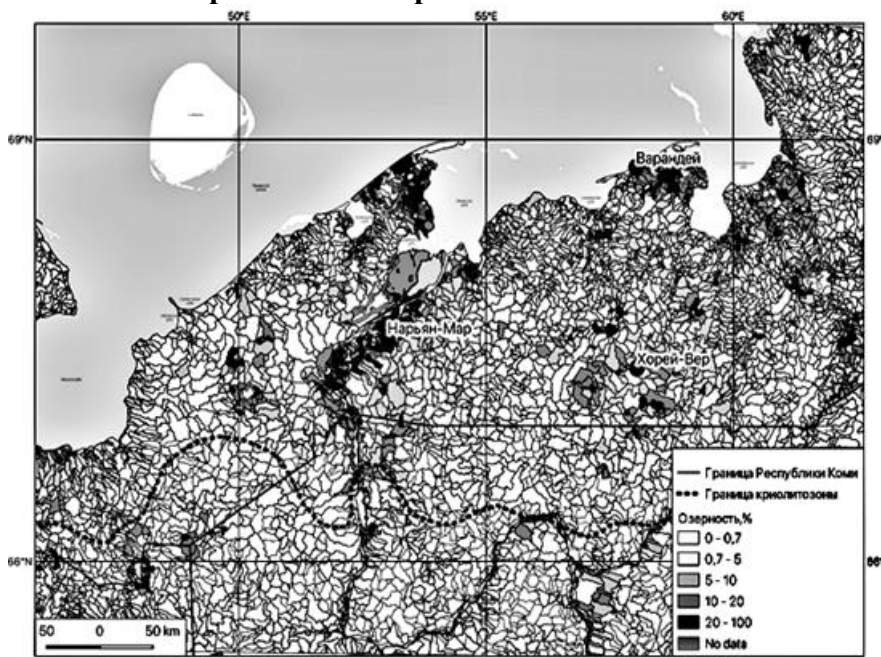


Рисунок 2 - Озерность речных бассейнов малых рек

Полученные карты могут быть полезны для принятия оптимальных и экономически обоснованных инженерных решений при проектировании хозяйственных объектов и объектов нефтегазовой инфраструктуры в рассматриваемом регионе.

Библиографический список:

1 О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года. [Электронный ресурс] : указ Президента РФ от 26.10.2020 № 645 // Справочно-правовая система КонсультантПлюс.

- 2 Кирикова Н. С., Осадчая Г. Г. К вопросу о вероятности развития термокарста в Тимано-Печорской провинции / Инженерно-геологическое изучение термокарстовых процессов и методы управления ими при строительстве и эксплуатации сооружений (ИГК-98). – С-Петербург : ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. – 1998. – С. 32-35.
- 3 Кравцова В. И. Распространение термокарстовых озер в России в пределах зоны современной мерзлоты // Вестн. Моск.ун-та. – Сер. 5. География. – № 3. – 2009. – С. 33-42.
- 4 Измайлова А. В., Корнеев Н. Ю. Озерность территории Российской Федерации и определяющие ее факторы // Водные ресурсы. – Т.47. – № 1. – 2020. – С. 16-25.
- 5 Пижанкова Е. И., Гаврилов А. В., Родионова Т. В., Спиридонов В. А. Оценка динамики термокарстовых озёр на основе их морфоструктурной принадлежности// Сборник материалов конференции «ИнтерКарто. ИнтерГИС». – М : Издательство Издательский дом МГУ (Москва), 2017. – Том 23. – С. 428-439.

УДК 347.249(091)

Правовые проблемы доступа к месторождениям нефти и газа в Арктике

Иванова В.А.

Мурманский арктический государственный университет, г. Мурманск

Как указано в Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года Арктическая зона обеспечивает добычу более 80 процентов горючего природного газа и 17 процентов нефти (включая газовый конденсат). При этом континентальный шельф Арктики содержит 85,1 трлн. куб. метра горючего природного газа, 17,3 млрд. тонн нефти (включая газовый конденсат) и является стратегическим резервом развития минерально-сырьевой базы России [1]. В соответствии с Долгосрочной программой развития производства сжиженного природного газа его производство на Арктическом шельфе может быть начато на Штокмановском месторождении после 2030 года при условии роста цен на энергоресурсы. Вместе с тем ведущими проектами по добыче газа на шельфе могут стать Русановское и Ленинградское месторождения. В настоящее время в Арктическом регионе добыча сжиженного природного газа ведется в Ямало-Ненецком автономном округе на проекте «Ямал СПГ» на базе Южно-Тамбейского месторождения природного газа [2].

Освоение месторождений нефти и газа в Арктике сопряжено с необходимостью совершенствовать действующую законодательную базу о недропользовании.

В соответствии с пунктом 2 статьи 9 Конституции Российской Федерации земля и другие природные ресурсы могут находиться в частной, государственной, муниципальной и иных формах собственности. Право собственности согласно статье 209 Гражданского кодекса Российской Федерации состоит из трех правомочий, а именно: право владения, право пользования и право распоряжения.

Именно эти три правомочия, образуя право собственности, в отношении земли, недр, водных и других природных ресурсов принадлежат совместно Российской Федерации и ее субъектам.

Так, статьей 1.2 Закона «О недрах» установлено, что недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, являются государственной собственностью.

Участки недр не могут быть предметом купли, продажи, дарения, наследования, вклада, залога или отчуждаться в иной форме, но они могут быть предоставлены государством в пользование на условиях лицензии или соглашения о разделе продукции.

Добытые из недр полезные ископаемые и иные ресурсы могут находиться в собственности государства, частной и иных формах собственности.

В этой связи, В.А. Удинцев отмечал, что недра изъяты из хозяйственного оборота, поэтому не могут принадлежать собственнику земли. Исторически сложилось, что концессия недр производна от регального права государства на все недра, а отвод поверхности стал актом частного права, не переставая быть таким даже в случае принудительного отчуждения земельного участка. На основании регального права государство предоставляет в пользование поверхность земли и в употребление недр. При этом первое правомочие служит второму, то есть употреблению недр. Право пользования земельным участком возникает по соглашению с собственником земли, а второе из разрешения государства на употребление недр, источником первого является частная собственность, а второго – регалия. Отвод поверхности создает вещное право пользование, а концессия недр является лишь согласием государства на оккупирование не существующих пока в обороте и, поэтому никому не принадлежащих ископаемых. Употребление недр, как совершенно чуждое по своей природе пользованию поверхности, исторически не входило и не может входить в качестве составной части в пользование поверхности [3].

Итак, законодательством установлена исключительная государственная собственность на недра, возможность получения права пользования участками недр и любая форма собственности на добытые (извлеченные из недр) полезные ископаемые.

В соответствии со статьей 1.2 Закона «О недрах» государственной собственностью являются недра, расположенные в границах территории Российской Федерации, тогда как статьей 2 Закона «О недрах» в государственный фонд недр включены блоки недр и неиспользуемые части недр в пределах территории Российской Федерации и ее континентального шельфа.

Исследователи разъясняют, что законодательство о континентальном шельфе привело к увеличению объемов объектов прав государственной собственности за счет включения естественных богатств континентального шельфа. По мнению В.В. Петров, правомочия государства в отношении недр распространяются и за пределами территории России на ее континентальный шельф, то есть право собственности на природные ресурсы не обязательно должно быть связано с их местонахождением в пределах сухопутных государственных границ [4].

По мнению Н.А. Сыроедова, все природные богатства поверхности и недр шельфа в самом широком смысле являются собственностью государства, а какие-либо его части не могут быть ничейными (*res nullius*) или общей собственностью (*res communis*) государств, физических или юридических лиц. Будучи составной частью недр, полезные ископаемые не могут охраняться государством изолировано от той среды обитания, в которой они находятся.

Как отмечает А.Н. Вылегжанин, несмотря на различия международно-правового режима недр в пределах государственной территории на суше и на континентальном шельфе, арктические государства создают единые законодательные предписания о регулировании пользования такими недрами.

Таким образом, статью 1.2 Закона «О недрах» в части территории залегания недр, на которую распространяется право собственности государства следует трактовать в самом широком смысле, не ограничивая ее сухопутной территорией.

И.А. Ильин писал, что право в субъективном смысле не ограничивается только правом субъекта как мерой возможного поведения, а включает в себя и юридические обязанности [5]. Так, государство выполняет охранительную и регулятивную функции в отношении недр. В соответствии со статьей 35 Закона «О недрах» государственное регулирование отношений недропользования осуществляется посредством управления, лицензирования, учета и государственного контроля (надзора).

С другой стороны, и право пользование недрами включает и права и обязанности. Г.С. Башмаков отмечал, что недропользователи несут обязательства перед государством, как собственником недр, пользоваться недрами в соответствии с целями, для которых они предоставлены.

Статьей 6 Закона «О недрах» предусмотрены следующие виды пользования недрами: региональное геологическое изучение недр; геологическое изучение, включающее поиски и оценку месторождений полезных ископаемых; разведка и добыча полезных ископаемых и другие.

В соответствии со статье 10.1 Закона «О недрах» права пользования участками недр федерального значения в Арктической зоне Российской Федерации возникают на основании решения Правительства Российской Федерации:

- для геологического изучения без проведения аукциона;
- для разведки и добычи полезных ископаемых, включая геологическое изучение по совмещенной лицензии, по результатам аукциона;
- для разведки и добычи полезных ископаемых на континентальном шельфе без проведения аукциона;
- для разведки и добычи полезных ископаемых при установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению недр такого участка.

В отношении недр континентального шельфа Арктики статьей 9 Закона «О недрах» и статьей 12 Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ установлены специальные требования к недропользователям:

1. Юридическое лицо должно быть зарегистрировано в соответствии с законодательством Российской Федерации;
2. Опыт работы по освоению участков недр континентального шельфа России должен составлять не менее пяти лет;
3. Прямое или косвенное участие российского государства в уставном капитале должно быть более 50 процентов.
4. Для освоения шельфовых месторождений газа организация должна быть собственником Единой системы газоснабжения или собственником региональной системы газоснабжения. Собственником Единой системы газоснабжения является ПАО «Газпром», а собственником региональной системы газоснабжения – ПАО «НК Роснефть».

В соответствии со статьей 11 Закона «О недрах» предоставление недр в пользование оформляется лицензией. На освоение месторождений континентального шельфа постановлением Правительства Российской Федерации от 08 января 2009 года № 4 установлен заявочный порядок оформления прав пользования. В указанном постановлении прописаны требования к заявке на получение лицензии и основания для отказа в ее выдаче.

Статьей 31 Федерального закона «О континентальном шельфе» установлено, что освоение нефти и газа континентального шельфа могут проводиться только при наличии положительного заключения государственной экологической экспертизы.

План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов является одним из объектов государственной экологической экспертизы. Требования к содержанию данного плана предусмотрены постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2020 года № 2366.

Исходя из смысла статьи 39 Федерального закона «О континентальном шельфе» в случае возникновения морских аварий, в том числе при освоении месторождений нефти и газа континентального шельфа и при транспортировке добытых минеральных ресурсов государством в соответствии с нормами международного права принимаются меры в целях защиты побережья Российской Федерации или связанных с ним интересов (включая рыболовство) от загрязнения или угрозы загрязнения.

Международно-правовая защита морской среды от загрязнения осуществляется на основании Конвенции ООН по морскому праву, Конвенции по предотвращению загрязнения моря сбросами отходов и других материалов 1972 года, Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов 1973 года и Протокола 1978 года (МАРПОЛ-73/78), Международной конвенции о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью 1969 года (в редакции Протокола 1992 года), Международной конвенции по обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью, борьбе с ним и сотрудничеству 1990 года и др.

В соответствии со статьей 32 Федерального закона «О континентальном шельфе» оценка соблюдения обязательных требований в области охраны окружающей среды на континентальном шельфе, установленных международными договорами Российской Федерации, настоящим Федеральным законом и принимаемыми в соответствии с ним иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, осуществляется в рамках федерального государственного экологического контроля (надзора) в соответствии с Федеральным законом от 10 января 2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и федерального государственного контроля (надзора) в области рыболовства и сохранения водных биологических ресурсов. В свою очередь статьей 32 Федерального закона «Об охране окружающей среды» предусмотрено, что оценка воздействия на окружающую среду проводится в отношении планируемой деятельности по освоению месторождений континентального шельфа. Требования к оценке воздействия на окружающую среду определены приказом Минприроды России № 999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду».

Таким образом, законодательством установлены специальные требования к деятельности по освоению месторождений континентального шельфа, в том числе к разведке и добыче минеральных ресурсов, квалификации работников, плану предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, соблюдению международных договоров.

Вместе с тем, как отмечают представители ведущих нефтегазовых компаний ПАО «Газпром», ПАО «НК Роснефть» и ПАО «Лукойл» основными проблемами для работы на континентальном шельфе и недостаткам действующего законодательства о недрах являются следующие:

1. Низкая цена на нефть. По мнению специалисты компании ПАО «Лукойл», добыча нефти и газа на континентальном шельфе Арктики может быть рентабельна при цене на нефть в размере 80-120 долларов США за баррель.

2. Нехватка буровых платформ. В связи с действующими санкциями США и ЕС российские компании не могут закупить иностранное высокотехнологическое оборудование для работы на континентальном шельфе. Более того, как считают эксперты нефтяная отрасль находится в кризисе, сокращается бюджет нефтяных компаний на экологические мероприятия и проекты, а также на разработку оборудования и внедрения новых технологий в процессы геологоразведки и добычи нефти и газа. Вместе с тем, Россия имеет опыт создания высокотехнологических морских установок, таких как морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная».

3. Недостаточное налоговое стимулирование. Специалисты считают, что введение специальных налоговых режимов: налога на дополнительный доход и налога на финансовый результат будет способствовать увеличению рентабельности добычи нефти и газа на месторождениях континентального шельфа. Налог на дополнительный доход применяется с 2019 года. Данный налог был введен для увеличения коэффициента извлечения нефти и, соответственно, увеличения добычи на месторождении.

В соответствии с пунктом 1 статьи 333.43 Налогового кодекса Российской Федерации налогоплательщиками налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья признаются организации, осуществляющие виды деятельности по освоению участков недр в целях добычи углеводородного сырья, и являющиеся пользователями недр на основании лицензий, на участках недр, расположенных в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, Ненецкого автономного округа, севернее 65 градуса северной широты в границах Ямало-Ненецкого автономного округа. В отношении месторождений континентального шельфа Арктики налог на дополнительный доход не применяется.

Законопроект о введении налога на финансовый результат в нефтяной отрасли был внесен в 2015 году в Государственную Думу Российской Федерации, но принят не был.

4. Важной проблемой является соблюдение требований по ликвидации разливов нефти в Северном Ледовитом океане. Эксперты указывают на необходимость совершенствовать систему государственного и местного самоуправления, прописать четкие стандарты по производству, хранению и транспортировке нефти, а также определить меру ответственности за разлив нефти в Арктике.

В соответствии с Законом «О недрах» на условия соглашения о разделе продукции пользователями недр федерального значения могут выступать юридические лица с участием иностранных инвесторов. Данная форма сотрудничества успешно применяется при освоении месторождений Субарктики - острова Сахалин. Первое соглашение о разделе продукции было заключено в 1994 году между Россией в лице Правительства Российской Федерации и администрации Сахалинской области и нефтегазовой компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.».

Вместе с тем, иностранные исследователи выделяют следующие недостатки законодательства о соглашениях о разделе продукции:

1. Законодательное регулирование соглашений о разделе продукции недостаточно включает технические и правовые наработки, такие как современные возможности транспортировки сжиженного природного газа.

2. Механизмы государственной гарантии инвестора, предусмотренные Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции», являются недостаточными. Стороны могут включить в соглашение оговорку о рентабельности проекта.

3. Сложный порядок получения права пользования недрами на условиях соглашения о разделе продукции, предусматривающий проведение аукциона на право заключения соглашения; утверждение соглашения отдельным федеральным законом на пользование участками недр континентального шельфа и (или) в исключительной экономической зоне России.

4. Законодательством о соглашениях о разделе продукции не предусмотрено штрафных санкций за невыполнение инвестором требований по привлечению работников – граждан Российской Федерации и использованию оборудования, комплектующих изделий и материалов российского происхождения. Индивидуальных обязательств в этой связи не возникает.

5. Возможность выбора применимого права, помимо российского права, возникает только в случае заключения соглашения относительно участка недр, находящегося на континентальном шельфе и (или) в исключительной экономической зоне России;

6. Прямой раздел продукции является непривлекательным для иностранного инвестора. Доход, полученный инвестором от прибыли продукции, не подпадает в стране инвестора под действие законодательства об избежании двойного налогообложения, что приводит к двойному налогообложению прибыли инвестора [6].

На основании вышеизложенного, в рамках решения правовых проблем доступа к нефтегазовым месторождениям Арктики можно говорить о необходимости принятия таких мер, как актуализация действующего законодательства о недрах, совершенствование мер налогового стимулирования, а также государственная поддержка импортозамещения оборудования на законодательном уровне.

Библиографический список:

1. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <http://static.kremlin.ru/media/events/files/ru/J8FhckYOPAQQfxN6Xlt6ti6XzpTVAvQy.pdf> (дата обращения: 19.08.2021).
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16 марта 2021 г. № 640-р [Электронный ресурс]. URL: <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxb6sdFc2npEPAd7SE.pdf> (дата обращения: 19.08.2021).
3. Удинцев В.А. Посессионное право. Киев: типография Императорского Университета св. Владимира В.И. Завадского, 1896. С. 72-90.
4. Петров В.В. Право государственной собственности на объекты природы. В кн. Правовая охрана природы СССР. С. 90.
5. Ильин И.А. О сущности правосознания. – М., 1993. С. 33.
6. Рат Йоханнес. Соглашения о разделе продукции: анализ правового регулирования отношений в сфере реализации в Российской Федерации. М.: Вольтерс Клувер, 2008. С. 223-224.

УДК 542.06 / 66.091

Разработка технологии регенерации наночастиц магнетита в цикле очистки нефтезагрязненных вод на нефтяных месторождениях Республики Коми

Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А.

Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта

В нефтедобывающей промышленности добыча нефти из скважин производится с сопутствующим извлечением пластовых вод. На старых месторождениях обводнение добываемой продукции может достигать 90%. Зачастую в промысловых условиях используют резервуары отстойники, в которых со временем происходит самопроизвольное отделение эмульгированной нефти от воды. Но этот метод не эффективен в отношении эмульсий с высокой степенью дисперсности. Дополнительным осложнением является наличие в составе нефти природных поверхностно-активных веществ, таких как асфальтены и смолы, выполняющих роль стабилизатора водонефтяной эмульсии. Асфальтены представлены полициклическими структурами, содержащими гидрофильные заместители (например, карбоксильные, карбонильные или меркаптогруппы), то есть имеют дифильный характер. Эти молекулы склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур. Образуя на поверхности нефтяных капель тонкий слой, они препятствуют процессу коалесценции.

Такие тонкодисперсные водонефтяные эмульсии не пригодны для вторичного использования в технологических процессах и представляет экологическую опасность для окружающей среды. Процедура разбавления пластовой воды с использованием вод из наземных водоемов для доведения содержания нефти до необходимой ПДК не решает проблему.

Таким образом, по-прежнему актуальным является вопрос о внедрении новых технологий очистки пластовых вод от нефтепродуктов. Они должны быть достаточно эффективны, экологически безопасны и экономически оправданы.

В ходе экспериментальной работы, результаты которой представлены в публикациях [1, 2], установлена высокая эффективность извлечения эмульгированной нефти из загрязненной воды в неоднородном магнитном поле после обработки водонефтяной эмульсии наночастицами магнетита. Высокая удельная поверхностная энергия наночастиц позволяет им агрегироваться на поверхности нефтяных микрокапель. В неоднородном магнитном поле, создаваемом в сепараторе, частицы магнетита увлекают за собой эмульгированную нефть, вызывая ее направленное движение. Собранные магнитами нефть легко извлекается из воды в виде нефте-магнетитной массы.

Увеличения эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии позволяют добиться такие факторы, как: 1) регулирование массового отношения "нефть-магнетит" в зависимости от степени загрязнения воды; 2) дробление эмульсионных капель, что позволяет не только увеличить их удельную поверхность, но и количественное содержание; 3) увеличение времени контакта магнетита с загрязненной водой перед введением в магнитный сепаратор; 4) использование свежесаженного магнетита. Последний фактор обусловлен необходимостью стабилизации наночастиц, поскольку они склонны к агрегации [4]. В магнитных жидкостях стабилизация достигается добавлением ПАВ, в качестве которых используют жирные кислоты. Но от стабилизаторов, способных стать дополнительными компонентами загрязнения воды, пришлось отказаться.

К достоинствам предлагаемого метода очистки можно отнести следующее. Во-первых, метод достаточно мобилен, может быть реализован непосредственно на территории месторождения и адаптирован для любых объемов загрязненной воды. Во-вторых, узел очистки воды и регенерации магнитных частиц может быть встроены в уже имеющуюся схему оборотного водоснабжения. В-третьих, метод предполагает возможность регенерации очищающего реагента, что обеспечивает отсутствие отходов после очистки.

Для обеспечения замкнутого цикла нефте-магнетитную массу подвергают переработке, заключающейся в восстановлении рабочего материала, то есть магнетита, и повторного его

использования. Введение узла регенерации ферромагнитных наночастиц в технологическую схему позволяет оптимизировать три важных составляющих: экологическую, экономическую и техническую. Последовательность операций в узле регенерации может быть представлена схемой (рис. 1) [3].

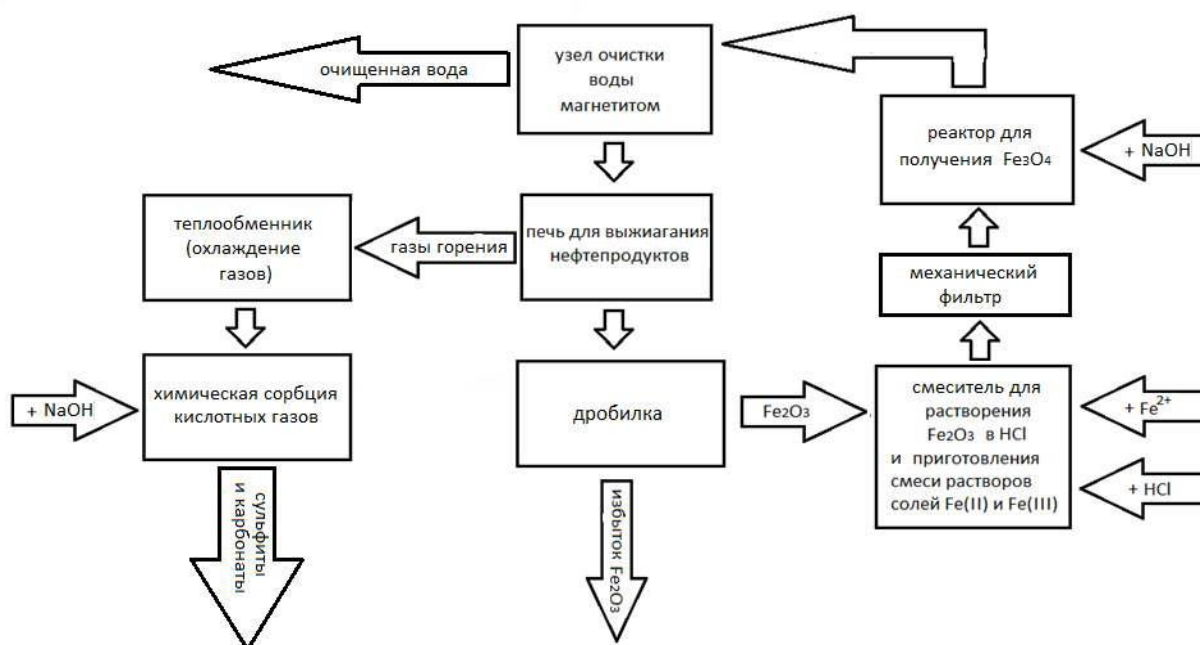


Рисунок 1 - Узел регенерации ферромагнитных наночастиц в технологической схеме очистки воды от эмульгированной нефти

Осаждение магнетита осуществляют подщелачиванием раствора, содержащего смесь солей железа (II, III) в эквимольных соотношениях. В качестве основной химической реакции для получения наночастиц изначально использовали метод Рене Массарта, основанный на использовании для осаждения гидрата аммиака. Однако, с практической точки зрения, использование раствора аммиака имеет существенные недостатки: опасность производства при работе с аммиаком и связанные с этим меры предосторожности; образование солей аммония, являющихся дополнительным загрязнителем воды; особенности транспортировки (реагент поставляется в виде жидких растворов с относительно низкой концентрацией основного вещества); высокая стоимость аммиака по сравнению с другими возможными осадителями. Поэтому вместо гидрата аммиака было испытано несколько щелочных растворов, среди которых оптимальные характеристики показал гидроксид натрия NaOH.

Была проведена сравнительная оценка эффективности очистки воды от нефти рабочими растворами магнетита, полученными по методу Рене Массарта и по методу осаждения гидроксидом натрия. Для чистоты эксперимента в исследовании использовали нефть двух месторождений, Усинского и Ярегского, с разными физико-химическими характеристиками. Степень загрязнения воды при приготовлении образцов была выбрана на основании обзора публикаций по соответствующей теме. Загрязненную воду с заданным содержанием нефти смешивали с рабочим раствором магнетита в определенном массовом соотношении. При помощи неодимового магнита извлекали нефте-магнетитную массу из воды. Очищенную таким образом воду исследовали на содержание остаточной нефти. Для измерений использовали однолучевой сканирующий спектрофотометр SQ2800 серии UNICO 280X с использованием толуола в качестве экстрагента методом экспресс-анализа, описанном в работе [5].

Сравнивая содержание остаточной нефти после очистки воды магнетитом, полученным двумя способами, можно заключить, что эффективность работы ферромагнитных наночастиц от замены осадителя не пострадала (табл. 1). Более того, результаты очистки воды от тяжелой ярегской нефти оказались даже лучше при использовании магнетита, полученного через осаждение гидроксидом натрия.

Таблица 1 – Сравнительные данные по результатам разделения водо-нефтяной эмульсии при помощи магнетита, полученного осаждением щелочью, и магнетита, полученного осаждением гидратом аммиака.

Загрязнитель и его содержание в воде до очистки	Соотношение нефть: магнетит, масс.	Содержание нефти в воде (мг/л) после очистки магнетитом, полученным через осаждение:	
		гидратом аммиака	гидроксидом натрия
Ярегская нефть (80 мг/л)	1:1	4,3	0,63
Ярегская нефть (80 мг/л)	1:2	2,5	0,17
Усинская нефть (20 мг/л)	1:0,5	6,2	2,6
Усинская нефть (20 мг/л)	1:1	5,5	2,5
Усинская нефть (20 мг/л)	1:2	3,4	2,55
Усинская нефть (20 мг/л)	1:3	2,04	1,65
Усинская нефть (20 мг/л)	1:4	0,64	1

Важно отметить, что разработанный метод получения ферромагнитных наночастиц не дает опасных отходов. Химические отходы, получаемые на разных стадиях регенерации, и способы их утилизации могут быть предложены следующие:

- сульфиты и карбонаты: не представляют экологической опасности; они могут быть использованы в качестве присадок для пощелачивания технологических жидкостей;
- избыточный оксид железа (III) (со временем происходит его наработка): может быть утилизирован как сырье для получения железа или для процессов электрокоагуляции;
- хлорид натрия: не является дополнительным поллютантом, учитывая фоновое содержание ионов натрия и хлора в минерализованных пластовых водах.

При выборе технологии приготовления рабочего раствора приоритетным фактором стал вопрос экологической безопасности и безопасности труда при работе с реагентами. По этим критериям проведена сравнительная характеристика гидрата аммиака и гидроксида калия (табл. 2). Учитывали такие показатели, как летучесть и связанное с этим дополнительное оборудование на рабочем месте, ПДК в воздухе рабочей зоны и ПДК в воде.

Таблица 2 – Сравнение токсичности реагентов-осадителей.

Критерий оценки	Используемый для осаждения раствор	
	Раствор аммиака	Раствор NaOH
Летучесть, ПДК в воздухе рабочей зоны	Гидрат аммония - летучий ПДК аммиака 20 мг/м ³	Не летучий ПДК не регламентируется
Особые условия на производстве для работы с реагентом	Требуется вытяжка	Нет
ПДК продуктов реакции осаждения магнетита в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования	Ионы аммония - 1,5 мг/л (по азоту)	Ионы натрия Na ⁺ - 200 мг/л
Достижение ПДК в воде в расчете на концентрацию полученного рабочего раствора магнетита для обработки загрязненной воды	Превышение ПДК в 7 - 52 раз	Не превышает значения ПДК

Произведена также экономическая оценка при замене аммиачного раствора в методе Массарта на гидроксид натрия (табл. 3). Сравнивая данные таблицы 3 следует учесть, что стадия осаждения с образованием наночастиц происходит при соблюдении ряда условий и является весьма чувствительной к примесям. Поэтому категория чистоты реагентов должна быть не менее, чем «ч.д.а.».

Из данных таблиц 2 и 3 очевидно, что оба показателя дают основание отдать предпочтение гидроксиду натрия.

Таблица 3 – Сравнение стоимости реагентов-осадителей.

Критерий	Раствор аммиака (гидрат аммиака, гидроксид аммония)	Гидроксид натрия
Форма поставки	Раствор с концентрацией аммиака не менее 25%	В сухом и растворенном виде
Стоимость (в расчете на кг рабочего вещества). Цены на сентябрь 2021 г.*	От 48 (техн.) до 480 (ч.д.а.) рублей/кг (в пересчете на чистое вещество)	От 46 (техн.) до 76 (ч.д.а.) руб/кг

Расчеты показывают, что с учетом технологических особенностей приготовления рабочего раствора магнетита и степени нефтяного загрязнения воды, один литр рабочего раствора позволит очистить до 120 л воды. Весовой анализ показал, что при помощи частиц магнетита из сильно загрязненной воды (более 100 мг/л) можно извлечь нефтепродукты, по массе превышающие сам магнетит в 1,5 - 2 раза. При этом степень очистки достигает 95%. Но при более низком содержании нефтепродуктов (8-50 мг/л) необходим кратный массовый избыток частиц магнетита [3]. Следовательно, в случае высокой степени загрязнения воды может быть рекомендовано использование двух стадий очистки с разным подходом к расходу рабочего раствора магнетита, поскольку, как показали предыдущие исследования авторов, существует обратная закономерность: чем выше содержание нефти в очищаемой воде, тем меньше требуется магнетита в расчете массового соотношения "нефть-магнетит".

Таким образом, разработана и опробована в лабораторных условиях технологическая цепочка по синтезу нестабилизированных ферромагнитных наночастиц для выделения нефтепродуктов из прямой водонефтяной эмульсии, исключая образование экологически опасных и (или) трудно утилизируемых отходов. Получаемый таким образом рабочий раствор магнетита не уступает по эффективности очистки магнетиту, полученному по методу Массарта, применяемому для производства магнитных жидкостей.

Кроме того, предлагаемая схема регенерации позволяет осуществить довольно гибкий подход к ее реализации. Модель и производительность устройства на каждом этапе регенерации магнетита может быть подобрана в соответствии с объемами и степенью загрязнения воды, а также с техническими возможностями и целями предприятия по утилизации побочных продуктов.

Библиографический список:

1. Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А. Исследование эффективности извлечения нефти из водонефтяной эмульсии при помощи ферромагнитных наночастиц // Научно-технический вестник Поволжья. – 2018. – №10. – С. 98-101.
2. Лютоев А. А., Ивенина И. В., Смирнов Ю.Г. Регенерация ферромагнитных наночастиц в ходе тонкой очистки воды от эмульгированной нефти // Рассохинские чтения: материалы международной конференции. В 2 ч. Ч. 2. – 2018. – С. 258-260.
3. Ивенина И. В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А., Истомина Е.И. Разработка технологии регенерации наночастиц магнетита в процессе очистки воды от эмульгированной нефти // Научно-технический вестник Поволжья. – 2018. – №7. – С. 24-28.
4. Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А., Истомина Е.И. Разработка технологии регенерации наночастиц магнетита в процессе очистки воды от эмульгированной нефти // Научно-технический вестник Поволжья, 2018, №7. – С.24-28.
5. Ивенина И. В., Смирнов Ю. Г., Лютоев А. А. Метод экспресс-анализа содержания остаточной нефти в воде [Электронный ресурс] /И. В. Ивенина, Ю. Г. Смирнов, А. А. Лютоев //Электронный научный журнал Ухтинского государственного технического университета "Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения". – 2018. – №2 (12). – С. 5-13. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35625389> (дата обращения: 10 сентября 2021 г.).

УДК 502.171

**Концептуальные подходы к управлению «углеродным следом»
при недропользовании в Арктике**

Калацкий А.Н.

Финансовый Университет при Правительстве Российской Федерации, г. Москва

Вопрос устойчивого развития Арктической зоны является одним из наиболее актуальных в настоящее время. В октябре 2021 года Указом Президента Российской Федерации была утверждена Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года (далее – Стратегия). В рамках данного документа были перечислены основные особенности Арктической зоны, которые определяют важнейшие аспекты социально-экономического развития региона, среди которых можно выделить следующие:

- высокая чувствительность экологических систем к внешним воздействиям;
- климатические изменения, способствующие возникновению как новых экономических возможностей, так и рисков для хозяйственной деятельности и окружающей среды.

Арктическая зона вносит существенный вклад в общий объём добычи полезных ископаемых на территории Российской Федерации. Согласно Стратегии, на регион приходится добыча более 80% природного газа, а также 17% нефти и газового конденсата.

Однако природопользование в Арктике сопряжено с определёнными опасностями, ключевой из которых является интенсивное потепление климата, темпы которого превышают средние по планете в 2–2,5 раза. Из-за повышения концентрации углекислого газа свойства атмосферы подверглись быстрым изменениям, что стало приводить к задерживанию солнечного тепла в атмосфере, вызвав тем самым увеличение средней температуры. Данный показатель вызывает серьёзную обеспокоенность как в самой Российской Федерации, так и в международных кругах, ведь проблема потепления не является изолированной, а распространяется на всю Землю.

Климатические риски в 2016 году были определены как ключевые на Всемирном экономическом форуме. По сей день проблема изменения климата вызывает серьёзную обеспокоенность мировой общественности, в связи с чем всё большему регулированию подвергаются сферы промышленности, связанные с эмиссией парниковых газов.

На сегодняшний день крупнейшим эмитентом парниковых газов является нефтегазовый сектор. По этой причине формирующееся регулирование как на национальном, так и на международном уровне, а также появляющиеся требования в сфере учёта и сокращения выбросов этих газов затрагивают компании, осуществляющие свою деятельность в данной сфере. Большое количество инициатив, связанных с сокращением так называемого карбонового следа, направлены на его измерение и сокращение. Сам карбоновый след представляет собой сумму выбросов и поглощений парниковых газов, которые выделяются в течение жизненного цикла единицы продукции.

В 2015 году на смену Киотскому протоколу, который предусматривал снижение выбросов парниковых газов странами-участницами, пришло Парижское соглашение, в рамках которого были сформированы три основных направления снижения карбонового следа:

- ведётся разработка национальных и межгосударственных программ низкоуглеродного развития, а также добровольных целевых показателей снижения выбросов CO₂;
- осуществляется реализация мер поддержки, направленных на снижение выбросов и увеличение поглощения парниковых газов;
- на различных уровнях формируются меры, призванные смягчить эффект от изменяющихся условий климата.

Как говорилось ранее, Арктическая зона имеет богатейший природный ресурс, добыча которого играет важную роль в экономике Российской Федерации. В связи с этим добыча полезных ископаемых должна сопровождаться не только бережным отношением к природе этих территорий, но и снижением объёма выбросов парниковых газов в атмосферу.

Ключевым моментом в вопросе пользования недрами Арктики является хрупкость арктической биосферы. Негативными факторами, нарушающими баланс стали постоянные негативные воздействия, ярким примером которых стала открытая добыча каменного угля, сопровождающаяся выбросами пыли с последующим осаждением на снежно-ледяном покрове прилегающих территорий, что, в свою очередь, ускоряет его таяние. Помимо постоянных выделяются аварийные воздействия на биосферу Арктической зоны. Так среди последних можно выделить аварию на ТЭЦ-3 в промышленном районе Норильска, повлекшую за собой разлив дизельного топлива.

Становится очевидной необходимость формирования концепций управления «углеродным следом» при недропользовании в Арктике, которые бы отвечали настоящим экологическим стандартам, а также принимали во внимание перспективные направления развития в данной области.

Концепция новой энергетической политики на территории российской Арктики должна быть сформирована на основе принципов энергоэффективности, национальной, экологической и промышленной безопасности. Но основой для реализации этих принципов должна быть политика разумного сочетания различных видов применяемых энергоносителей. На сегодняшний день принято разделять оценку «углеродного следа» на три категории:

- категория 1: прямые выбросы парниковых газов (например: предприятие напрямую выбрасывает парниковые газы при сжигании топлива);
- категория 2: косвенные энергетические выбросы (например: предприятие покупает электроэнергию на ТЭЦ, которая осуществляет эмиссию парниковых газов);
- категория 3: прочие косвенные выбросы (в данной категории учитывается какое количество энергии было затрачено на производственный процесс, включая производство, логистику и эксплуатацию единицы продукции).

В настоящее время в целях поддержания баланса энергетической системы принято применять так называемую модель «слоёного пирога», которая включает в себя 3 уровня:

- базовый
- верхний;
- промежуточный.

На базовом уровне данной модели находятся маломаневренные АЭС и угольные электростанции, на которые приходится от 10 до 20% энергобаланса региона. Данные источники энергии призваны обеспечить базовые потребности населения в электроэнергии. На верхнем уровне располагаются ветровые (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС). Ввиду нестабильности субъектов верхнего уровня (колебания скорости ветра, суточные, недельные и сезонные изменения инсоляции) их зачастую используют совместно с аккумуляторами, тем самым добиваясь сглаживания выдаваемой мощности.



Рисунок 1 - Стоимость энергии в российской Арктике

На сегодняшний день наиболее популярным топливом для энергетики Арктики является дизельное топливо. Ввиду логистических сложностей его стоимость превышает среднюю «на материке» в два-три раза. Также данный вид топлива является наименее экологичным, что сказывается на формировании карбонового следа производимой там продукции. Для снижения доли дизеля необходимо наращивать темпы использования альтернативных источников, таких как атомная энергетика, использование сжиженного природного газа (СПГ), различных возобновляемых источников, а также попутного нефтяного газа.

Государственная корпорация «Росатом» имеет ряд наработок в сфере расширения использования атомной энергетики в условиях Арктической зоны. Имеющиеся разработки «АТГОР», «Шельф» и «Ритм» позволят получать от 0,4 до 175 МВт мощности с одной установки. Также использование «мирного атома» снизит негативное воздействие на окружающую среду и позволит сократить «углеродный след», оставляемый производствами. Также использование подобных установок позволит значительно сократить стоимость электроэнергии. В сравнении с электростанциями на дизельном топливе стоимость электроэнергии снизится почти в 2,5 раза.

Одной из альтернатив дизельной электрогенерации становится солнечная энергетика. На сегодняшний день в Арктической зоне (Якутия и Чукотка) реализуется ряд проектов по строительству СЭС. Благодаря высоким требованиям по локализации к проектам ВИЭ в России, оборудование (солнечные панели, накопители энергии) адаптируется ведущими российскими компаниями для работы в арктической зоне. В то же время стоимость производимой на СЭС электроэнергии в 6 раз ниже дизельных аналогов. Использование солнечных парков для производства электроэнергии значительно снижает «углеродный след», тк данный тип производства не осуществляет эмиссии двуокиси углерода в атмосферу.

Перспективным является использование в Арктике ветряной энергетики. Производимые на территории России ветроагрегаты мощностью от 2,5 до 4,2 МВт при дальнейшей модернизации для арктических условий могут сформировать устойчивую систему электрогенерации, имеющую крайне высокие показатели экологичности.

Пункт 15м Стратегии развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года, утвержденной Указом президента РФ №645 от 26 октября 2020 года, предусматривает «обеспечение рационального использования ПНГ в целях минимизации его сжигания». Наличие и необходимость утилизации попутного газа при добыче нефти является серьезной проблемой для нефтедобывающих компаний. В качестве основного варианта использования ПНГ рассматривают его переработку в синтетическую нефть и дальнейший ее вывод с месторождений через нефтяную инфраструктуру. В то же время ПНГ активно используется для выработки тепла и электроэнергии, также перспективно создание технологий и небольших установок по получению из ПНГ дизельного топлива для заправки автотранспорта.

Развитие низкоуглеродной электроэнергетики является одной из ключевых задач мировой общественности в наше время. Следование принципам бережного отношения к окружающей среде позволит в дальнейшем если и не избежать, то значительно снизить негативный эффект глобального потепления. Как говорилось ранее, биосфера Арктической зоны является крайне уязвимой для воздействия на неё антропогенных факторов, и немаловажным аспектом развития этого региона является снижение степени влияния человека на её экосистему. В этом процессе важна разработка концепций по управлению «углеродным следом», которая позволит нивелировать негативное влияние промышленной деятельности человека.

Библиографический список:

1. Отчет предупреждает, что Арктика нагревается в три раза быстрее, чем планета. URL: <https://phys.org/news/2021-05-arctic-faster-planet.html> (дата обращения: 07.09.2021)
2. Планы на выброс // Российская газета URL: <https://rg.ru/2020/07/28/kak-evropejskijuglerodnyj-sbor-povliiaet-na-eksport-iz-rossii.html> (дата обращения: 06.09.2021)
3. Напали на углеродный след // Журнал "Эксперт" URL: <https://expert.ru/expert/2020/43/napali-na-uglerodnyj-sled/> (дата обращения: 06.09.2021).
4. Какой может стать новая энергетика Арктики? // <https://kislrod.life> URL: https://kislrod.life/opinions/kakoy_mozhet_stat_novaya_energetika_arktiki/ (дата обращения: 07.09.2021).
5. Г.В. Алексеев, В.Ф. Радионов, Е.И. Александров, Н.Е. Иванов, Н.Е. Харланенкова Изменения климата Арктики при глобальном потеплении // Проблемы Арктики и Антарктики. 2015. №№ 1 (103).

УДК: 631.415.1(470.13)

Влияние промышленного города на содержание загрязняющих веществ в донных отложениях реки в условиях СевераКряжева Е.Ю.¹, Лаптева Е.М.², Мачулина Н.Ю.¹*1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта,**2 - Институт биологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар*

Устойчивое развитие территории немислимо без сохранения окружающей природной среды, нагрузка на которую резко возрастает в промышленных районах. На Севере проблемы сохранности природных систем и оценки их качества особенно актуальны, поскольку их резерв устойчивости существенно снижен в виду специфики природно-климатических факторов [1]. Особую тревогу вызывают процессы химического загрязнения среды, обусловленные нарушением природного баланса элементов и веществ, что особенно ярко проявляется на границах разных сред – в природных депонирующих образованиях, к числу которых относятся донные отложения различных водоемов, аккумулирующие поллютанты, поступающие в них с прилегающих территорий [2,3]. Наиболее интенсивны подобные явления в промышленных городах, являющихся местом концентрации всего комплекса антропогенных источников химического загрязнения окружающей среды.

Цель данной работы заключалась в определении влияния города Ухта на содержание загрязняющих веществ в донных отложениях реки Ухта.

Ухта – небольшой промышленный город в центральной части Республики Коми, основу экономики которого формируют предприятия нефтегазового сектора, а также машиностроения и стройиндустрии. Городская территория Ухты расположена в междуречье одноименной реки и ее левого притока – реки Чибью. Река Ухта протяженностью 199 км берет свое начало на возвышенностях Тиманского кряжа и впадает в реку Ижма несколько ниже по течению относительно города Сосногорск. Вода в реке Ухта имеет гидрокарбонатно-сульфатно-кальциевый состав, в летнюю межень минерализация увеличивается до 600 и более мг/дм³ и сопровождается значительным повышением концентрации ионов хлора и натрия [4].

Для реализации поставленной цели в июле 2018 года произведен отбор проб донных отложений [5] реки Ухта в точках соответствующих разному уровню антропогенной нагрузки – всего 4 точки. Образцы исследовали в экоаналитической лаборатории Института биологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН в соответствии с аттестованными методиками [6–8] на содержание тяжелых металлов (Zn, Cd, Cu, Co, Ni, Fe, Mn, Cr, Mo, V, Sr, Pb, Hg, Ba), мышьяка (As) и нефтепродуктов. Ввиду отсутствия в настоящее время федеральных нормативов предельно допустимого содержания поллютантов в донных отложениях водоемов, оценку уровня их загрязнения в реке Ухта проводили путем сравнения с контрольным образцом (определяли коэффициенты концентрации – отношение экспериментального значения к контрольному), отобранным в районе деревни Веселый Кут – в 35 км выше по течению от города Ухта. С целью определения уровня опасности углеводородного загрязнения исследуемых проб для экосистемы реки использовали региональные нормативы предельного содержания нефтепродуктов, разработанные для рек Ханты-Мансийского автономного округа [9] на основе данных, полученных методом биотестирования с использованием различных групп бентосных организмов [10].

Анализ экспериментальных данных показал, что пробы донных отложений реки Ухта, отобранные в районе города (точки 1,2,3), характеризуются более высоким содержанием всех тяжелых металлов, As и нефтепродуктов по сравнению с контрольным образцом (Таблица). Наибольшие значения всех исследуемых показателей соответствуют точке отбора, находящейся в районе левобережного промышленного узла города (ЛПУ) – точка 3. Максимальные превышения в этой точке относительно контрольных параметров установлены для нефтепродуктов, Hg и As, минимальные – для Co и Cr. Наглядное представление о вкладе различных поллютантов в общий уровень загрязнения изученных образцов дают следующие ряды, построенные путем распределения исследуемых веществ в порядке уменьшения значений их коэффициентов концентраций:

для точки 1. – Hg, Cu, Zn, Pb, Sr, НП, Co, Cd, As, Cr, Ni, Mn, V, Ba, Fe, Mo;

для точки 2. – Pb, Sr, Mn, Cu, Zn, Cd, Co, Ba, As, Fe, V, Cr, Ni, НП, Hg, Mo;

для точки 3. – НП, Hg, As, Cu, Mo, Cd, Fe, Ba, Pb, Zn, Sr, Mn, V, Ni, Cr, Co.

Как видно из представленных рядов, в группу приоритетных поллютантов донных отложений в районе города Ухта следует отнести следующие: Hg, Cu, Pb, Zn, Sr, НП.

Таблица 1 – Коэффициенты концентрации загрязняющих веществ в донных отложениях реки Ухта в разных точках отбора относительно контрольного образца

Загрязнитель	1 Детский парк	2 бассейн "Юность"	3 ул. Заводская, ЛПУ
Fe	1,08	2,31	6,73
Mn	1,27	3,24	5,10
Zn	1,94	2,59	5,88
Cu	2,30	3,23	8,51
Pb	1,78	4,32	5,95
Cd	1,35	2,52	7,10
Ni	1,29	1,71	4,14
Co	1,35	2,40	2,50
Cr	1,32	1,90	3,39
Ba	1,11	2,39	6,11
Sr	1,57	3,29	5,86
V	1,13	1,97	4,48
Mo	1,00	1,00	7,13
As	1,33	2,33	9,17
Hg	3,75	1,00	13,00
НП	1,54	1,12	33,85

Оценка загрязнения исследуемых образцов нефтепродуктами [9,10] показала (Рисунок), что все пробы, в том числе и контрольная, характеризуются повышенным уровнем содержания углеводородов (выше предельно допустимого – 20 мг/кг, при котором сообщество бентосных организмов не претерпевает существенных изменений), а в промышленной зоне (точка 3) их содержание соответствует экстремально высокому показателю (критическому уровню), что может способствовать резкому угнетению донных организмов и существенным изменениям внутри их сообществ.

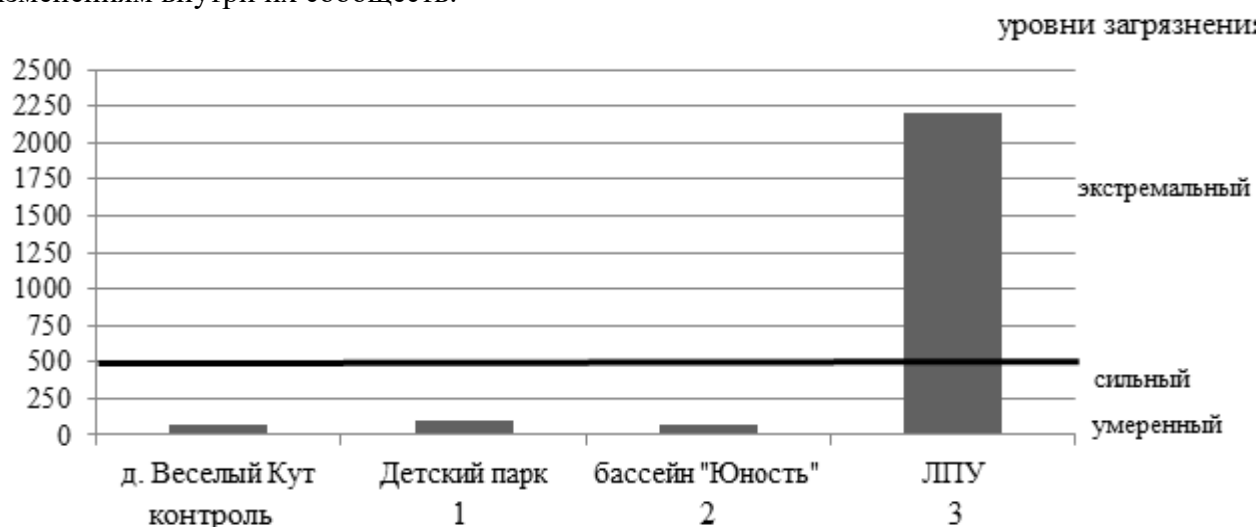


Рисунок 1 – Содержание нефтепродуктов (мг/кг) в донных отложениях реки Ухта и уровни их загрязнения

Таким образом, проведенные исследования позволяют заключить следующее: донные отложения реки Ухта в районе города Ухта характеризуются повышенным содержанием всех изученных веществ; наибольшие показатели по всем параметрам соответствуют промышленной зоне города, что свидетельствует о нарушении химического баланса и повышенной техногенной нагрузке; все изученные образцы по содержанию нефтепродуктов характеризуются как загрязненные – от умеренного до критического уровня.

Библиографический список:

1. Арчегова И.Б. Экологические основы природовосстановления на Севере : Учебное пособие / И.Б. Арчегова, А.Н. Панюков. – Ухта : Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2018. – 108 с.
2. Даувальтер В.А. Химический состав донных отложений субарктического озера под влиянием горной металлургии // Известия АН, серия географическая. – 2002. – №4 – С.65– 73.
3. Московиченко Д.В. Нефтепродукты в донных отложениях водных источников Ханты-Мансийского автономного округа // Вод. ресурсы. 2005. Т.32. №1. С. 85–89.
4. Атлас Республики Коми по климату и гидрологии / под ред. А.И. Таскаева – М.: Дрофа; ДиК, 1997. – 116 с.
5. ГОСТ 17.1.5.01-80 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к отбору проб донных отложений водных объектов для анализа на загрязненность.
6. ПНД Ф 16.1:2.3:3.11-98. Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений содержания металлов в твердых объектах методом спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой.
7. ПНД Ф 16.1:2.23-2000. Определение содержания ртути в почве, донных отложениях и горных породах.
8. ПНД Ф 16.1:2.2.22-98. Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органоминеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектрометрии.
9. Постановление об утверждении регионального норматива “Предельно допустимый уровень содержания нефти и нефтепродуктов в донных отложениях поверхностных водных объектов на территории Ханты-Мансийского автономного округа Югры” № 441- п от 10 ноября 2004 г. Ханты-Мансийск, 2004. 3 с.
10. Михайлова Л.В., Исаченко-Боме Е.А. Разработка и апробация норматива содержания нефти в донных отложениях поверхностных водных объектов // Вод. ресурсы. 2012. Т. 39. № 5. С. 530–542.

УДК 628.477.665.61 (470.13)

Технологии полезной утилизации отходов нефтегазового комплекса Тимано-Печорской провинции с целью устойчивого развития территории

Ланина Т.Д., Быков И.Ю.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация

В работе представлены технологии полезной утилизации высокоминерализованных попутных вод, сопровождающих добычу нефти, с получением товарных продуктов (перборат натрия, окись магния, карбонат лития), а также технологии утилизации различных фракций углеводородов, входящих в состав нефтешламов, при реализации которых может быть получено автомобильное топливо и строительный материал.

Ключевые слова: нефтепромышленные отходы, нефтешламы, пластовые воды, каталитический крекинг, капсулирование, бор, магний, литий, бром, йод.

Актуальность

Создание безотходных производственных процессов с замкнутым или оборотным технологическим циклом, позволяющим обеспечить экологичность нефтегазодобывающих процессов за счет перевода всех составляющих нефтегазопромышленных отходов в экологически безопасные или инертные вещества, а также дополнительного извлечения редких элементов из пластовых вод нефтяных месторождений, потребность в которых возрастает ежегодно, является актуальной задачей.

Современные технологии утилизации отходов нефтегазопромышленного комплекса предполагают физическое уничтожение полезного продукта. При этом возникают безвозвратные потери уже добытого минерального сырья, а сами процессы экологического обезвреживания (хранение отходов в открытых или закрытых сооружениях, сжигание в топках или на факелах) лишь частично снижают экологическую нагрузку. Земли, отведенные под строительство амбаров, выводятся из природопользования на долгие годы, здесь сокращается объем фитомассы, нарушается «пирамида продуктивности», возникают условия для перераспределения энергетических потоков и, как следствие, смена одних видов в биоценозе другими. Решением данной проблемы может стать создание предприятий по утилизации нефтепромышленных отходов, в том числе по переработке нефтешламов переменного состава.

Выбор метода переработки и обезвреживания нефтяных шламов зависит, главным образом, от количества и качества содержащихся в них нефтепродуктов. Переработка углеводородов с целью получения товарного продукта возможна методом ректификации для легких фракций углеводородов или методом каталитического крекинга для тяжелых фракций, при котором под влиянием высоких температур происходит распад высокомолекулярных углеводородов с образованием новых [1]. На лабораторной установке каталитического крекинга при температурах от 220 до 470°C был подвергнут обработке парафиносодержащий тяжелый остаток (ПТО) нефти после зачистки трубопровода ОАО «Северные магистральные нефтепроводы», в составе которого присутствовали высококипящие парафиновые углеводороды (до 40%), силикагелевые смолы (8%) и асфальтены (0,65%). В элементный состав компонентов входили также сера (0,1%) и тяжелые металлы (медь 0,000954%, цинк 0,001388%, свинец 0,000367%, никель 0,000403%, марганец 0,000249%). Масса легких фракций, выделившихся при обработке проб метаном, составила 24-30%, воздухом или пропаном – 40%. Продукты, полученные обработкой парафиновой фракции пропаном, могут быть подвергнуты дальнейшей переработке с применением катализатора, продуктами переработки которой будут бензин и ароматические углеводороды. Состав нефтешламов приведен в таблице 1.

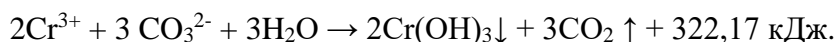
Таблица 1 - Состав нефтесодержащих отходов

Показатели	Значение, % масс.				
	ООО «Газпром трансгаз Ухта» (конденсатопровод)	ООО «РН- Северная нефть» (УПН «Баган»)	ООО «Газпром переработка» (Сосногорский ГПЗ)	ОАО «Северные МН» (трубопровод)	ООО «ЛУКОЙЛ УНП» (аварийный амбар)
асфальтены	0,1-0,15	1,19	6,22	0,65	1,12 - 2,32
смолы силикагелевые	0,2-0,3	16,99	3,43	7,58	12,52 - 15,5
парафины	32,1-41,8	1,90	23,87	40,35	0,84 - 2,23
масла	32,0-35,9	60,67	52,48	51,42	74,95 - 95
бензин	-	19,25	-	-	-
мехпримеси	18,0-25,8	1,73	13	-	2 - 37
вода	4,0-9,7	49	1	-	3 - 8

На предприятиях добычи и переработки нефти основным источником образования нефтешлама является зачистка резервуаров-отстойников, на дне которых накапливается осадок из асфальто-парафиновых отложений и механических примесей. Наиболее перспективным направлением утилизации подобных отходов является их экологическая нейтрализация методом химической упаковки в карбонатные водонепроницаемые капсулы [2]. Гранулометрический состав этих капсул позволяет использовать полученный материал в качестве инертных добавок к различным строительно-технологическим смесям (например, при цементировании скважин, при асфальтировании дорог и т.п.) или в качестве самостоятельных материалов для отсыпки (фундаменты, основания дорог и др.).

Присутствие в нефтешламах ионов тяжелых металлов увеличивает их класс опасности. Общепринятая технология обезвреживания сточных вод, содержащих тяжелые металлы, с переводом последних в нерастворимые соли, может быть адаптирована и для обезвреживания нефтяных шламов. Обезвреживание осадков, содержащих углеводороды и тяжелые металлы, методом капсулирования основано на переводе вредных веществ, находящихся в жидкой фазе в твердые порошкообразные соединения, обладающие биологической и химической инертностью. Выделяющийся углекислый газ играет положительную роль в процессе карбонизации обработанных образцов нефтешлама.

Взаимодействие растворимых солей тяжелых металлов (кроме *Ni*) с карбонат-ионом при нормальных условиях приводит к образованию трудно растворимых основных карбонатов или гидроксидов этих металлов с выделением углекислого газа:



Результаты исследований по выщелачиванию обезвреженных осадков, содержащих углеводороды и тяжелые металлы, бидистиллированной водой показали 100%-ную эффективность удаления загрязнителей. Апробация технологии проведена на образцах шлама, отобранных из ловушечных котлованов нефтедобывающего предприятия на Усинском нефтяном месторождении.

Другим видом отходов, образующихся при добыче нефти, являются попутные нефтяные воды, которые поступают из нефтяного пласта при извлечении углеводородного сырья. Попутные воды содержат в своем составе ряд полезных компонентов (литий, йод, бром, бор, цезий и др.), которые обладают высоким потребительским спросом в различных областях промышленности [3].

Минерализация попутных вод месторождений углеводородов Тимано-Печорской провинции изменяется в пределах от 66 до 240 г/л, при этом концентрации отдельных ионов превышают кондиционные и составляют: кальций 4,5 – 20,4 г/л; магний 0,7 – 3,2 г/л, бром 380 – 843 мг/л, йод 5,3 – 19 мг/л, бор 20 – 55 мг/л, литий 2,5 – 14 мг/л, калий до 1000 мг/л, стронций до 480 мг/л. Следовательно, пластовая вода, оказавшись на дневной поверхности как отход нефтедобывающего процесса, является источником дополнительного минерального сырья.

На примере нефтегазовых месторождений республики Коми разработана комплексная технологическая схема дополнительного извлечения редких элементов из пластовых вод. Пластовая вода после извлечения ценных компонентов может закачиваться в пласт для поддержания пластового давления.

Технология комплексной утилизации включает следующие стадии:

- очистка воды от нефтепродуктов и мехпримесей методом ультрафильтрации;
- экстракция бора аминифенолформальдегидными олимерами (раствором Яррезина Б в смеси с керосином и октанолом);
- осаждение гидроокиси магния известковым молоком;
- хемосорбция лития из пластовой воды сорбентами на основе гидроокиси алюминия;

- извлечение молекулярного йода;
- извлечение жидкого брома;
- нейтрализация.

Разработка технологии извлечения каждого минерального продукта рассматриваемой схемы заключается в химическом обосновании процесса, выборе технологических параметров, расчете и подборе технологического оборудования для всех этапов утилизации пластовых вод.

Для северных регионов с низкими среднегодовыми температурами наиболее целесообразным представляется использование сорбционных методов извлечения йода и брома из попутных вод с использованием полимерных сорбентов.

Вещества на основе брома широко применяются в основном органическом синтезе, бромид серебра $AgBr$ применяется в фотографии как светочувствительное вещество. Соединения брома используются для создания антипиренов — добавок, придающих пожароустойчивость пластикам, древесине, текстильным материалам, пентафторид брома используется как мощный окислитель ракетного топлива, 1,2-дибромэтан применяют как антидетонирующую добавку в моторном топливе. Растворы бромидов тяжёлых металлов используются как «тяжёлые жидкости» при обогащении полезных ископаемых методом флотации. Многие броморганические соединения применяются как инсектициды и пестициды. В медицине бромид натрия и бромид калия применяют как успокаивающие средства. Годовая потребность России в бrome оценивается в 20 - 25 тыс. тонн, при этом собственное производство не превышает 20% от общего объема. Дефицит брома удовлетворяется за счёт его импорта из Израиля, США, Индии и Китая.

Йод очень широко применяется в медицине, пары йода применяются в криминалистике, в галогеновых и металлогалогеновых дуговых лампах. Йод используется в литиево-йодных аккумуляторах для автомобилей, некоторые йодорганические соединения применяются для производства сверхмощных газовых лазеров на возбужденных атомах йода. В последние годы резко повысился спрос на йод со стороны производителей жидкокристаллических дисплеев. Дефицит йода в России по разрозненным данным составляет 900 - 1500 тонн в год, доля йода, выпускаемого предприятиями России, не превышает 4% от его потребления. Основными производителями йода в мире являются Чили, Япония и США.

Технология извлечения бора апробирована на полупромышленном противоточном ящичном экстракторе с использованием промышленного реагента Яррезин-Б для пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения, определены параметры фазового равновесия стадий экстракции и реэкстракции соединений бора. Экстракцию проводили при $pH = 7,0 - 7,5$ в непрерывном цикле, реэкстракт после достижения равновесия направляли на стадию выпаривания в вакуум-выпарную установку. Упаренный раствор направляли в реактор для осаждения пербората натрия $NaBO_3$ в присутствии перекиси водорода.

Результаты исследований положены в основу расчета технологических режимов работы распылительной экстракционной колонны, даны рекомендации к практическому применению технологии извлечения бора на основе принципа перекрестной экстракции с использованием распылительных экстракционных колонн, степень извлечения бора составляет 77%.

Одними из основных потребителей борной продукции являются предприятия по производству стекла и стекловолокна. Бура входит в состав ингибиторов коррозии, применяется в антифризах, тормозных жидкостях. Соединения бора применяются в качестве антипиренов, карбиды бора по твёрдости близки или превосходят алмаз, силициды бора используются для создания солнечных батарей-фотоэлементов, преобразующих солнечную энергию в электрическую. Соединения бора с металлами - бориды по своим свойствам напоминают тугоплавкие металлы, они жароупорны и устойчивы к действию агрессивных жидкостей. В послевоенные годы повышенный интерес вызвали бороводороды или бораны, которые могут быть использованы в качестве высокоэффективного реактивного топлива. Бор относится к наиболее эффективным микроэлементам, жизненно необходимым растениям и

животным. Соединения бора нашли применение в медицине, лабораторной практике и т. д. Потребность в борной продукции (с учетом экспорта) удовлетворяется в нашей стране примерно на 75 %.

В основу разработки технологии извлечения магния из пластовых вод положен известковый метод двухстадийного реагентного осаждения сырьевого продукта – гидроксида магния $Mg(OH)_2$. Для разработки технологии извлечения магния выполнены экспериментальные исследования для модельной пластовой воды Вуктыльского ГКМ с целью определения технологических параметров процессов осаждения, а также расчет и подбор технологического оборудования, обеспечивающего высокую степень извлечения полезного продукта. По результатам проведенных исследований разработан технологический регламент извлечения магния из пластовой воды скважины № 98 Вуктыльского газоконденсатного месторождения, определены технологические параметры процесса, включающие время и интенсивность перемешивания, скорость подачи известкового молока, стехиометрическое соотношение взаимодействующих реагентов, обеспечивающих максимальный размер частиц гидроксида магния и минимальное удельное сопротивление осадка при фильтрации. Отфильтрованная паста гидроксида магния поступает на обжиг. В результате обжига при температуре 1300 – 1700° С получается оксид магния.

Главными потребителями соединений магния являются строительная, металлургическая, нефтедобывающая промышленности, производство огнеупоров. Введение магния в чугун повышает его ковкость и сопротивление к разрыву. Металлический магний используют для термического восстановления титана и кремния, а также для обеспечения протекторной защиты оборудования. Хлористый магний применяют для изготовления магнезиальных цементов — основы многих строительных материалов особенно для южных безлесных районов России, богатых соляными озерами. Магнезиальные цементы используются также и в качестве связки в абразивной промышленности. Хлористый магний используется для приготовления буровых растворов на минеральной основе при разбуривании неустойчивых самодиспергирующихся пород и бурения в условиях вечной мерзлоты. Магний применим в авиации, ракетной и космической технике, для очистки воды при производстве химической продукции, в сельском хозяйстве, энергетике и др. Маркетинговые исследования показывают, что спрос на магний велик как в России, так и за ее пределами, и он растет примерно на 8-10 % в год, что делает рынок чрезвычайно перспективным.

При разработке технологии извлечения лития из пластовой воды был опробован метод хемосорбции на свежесформованном осадке гидроксида алюминия, который, в свою очередь, образуется из трехкальциевого гидроалюмината (ТКГА) и хлорида алюминия. Продуктом взаимодействия является хлорсодержащий алюминат лития. Результаты лабораторных исследований были положены в основу промышленной технологии извлечения лития, апробация которой проведена на опытной установке реакторного типа с использованием пластовой воды Баганского нефтяного месторождения (концентрация лития 18 мг/л). Степень извлечения лития составила 88 %, осаждение проводили при температуре 45 – 50° С, $pH = 8,0 - 8,5$; после выщелачивания осадка и проведения ряда операций получается товарный продукт – карбонат лития.

Литий используют для изготовления ракетного топлива, высокоэффективных лазеров, оптики высокой степени разрешения. Сплавы лития используются в качестве перспективных материалов в космонавтике и авиации. Литий применяется в военной технике, металлургии, в термоядерной энергетике, на его основе создана специальная керамика, которая затвердевает при комнатной температуре. Непревзойденной прочностью обладает стекло на основе лития. Карбонат лития необходим при выплавке алюминия, его соли обладают лечебными свойствами. Молибдат и кобальтат лития показали наилучшие свойства при эксплуатации в качестве положительного электрода в аккумуляторах из лития.

Изложенный выше материал показывает, что необходимые технологии для осуществления эффективного комплексного обезвреживания и нейтрализации нефтегазопромышленных отходов с попутным извлечением минерального сырья

разработаны на примере месторождений углеводородного сырья Республики Коми и могут быть внедрены на предприятиях нефтегазового комплекса России в целом. Внедрение технологии комплексной утилизации нефтепромышленных отходов позволит решить задачу глубокой трансформации побочных и экологически вредных отходов в продукт товарного качества, обеспечив экологическую безопасность процессов добычи углеводородов и дополнительное извлечение минерального сырья.

Библиографический список:

1. Ланина, Т.Д. Технологическая схема утилизации газового конденсата для получения товарного продукта [Текст] / Т. Д. Ланина, Б. Г. Варфоломеев, В. И. Литвиненко, В. М. Юдин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2005. - № 11. – С. 27-30.
2. Ланина, Т.Д. Использование природных материалов для обезвреживания нефтесодержащих шламов [Текст] / Т. Д. Ланина, Б. Г. Варфоломеев, Ю. М. Гержберг // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2005. - № 11. – С. 20-22.
3. Ланина, Т. Д. Комплексная утилизация нефтегазопромышленных отходов для обеспечения экологической безопасности и дополнительного извлечения минерального сырья : дис. ... д-ра техн. наук : 25.00.16 / Ланина Татьяна Дмитриевна. - Ухта : УГТУ, 2009 г.

УДК 551.340

Геокриологические последствия современных климатических изменений - результаты комплексного мониторинга на геокриологических стационарах в Ненецком автономном округе

Малкова Г.В., Коростелев Ю.В., Скворцов А.Г., Судакова М.С., Царев А.М.

Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, г.Тюмень

Территория Ненецкого автономного округа составляет около 176 тыс.км², и 93% этой площади расположены в криолитозоне. Крупная р. Печора оказывает существенное тепляющее воздействие на состояние мерзлых толщ в регионе. На территории криолитозоны Ненецкого автономного округа сотрудники ИКЗ ТюмНЦ СО РАН уже более 35 лет проводят комплексный геокриологический мониторинг состояния верхних горизонтов ММП в естественных и техногенно-нарушенных условиях. Криолитозона Ненецкого автономного округа является наиболее пестрой и наименее устойчивой по сравнению с другими территориями Российской Арктики. В тех же природных и геокриологических зонах мерзлота НАО является более высокотемпературной, а мощность мерзлых толщ - меньше. При этом климатические изменения на Европейском севере идут аномально высокими темпами, скорость повышения среднегодовой температуры воздуха по данным ряда метеостанций НАО за последние 35 лет достигает 0,08°С/год. Начиная с 1980-х годов, наблюдается также увеличение продолжительности теплого периода, изменение количества атмосферных осадков, возрастание толщины снежного покрова [1].

В результате комплексного воздействия климатических факторов на мерзлые толщи повысилась температура многолетнемерзлых пород (ММП), увеличилась мощность сезонноталого слоя, сократились площади мерзлых толщ, залегающих с поверхности. На Европейском севере все геокриологические последствия климатического потепления идут более активно и с некоторым опережением по сравнению с другими арктическими регионами. Изучение температурного режима ММП является необходимым условием для оценки современного состояния и тенденций развития мерзлых толщ в условиях потепления климата. Но современных данных об изменении геокриологических условий в естественных и нарушенных ландшафтах оказывается недостаточно.

В Ненецком Автономном округе в подзоне южной тундры в настоящее время существуют три действующих объекта мониторинга: стационар Болванский, расположенный

на поверхности III морской равнины в береговой зоне Печорской губы; стационар Шапкина, расположенный в центральной части НАО в пределах V ледово-морской равнины и стационар Кашин, расположенный на двух останцах I аллювиально-морской террасы в дельте реки Печора. Всего на территории стационаров расположены три площадки наблюдения за глубиной СТС (CALM) и 27 действующих температурных скважин глубиной 3-12 м в различных криогенных ландшафтах. На основе материалов многолетних экспедиционных исследований на объектах мониторинга в криолитозоне НАО проведена оценка произошедших геокриологических изменений и составлена динамическая картографическая модель среднегодовой температуры ММП для района исследований.

Многолетние наблюдения на площадках CALM стационаров Болванский и Кашин свидетельствуют об увеличении мощности слоя сезонного протаивания пород. Среднемноголетний тренд увеличения глубины протаивания на площадке Болванский составляет 0,3 см/год. На острове Кашин, расположенном в дельте р. Печора, ряд наблюдений короче, но здесь отмечается более высокий тренд протаивания (3,7 см/год) за счет аazonальных ландшафтных условий в дельте реки Печора. В литологическом отношении эти две площадки тоже различны. На площадке Болванский повсеместно с поверхности залегает супесь и суглинков, на локальных участках перекрытый торфом мощностью не более 10 см. Площадка Кашин сложена песком, но на половине ее площади песок перекрыт торфом мощностью до 30 и более см. В 2020 году на площадках CALM зафиксирован аномальный прирост глубины протаивания по сравнению с предыдущими годами. Этому способствовали теплое лето 2020 года и многоснежная зима 2019/2020 гг (рис. 1).

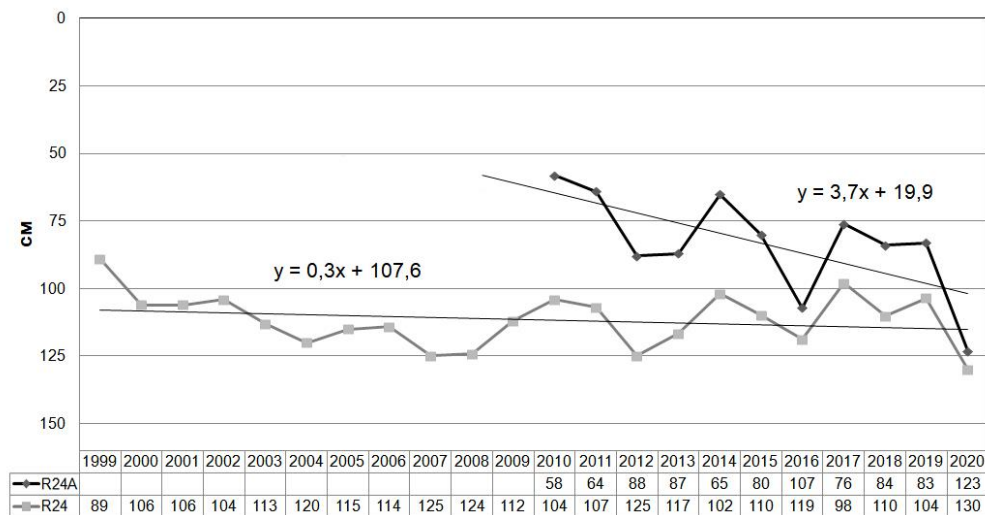


Рисунок 1 - Средняя глубина протаивания многолетнемерзлых пород на площадках CALM R24 (Болванский) и R24A (Кашин)

Проведение мониторинга СТС показало, что за последние десять лет происходит существенное изменение глубины протаивания пород, кривая встречаемости разных глубин СТС, полученных в узлах регулярной сетки CALM, становится ассиметричной и год от года постепенно смещается вправо (рис. 2, 3). На площадке CALM R24A-Кашин в 2010 году глубина протаивания ММП более 100 см не наблюдалась ни на одном пикете. В 2020 году глубина более 100 см зафиксирована уже на 77% точек измерений (рис. 2).

На площадке CALM R24-Болванский в 2010 году глубина протаивания ММП более 100 см наблюдалась в 53 % точек измерений. В 2020 году глубина более 100 см зафиксирована уже на 92% точек измерений (рис. 3).

Проведено обобщение данных измерения температурного режима ММП в температурных скважинах глубиной до 10-12 м, включающей ярус годовых теплооборотов. Анализ результатов многолетнего мониторинга термического состояния мерзлых толщ показал, что для всех ландшафтных условий характерен однонаправленный процесс повышения температуры ММП, но идущий с различными скоростями. За весь период

геокриологического мониторинга, начиная с 1983 года, среднегодовая температура ММП на глубине 10 м в различных ландшафтных условиях повысилась на 0.2...1.4°C. При этом тренд среднегодовой температуры ММП составляет 0.01...0.04°C/год и определяется местными ландшафтными условиями (рис. 4).

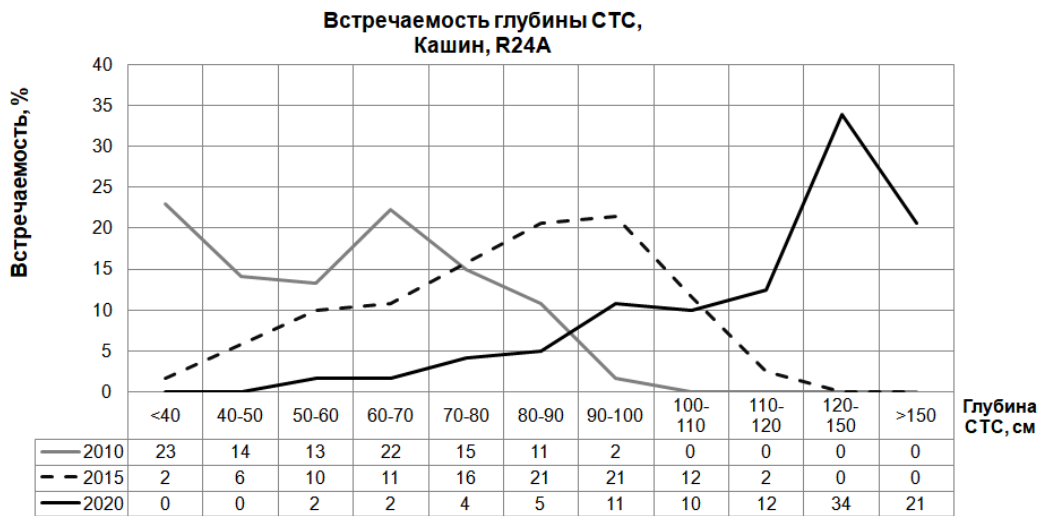


Рисунок 2 - Встречаемость глубины протаивания пород на площадке CALM R24A-Кашин

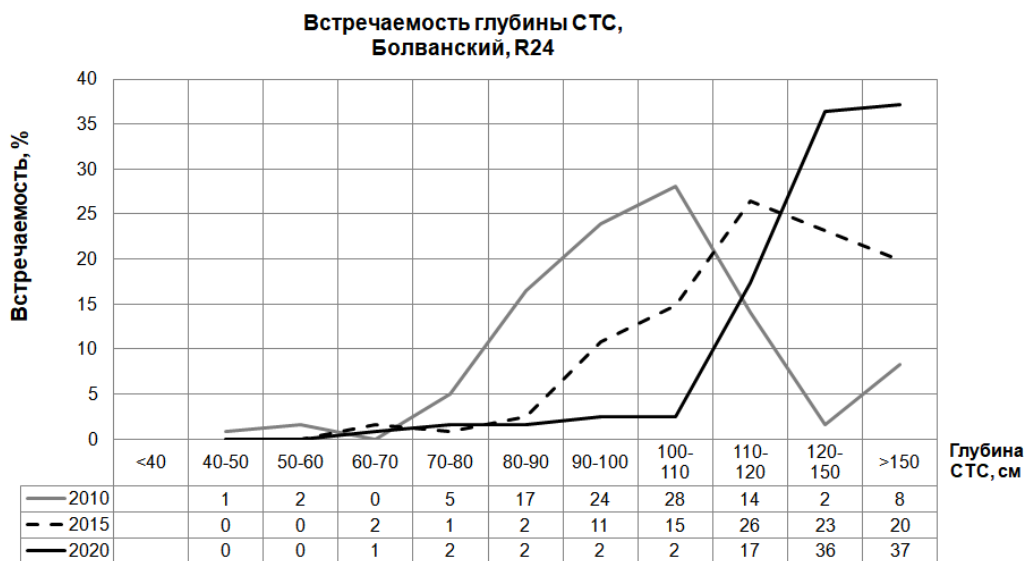


Рисунок 3 - Встречаемость глубины протаивания пород на площадке CALM R24-Болванский

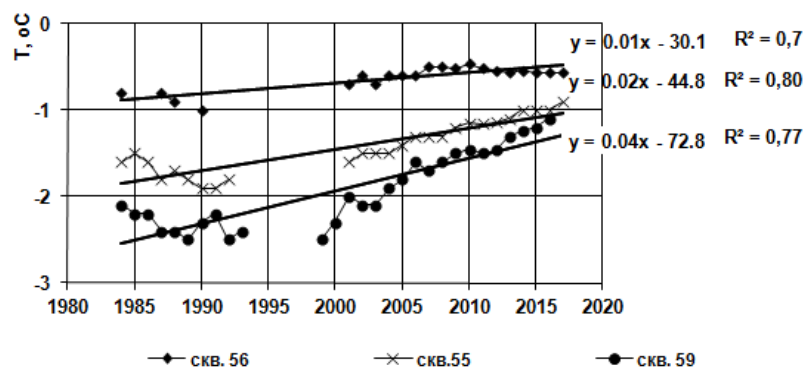


Рисунок 4 - Среднегодовая температура ММП в скважине 59 (вершина холма, дренированная тундра), 55 (полигональный торфяник) и 56 (бровка озера, останец торфяника) и тренды изменения температуры ММП

Наибольшие тренды среднегодовой температуры ММП в естественных ландшафтах характерны для низкотемпературных криогенных геосистем, а наименьшие – для высокотемпературных [2].

В результате потепления климата и повышения температуры ММП диапазон изменения осредненной за десятилетние периоды среднегодовой температуры ММП сократился в два раза (таблица 1).

Таблица 1 - Осредненная за десятилетия среднегодовая температура ММП в скважинах (на гл.10 м)

Болванский, № скв.	Ландшафтное описание	Средняя за десятилетие температура ММП, °С			
		1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2020
скв. 54	склон увала, пятнистая кустарничково-лишайниковая тундра	-2,1	-2,3	-2,0	-1,4
скв.55	межхолмовая седловина, полигональный торфяник	-1,7	-1,8	-1,4	-1,0
скв. 56	останец на бровке хасырея, дренированная кустарничково-мохово-лишайниковая тундра	-0,9	-1,0	-0,6	-0,6
скв. 59	вершина увала, пятнисто-медальонная тундра	-2,3	-2,4	-1,8	-1,3
скв. 65	склон холма, кустарничково-мохово-лишайниковая тундра	-1,6	-1,5	-1,3	-0,9
скв. 83	вершина увала, дренированная кустарничково-мохово-лишайниковая тундра	-2,3	-2,4	-2,1	-1,4

К 2020 году в большинстве криогенных систем Европейского Севере в результате климатических изменений среднегодовая температура ММП на глубине 10 м стала равна или выше -1°C , это значит, что при дальнейшем потеплении климата ММП могут деградировать и оттаивать с поверхности [3]. Результаты многолетнего комплексного мониторинга свидетельствуют, что в южной тундре в зоне сплошного распространения ММП в условиях современного изменения климата вслед за увеличением глубины протаивания и повышения среднегодовой температуры ММП на водоразделах началось образование несквозных таликов мощностью от 2 до 5-6м. Глубина кровли ММП на участках новообразования таликов определялась по данным сейсморазведки, георадарной съемки, бурения зондировочных скважин и термометрии [4, 5]. Комплексный геофизический мониторинг позволил произвести оценку пространственно-временной изменчивости положения кровли ММП на участке несквозного талика в условиях песчаного разреза на поверхности I аллювиально-морской террасы в дельте р. Печоры. По результатам геофизических исследований по опорным профилям на площадке CALM было установлено, что наблюдается устойчивая тенденция опускания кровли ММП. В зависимости от фациальных условий кровля мерзлоты за период с 2015 по 2019 год опустилась на разных пикетах сетки от 0,4 до 1,8 м, а в среднем по площадке на 1,2 м, т.е. средняя скорость опускания кровли ММП в данных ландшафтных условиях достигает 0,3м/год [4].

Пространственно-временные особенности изменения среднегодовой температуры ММП проанализированы с помощью картографической модели, созданной с использованием геосистемного подхода [6, 7]. Типизация природных геосистем в ранге ландшафтов и урочищ была проведена в ГИС-пакете на основе дешифрирования космических снимков высокого

разрешения. Согласно ландшафтно-индикационной (геосистемной) концепции ландшафтная контурная основа может быть использована для создания аналитических карт и тематических слоев различного содержания - литологического состава пород, влажности/льдистости и глубины протаивания ММП, температуры пород, в том числе и с учетом временных изменений отдельных параметров [8]. Разработанная нами картографическая модель отображает температурный режим различных криогенных ландшафтов в центральной части Ненецкого автономного округа для двух временных срезов - в 80-е годы XX века и в настоящее время, на 2020 год (рис. 5).

Ландшафтная дифференциация проведена в соответствии с опубликованной легендой [7].

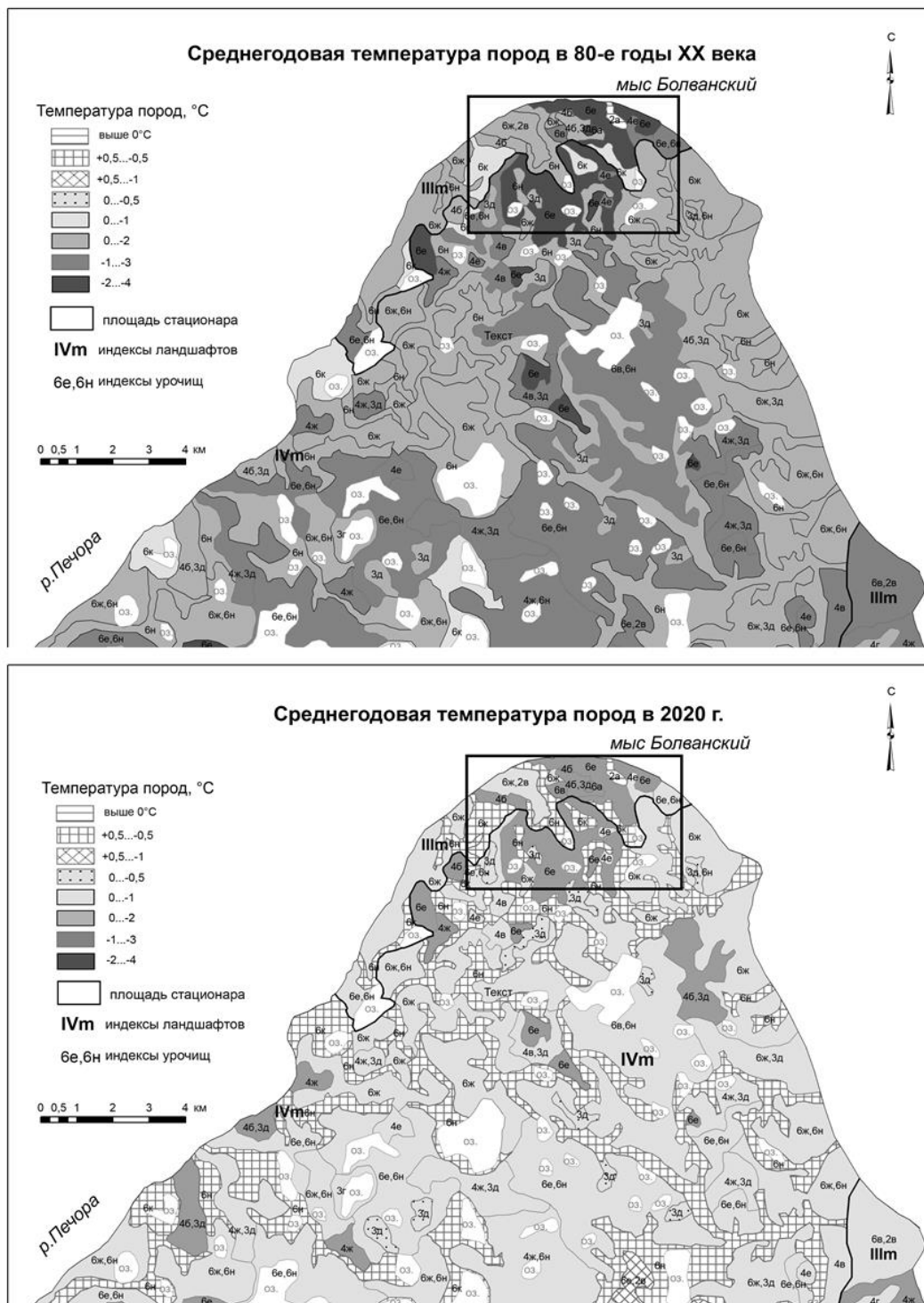


Рисунок 5 - Изменение среднегодовой температуры ММП для двух временных интервалов, А – 80-е годы XX века, Б – современный период, 2020 г.

На фрагментах карт (рис. 5-А, 5-Б), составленных в ГИС-пакете с использованием геосистемного подхода, субкавальные участки водоразделов с различной температурой многолетнемерзлых пород показаны сплошной заливкой в оттенках серого цвета. Хорошо видно, что диапазон изменения среднегодовой температуры ММП сократился от 0...-4°C в 1980-е годы до 0...-2°C в настоящее время. Штриховка разной ориентации и крап показываются на участках, где распространены несквозные талики. Таких талых участков в 80-е годы XX века практически не встречалось в пределах выбранного фрагмента карты. Но в 2020 году новообразованные несквозные талики занимают уже около 25% общей площади водоразделов (рис. 5-Б). Новообразованные несквозные талики наблюдается в понижениях рельефа (хасыреи, ложбины стока, лога) и на закустаренных склонах, где формируется наиболее мощный снежный покров, препятствующий зимнему охлаждению. Как правило, несквозные талики в XXI веке образовались в тех ландшафтных условиях, в которых и в 1980-е годы температура ММП колебалась от 0°C до -1...-2°C. Если в верхней части разреза развит торф, то мерзлота продолжает оставаться относительно стабильной, здесь температура ММП еще не перешла к положительным значениям.

Выводы. Климатические изменения на Европейском севере идут высокими темпами, скорость повышения среднегодовой температуры воздуха по данным ряда метеостанций НАО за последние 35 лет достигает 0,08°C/год. Теплый период увеличился на 2 недели, а среднее количество атмосферных осадков увеличилось на 100 мм/год. Наблюдается возрастание толщины снежного покрова от 40-50 см в начале века, до 70-80 см в последние годы.

Происходящие климатические изменения способствует повышению влагосодержание в верхнем горизонте пород, соответственно увеличиваются затраты тепла на фазовые переходы в сезонноталом слое и меняется температурной режим подстилающих ММП. В последние два десятилетия наблюдается значительное увеличение мощности слоя сезонного протаивания. К 2020 году глубина протаивания ММП достигла своей критической величины, а в отдельных ландшафтных условиях начали формироваться несквозные талики и мерзлые толщи несливающегося типа.

Результаты многолетнего мониторинга термического состояния мерзлых толщ свидетельствуют, что в криогенных ландшафтах Ненецкого автономного округа наблюдаются исключительно положительные тренды температуры ММП от 0,01 до 0,04°C/год. Происходит однонаправленный процесс повышения температуры ММП, но с различными скоростями, в результате чего общий диапазон изменения среднегодовой температуры ММП сокращается.

Разработанная динамическая картографическая модель среднегодовой температуры ММП позволила оценить пространственно-временные изменения температурного режима верхних горизонтов мерзлых толщ центральной части территории Ненецкого автономного округа.

Благодарности: Исследования выполнялись при технической поддержке международных проектов CALM и GTN-P. Полевые работы в 2016-2020 гг. осуществлялись при финансировании РФФИ, проект 16-17-00102. С 2018 г. исследования проводились в рамках госзадания, согласно Плану НИР ТюмНЦ СО РАН на 2018-2020 годы, протокол №2 от 8.12.2017 (Приоритетное направление IX.135. Программа IX.135.2, проект: IX.135.2.2).

Библиографический список:

1. Малкова Г.В., Коростелев Ю.В., Садуртдинов М.Р., Скворцов А.Г., Царев А.М. Современные климатические изменения и температурный режим многолетнемерзлых пород Европейского Севера // Сборник докладов расширенного заседания Научного совета по криологии Земли РАН «Актуальные проблемы геофизиологии», МГУ, 15-16 мая 2018 г., Т.1. – М.: Университетская книга, 2018, с.98-104.
2. Galina V. Malkova, Marat R. Sadurtdinov, Andrey G. Skvortsov, Andrey M. Tsarev, Yury V. Korostelev. Climate-driven changes in permafrost: impacts on the temperature regime of cryogenic ecosystems in the European North / Book of abstracts 5 th European Conference on Permafrost, 23 June - 1 July 2018, Chamonix, France < hal-01816115 > , 2018, с. 583-584.

3. Васильев А.А., Гравис А.Г., Губарьков А.А., Дроздов Д.С., Коростелев Ю.В., Малкова Г.В., Облогов Г.Е., Пономарева О.Е., Садуртдинов М.Р., Стрелецкая И.Д., Стрелецкий Д.А., Устинова Е.В., Широков Р.С. Деградация мерзлоты: результаты многолетнего геокриологического мониторинга в западном секторе Российской Арктики // Криосфера Земли, 2020, т. XXIV, № 2, с. 15–30.
4. Садуртдинов М. Р., Скворцов А. Г. Царев А. М., Судакова М. С. Малкова Г. В. Геофизические методы исследования мощности талого слоя и его свойств на площадках CALM (Европейский Север) / Материалы докладов всероссийской конференции с международным участием «Устойчивость природных и технических систем в криолитозоне». 28-30 сентября 2020. Якутск, 2020, с. 421-424.
5. Скворцов А.Г., Садуртдинов М.Р., Царев А.М., Дубровин В.А., Курчатова А.Н., Малкова Г.В. Использование сейсмических методов для изучения строения толщ многолетнемерзлых пород // Сборник докладов расширенного заседания Научного совета по криологии Земли РАН «Актуальные проблемы геокриологии», МГУ, 15-16 мая 2018 г., – М.: Университетская книга, 2018, Т.2, ч.6, с.162-169.
6. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов. М., ГЕОС, 2002. – 400 с.
7. Ландшафты криолитозоны Западно-Сибирской газоносной провинции (под ред. Е.С. Мельникова). - Новосибирск, Наука, 1983, 186 с.
8. Украинцева Н.Г., Дроздов Д.С., Коростелев Ю.В., Коробова Т.А. Ландшафтно-индикационная (Геосистемная) концепция в геокриологических исследованиях: подходы и результаты, Десятая Международная конференция по мерзлотоведению (TICOP): Ресурсы и риски регионов с вечной мерзлотой в меняющемся мире, т. 3: Статьи на русском языке, под ред. В.П.Мельникова, Тюмень, Печатник, 2012, с. 527-532.

УДК 911.9

Совершенствование организации мониторинга водных стоков и управления водными ресурсами в условиях Крайнего севера

Панютин Н.А.

Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург

В последние годы все чаще вызывают интерес ресурсы пресной воды арктического региона России, представленные поверхностными и подземными водами, находящимися в водных объектах и используемые или которые могут быть использованы для удовлетворения потребителями своих потребностей. Данный регион занимает, по разным оценкам, от 20% до 30% площади страны. Кроме того, большая часть территории страны приходится на бассейн Северного Ледовитого океана, что делает его самым крупным в нашей стране. В него впадают, пересекая арктическую сухопутную территорию, такие крупные реки как: Северная Двина, Печора, Обь, Енисей, Хатанга, Лена, Индигирка, Колыма. Перечисленные водотоки имеют направления преимущественно с юга на север.

Значение водных ресурсов для хозяйственной деятельности определяется сферами применения, представленными на рис. 1.

Особенностью арктического региона являются суровые для проживания человека условия и его малонаселенность (средняя плотность менее 1 человека на 10 км²) [1], что приводит к сравнительно меньшему потреблению водных ресурсов, прежде всего, для сельскохозяйственной, производственной деятельности и жилищно-коммунального хозяйства.

На потребление водных ресурсов существенное влияние оказывает загрязнение водных объектов и степень воздействия на них хозяйственной деятельности, что понижает возможности устойчивого развития в перспективе ближайших лет. Современные методы очистки не позволяют полностью утилизировать промышленные и бытовые отходы жизнедеятельности человека и вместе с водными потоками большая часть отходов устремляется в океанские просторы.

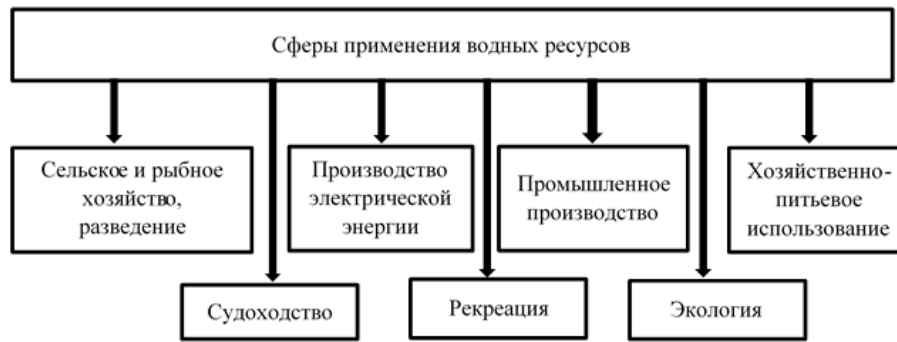


Рисунок 1 - Схема, отражающая сферы применения водных ресурсов

В соответствии с внешними и внутренними склонами водные стоки направляются по уклону местности в форме речных потоков. Водотоки являются важными источниками для питания водоносных горизонтов, естественных и искусственных водоемов. Объемы речных водотоков подвергаются постоянному существенному изменению в течение года, а также и по годам, чередуя периоды низкого, среднего или высокого стока. Неравномерность водного стока порой приводит к временному истощению водных ресурсов, либо к их переизбытку и наводнениям.

В основе водного стока лежит круговорот воды в природе, то есть природный процесс, происходящий под влиянием поступающей солнечной энергии и под действием силы земного притяжения, при котором водная масса с водной поверхности, прежде всего с поверхности мирового океана, имеющего наибольшую площадь, поднимается в атмосферу и, изменяя агрегатное состояние, переносится на расстояние, периодически выпадая в виде осадков, в том числе и на поверхность суши. Водный сток от атмосферных осадков дополняется сезонным таянием ледников и снежников, сосредоточенных преимущественно на горных вершинах, и сопровождается обменом с грунтовыми водами, включая влагу, находящуюся в почвах болотистых местностей и зонах многолетней мерзлоты.

Соотношение прихода, расхода и изменений в запасах воды в пределах определенной территории, например, речного бассейна, озера, болота, характеризуется водным балансом. К приходу относятся, прежде всего, атмосферные осадки, к расходу — испарение. Сток имеет двойственное значение: его перемещение внутрь рассматриваемой территории относится к приходу, а вовне — к расходу. Сток разделяется на поверхностный и подземный. Алгебраическая сумма осадков, испарения и стока должна быть равна изменению запасов воды в пределах рассматриваемой территории.

Таким образом, уравнение водного баланса будет представлять следующее выражение:

$$P = Y + E + U,$$

где P — атмосферные осадки, выпавшие на водосборный бассейн; Y — сток с водосборного бассейна; E — суммарное испарение со всех видов поверхностей водосборного бассейна; U — изменение (накопление или расходование) влаги в речном бассейне, так называемая невязка водного баланса [1].

Для арктического региона на режим элементов водного баланса оказывают существенное влияние:

- радиационный баланс (при высокоширотном положении региона существенно снижается суммарная солнечная радиация);
- наличие ледников и ледового покрова с присущими ледяным поверхностям отражающими и поглощающими свойствами, условиями испарения и т.д.;
- атмосферная адвекция тепла и влаги (преобладает атлантический западный перенос);
- морская адвекция тепла и вод (преобладает также западный перенос со стороны Атлантического океана в системе Гольфстрима и его продолжения — Североатлантического течения);
- речная адвекция тепла и влаги, вызванная стоком рек Сибири, северо-восточной Европы и других территорий, впадающих в арктические моря [1].

Существенной проблемой арктического региона остается слабая степень изученности формирования водного баланса, вызванная недостатком систематических, регулярных гидрометеорологических наблюдений. Плотность гидрологической сети небольшая. Например, количество постов: на Кольском полуострове — семь, на полуострове Ямал — два, на Чукотском полуострове — два, на полуострове Таймыр — ни одного. Таким образом, плотность гидрологической сети в основной части арктического региона: на 1 пост приходится 7 555 км² площади водосбора (для Чукотского автономного округа 40 983 км²). В этой связи возрастает роль полевых наблюдений, стоимость которых непомерно высока [2].

Стоит отметить большую чувствительность природной среды Арктики к антропогенной нагрузке и вариациям климата. Разлив нефтепродуктов в Норильске в конце мая 2020 года в очередной раз показал, какой опасности подвержены реки и озера этой территории и подчеркнул необходимость дальнейшего более детального их изучения. Без воднобалансовых измерений и мониторинга реализовать защиту природы Арктики не представляется возможным.



Рисунок 2 - Карта Арктической зоны России [4]

Устойчивое развитие предполагает поступательный экономический рост, то есть последовательное наращивание объемов производства товаров и услуг на определенной территории. Увеличение стоимости производимой продукции позволяет повышать доходы бизнеса и населения в процессе их дальнейшего распределения и перераспределения. При этом предполагается бесперебойное обеспечение водными ресурсами всех сфер их потребления и минимальный ущерб от последствий наводнений.

Целью устойчивого развития АЗРФ (Арктической зоной Российской Федерации — внутренней макроэкономической зоной, объединяющей 7-9 субъектов России) является, в том числе, сохранение окружающей среды [3].

Использование новых технологий поможет в дальнейшем развить дистанционные методы мониторинга, которые не потребуют дальнейшего нахождения человека, а контроль будет осуществляться большей частью дистанционно.

В частности необходимо внедрение на сети автономных автоматических и автоматизированных гидрологических комплексов (АГК) для измерения уровней воды, оснащенных средствами связи. По умолчанию данные с этих приборов будут отправляться на сайт международной сети мониторинга. Для того чтобы увидеть данные станции необходимо будет всего лишь авторизоваться пользователю.

В дальнейшем возможно применение типовых комплектов приборов, оборудования, средств связи, энергообеспечения для различных видов пунктов гидрометеорологических наблюдений (ПГН), обеспечивающих выполнение полного комплекса гидрологических наблюдений.

Однако, часть измерений техника до сих пор не может выполнять самостоятельно. Кроме того требуется контроль за исправностью оборудования. Для этого необходимо осуществить переход на выполнение отдельных видов наблюдений силами разъездных гидрологических бригад, обеспеченных специально оборудованным автотранспортом (мобильными гидрологическими лабораториями (МГЛ)).

Более широкое применение дистанционных методов мониторинга, которые не потребуют дальнейшего нахождения человека, позволяет получать более достоверную информацию об элементах водного баланса в условиях климатических изменений. В целом, использование новейшей техники поможет расширить и уплотнить гидрометеорологическую сеть в российской Арктике.

Библиографический список:

1. З.К. Иофин Мировой водный баланс, водные ресурсы Земли, водный кадастр и мониторинг. Вологда: Изд-во ВоГТУ, 2009;
2. А.Н. Рачкова, Н.Л. Секисов, А.Д. Дембский, Л.В. Гаман Организация воднобалансовых наблюдений в Арктике // Труды II Всероссийской конференции «Гидрометеорология и экология: достижения и перспективы», Санкт-Петербург, 19-20 декабря 2018 г. с.551–554;
3. Ю.Ф. Лукин Российская Арктика в изменяющемся мире. Архангельск, 2012;
4. Neftegaz.ru Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ) [Электронный ресурс] // URL: /neftegaz.ru/tech-library/geografiya/668885-arkticheskaya-zona-rossiyskoy-federatsii-azrf/ (дата обращения: 12.09.2021).

УДК 574.21

Оценка качества атмосферного воздуха в зоне воздействия производства «АО МОНДИ СЛПК» методом лишеноиндикации

Резниченко В.В.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ЦКЛ ЛФХИ ПСП «Ухта», г. Ухта

Проблема негативного влияния промышленных объектов на окружающую среду является актуальной в настоящее время. Объекты промышленности оказывают негативное влияние на компоненты окружающей среды: атмосферу, гидросферу, литосферу, на растительный и животный мир, а также на здоровье человека. Загрязняющие вещества попадают в компоненты окружающей среды в различных формах: в виде газообразных загрязняющих веществ (выбросов), в виде растворенных в воде загрязняющих веществ (сбросов), а также в виде твердых загрязняющих веществ (твердых бытовых и других отходов) [1, с. 10]. Также в зависимости от степени токсичности загрязняющие вещества в разной степени оказывают влияние на живые организмы: одни вещества являются практически безвредными, а другие даже в небольших концентрациях вызывают серьезные необратимые нарушения жизненных функций, приводя к гибели организма [2, с. 15]. В данной работе проведена оценка влияния Сыктывкарского лесопромышленного комплекса на окружающую среду. Оценка влияния производилась исходя из общих знаний о технологических процессах производства целлюлозы с постадийным разбиением и выделением групп загрязняющих веществ. Для выявления наиболее достоверной картины использовался метод лишеноиндикации, который позволил наиболее точно отобразить картину влияния лесопромышленного комплекса на окружающую среду. Это позволяет подтвердить или опровергнуть предположение о том или ином типе воздействия лесопромышленного комплекса на компоненты окружающей среды. АО «Монди Сыктывкарский лесопромышленный комплекс» - российский целлюлозно-бумажный комбинат, расположенный в Эжвинском районе города Сыктывкара Республики Коми, который специализируется на выпуске офисной, офсетной и газетной бумаги. На предприятии работают три бумагоделательные машины (БДМ) и одна картоноделательная машина (КДМ). Ситуационная карта-схема расположения предприятия представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 - Ситуационная карта- схема расположения предприятия АО «Монди СЛПК»

Процесс производства бумажной продукции из древесины включает механическую переработку древесного сырья (распиливание древесины, обработку древесины в окорочном аппарате, измельчение древесины), варку целлюлозы (пропитку щепы варочным реагентом, варку целлюлозы в варочном котле) и формирование готовой бумажной продукции (промывку целлюлозы, отбеливание целлюлозы, просушку целлюлозы) [3, с. 78]. Для каждого этапа характерен свой набор загрязняющих веществ, которые выделяются в окружающую среду при реализации технологических процессов. Основные загрязняющие вещества, которые выделяются при реализации технологических процессов, представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Технологические процессы и загрязняющие вещества

Технологический процесс	Загрязняющие вещества
Сжигание древесной коры	Диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода, взвешенные вещества
Автомобильный транспорт	Диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода, бенз(а)пирен, диоксины
Каустизация щелока	Оксид углерода, оксиды азота, диоксид серы, сероводород, гидроксид натрия
Варка целлюлозы	Диметилдисульфид, диметилсульфид, метилмеркаптан, карбонат натрия, скипидар
Система сжигания концентрированных неконденсируемых газов	Диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода
Очистные сооружения	Сероводород, бенз(а)пирен, метилмеркаптан, аммиак
Производство двуокиси хлора	Диоксид хлора

Для оценки качества атмосферного воздуха в зоне воздействия производства АО «Монди СЛПК» использовался метод лишеноиндикации. Метод заключался в оценке качества атмосферного воздуха по состоянию лишайников. Лишайники представляют собой симбиотические ассоциации грибов и микроскопических водорослей, микобионт образует слоевище, внутри которого располагаются клетки фотобионта. Лишайники являются чувствительными к характеру субстрата, на котором они произрастают, а также к концентрациям загрязняющих веществ, поэтому часто используются в качестве индикаторов состояния окружающей среды [4, с. 12]. В данной работе проводился учет числа видов встреченных лишайников, число лишайников каждого вида, а также величина проективного покрытия лишайника (площадь, занимаемая лишайником на коре деревьев). Для проведения исследования было выбрано три участка, которые в разной степени удалены от источника

воздействия: условно-фоновый участок (лесной массив, расположенный по улице Лесопарковая), буферный участок (лесной массив, прилегающий к территории Сыктывкарского лесопромышленного техникума) и контрольный участок (лесной массив, прилегающий к предприятию АО «Монди СЛПК»). Карты расположения участков исследования представлены на рисунке 2.

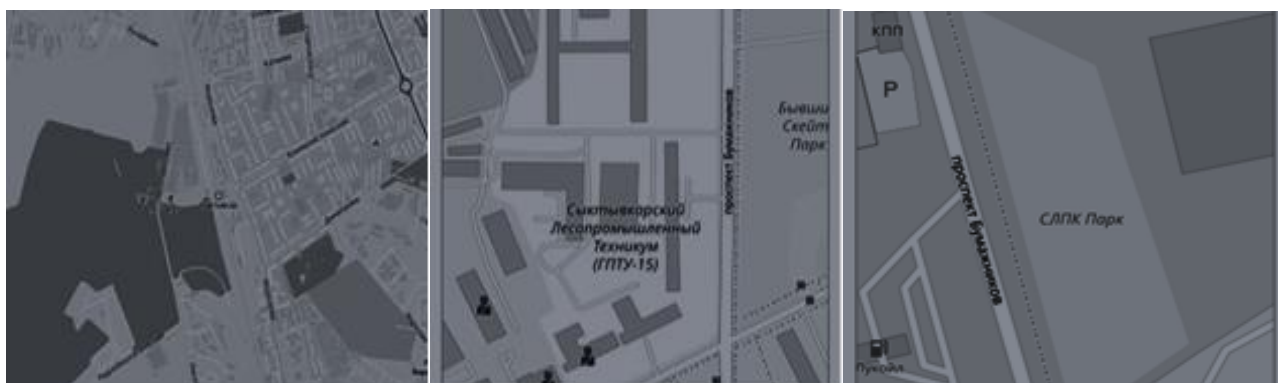


Рисунок 2 Ситуационная карта-схема расположения участков исследования

Встречаемые виды лишайников: *Physcia aipolia*, *Parmelia sulcata*, *Xanthoria parietina*, и эпифитный мох *Orthotrichum speciosum*. Внешний вид встречаемых лишайников представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 - Внешний вид лишайников: *Physcia aipolia*, *Parmelia sulcata*, *Xanthoria parietina* и эпифитного мха *Orthotrichum speciosum*

На каждом участке было выбрано по 10 деревьев, и на каждом дереве производился учет числа видов лишайников, число лишайников каждого вида, а также величина проективного покрытия на каждой стороне каждого дерева. Количество лишайников каждого вида представлено в таблице 2.

Таблица 2 - Количество лишайников каждого вида на каждом участке

№ дерева	<i>Physcia aipolia</i>	<i>Parmelia sulcata</i>	<i>Orthotrichum speciosum</i>	<i>Xanthoria parietina</i>
условно-фоновый участок				
1 дерево	45	20	сплошное покрытие	0
2 дерево	89	1	сплошное покрытие	6
3 дерево	20	13	сплошное покрытие	0
4 дерево	10	15	сплошное покрытие	0
5 дерево	8	24	сплошное покрытие	2
6 дерево	10	25	сплошное покрытие	0
7 дерево	20	69	сплошное покрытие	0
8 дерево	28	35	сплошное покрытие	0
9 дерево	20	6	сплошное покрытие	0
10 дерево	35	25	сплошное покрытие	5

№ дерева	<i>Physcia aipolia</i>	<i>Parmelia sulcata</i>	<i>Orthotrichum speciosum</i>	<i>Xanthoria parietina</i>
буферный участок				
1 дерево	50	0	сплошное покрытие	3
2 дерево	50	1	сплошное покрытие	11
3 дерево	69	0	сплошное покрытие	8
4 дерево	56	0	сплошное покрытие	11
5 дерево	38	0	сплошное покрытие	12
6 дерево	5	0	сплошное покрытие	7
7 дерево	20	0	сплошное покрытие	13
8 дерево	60	0	сплошное покрытие	12
9 дерево	37	0	сплошное покрытие	18
10 дерево	14	0	сплошное покрытие	2
контрольный участок				
1 дерево	0	0	сплошное покрытие	0
2 дерево	0	0	сплошное покрытие	0
3 дерево	0	0	сплошное покрытие	2
4 дерево	4	0	сплошное покрытие	0
5 дерево	0	0	сплошное покрытие	4
6 дерево	0	0	сплошное покрытие	20
7 дерево	17	0	сплошное покрытие	15
8 дерево	6	0	сплошное покрытие	12
9 дерево	10	0	сплошное покрытие	13
10 дерево	12	0	сплошное покрытие	8

Как видно из таблицы 2, наименьшее количество видов характерно для контрольного участка, а большее число видов характерно для буферного и условно-фоновое участка. По количеству лишайников в пределах условно-фоновое участка преобладают лишайники вида *Physcia aipolia* и *Parmelia sulcata*, в пределах буферного участка по количеству лишайников преобладает лишайник *Physcia aipolia*, а в пределах контрольного участка по количеству лишайников преобладает лишайник *Xanthoria parietina*.

Далее проводился учет величины проективного покрытия лишайников для каждого участка, затем величина проективного покрытия переводилась в величину балла встречаемости. Для перевода величины проективного покрытия в балл встречаемости использовалась матрица баллов встречаемости (таблица 3). Значения величины проективного покрытия и баллов встречаемости для каждого участка представлены в таблице 4.

Таблица 3 - Матрица баллов встречаемости лишайников в зависимости от величины проективного покрытия лишайника

Частота встречаемости	Степень покрытия	Балл встречаемости
Очень редко	< 5	1
Редко	5-20	2
Редко	20-40	3
Часто	40-60	4
Очень часто	60-100	5

Как видно из таблицы 4, наибольшая величина проективного покрытия и балла встречаемости в пределах условно-фоновое участка характерна для лишайников вида *Physcia aipolia* и *Parmelia sulcata*, а наименьшая – для лишайника вида *Xanthoria parietina*. В пределах буферного участка наибольшая величина проективного покрытия и балла встречаемости характерна для лишайника вида *Physcia aipolia*, а наименьшая – для лишайника вида *Parmelia sulcata*. В пределах контрольного участка преобладает лишайник вида *Xanthoria parietina*.

Таблица 4 - Значения величины проективного покрытия и баллов встречаемости лишайников

№ дерева	<i>Physcia aipolia</i>		<i>Parmelia sulcata</i>		<i>Orthotrichum speciosum</i>		<i>Xanthoria parietina</i>	
	п/п, %	балл встр.	п/п, %	балл встр.	п/п, %	балл встр.	п/п, %	балл встр.
условно-фоновый участок								
1 дерево	16,2	2	28	3	31,7	3	0	0
2 дерево	40,2	4	0,5	1	24,7	3	3,2	1
3 дерево	20,5	3	9,5	2	58	4	0	0
4 дерево	13,7	2	16,2	2	57,5	4	0	0
5 дерево	31,2	3	6,2	2	1,2	1	0,2	1
6 дерево	23,7	3	7,2	2	36,2	3	0	0
7 дерево	16,2	2	28,7	3	1,5	1	0	0
8 дерево	15	2	18,7	2	10,2	2	0	0
9 дерево	10	2	4,2	1	31,5	3	1,2	1
10 дерево	16,2	2	10,5	2	1,5	1	3,7	1
буферный участок								
1 дерево	35	3	0	0	44	4	0,25	1
2 дерево	32	3	0,5	1	22,5	3	8,5	2
3 дерево	51,5	4	0	0	19,2	2	6,2	2
4 дерево	10	2	0	0	45,7	4	7	2
5 дерево	23	3	0	0	9,2	2	16,5	2
6 дерево	7,5	2	0	0	23	3	2,2	1
7 дерево	12	2	0	0	6,2	2	17,7	2
8 дерево	25	3	0	0	26,5	3	9	2
9 дерево	13,7	2	0	0	46,2	4	5,7	2
10 дерево	6,7	2	0	0	20,5	3	0,25	1
контрольный участок								
1 дерево	0	0	0	0	1,2	1	0	0
2 дерево	0	0	0	0	7,5	2	0	0
3 дерево	0	0	0	0	32,5	3	1,5	1
4 дерево	5	2	0	0	38,7	3	0	0
5 дерево	23	3	0	0	10	2	16,5	2
6 дерево	0	0	0	0	25,2	3	8,2	2
7 дерево	10,5	2	0	0	0	0	7	2
8 дерево	1	0	0	0	0	0	5	2
9 дерево	0,25	0	0	0	0	0	1,2	1
10 дерево	8,7	2	0	0	0	0	8,7	2

Далее для полной оценки состояния воздуха использовался интегральный показатель – индекс полеотолерантности (*IP*), который учитывает видовой состав лишайников и является интегральным показателем загрязнения окружающей среды. Чем выше величина данного индекса, тем больше загрязнено местообитания. Также данный показатель учитывает класс полеотолерантности каждого вида лишайник и вычисляется по формуле 1 [5, с. 268]. Значения величины индекса полеотолерантности для каждого участка представлены в таблице 5.

$$IP = \frac{AiCi}{Cn}$$

Ai– класс полеотолерантности лишайника *i*-того вида;

Ci - проективное покрытие в баллах лишайника *i*-того вида;

Cn– сумма значений проективных покрытий всех видов.

Таблица 5 - Величина индекса полеотолерантности (*IP*) для каждого участка

Величина индекса <i>IP</i>	Условно-фоновый участок	Буферный участок	Контрольный участок
<i>Physcia aipolia</i>	1,3	1,4	1
<i>Parmelia sulcata</i>	1,8	0,1	0
<i>Orthotrichum speciosum</i>	2,7	3,2	3,2
<i>Xanthoria parietina</i>	0,4	2,06	3

Как видно из таблицы 3, наибольшее значение индекса полеотолерантности зафиксировано в пределах контрольного участка, а наименьшее зафиксировано в пределах условно-фонового участка. Это свидетельствует о большей загрязненности воздуха в пределах контрольного участка.

Библиографический список:

1. Карлин Л.Н. Экологические риски: теория и практика. - СПб: РГГМУ, 2011. – С. 143-156.
2. Сайфиллин А.А. Экология и здоровье человека / Экология - Молодой ученый № 21, 2015 - С. 220-235.
3. Туханович Л.В. Лесная и деревоперерабатывающая промышленность. - Финпресс, 2008. – С. 345- 358.
4. Фадеева М. А. Индикация загрязнения воздуха в районе действия Костомукшского горно-обогатительного комбината / Проблема охраны растительного мира. - №1, 1994-С. 62-67.
5. Фомин С.А. Мониторинг и методы контроля окружающей среды. - Москва: МИЭПУ, 1998. – С. 330 - 345.

УДК 551.5:551.34

Современное изменение климата как основа природопользования на Российском Севере

Шполянская Н.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Характер природопользования в любом регионе определяется климатом. Современное его потепление создает нестабильный фон для хозяйственной деятельности и освоения территорий. Поэтому выяснение особенностей изменения климата и его причин является весьма актуальной задачей. Это особенно важно, потому что современные изменения климата ряд исследователей приписывает антропогенному фактору – промышленным выбросам углекислого газа, метана и другим. В статье показано, что современный климат развивается по единым естественным законам климатообразования, которые проявлялись на протяжении всей истории Земли.

Климат Земли обусловлен энергией, излучаемой главным образом Солнцем. Из-за неравномерного во времени поступления солнечной энергии климат Земли периодически меняется. На всем протяжении всего существования Земли прослеживается колебательный ход климата (рис.1).

Солнечно-земные связи проявляются в изменении инсоляции Земли по двум причинам: из-за меняющегося излучения самого Солнца и из-за меняющегося расстояния Земли от Солнца при ее движении вокруг него. Циклические изменения во времени элементов земной орбиты меняют это расстояние, и обуславливают длиннопериодные изменения климата Земли. Главные из них (рис. 2) – эксцентриситет орбиты Земли – величина отклонения формы орбиты от круга – изменяется во времени с периодом 92-106 тыс. лет. Наклон земной оси к эклиптике меняется с периодом 41 тыс. лет. И прецессия земной оси – с периодом 19–26 тыс. лет).

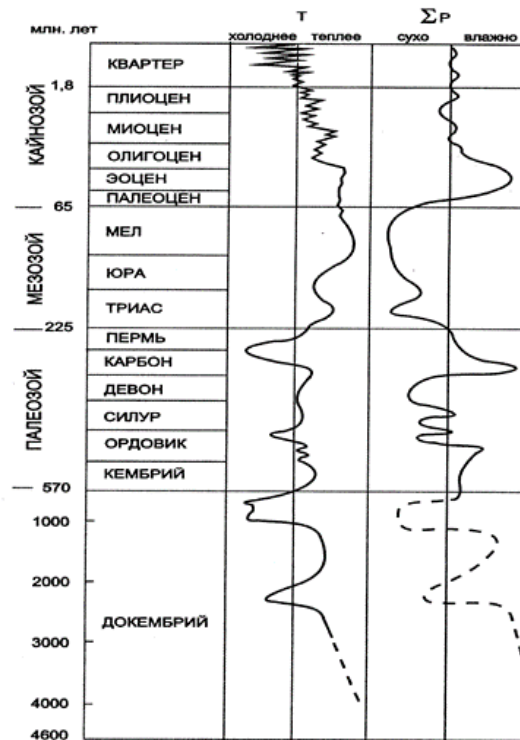


Рисунок 1 - Отклонения температуры (Т) и атмосферных осадков (Σp) от современных в истории Земли [15]

На рис. 3 показаны выявленные палеогеографическими методами длиннопериодные циклы изменения температуры воздуха в плейстоцене. Видны все перечисленные циклы колебаний – 100-тысячные, 40-тысячные, 20-тысячные.

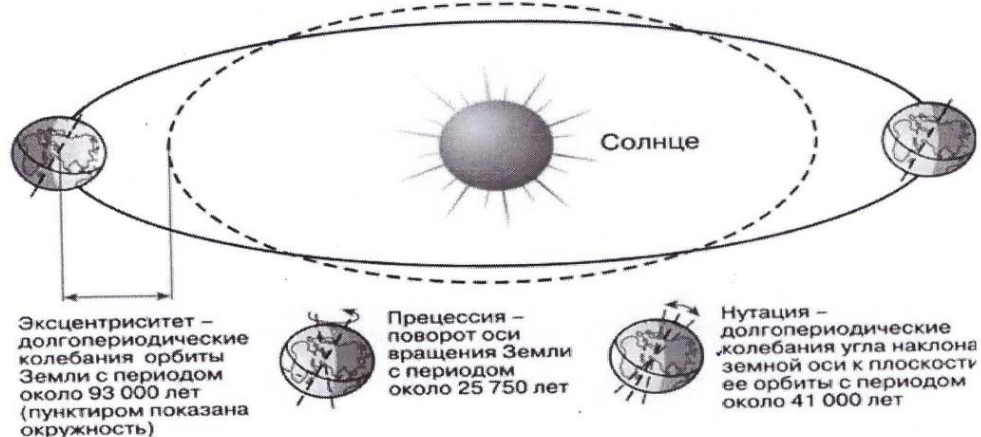
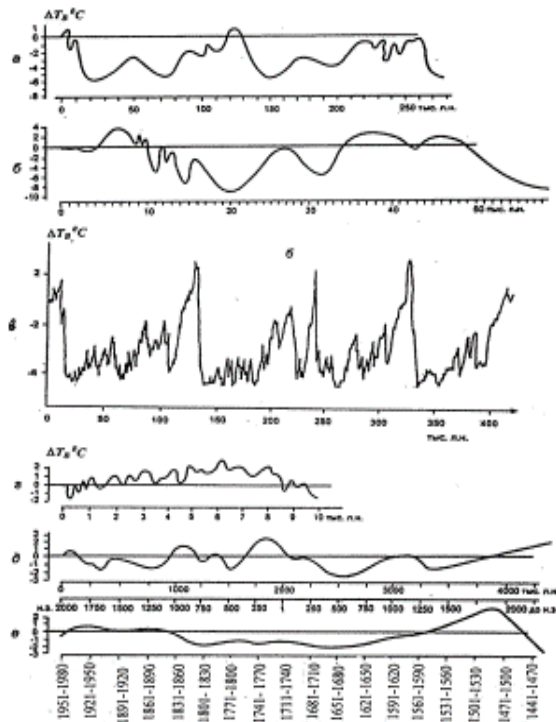


Рисунок 2 - Главные орбитальные параметры Земли, влияющие на приход солнечной радиации

Короткопериодные циклы обусловлены неравномерной, тоже циклически меняющейся, солнечной активностью (рис.4). На рисунке показаны установленные уже инструментальными наблюдениями циклы: 11-летние, 30-летние, 60-летние, вековые в 100–125 лет, 300-летние циклы. Наиболее устойчивые циклы – 11-летние и вековые.

Короткопериодные колебания климата, связанные, преимущественно, с колебаниями солнечной активности, представляют наибольший интерес, поскольку восходящий их ход в XX веке многие авторы объясняют антропогенной деятельностью (парниковым эффектом). Очень важно проследить, что уже в историческую эпоху, но еще не индустриальную, наблюдаются большие колебания климата. На рис. 3д видно, что в середине второго тысячелетия нашей эры имело место похолодание («историческая стадия оледенения», по

летописям, «эпоха страшных зим»), ее сменила теплая «эпоха викингов» (900–1300 гг.), когда температура воздуха в Гренландии была на 2–3°C выше современной и там были поселения норманнов с животноводческим хозяйством. С XIII в. снова началось похолодание, в XVI–XVIII веках наступил Малый ледниковый период, когда средняя годовая температура воздуха понизилась на 1,5–2°C, расширился ареал морских льдов, разрастались горные ледники. В XIX в. снова началось потепление. Восходящая ветвь этого цикла, продолжающаяся и ныне, осложнена еще более мелкими по амплитуде и длительности изменениями (см. рис. 4) – похолодание 1910-х годов, потепления 1930-х, похолодание 1960-х, потепление 1990-х годов, похолодание после 2000 г. Спад температуры к 2009 году, наблюдаемый в северном полушарии, отражает завершение векового солнечного цикла, начавшегося в начале XX века. Затем снова начался подъем температуры – явное начало нового векового цикла.



Отклонения температуры воздуха в прошлом от современных значений .

- а - средний неоплейстоцен - голоцен, северная Атлантика;
- б - поздний неоплейстоцен-голоцен, Западная Сибирь;
- в - средний неоплейстоцен-голоцен, Антарктида, ст. Восток;
- г - голоцен, Европейская территория России;
- д - за последние 4 тысячи лет, Европейская территория России;
- е - за последние 500 лет (средние тридцатилетие).

а – Северная Атлантика [14]; б – Западная Сибирь [4; в – Антарктида, ст. Восток [8]; г – Европейская территория России [11]; д – Европейская территория России [4, 5, 9]; е – за последние 500 лет, средние тридцатилетие [12]. Составлено Н.А. Шполянской [13].

Рисунок 3 - Длиннопериодные циклы отклонений температуры воздуха от современных

Описанные колебания полностью совпадают с изменениями самой солнечной активности (рис. 5). На графике показаны изменения солнечной активности, проявляющейся во вспышках на Солнце (пятна,) – 11-летние циклы в рамках вековых циклов. Видно чередование вековых циклов солнечной активности: примерно годы 1720 – 1820, 1820–1910, 1910–2010. Четко выделяется период с 1645 по 1715 гг, когда пятна практически отсутствовали – минимум Маундера, который по времени совпадает с Малым ледниковым периодом. Затем похолодание сменяется потеплением. Хорошо прослеживается рост солнечной активности от одного векового цикла к другому, что вполне соответствует разогреву атмосферы возрастающим солнечным теплом и современному потеплению после Малого ледникового периода. Сами авторы этих наблюдений (Физический институт РАН, и Нортумбрийский университет Великобритании) утверждают, что эти данные полностью опровергают антропогенную природу современного потепления.

Что касается начала нового векового цикла, то это вполне соответствует общему колебательному ходу температуры воздуха. Предыдущий вековой цикл начался в первом десятилетии XX в. и должен закончиться в первом десятилетии XXI в. (см. рис. 4). Это прослеживается и в цикличности солнечной активности – последний вековой цикл начался

примерно в 1910 году и закончился в 2009 году (см. рис. 5). Подъем температуры воздуха после 2008 г. аналогичен таковому после 1910 г. Начался новый вековой цикл солнечной активности и новый вековой климатический цикл. Это тоже естественная закономерность.

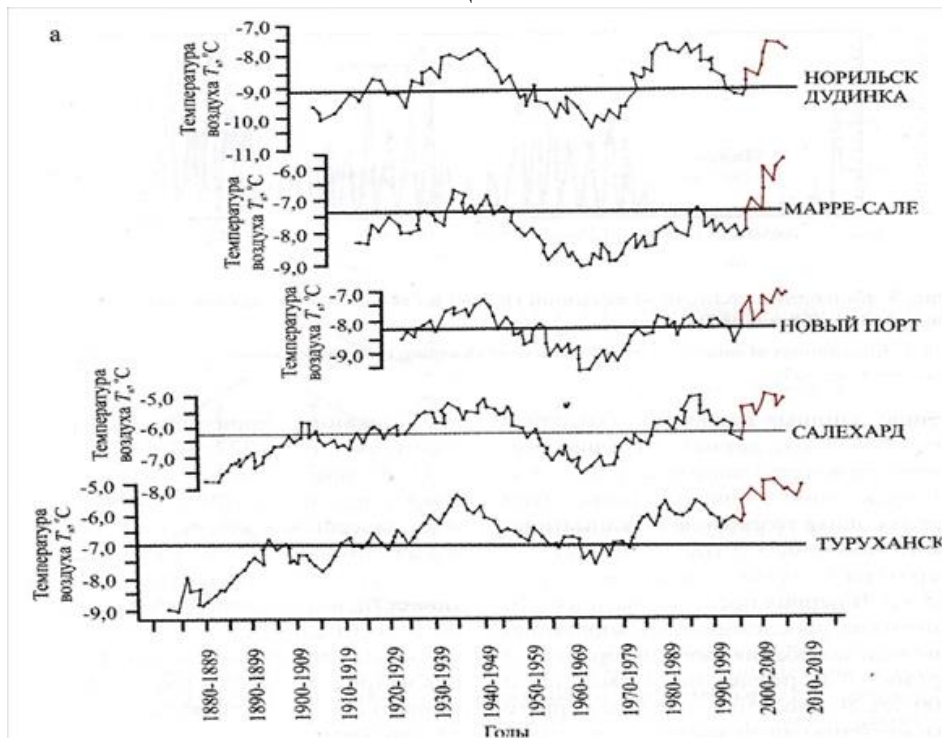


Рисунок 4- Современный многолетний ход температуры воздуха ($T_{в}$) в рамках векового цикла (1910–2009) по метеостанциям Западной Сибири за период от начала наблюдений до 2016 г (скользящие средние десятилетия). Циклический ход температуры полностью совпадает с глобальным ходом. Выполнено Н.А. Шполянской

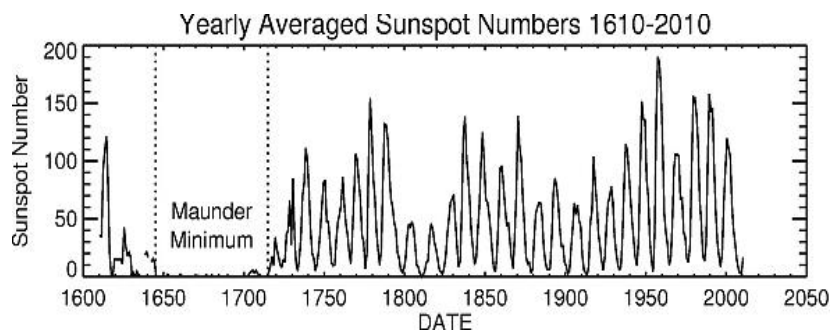
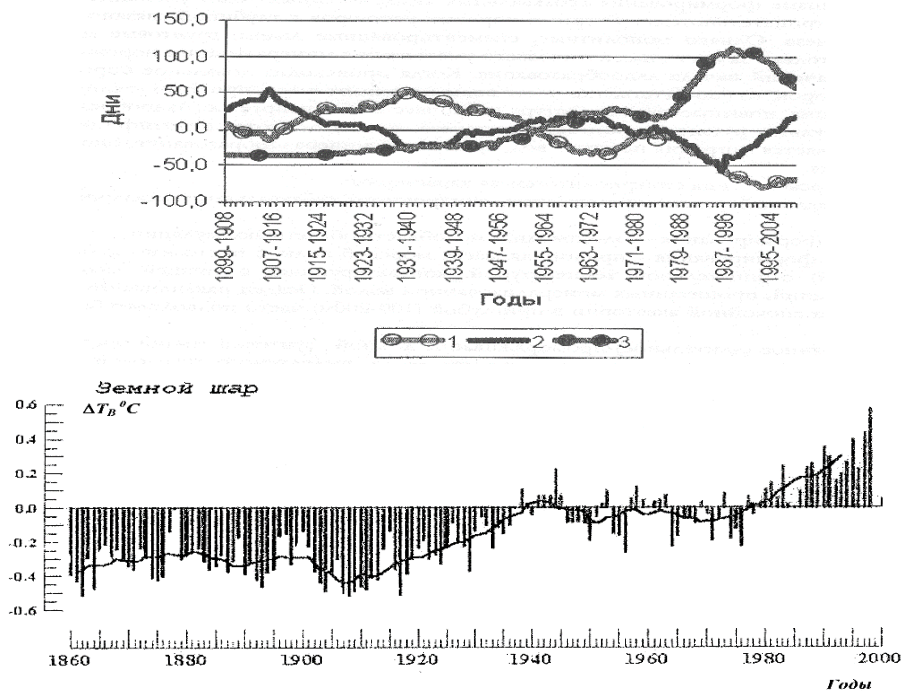


Рисунок 5 - Колебания солнечной активности за 400 лет. Видны 11-летние циклы (изменение количества пятен– вспышки на Солнце, или чисел Вольфа) в рамках вековых циклов [17].

Циркуляция атмосферы, как второй климатообразующий фактор (она тоже связана с динамикой солнечной активности), определяет долготно-секторные закономерности изменения климата. В направлении с запада на восток климат от мягкого морского переходит в суровый континентальный. В пределах Российского Севера преобладают два типа циркуляции – зональная (широтная), западный перенос воздушных масс с Атлантического океана, и меридиональная северная – перенос воздушных масс с Северного Ледовитого океана. Со сменой типов циркуляции связывают смену климатических периодов – эпохи потепления связаны с преобладанием зонального типа циркуляции, холодные эпохи обусловлены преобладанием меридионального типа. Это видно на графике Н.К. Кононовой из Института Географии, где показано преобладание в разное время разных типов циркуляции (рис. 6 А).

Если сравнить даты смены типов циркуляции с ходом температуры воздуха (рис.6Б), то обнаружится полное совпадение: 1910-е – годы похолодания и резкого сокращения

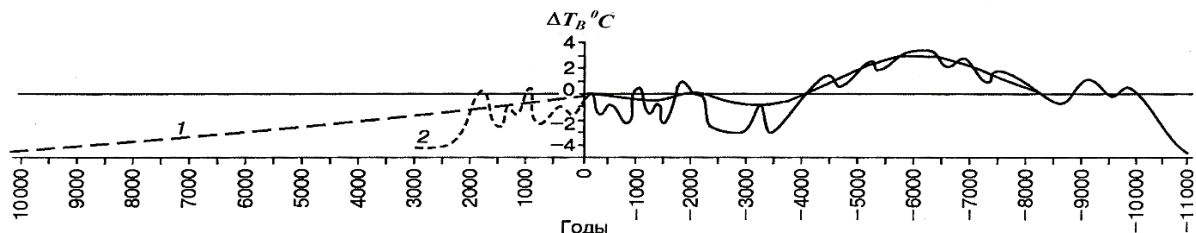
зональной циркуляции, одновременно, роста меридиональной северной, 1930-40-е – годы потепления, и преобладание зональной циркуляции, 1960-е – новое похолодание и смена зональной циркуляции на меридиональную северную, и так далее. Все это указывает на то, что современный климат полностью укладывается в естественный колебательный ход.



- а) – Отклонения десятилетних скользящих средних величин суммарной годовой продолжительности групп циркуляции от средних значений за 1899–2008 годы:
 1 – зональной циркуляции; 2 – меридиональной северной циркуляции;
 3 – меридиональной южной циркуляции [7].
- б) – Временные ряды аномалий средней годовой температуры приземного воздуха, осредненной по территории Земного шара. Аномалии вычислены как отклонения от средней за 1961–1999 гг. [2].

Рисунок 6 - Изменения типов циркуляции и температуры воздуха в XX веке.

Каковы **тенденции** развития современного климата? Современный климат развивается в рамках 41-тысячелетнего цикла (см. рис. 3в). Последнее похолодание было 18–20 тыс. лет назад, следовательно, примерно через 40 тыс. лет после этого (т.е. через 15–20 тыс. лет от сегодняшнего дня) должен наступить новый ледниковый период. Пик потепления цикла – голоценовый оптимум (4–8 т.л.н.) – уже прошел. На рис. 7 видно, что современный климат развивается по нисходящей ветви. Колебания более коротких периодов будут проходить на фоне снижающихся температур.



- 1 – предполагаемая нисходящая ветвь колебаний температуры 40–45-тысячелетнего цикла,
 2 – предполагаемые короткопериодные колебания температуры
 (как продолжение колебаний в исторический период) [13]

Рисунок 7 - Отклонения температуры воздуха (ΔT_v) от современных значений за последние 11 000 лет (включая голоценовый климатический оптимум) и прогноз ее дальнейшего хода.

Эта нисходящая тенденция проявляется и по другим работам. На рис.8 [6] видно, что постепенное снижение температуры происходит, начиная с Палеогена.

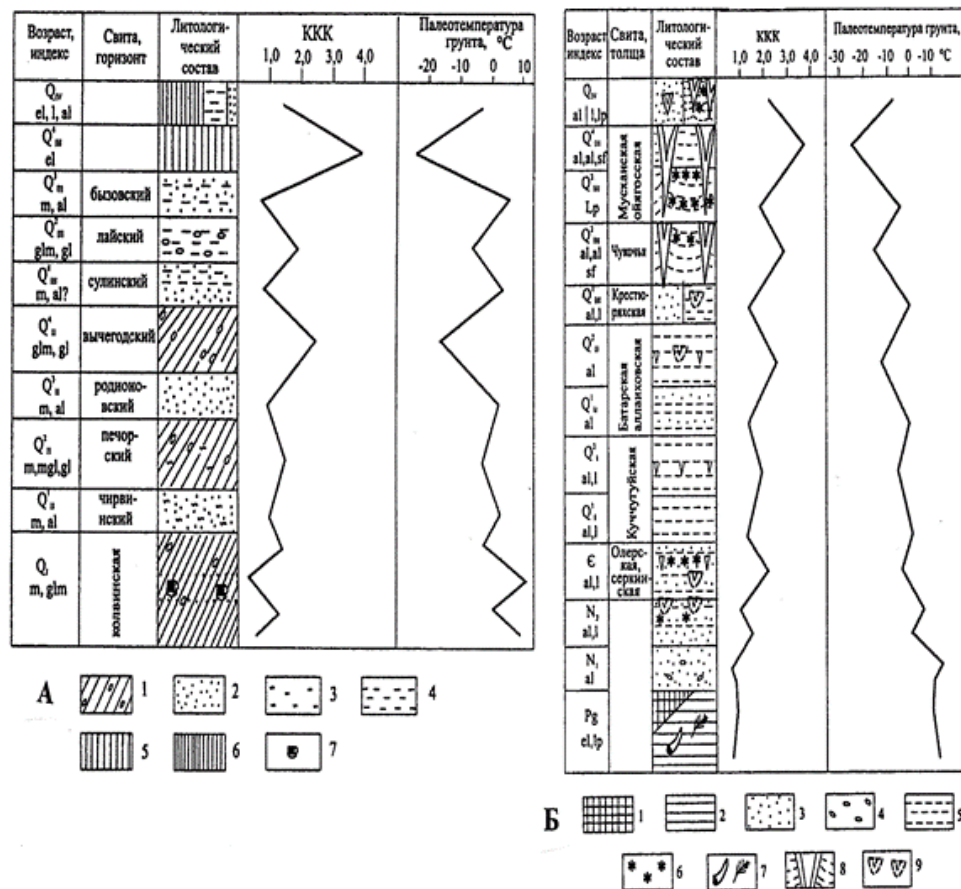


Рисунок 8 - Изменение T_{cp} грунтов по данным криолитологического анализа на севере Европейской России (А) в плейстоцене и в Яно-Колымском районе (Б) в верхнем кайнозое. [6].

Представления о ведущей роли промышленных выбросов в современном потеплении основываются на том факте, что в конце XIX века обнаружили одновременный рост CO_2 в атмосфере и температуры воздуха. В это время начиналась активная индустриализация в ведущих странах, рост CO_2 связали с промышленными выбросами и признали причиной потепления. В действительности, повышение содержания CO_2 в атмосфере при потеплении наблюдаются и в кернах древних пород. Увеличение CO_2 в атмосфере является не причиной потепления климата, а его следствием [10]. Дело в том, что океан, который содержит в себе 98% растворенного современного объема CO_2 [3], является регулятором его движения и поддерживает постоянное равновесие в системе океан–атмосфера: при повышении температуры растворимость газов в океанической воде уменьшается и часть углекислого газа переходит из океана в атмосферу, при понижении температуры растворимость газа увеличивается, и CO_2 переходит из атмосферы в океан. Потеплениям всегда соответствует увеличение CO_2 в атмосфере, а похолоданиям – его уменьшение. Это наблюдается в кернах льда Антарктиды за последние 400 т.л. [1, 16], и в кернах мелового периода (100–140 млн л. н.) [3, 9]. По кернам на ст. Восток в Антарктиде установлено, что все теплые периоды начинались с роста температуры. Рост парниковых газов начинался позже, иногда с большим запаздыванием [16].

Общее заключение.

– Развитие климата Земли во все периоды проходило и проходит сейчас под влиянием естественных факторов – солнечной инсоляции и циркуляции атмосферы. Современное потепление является этапом в колебательном ходе климата Земли.

– Антропогенное влияние на климат Земли возможно лишь локально – в больших городах, непосредственно около источников промышленных выбросов.

– Общее долговременное развитие глобального климата направлено на похолодание.

– Современное потепление – это продолжающийся выход из Малого ледникового периода (примерно, 300-летние циклы).

– С 2009–2010 года начался новый вековой цикл, так что в ближайшие годы предполагается продолжающееся потепление. Однако на фоне общего нисходящего развития климата, потепление будет небольшим.

Библиографический список:

1. Вакуленко Н.В., Котляков В.М., Монин А.С., Сонечкин Д.М., 2004. Доказательство упреждения концентрации парниковых газов вариациями температуры в данных станции «Восток». Доклады Академии наук, Том 396, № 5, с. 686-690.
2. Груза Г. В., Ранькова Э. Я. Мониторинг климата и оценка климатической изменчивости по данным наблюдений // Глобальные изменения климата и их последствия для России (под ред. Г.С.Голицына и Ю.А. Израэля), М.: изд-во «Региональная общественная организация ученых по проблемам прикладной геофизики», 2002. С.9–39.
3. Зубаков В.А., 2001. О климато-океанических режимах и парниковом эффекте // Тезисы докладов XIV Международной школы морской геологии, М., 2001, Том 1, с. 49-50.
4. Кинд Н. В. Геохронология позднего антропогена по изотопным данным. М.: Наука, 1974. 216 с.
5. Климанов В.А. Температура и количество осадков в субатлантическом периоде на севере Европейской территории СССР по палинологическим данным. // Колебания климата за последнее тысячелетие (под ред. Е.П. Борисенкова). Л.: Гидрометеиздат, 1988. с. 26-34.
6. Конищев В. Н. Эволюция температуры пород Арктической зоны России в верхнем кайнозое // Криосфера Земли, 1999, Т. III, № 4. С. 39–47.
7. Кононова Н.К. Классификация циркуляционных механизмов Северного полушария по Б.Л. Дзердзиевскому. М.: Воентехиниздат, 2009. 372 с.
8. Котляков В.М., Лориус К. Четыре климатических цикла по данным ледяного керна из глубокой скважины на станции Восток в Антарктиде. // Известия РАН. Серия географическая, 2000, № 1, с. 7-19.
9. Полозова Л.Г. Климатические условия «малого ледникового периода», восстановленные по дендрохронологии. // Колебания климата за последнее тысячелетие (под ред. Е.П. Борисенкова). Л.: Гидрометеиздат, 1988, с. 41-49
10. Сорохтин О.Г., Чилингар Дж.В., Сорохтин Н.О. Теория развития Земли: происхождение, эволюция и трагическое будущее. М.–Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2010. 751 с.
11. Хотинский Н.А., Алешинская З.В., Гуман М.А., Климанов В.А., Черкинский А.Е. Новая схема периодизации ландшафтно-климатических изменений в голоцене. // Известия АН СССР. Серия географическая, 1991, № 3, с. 30-42.
12. Чернавская М.М. Опыт реконструкции термических условий малого ледникового периода на севере Евразии (по дендрохронологическим данным) // Колебания климата за последнее тысячелетие (под ред. Е.П. Борисенкова). Л.: Гидрометеиздат, 1988. с. 71-78.
13. Шполянская Н.А. Вечная мерзлота и глобальные изменения климата. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. 198 с.
14. Emiliani C. Pleistocene temperatures // “Science”, 1970, 168, N 3933
15. Frakes L.A. Climates throughout geologic time. Elsevier, Amsterdam, New York: 1979. 310 p.
16. Humlum O., Stordahl K., Solheim J.E. The phase relation between atmospheric carbon dioxide and global temperature // Global and Planetary Change, 2013, Vol. 100, pp. 51-69.
17. URL: www.othereal.ru>chto-nadopznat-o-solnechnom_cikle, 2011. (дата обращения: 22.12.2018)]

СЕКЦИЯ 3.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ В НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ

УДК 519.673

Моделирование процесса разработки нефтегазовых месторождений

Вергун В.В.

Научный руководитель – Чувашов Н.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Целью исследования является: изучить процесс моделирования разработки нефтегазовых месторождений

Задачи:

- Собрать и проанализировать информацию по выбранной теме;
- Изучить основные типы моделей и процесс их создания;
- Ознакомиться с симуляторами моделирования разработки нефтегазовых месторождений;
- Сделать выводы.

Моделирование – это процесс, при котором специалист использует модель для получения информации, на базе которой он может принять разумное решение. Моделирование не заменяет изучение объекта, но может помочь понять основные взаимосвязи происходящих в нем процессов.

Гидродинамическое моделирование - это один из основных методов управления разработкой месторождения.

Моделирование разработки нефтяных месторождений позволяет уточнить геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства нефтяного пласта при воспроизведении истории разработки, а также является системой количественных представлений о процессе извлечения углеводородов из недр.

Целями моделирования являются:

- Оценка первоначальных запасов углеводородов
- Планирование добычи
- Исследование механизма фильтрации
- Экономические расчеты
- Создание подземных газовых хранилищ
- Исследование скважин
- Оптимизация систем нефте-газодобычи

Для каждого вида месторождения и предполагаемого метода воздействия на пласт предусмотрена та или иная математическая модель, позволяющая спрогнозировать несколько вариантов разработки и выбрать наиболее эффективный вариант, опираясь также и на экономические показатели.

Современному инженеру необходимо иметь инструмент, который позволял бы оценивать имеющиеся факторы и определять их взаимосвязь с полученным решением.

Модельный подход наиболее близко отвечает этим целям. Модели, как правило, бывают двух видов: физические и математические.

Физические модели имеют ту же физическую природу, что и изучаемый объект.

Математические модели представляют собой системы математических уравнений, описывающие с физической точки зрения характер исследуемого процесса. Они подразделяются на статистическое (геологическое) и Динамическое (гидродинамическое).

В статических моделях параметры и свойства не меняются во времени (геологические модели), а в динамических - свойства модели зависят от времени (гидродинамические или фильтрационные модели).

Так же динамическое моделирование подразделяется на аналитическое и численное моделирование.

Аналитическое моделирование - это математический прием исследования логистических систем, позволяющий получать точные решения.

Методы динамического численного моделирования имитируют поведение модельных систем в заданных условиях и в этом отношении численное моделирование сходно с реальным экспериментом.

Физические модели - имеют ту же физическую природу, что и изучаемый объект (модели вытеснения из образцов керна)

В качестве физических моделей можно считать широко применяемые в настоящее время модели, составленные из образцов керна, которые воспроизводят физические процессы вытеснения нефти из горных пород.

Математические модели - представляют собой системы математических уравнений, описывающие с физической точки зрения характер исследуемого процесса. При моделировании процессов разработки нефтяных месторождений эти уравнения в общем виде представляют собой сложные дифференциальные уравнения в частных 5 6 производных. Решить эти уравнения без применения вычислительной техники практически невозможно.

К примеру, для контроля за заводнением продуктивных пластов используются: Закон Дарси и Уравнение материального баланса.

$$V = - \frac{k}{\mu} \text{grad } p \quad (1)$$

Согласно закону Дарси скорость движения (фильтрации) жидкости (газа) в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления, т.е. перепаду давления, приходящемуся на единицу длины пути движения жидкости или газа и направлена в сторону падения давления. Коэффициент пропорциональности равен подвижности жидкости, т.е. отношению проницаемости породы к вязкости жидкости.

Уравнение материального баланса

Метод материального баланса является основной составляющей любой программы по контролю за заводнением продуктивных пластов. Это один из первых инструментов, используемых для характеристики процессов заводнения и предшествует применению более сложных методов, включая моделирование.

При выводе уравнения материального баланса рассматривается однородный пласт с неизменными свойствами породы и флюидов. Баланс обеспечивается путем учета всех масс флюида, втекающего и вытекающего за определенный период времени. Схематично материальный баланс представлен на следующей формуле:

$$N_p \cdot [B_t + B_g \cdot (R_p - R_{si})] + W_p = N \cdot \left[(B_t - B_{ti}) + \frac{B_{ti}}{1 - S_{wi}} \cdot (C_f + S_w \cdot C_w) \cdot \Delta p + \frac{m \cdot B_{ti}}{B_{gi}} \cdot (B_g - B_{gi}) \right] + W_e + W_i + G_i \cdot B_g \quad (2)$$

где N - запасы нефти;

N_p - накопленная добыча нефти;

W_p - накопленная добыча воды;

W_i - накопленная закачка воды;

W_e - приток воды из-за контура;

B_t - объемный коэффициент нефти с растворенным газом;

B_{ti} - объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении;

B_g - коэффициент пластового объема газа;

B_{gi} - объемный коэффициент газа при начальном пластовом давлении;

m - соотношение начальных объемов газовой шапки и нефти;

R_p - накопленное газосодержание;

R_s - содержание растворённого газа в нефти;

S_w - текущая водонасыщенность;

S_{wi} - начальная водонасыщенность;

C_w и C_f - сжимаемость воды и породы;

Δp - изменение давления от начального пластового;

G_i - суммарное количество нагнетаемого газа [2].

Геолого-фильтрационная модель – это объёмная абстракция месторождения представленная набором исходных данных в виде кубов числовых значений, позволяющая анализировать и прогнозировать технологические показатели разработки.

Начинается создание геолого-фильтрационной модели с анализа геолого-геофизических данных с целью определения типа напластования. Далее – построение структурного каркаса. Загрузка скважинных данных и сейсмических атрибутов. Построение куба пористости, проницаемости. Построение литологической модели пласта и выделения коллекторов. Расчет насыщения выделения залежи. В конце расчет запасов УВ по 3д модели и защита модели в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых

На сегодняшний день наиболее популярными гидродинамическими симуляторами являются Tempest More, Eclipse, CMG, tNavigator.

Каждый вышеперечисленный гидродинамический симулятор имеет несколько определённых модулей:

- модуль трёхфазного моделирования;
- модуль композиционного моделирования;
- модуль PVT;
- модуль неизотермической фильтрации;
- модуль автоматической адаптации;
- модуль визуализации результатов расчёта.

В вышеописанных программных комплексах на расчёт подается текстовый файл с исходными данными. Структура текстового файла модели каждого гидродинамического симулятора имеет схожую структуру.

При работе с композиционными моделями используются несколько уравнений состояния, построенных на основе обобщенного уравнения Мартина (кубического уравнения состояния). Используемые уравнения состояния:

- Ридлих-Квонг
- Соавье-Ридлих-Квонг, Соавье-Ридлих-Квонг 3-х параметрическое
- Пенг-Робинсон, Пенг-Робинсон 3-х параметрическое
- Шмидт-Венцель
- Зюдкевич-Иоффе [1]

Выводы:

В ходе работы была собрана и проанализирована информация по теме, а именно:

1 Что представляет из себя моделирование

2 Каких видов модели существуют

3 Как они применяются касательно разработки нефтегазовых месторождений

Были изучены такие процессы и аппараты как:

1 Создание геолого-фильтрационной модели

2 Различные геологические и гидродинамические симуляторы, принципы их работы

Библиографический список:

1. Дуркин, С. М. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений (теория и практика): учеб. пособие / С. М. Дуркин – Ухта : УГТУ, 2014. – 104 с.
2. Соколов, В. С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / В. С. Соколов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 – 146 с.

УДК 553.982

Состояние и перспективы развития нефтяной промышленности в Республике Коми

Дуркина И.М.

Научные руководители - Павловская А.В., Дуркин В.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Тимано-Печорская нефтегазовая провинция вносит определённый вклад в восполнение ресурсной базы России.

Ниже представлена динамика добычи по нефтегазовым провинциям России.

Таблица 1 - Динамика добычи по нефтегазоносным провинциям (НГП) (в процентах)

НГП	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1	2	3	4	5
Волго-Уральская НГП	22,8	23,3	22,9	22,8
Восточно-Сибирская НГП	8,8	9,2	8,6	8,5
Западно-Сибирская НГП	58,3	57,3	58,4	58,5
Охотская НГП	3,2	3,4	3,3	3,5
Северо-Кавказская НГП	1,2	0,6	1,1	1,1
Тимано-Печорская НГП	5,7	6,2	5,7	5,6

Из представленных 6 провинций Тимано-Печорская располагается на 4 месте.

Таким образом, в силу своего благоприятного географического местоположения и удобства логистики Республика Коми находится в весьма выгодном положении.

Первоочередными задачами прогресса нефтедобывающей отрасли Республики Коми являются:

- совокупное освоение и эксплуатация залежей нефти и попутного газа;
- внедрение науко- и импортозамещающих технологий при разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений;
- рост доли применения попутного нефтяного газа;
- экологические аспекты этих технологий.

Значительная часть месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции характеризуется выработанностью запасов, в связи с этим часть из них можно отнести к залежам с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Указанные ТРИЗ требуют особого подхода в плане тщательного выбора компаний, оказывающих сервисное сопровождение по строительству скважин и добыче углеводородного сырья. Важно отметить также тот факт, что с ростом ТРИЗ и, как следствие, капитальных вложений, интерес крупных добывающих компаний по извлечению углеводородного сырья снижается.

В республике Коми добыча нефти в 2018 г. составляла 14,4 млн. т, в 2019 г. - 14,5 млн. т, в 2020 г. - 12,8 млн. т, т. е. уменьшилась по сравнению с предыдущим годом на 11,7%. В регионе открыли только одно нефтяное месторождение — Девятовское. За счет этого ООО «РК-Ойл» прирастил извлекаемые запасы нефти по категории С1 на 0,4 млн тонн, категории С2 — 1,3 млн тонн. Прирост запасов нефти промышленных категорий в 2019 г. составил 16,4 млн тонн. Основной прирост запасов нефти категории А+В1+С1 пришелся на ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» — 7,2 млн тонн.

На начало 2020 года в республике запасы нефти учтены по 152 месторождениям (133 нефтяных, 10 нефтегазоконденсатных, 4 нефтегазовых, 5 газонефтяных). Объем извлекаемых запасов нефти категорий А+В+С1 составляет 551,8 млн тонн (годом ранее запасы оценивались в 653,9 млн тонн). Более половины (53%) из них приходится на три крупных месторождения: Ярегское, Усинское и Возейское.

В 2019 году нефтегазовые компании республики добывали нефть на 75 месторождениях. Основные нефтедобывающие предприятия: ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (примерно 80% всей добычи в регионе), ПАО «НК «Роснефть», АО «Комнедра».

Сокращение объемов добычи и переработки нефти относительно соответствующих показателей прошлого года произошло из-за падения внешнего и внутреннего спроса на нефть и нефтепродукты в условиях пандемии коронавируса, а также в соответствии с обязательствами России по сдерживанию национальной добычи нефти на уровне квот, установленных в рамках соглашения со странами «ОПЕК+».

За счёт влияния этих факторов произошло снижение объёма добычи нефти и в целом по России. Годовая добыча нефти в 2018г. составила 555,9 млн. т, в 2019 г. – 561,2 млн. т, в 2020 г. – 512,7 млн. т, снижение составило 9,1% по отношению к предшествующему году. Следует отметить, что снижение объёма добычи нефти по Республике Коми более значительное – 11,7%.

По Республике Коми наблюдается следующая тенденция. 80-83 % добычи приходится на ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (минимум приходится на 2019 год, максимум 2020 год), 5,8-18,6 % приходится на ООО «РН-Северная нефть» (минимум приходится на 2020 г., максимум на 2019 год). 1,4 % (2019 год), 11,2 % (2020 год) приходится на мелкие нефтяные компании АО «Комнедра» (г. Усинск), ЗАО «Колванефть» (г.Усинск), ООО «ТК «Енисей» (г. Усинск), ЗАО «Печоранефтегаз» (г. Печора), ЗАО «Нэм-Ойл» (г.Усинск), ЗАО «Нефтус» (г. Усинск).

Наряду с указанными выше факторами на снижение объёма добычи нефти в республике Коми повлияли отмена льгот на добычу трудноизвлекаемой нефти на Ярегском месторождении (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») и изменение структуры добывающих компаний. В декабре 2020 г. 9 % акций ООО «РН-Северная нефть» было продано АО «ННК» (г. Москва), и, в дальнейшем, в марте 2021 года 84 % акций ООО «РН-Северная нефть» было продано также АО «ННК» (г. Москва -Коми).

На рисунках 1 и 2 представлены прогнозный прирост проходки по нефтегазовым районам России и планируемые капитальные затраты на период до 2025 года.

Анализ объёмов проходки по нефтегазоносным провинциям показывает, что Тимано-Печорская провинция, как и по объёмам добычи нефти, также находится на 4 месте.

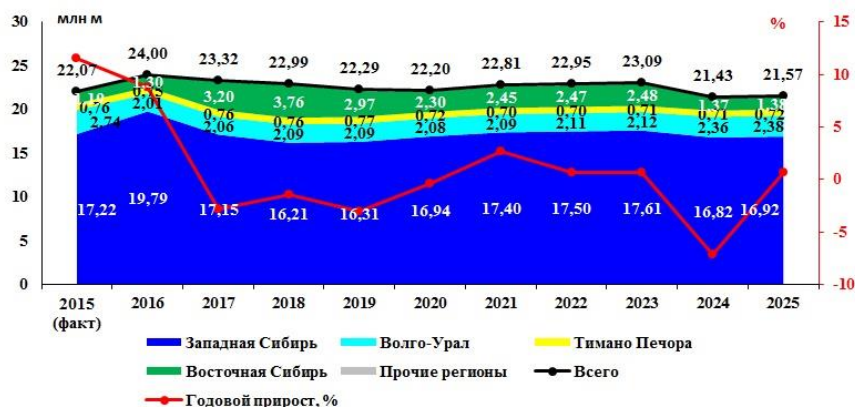


Рисунок 1 –Прогноз объёмов проходки по нефтегазовым районам [1]

Годовой объём проходки в динамике за 2015-2025 годы находится примерно на одном уровне с небольшим уменьшением к 2025 г. на 2,3%.

Анализ структуры капитальных вложений в разработку нефтегазовых месторождений показывает, что наибольший удельный вес капитальных вложений приходится на бурение скважин.

Основное, что можно отметить по вышесказанному: необходима государственная поддержка геологоразведки в Республике, привлечение НИИ и НПО, имеющих на территории республики, к разработке наукоемких технологий, требуется импортозамещение в нефтегазосервисе, поддержка малых и средних предприятий, специализирующихся в нефтегазовой сфере, эффективное использование попутного нефтяного газа.

Крупнейшими предприятиями по добыче и транспорту нефти в республике Коми являются ООО «Лукойл-Коми» и АО «Транснефть-Север».

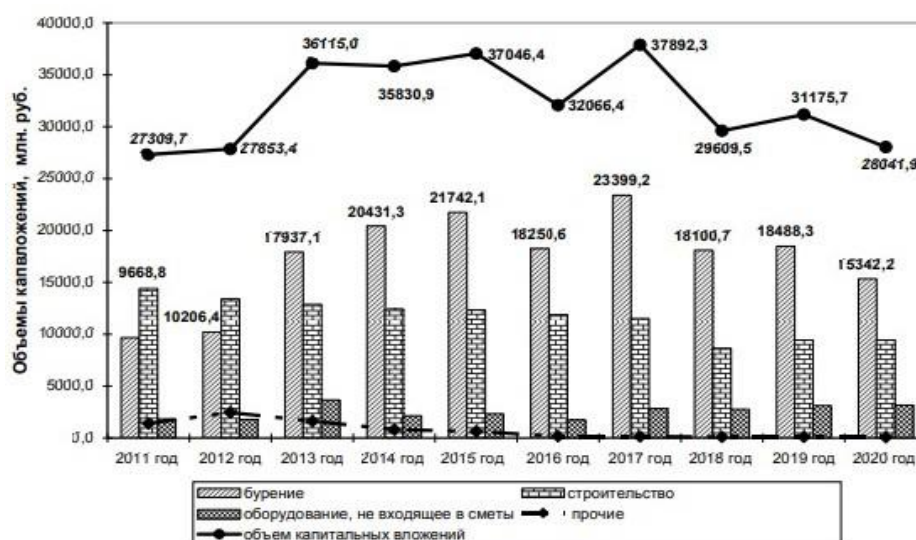


Рисунок 2 –Динамика объемов капитальных вложений [2]

Анализ динамики финансовых результатов и эффективности производства в ООО «Лукойл-Коми» за 2015-2019 гг. представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Анализ динамики финансовых результатов и эффективности производства в ООО «Лукойл-Коми» за 2015-2019 гг., тыс. руб.

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Темп роста за весь период, %.
1	2	3	4	5	6	7
Выручка от продаж (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей)	291 728 261	285 531 017	327 021 018	466 363 714	442 375 554	151,6
Себестоимость продаж	164 467 152	173 562 433	209 085 960	265 179 586	269 310 833	163,7
Коммерческие расходы	84 935 576	76 579 205	86 380 342	129 119 749	93 371 039	109,9
Управленческие расходы	4 181 935	4 343 228	5 375 326	4 819 416	4 822 231	115,3
Валовая прибыль	127 261 109	111 968 584	117 935 058	201 184 28	173 064 721	136,0
Прибыль (убыток) от продаж	38 143 598	31 046 151	26 179 390	67 244 963	74 871 451	196,3
Чистая прибыль (убыток)	24 042 260	17 179 409	34 264 538	49 175 873	43 944 724	182,8
Себестоимость реализованной продукции	253 584 663	254 484 866	300 841 628	399 118 751	367 504 103	144,9
Рентабельность продаж,%	13,1	10,9	8,0	14,4	16,9	129,0
Рентабельность продукции,%	15,1	12,2	8,7	16,8	20,4	133,1
Рентабельность реализованной продукции,%	8,3	6,0	10,5	10,5	9,9	119,8
Рентабельность производственной деятельности,%	9,5	6,8	11,4	12,3	12,0	126,3

В целом за период с 2015 по 2019 г. наблюдается положительная динамика финансовых результатов. Выручка от продаж в динамике за 5 лет увеличилась на 150647293 тыс. руб., т. е. на 51,6%, а себестоимость реализованной продукции – на 113919448 тыс. руб., т. е. на 44,9%. В анализируемом периоде темп роста выручки превышает темп роста затрат, что привело к повышению эффективности финансово-хозяйственной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Все показатели рентабельности в динамике за 3 года имеют тенденцию к снижению, а в 2018

и 2019 годах - увеличились. Особенно существенно увеличились показатели рентабельности продаж и продукции в последний год, что свидетельствует о повышении эффективности добычи нефти на крупнейшем нефтегазодобывающем предприятии республики.

Важнейшим предприятием по транспортировке нефти в Республике Коми является АО «Транснефть-Север».

В таблице 3 рассчитаны показатели рентабельности в АО «Транснефть-Север» [4].

Таблица 3 – Результаты оценки эффективности магистрального транспорта нефти в АО «Транснефть-Север» за 2014-2019 гг.

Показатели	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Выручка, тыс. руб.	15165082	15027185	16234606	15828017	19193711	22888239
Себестоимость, тыс. руб.	8916686	10263214	11492033	11562954	12435390	14636149
Коммерческие расходы, тыс. руб.	4045	1733	0	0	0	669
Управленческие расходы, тыс. руб.	1881906	2091377	2268990	2512756	2836499	2857637
Прибыль от продаж, тыс. руб.	4362445	2664861	2473583	1752307	3921822	5393784
Чистая прибыль, тыс. руб.	3528731	1900080	1180578	1176064	2595556	4020878
Рентабельность продаж, %	28,77	17,73	15,24	11,07	20,43	23,6
Рентабельность услуг по транспортировке нефти, %	40,38	21,57	17,98	12,45	25,68	30,8
Рентабельность производственной деятельности, %	32,67	15,38	8,58	8,36	17,00	23,0
Рентабельность реализованной продукции, %	23,27	12,64	7,27	7,43	13,52	17,6

Рентабельность продаж с 2014 года по 2017 год снизилась с 28,77% до 11,07%, т. е. в 2,6 раза, но уже в 2018 году рентабельность продаж увеличилась до 20,43%, т. е. в 1,8 раза по сравнению с 2017 г., а в 2019 г. рентабельность составила 23,6%.

Показатель рентабельности услуг по транспортировке нефти в период с 2014 года по 2017 год значительно уменьшился с 40,38% до 12,45%, т. е. в 3,2 раза, а в 2018 и 2019 годах происходит рост данного показателя до 25,68% в 2018 г. и до 30,8% в 2019 г.

Рентабельность производственной деятельности в динамике за 6 лет уменьшилась с 32,67% до 23,0%, т. е. на 29,7%. Рентабельность реализованной продукции уменьшилась с 23,27% до 17,6%, т. е. на 24,5%.

Из проведенного анализа следует, что с 2014 года по 2017 год происходит снижение эффективности магистрального транспорта нефти в АО «Транснефть-Север», а в 2018 и 2019 годах производственно-хозяйственная деятельность общества стала более эффективной по сравнению с предыдущим четырехлетним периодом.

Из проведенного анализа производственно-хозяйственной деятельности крупнейших предприятий по добыче и транспортировке нефти в Республике Коми следует, что эффективность добычи и транспорта нефти в последние 2 года увеличилась по сравнению с предшествующим периодом.

Библиографический список:

1. Российский нефтесервис. Оценка объемов нефтесервисного рынка России и наиболее крупных его сегментов: электрон. журнал. 2017. URL: https://neftegaz.ru/analysis/world_market/328584-rossiyskiy-nefteservis/ (дата обращения : 10.01.2021).
2. Перспективы развития нефтедобычи в Республике Коми [Текст] / Известия Коми научного центра УроРАН. – 2011. - № 3 (7). – С.64-69..

УДК 331.456

**Современные задачи формирования и развития культуры
производственной безопасности промышленных предприятий**

Лыскова И.Е.

Коми республиканская академия государственной службы и управления, г. Сыктывкар

В качестве основных направлений формирования и развития культуры безопасности в Российской Федерации выделяется формирование культуры безопасности жизнедеятельности населения (в процессе повседневной занятости и в условиях чрезвычайных ситуаций). С учётом социальных, экономических и экологических целей устойчивого развития Российской Федерации отдельно и дополнительно выделяются направления по формированию и развитию личной и общественной культуры экономической безопасности и экологической культуры. Подчёркивается исключительно важная профилактическая функция культуры безопасности в процессе социальной адаптации личности, формирования модели безопасного мышления и безопасного поведения человека, отвечающего требованиям личной и общественной безопасности с учётом возрастных, индивидуальных, физиологических, психологических особенностей, а также учётом социального статуса, специфики сферы занятости и профессиональной деятельности личности и др. [1].

Система производственной безопасности промышленных предприятий включает систему промышленной безопасности, определяющейся широкой совокупностью специфических производственных факторов внутренней и внешней среды организации, и систему охраны труда (в международных нормативно-правовых документах также используется понятия «безопасности и гигиены труда», «безопасности труда и охраны здоровья»). Соответственно, культура производственной безопасности объединяет два ключевых компонента: культуру промышленной безопасности и культуру охраны труда (культуру безопасности труда, культуру безопасности и гигиены труда).

Одним из значимых направлений укрепления экономической безопасности Российской Федерации является государственная политика в области промышленной безопасности. Промышленная безопасность определяется как комплекс технических и организационных мер по обеспечению состояния защищённости промышленных объектов, поддержанию стабильности технологических процессов, исключению (сведению к минимуму) опасности возникновения аварий или инцидентов, устранению воздействия опасных и вредных факторов производства на людей и окружающую среду, недопущению причинения вреда имуществу юридических и физических лиц, государственному и муниципальному имуществу [2].

Объективно промышленное производство является источником потенциальной опасности и угрозы. Соответственно, целями государственной политики в области промышленной безопасности является «предупреждение аварий и инцидентов на промышленных объектах, решение правовых, экономических и социальных задач, направленных на обеспечение роста промышленного производства, реализация конституционных прав граждан на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности, на благоприятную окружающую среду, и укрепление правопорядка в области промышленной безопасности» [3].

Приоритетными направлениями государственной политики в области промышленной безопасности, определяющими широкую совокупность соответствующих им задач, являются:

1. совершенствование нормативно-правового регулирования и государственного управления в области промышленной безопасности;
2. разработка и внедрение единых критериев оценки рисков аварий на промышленных объектах и категорирования таких объектов;
3. усиление защиты промышленных объектов от угроз техногенного и природного характера, а также от террористических угроз;

4. обеспечение комплексной защиты и противоаварийной устойчивости промышленных объектов и их инфраструктуры;

5. повышение эффективности федерального государственного контроля и надзора в области промышленной безопасности;

6. сокращение количества бесхозных промышленных объектов;

7. эффективное кадровое обеспечение деятельности в области промышленной безопасности;

8. *развитие культуры промышленной безопасности, осознание личной ответственности за состояние промышленной безопасности и формирование нетерпимого отношения к нарушениям требований промышленной безопасности;*

9. урегулирование вопросов в области промышленной безопасности на территориях (объектах), над которыми юрисдикция Российской Федерации в этой области не осуществляется;

10. развитие международного сотрудничества в области промышленной безопасности [3].

Отправной точкой актуализации структурно-функциональных и содержательных аспектов формирования и развития культуры производственной безопасности промышленных предприятий принято считать 1986 г., связанный с трагическими событиями аварии на Чернобыльской АЭС. Сам термин «культура безопасности» впервые был использован в Докладе № 1 «Информация об аварии на Чернобыльской АЭС и её последствиях, подготовленная для МАГАТЭ» Международной консультативной группой по ядерной безопасности (*International Nuclear Safety Advisory Group – INSAG*) (Итоговый доклад о совещании по рассмотрению причин и последствий аварии в Чернобыле (№ 75-INSAG-1)). 25-29 августа 1986 г. состоялась конференция экспертов МАГАТЭ (Международного агентства по атомной энергии или *International Atomic Energy Agency – IAEA*), которая была посвящена анализу причин Чернобыльской аварии [4].

Сущность культуры безопасности, по мнению экспертов Международной консультативной группы по ядерной безопасности, «состоит в достижении того, чтобы самое пристальное внимание к безопасности уделялось и организациями, и отдельными лицами». Осознание личной ответственности и преданности делу должно формировать основы культуры безопасности. Вместе с тем отмечалось, что категории «личная преданность делу», «направленное на безопасность мышление», «внутренняя критическая позиция» по вопросам безопасности оказываются «неосознаваемыми» («трудноосознаваемыми»), но приводящими к «ощутимым проявлениям, которые могут действовать в качестве показателей культуры безопасности».

Значительное влияние на формирование ключевых характеристик и факторов эффективной культуры безопасности оказывает наличие «необходимых рабочих условий», что входит в зону ответственности руководителей организации, а также определённой «позиции персонала», закрепляющей ориентиры поведения отдельных лиц организации. В Докладе Международной консультативной группы по ядерной безопасности № 75-INSAG-4 были определены основные структурные компоненты культуры безопасности по уровням приверженности целям безопасности:

1. Приверженность на политическом уровне, предусматривающая заявление о политике в области безопасности; соответствующие структуры управления; необходимые ресурсы; систему саморегулирования.

2. Приверженность на уровне руководителей, включающая определение ответственности; определение и контроль практики обеспечения безопасности; квалификацию и подготовку; поощрения и наказания; ревизии, аналитические обзоры и сравнения.

3. Приверженность на индивидуальном уровне, формирующаяся на основе критической позиции; строго регламентированного и взвешенного подхода; коммуникативности [5].

Система формирования и развития культуры безопасности атомного производства стала ориентиром для ключевых отраслей экономики, в частности для нефтегазовой промышленности. Более 35 лет продолжается работа по выявлению теоретических и практических характеристик, закрепляющих значимость культуры производственной безопасности. Важно обратить внимание, что преобладающими факторами, влияющими на формирование структурно-содержательных компонентов культуры производственной безопасности являются социально-психологические факторы, определяющие поведение должностных лиц организации. На наш взгляд, многоуровневую модель приверженности приоритетным целям безопасности следует интегрировать в систему организационной (корпоративной) культуры и организационного, в том числе безопасного, поведения. Саму культуру безопасности логично рассматривать как неотъемлемую составляющую культуры организации (организационной культуры). Безусловно, тема безопасности промышленного производства имеет давнюю историю. Однако изначально концепция культуры производственной безопасности, с нашей точки зрения, формировалась и развивалась в рамках концепций управления человеческими ресурсами (управления персоналом) и качества трудовой жизни.

Требуется существенная работа по анализу концептуальных, нормативно-правовых и эмпирических основ формирования и развития культуры производственной безопасности. В настоящее время отсутствуют единые требования к процессу формирования культуры безопасности. Среди ключевых направлений деятельности руководства промышленных предприятий следует выделить:

- необходимость систематического внимания и контроля к вопросам безопасности промышленного производства;
- формирование личной ответственности и приверженности культуре безопасности;
- закрепление профессиональных моделей безопасного мышления и безопасного поведения сотрудников организации.

В условиях трансформации экономической системы современной России происходят принципиально значимые перемены в структуре социально-трудовых отношений. Задачи повышения эффективности бизнес-процессов, рационального управления ресурсами организации, особенно внедрения качественно новых подходов к управлению человеческими ресурсами, человеческим потенциалом, соблюдения трудовых прав, обеспечения безопасных и благоприятных условий труда, социальных гарантий, высокого уровня доходов, в целом формирования системы качества трудовой жизни приобретают исключительную значимость в современной организации.

Библиографический список:

1. Лыскова И.Е. Основные направления формирования и развития культуры безопасности в Российской Федерации / И.Е. Лыскова // Глобальная ядерная безопасность. – 2021. – № 2 (39). С. 84-100.
2. Лыскова И.Е. Стратегические цели производственной безопасности промышленных предприятий в аспекте приоритетов национальной и экономической безопасности Российской Федерации / И.Е. Лыскова // Глобальная ядерная безопасность. – 2021. – № 1 (38). С. 94-109.
3. Об основах государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу / Указ Президента Российской Федерации от 06.05.2018 г. № 198 // Собрание законодательства РФ, 14.05.2018. № 20, ст. 2815.
4. Международная консультативная группа по ядерной безопасности. Итоговый доклад о совещании по рассмотрению причин и последствий аварии в Чернобыле. Серия изданий по безопасности, № 75-INSAG-1, МАГАТЭ. Вена, 1986 г. [Электронный ресурс] URL: // <http://www.magate-1.narod.ru/> дата обращения 20.08.2021.
5. Международная консультативная группа по ядерной безопасности. Культура безопасности. Серия изданий по безопасности, №75-INSAG-4. МАГАТЭ, Вена, 1991. – 52 с. [Электронный ресурс] URL: // <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/> дата обращения 20.08.2021.

УДК 001.895

Управление инновационным развитием нефтегазового комплекса

Павловская А.В., Дуркина И.М., Дуркин В.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Инновационное развитие отраслей нефтегазового комплекса является основой повышения эффективности производства.

В 2019 году добыча нефти и газового конденсата в России составила 561,2 млн т., в 2020 году – 512,7 млн т. е. снизилась на 9%. Несмотря на санкции к нефтегазовому комплексу России, предъявленные ЕС и США в 2014 году, и их ужесточение в последующие годы, годовая добыча нефти и газового конденсата в России увеличилась с 526 млн т в 2014 г. до 561,2 млн т в 2019 г., т. е. на 6,7%. И только в 2020 г. впервые произошло снижение добычи нефти на 9 % за счёт пандемии, соблюдения соглашения стран членов ОПЕК о стабилизации объёмов добычи нефти и снижения мировых цен на нефть.

Основой воспроизводства нефтегазодобывающих производственных мощностей является бурение нефтяных и газовых скважин.

В буровых организациях России в последние годы внедряются следующие инновации в области техники, технологии и организации производства:

- 1) внедрение PDC долот и их модификаций;
- 2) бурение на обсадных трубах;
- 3) использование роторно-управляемых систем (РУС);
- 4) применение новых буровых и тампонажных растворов;
- 5) применение новых промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов;
- 6) бурение с использованием винтовых забойных двигателей (ВЗД);
- 7) совершенствование компоновок низа бурильной колонны (КНБК);
- 8) внедрение новых типов буровых установок;
- 9) повышение качества крепи скважины;
- 10) бурение боковых стволов;
- 11) внедрение нового оборудования для предотвращения аварий и ликвидации осложнений;
- 12) совершенствование организационных структур буровых организаций на основе внедрения проектного управления;
- 13) развитие системы сервисного обслуживания буровых организаций.

В результате внедрения инноваций в строительстве нефтяных и газовых скважин произошло увеличение объёмов эксплуатационного бурения с 24,7 млн м в 2016 г. до 27 млн м в 2020 г., т. е. на 9,3%. Увеличение объёмов буровых работ явилось одним из факторов увеличения объёмов добычи нефти.

Наиболее сильными игроками среди нефтегазодобывающих компаний остаются: ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК Роснефть».

Наличие месторождений, перспективных с точки зрения добычи углеводородного сырья, доказано в 37 субъектах Российской Федерации. Промышленная нефтегазодобыча ведётся в 33 субъектах.

Традиционно основным источником углеводородных ресурсов является Западная Сибирь, где добывается порядка 60 % нефти, однако имеются сложности с ее добычей в связи с высокой обводненностью месторождений (рис. 1). Объем добычи на шельфе Северного Каспия, Дальнего Востока и морях Северного Ледовитого океана является невысоким, но стабильным за счет государственной поддержки и налоговых льгот. Увеличение удельного веса добычи нефти произошло в 2018 г. и в 2019 г. в Ямало-Ненецком автономном округе за счет арктических месторождений и месторождений Республики Саха (Якутия).

Анализ добычи нефти по структурным единицам Российской Федерации показывает, что наибольшие запасы приурочены к Уральскому федеральному округу, т.к. в его пределах

находится часть Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, а также ЯНАО и Ханты-Мансийский автономный округ. На втором месте традиционно располагается Приволжский федеральный округ, имеющий в своем активе стабильно дающие углеводородное сырье месторождения, в большинстве своем мелкие и с трудноизвлекаемыми запасами (рис.2).

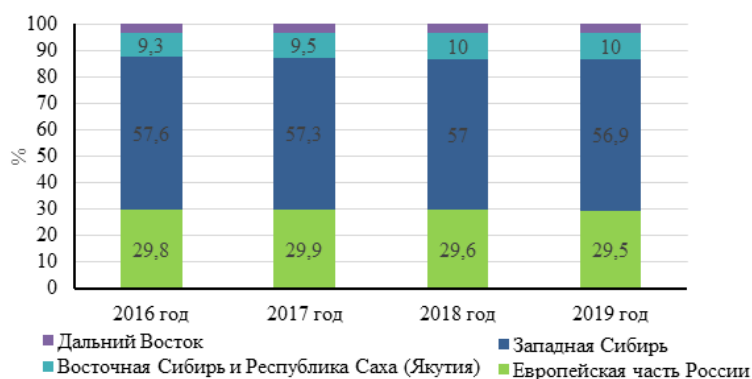


Рисунок 1 – Динамика структуры добычи нефти по регионам России

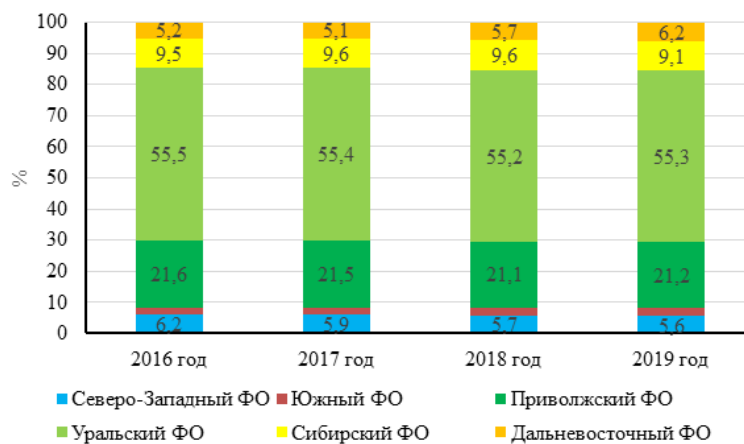


Рисунок 2 – Структура добычи нефти по федеральным округам

Дальний Восток опередил Северо-Запад за счет ввода Среднеботубинского месторождения и месторождений на шельфе Охотского моря. На Северо-Западе намечился незначительный спад добычи в Ненецком автономном округе и Калининградской области.

Оценивая территориально близкие к Республике Коми массивы данных о добыче нефти в Северо-Западном федеральном округе, можно отметить следующее: добыча нефти в Калининградской области и Ненецком автономном округе снизилась, в Республике Коми незначительно выросла.

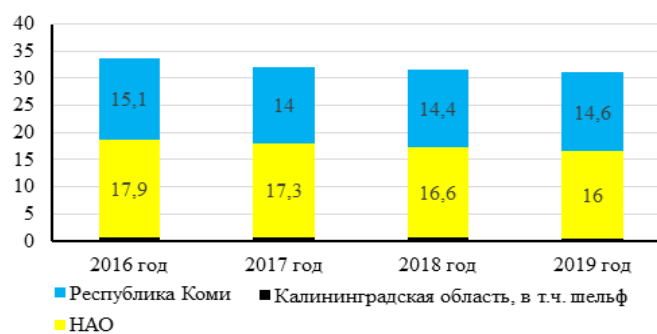


Рисунок 3 – Добыча нефти в Северо-Западном федеральном округе

Лидером по объемам добычи нефти в России является Уральский федеральный округ. Добыча нефти здесь держится на достаточно высоком уровне. Это связано с широким применением инновационных технологий дочерними обществами компаний-операторов: ПАО «НК Роснефть» и ПАО «Газпром».

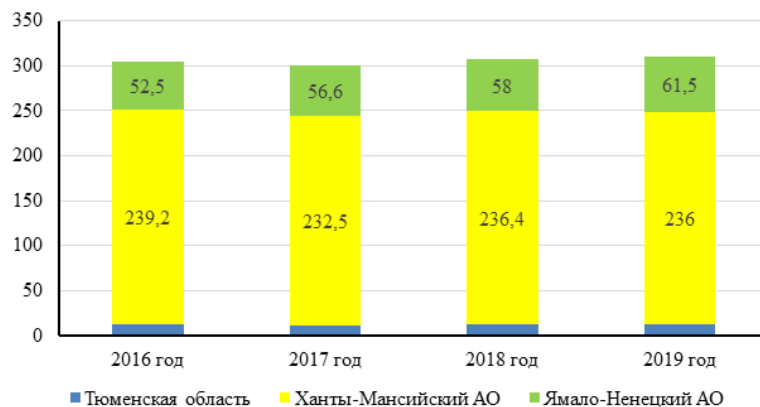


Рисунок 4 – Добыча нефти в Уральском федеральном округе

Основным рычагом управления инновационным развитием нефтяных компаний России являются разработка и реализация программ инновационного развития компаний.

В структуре программы инновационного развития ПАО «НК Роснефть» выделяются 4 основных блока: целевые инновационные проекты, программы модернизации, развитие инновационной деятельности, инновации в бизнес-процессах. Представленная структура достаточно хорошо зарекомендовала себя на протяжении длительного времени.



Рисунок 5 – Программа инновационного развития ПАО «НК Роснефть» [2]

Более детально проработана программа инновационного развития в ПАО «Газпромнефть». Цели внедрения инновационных технологий:

1. Внедрение комплекса технологий, направленных на повышение продуктивности скважин - уменьшение затрат на строительство горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для новых проектов по извлечению углеводородного сырья и получения дополнительных объемов добычи.
2. Разработка технологии ПАВ-полимерного заводнения - разработка промышленной технологии, обеспечивающей рентабельное увеличение нефтеотдачи на истощенных месторождениях.
3. Развитие технологий вовлечения в разработку нетрадиционных запасов нефти - проект направлен на достижение результата по увеличению объемов извлечения углеводородного сырья при присоединении новых залежей и пластов.
4. Разработка и постановка на производство катализаторов каталитического крекинга и гидрогенизационных процессов - обеспечение отечественной нефтеперерабатывающей отрасли эффективными катализаторами каталитического крекинга, гидроочистки и гидрокрекинга.
5. Когнитивная геология – убыстрение процесса геолого-разведочных работ посредством внедрения информационных технологий помощи в определении решений и улучшения бизнес-процессов.

6. Создание центров управления проектами – более быстрый ввод в эксплуатацию новых месторождений (времени до получения первой продукции) за счет внедрения информационных технологий и улучшения процессов производства.

7. Создание «актива будущего» в сегменте добычи - проект должен обеспечить переход к управлению средствами – месторождениями либо их группами – на основе максимального использования их потенциальных добычных возможностей.

8. Создание систем интегрированного планирования и управления производством в down-stream - запланировать использование средств сводного планирования, цифровизации процесса и регулирование надежности технологического оборудования в направлении переработки, материально-технического обеспечения и продаж.



Рисунок 6 – Программа инновационного развития ПАО «Газпромнефть» [3]

В программе стратегического развития ПАО «ЛУКОЙЛ» разработаны основные направления инновационной деятельности, представленные на рисунке 7 [4].

Организационное направление инноваций включает совершенствование системы менеджмента с целью снижения управленческих затрат; переход более 80 дочерних обществ и организаций ПАО «ЛУКОЙЛ» на единый фирменный стиль; совершенствование управления трудовыми ресурсами [4].

Инновационные технологические решения в области геологоразведки и разработки месторождений включают бурение на обсадных трубах, использование гидроразрывов пластов с адресным подбором жидкостей, разработку и использование новых рецептов кислотных обработок призабойной зоны скважин, применение технологий 3D Sparse и 3D-Q, доведение качества базовых масел до европейских стандартов; увеличение объемов и глубины переработки нефти.

В результате реализации этих программ в нефтепереработке глубина переработки нефти на российских НПЗ увеличилась с 83,1% в 2019 г. до 84,1% в 2020 г.

В ПАО «Лукойл» планируются к внедрению технологические решения, направленные на повышение производительности и надежности работы оборудования - это установка частотных преобразователей для плавного пуска и регулировки частоты вращения асинхронных электродвигателей привода насосов и механизмов, использование мультифазных насосов для перекачки нефтегазовой среды, использование струйных насосов в системе сбора попутного нефтяного газа; использование насосных станций высокого давления и малой производительности для индивидуальной закачки в очаговые нагнетательные скважины и обеспечения поддержания пластового давления малых месторождений; использование труб из коррозионно-стойких материалов; применение современных приборов и систем диагностики для контроля технического состояния оборудования с целью обеспечения экономии эксплуатационных затрат и повышения надежности работы технологических систем [4].

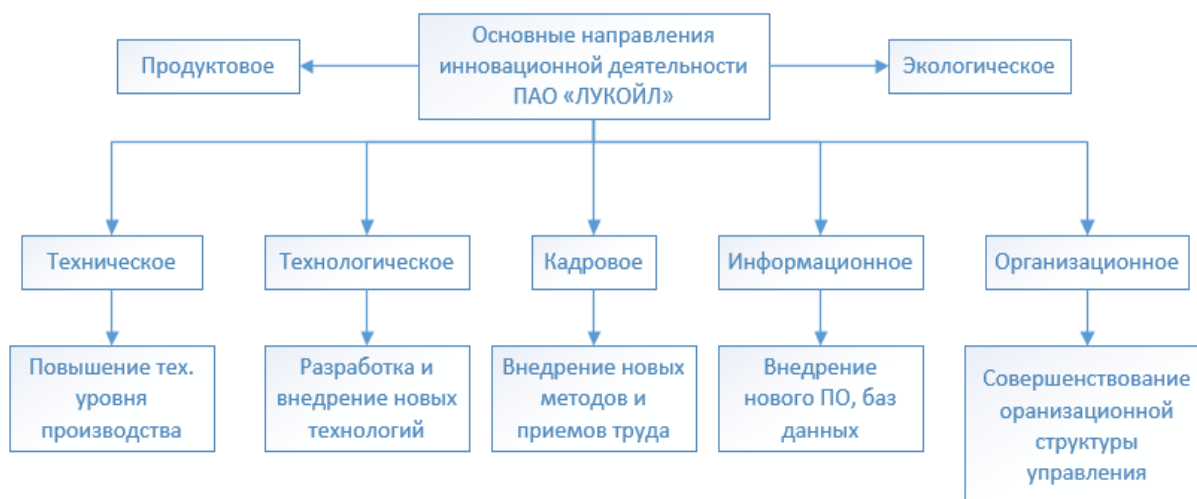


Рисунок 7 - Основные направления инновационной деятельности ПАО «Лукойл»

Кадровое и информационное направление инноваций заключается в разработке и внедрении корпоративных информационных систем и инструментов управления: внутрикорпоративный портал Компании, представляющий собой среду для обмена знаниями в условиях территориально распределенной структуры Компании; инфраструктура удаленного доступа к информационным ресурсам Компании; система портфельного анализа и управления рисками Merak Capital Planning, система управления нефтегазовыми активами (СУНА), в которой консолидируется ключевая актуальная информация о проектах Компании; система консолидации бюджетной отчетности (SAP SEM).

В ПАО «Лукойл» вводятся в эксплуатацию проекты новых информационных систем, направленных на изменение культуры коллективной работы сотрудников Компании: внедрение сервисных методов управления и организация видеоконференцсвязи, позволивших повысить оперативность принятия управленческих решений и сократить командировочные расходы административно-управленческого персонала.

Большое внимание в программе уделено совершенствованию организации основных, вспомогательных и управленческих бизнес-процессов. С этой целью разрабатывается проект внедрения автоматизированной системы управления производством (АСУП), который позволит связать в единое целое бизнес-процессы оперативного планирования, управления и организации производства.

Цели инновационной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ»:

- окупаемость инновационных проектов;
- достижение наибольшего экономического эффекта от внедрения инновационной продукции;
- увеличение продуктивности работы организации.

Представленные выше инновации ведут к повышению эффективности работы нефтяных компаний, механизации и автоматизации технологических процессов, получению новых видов сырья и топлива, совершенствованию организации производства и труда и системы управления в целом.

Библиографический список:

1. Региональные особенности добычи и переработки нефти в России [Текст] / Бурение и нефть. – 2020. - № 10. – С.3-10.
2. Программа инновационного развития до 2030 г. ПАО «Роснефть».
3. Программа инновационного развития до 2025 г. ПАО «Газпромнефть».
4. Программа стратегического развития ПАО «ЛУКОЙЛ» до 2021 года / Официальный сайт ПАО «ЛУКОЙЛ» [Электронный ресурс] – URL: <https://csr2015-2016.lukoil.ru/about/strategy-and-management/development-program>, свободный

УДК 334.72

Экономическое развитие буровых работ в России

Павловская А.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Бурение нефтяных и газовых скважин является самым крупным сектором рынка нефтегазового сервиса в России.

Основная цель буровых организаций заключается в обеспечении прироста запасов нефти и газа и создании новых производственных нефтегазодобывающих мощностей.

Буровые работы обеспечивают ежегодный прирост запасов с целью восполнения извлекаемых в течение года нефти и газа и увеличивают объёмы разведанных нефтяных и газовых ресурсов для дальнейшего устойчивого развития нефтяных компаний.

В буровых организациях России в настоящее время сложились эффективные дивизиональные структуры управления производством. Центральные офисы буровых организаций находятся, как правило, в Москве, Перми, Тюмени, Уренгое и в других городах, а в районах бурения скважин находятся их квазиавтономные подразделения в виде филиалов. ООО «РН-бурение», ООО «Газпром бурение», ООО «БК «Евразия», ООО «Интегра» находятся в Москве, а в Республике Коми функционируют их филиалы: Усинский филиал ООО «РН-бурение», Усинский филиал ООО «БК «Евразия». В ООО «Газпром бурение» функционирует четыре филиала: «Краснодар бурение», «Уренгой бурение», «Оренбург бурение» и «Астрахань бурение». Структуризация организации буровых работ осуществляется по территориальному признаку по географическим регионам.

Важнейшей тенденцией последних лет является развитие сервисного обслуживания буровых организаций. Сервисное обслуживание предприятий в России развивается на основе аутсорсинга, который является одной из наиболее успешных форм организации бизнеса в современной экономике.

Сервисное обслуживание строительства нефтяных и газовых скважин широко осуществляется при строительстве скважин в Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях.

В буровых организациях, осуществляющих строительство скважин «под ключ», в настоящее время развивается «сервис в сервисе». Эти организации также привлекают сервисные организации, осуществляющие долотный, растворный, телеметрический сервис и цементирование обсадных колонн.

В процессе строительства скважин при всех формах организации работ привлекаются организации, выполняющие следующие виды сервиса: долотный, растворный, цементажный, телеметрический, спуск обсадных колонн, геофизические исследования, геолого-технические исследования, обслуживание жилого городка

Буровые организации в Республике Коми сами осуществляют работы только по бурению и испытанию скважин и работают по суточной ставке заказчика. Основными заказчиками строительства нефтяных и газовых скважин являются ООО «Лукойл-Коми», ООО «РН-Северная нефть», АО «Комнедра», АО «Печора-нефть» и другие. Телеметрические работы и цементирование обсадных колонн осуществляет «ПетроАльянс», долотный и растворный сервис – «Халлибуртон» и почти все сервисные услуги по бурению скважин – «Петроинжиниринг» и «Шлюмберге».

Выручка от реализации нефтесервисных услуг увеличилась с 0,97 трлн. руб. в 2014 г. до 1,45 трлн. руб. в 2018 г., т. е. в 1,5 раза (таблица 1). Наибольший удельный вес выручки от реализации нефтесервисных услуг приходится на бурение скважин – 34,5%, на прочие сегменты – 42,8% и на капитальный ремонт скважин – 14,5%.

Выручка от реализации услуг нефтесервиса увеличилась в динамике за 5 лет на 49,4%, а себестоимость услуг – на 47,2%. опережение темпов роста выручки от реализации услуг над темпами роста себестоимости привело к увеличению прибыли за рассматриваемый период с 0,08 трлн. руб. в 2014 г. до 0,14 трлн. руб. в 2018 г., т. е. на 75% (таблица 2).

Таблица 1 – Динамика выручки от оказания нефтесервисных услуг, трлн руб.

Год	Сегменты рынка нефтесервисных услуг					
	Бурение и сопутствующие товары, трлн руб.	Капитальный ремонт скважин, трлн руб.	ГРП, трлн руб.	Сейсморазведка и ГИС, трлн руб.	Прочие сегменты, трлн руб.	Объем нефтегазосервисного рынка, трлн руб.
1	2	3	4	5	6	7
2014	0,41	0,12	0,04	0,10	0,30	0,97
2015	0,43	0,11	0,05	0,08	0,39	1,06
2016	0,42	0,20	0,05	0,09	0,46	1,22
2017	0,49	0,14	0,05	0,08	0,65	1,41
2018	0,50	0,21	0,04	0,08	0,62	1,45

Таблица 2 – Динамика эффективности нефтесервисных услуг

Показатели	2014г.	2015г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	2	3	4	5	6
Выручка от продаж нефтесервисных услуг, трлн. руб.	0,97	1,06	1,22	1,41	1,45
Себестоимость выполненных услуг, трлн. руб.	0,89	0,99	1,15	1,3	1,31
Прибыль от продаж, трлн. руб.	0,08	0,07	0,07	0,11	0,14
Рентабельность продаж, %	8,3	6,6	5,7	7,8	9,7
Рентабельность услуг, %	9,0	7,1	6,1	8,5	10,7

Увеличение прибыли от реализации услуг нефтесервиса привело к увеличению рентабельности продаж, определяемой отношением прибыли от продаж к выручке от продажи нефтесервисных услуг, с 8,3% в 2014 г. до 9,7% в 2018 г., т. е. на 16,9%. Однако рентабельность продаж снизилась в 2015 г. до 6,6%, а в 2016 г. – до 5,7%. В 2017 г. эффективность нефтесервисных услуг почти достигла уровня 2014 г. и составила 7,8%. Самый высокий уровень рентабельности продаж был достигнут в 2018 г. – 9,7%.

Рентабельность услуг нефтесервиса, определяемая отношением прибыли от продаж к себестоимости услуг, также увеличилась в динамике за рассматриваемый период с 9,0% в 2014 г. до 10,7% в 2018 г., т. е. на 18,8%.

Объем добычи нефти уменьшился с 523,3 млн. т в 2013 г. до 512,7 млн. т в 2020 г., т. е. на 2 %, а объем эксплуатационного бурения скважин за этот период увеличился с 20,8 млн. м до 27, млн. м, т. е. на 29,8% (таблица 3). опережение темпов роста объема бурения над темпами роста объема добычи нефти привело к снижению эффективности бурения скважин, определяемой отношением объема добычи нефти к объему проходки, с 25,2 т/м в 2013 г. до 19 т/м в 2020 г., т. е. на 24,6%

Таблица 3 - Динамика добычи нефти, проходки и эффективности буровых работ в России

Показатели	Годы						2019 г.	2020 г.
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Добыча нефти, млн. т	523,3	526,7	534	547,5	546,8	555,9	561,2	512,7
Проходка в эксплуатационном бурении, млн.м	20,8	19,8	22,1	24,7	27,6	27,6	27,3	27,0
Эффективность буровых работ, т/м	25,2	26,6	24,2	22,2	19,8	20,1	20,6	19,0

Крупнейшими буровыми компаниями в России являются ООО «Буровая компания «Евразия», ООО «РН-Бурение» и ООО «Газпром бурение», которые имеют свои филиалы в регионах России.

Результаты расчёта показателей эффективности буровых работ в ООО «Интегра-Бурение», ООО «БК Евразия», ООО «Газпром бурение», ООО «РН-Бурение» за 2015 - 2020 годы, рассчитанные автором, приведены в таблицах 4 – 7.

Таблица 4 - Показатели эффективности буровых работ в ООО «Интегра-Бурение» за 2015-2020 годы [2]

Год	Рентабельность продаж ($P_{п}$), %	Рентабельность строительства скважин ($P_{пр}$), %	Рентабельность реализованной продукции ($P_{рп}$), %	Рентабельность производственной деятельности ($P_{пд}$), %
1	2	3	4	5
2015	6,15	6,55	4,06	4,33
2016	8,7	9,53	7,17	7,85
2017	1,68	1,71	-15,78	-16,05
2018	0,42	0,42	3,60	3,59
2019	1,60	1,63	-10,32	-10,49
2020	2,65	2,72	9,17	9,42

В ООО «Интегра-Бурение» рентабельность продаж в анализируемом периоде уменьшилась с 6,15% до 2,65%, то есть в 2,3 раза (таблица 4). Рентабельность строительства скважин уменьшилась с 6,55% до 2,72%, то есть в 2,4 раза. Рентабельность реализованной продукции увеличилась с 4,06% до 9,17%, т. е. в 2,3 раза, а рентабельность производственной деятельности – в 2,2 раза. Производственно-хозяйственная деятельность ООО «Интегра-Бурение» в 2017 и 2019 годах была убыточной.

Таблица 5 - Показатели эффективности буровых работ в ООО «БК «Евразия» за 2015-2020 годы [1]

Год	Рентабельность продаж ($P_{п}$), %	Рентабельность строительства скважин ($P_{пр}$), %	Рентабельность реализованной продукции ($P_{рп}$), %	Рентабельность производственной деятельности ($P_{пд}$), %
1	2	3	4	5
2015	14,67	17,19	18,02	21,12
2016	18,86	23,25	11,65	14,36
2017	16,62	19,94	14,22	17,05
2018	13,68	15,84	21,28	24,65
2019	17,52	21,23	13,59	16,47
2020	16,17	19,29	16,97	20,25

Рентабельность продаж в ООО «БК «Евразия» увеличилась с 14,67% до 16,17%, то есть на 1,5% (таблица 5). Рентабельность строительства скважин увеличилась с 17,19% до 19,29%, то есть на 2,1%. Показатели рентабельности реализованной продукции уменьшились с 18,02% до 16,97%, то есть на 1,05% и рентабельности производственной деятельности – с 21,12% до 20,25%, то есть на 0,87%

Рентабельность продаж в ООО «Газпром Бурение» увеличилась с 8,33% до 15,90%, т. е. в 1,9 раза, рентабельность строительства скважин – с 9,08% до 18,91%, то есть в 2 раза, рентабельность реализованной продукции увеличилась с 1,73% до 12,14%, т. е. в 7 раз, и рентабельность производственной деятельности – с 1,88% до 14,43%, т. е. в 7,7 раза (таблица 6).

В целом эффективность буровых работ в ООО «Газпром Бурение» в 2018 и 2020 годах находилась примерно на одном уровне, а в 2019 году была значительно выше.

Таблица 6 - Показатели эффективности буровых работ в ООО «Газпром Бурение» за 2015-2020 годы [3]

Год	Рентабельность продаж ($P_{п}$), %	Рентабельность строительства скважин ($P_{пр}$), %	Рентабельность реализованной продукции ($P_{рп}$), %	Рентабельность производственной деятельности ($P_{пд}$), %
1	2	3	4	5
2015	8,33	9,08	1,73	1,88
2016	10,67	11,95	5,67	6,34
2017	13,67	15,84	9,83	11,38
2018	15,58	18,45	10,91	12,93
2019	19,48	24,19	16,86	20,93
2020	15,90	18,91	12,14	14,43

Таблица 7 - Показатели эффективности буровых работ в ООО «РН-Бурение» за 2015-2020 годы [4]

Год	Рентабельность продаж ($P_{п}$), %	Рентабельность строительства скважин ($P_{пр}$), %	Рентабельность реализованной продукции ($P_{рп}$), %	Рентабельность производственной деятельности ($P_{пд}$), %
1	2	3	4	5
2015	1,01	1,02	0,20	0,20
2016	-1,33	-1,32	-2,44	-2,41
2017	-1,27	-1,25	-3,25	-3,21
2018	-0,48	-0,47	-5,24	-5,22
2019	3,03	3,12	-1,17	-1,20
2020	3,68	3,68	-1,28	-1,33

В ООО «РН-Бурение» рентабельность буровых работ находится на более низком уровне по сравнению с ООО «БК «Евразия» и ООО «Газпром Бурение». Рентабельность продаж увеличилась с 1,01% в 2015 г. до 3,68% в 2020 г., т. е. в 3,6 раза, рентабельность строительства скважин за этот же период - с 1,02% до 3,68%, рентабельность реализованной продукции и производственной деятельности за рассматриваемый период уменьшилась в связи с тем, что производственно-хозяйственная деятельность ООО «РН-Бурение», начиная с 2016 г., была убыточной. В 2016 г. в ООО «РН-Бурение» получен убыток в сумме 1620958 тыс. руб., который увеличился в 2018 г. до 4 540 005 тыс. руб., а в 2020 г. убыток составил 1 261 338 тыс. руб. (таблица 7).

Сравнительный анализ эффективности буровых работ показал, что до 2017 года и в 2020 году в ООО «БК «Евразия» эффективность строительства скважин находится на более высоком уровне по сравнению с ООО «Газпром Бурение» и ООО «РН-Бурение». Однако, в 2018 и 2019 годах рентабельность продаж и рентабельность строительства скважин в ООО «Газпром Бурение» превышают аналогичные показатели в ООО «БК «Евразия».

Результаты расчётов позволяют сделать вывод о повышении эффективности буровых работ за рассматриваемый период во всех рассмотренных буровых организациях, кроме ООО «Интегра-Бурение». Увеличение объёмов проходки и повышение эффективности буровых работ привело к увеличению объёмов добычи нефти, несмотря на санкции, в условиях которых работает нефтегазовый комплекс в период с 2014 по 2021.

2020 год является одним из самых кризисных периодов в развитии нефтегазового комплекса. Объём добычи нефти уменьшился с 561,2 млн. т в 2019 г. до 512,7 млн. т в 2020 г., т. е. на 8,6%, объём эксплуатационного бурения за этот период – с 27,3 млн. м до 27,0 млн. м, т.е. на 1,1%. Все показатели рентабельности буровых работ по крупнейшим буровым предприятиям России в динамике за эти последние два года уменьшились, Снизилась

показатели эффективности производственно-хозяйственной деятельности всех нефтяных компаний России, кроме ПАО «Газпромнефть» и ПАО «Газпром».

Основными причинами снижения эффективности функционирования предприятий нефтегазового комплекса в 2020 году является пандемия, соглашение стран членов ОПЕК о стабилизации объемов добычи нефти и снижение мировых цен на нефть.

Проведенный анализ основных проблем экономического развития буровых работ позволил выявить следующие пути и резервы повышения эффективности буровых работ в России:

1) Внедрение инноваций в технике и технологии бурения нефтяных и газовых скважин:

- внедрение PDC долот и их модификаций;
- бурение на обсадных трубах;
- использование роторно-управляемых систем (РУС);
- применение новых буровых и тампонажных растворов;
- применение новых промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов;
- бурение с использованием винтовых забойных двигателей (ВЗД);
- совершенствование компоновок низа бурильной колонны (КНБК);
- внедрение новых типов буровых установок;
- повышение качества крепи скважины;
- бурение боковых стволов;
- внедрение нового оборудования для предотвращения аварий и ликвидации осложнений.

2) Совершенствование организационных структур буровых организаций на основе внедрения проектного управления.

3) Развитие системы сервисного обслуживания буровых организаций.

4) Повышение эффективности использования производственных и трудовых ресурсов.

5) Оптимизация бизнес-процессов в планировании и организации буровых работ.

Библиографический список:

1. ООО "БУРОВАЯ КОМПАНИЯ "ЕВРАЗИЯ": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ / Бухгалтерский учет. Налоги. Аудит [Электронный ресурс] – URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/8608049090_ooo-burovaya-kompaniya-evraziya
2. ООО "ИНТЕГРА-БУРЕНИЕ": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ / Бухгалтерский учет. Налоги. Аудит [Электронный ресурс] – URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/1834039053_ooo-integra-burenie
3. ООО "ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ / Бухгалтерский учет. Налоги. Аудит [Электронный ресурс] – URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/5003026493_ooo-gazprom-burenie
4. ООО "РН-Бурение": бухгалтерская отчетность и финансовый анализ / Бухгалтерский учет. Налоги. Аудит [Электронный ресурс] – URL: https://www.audit-it.ru/buh_otchet/7706613770_ooo-rn-burenie

УДК 331.45

Оценка экономической эффективности совершенствования системы пожаротушения

Пармузин П.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В работе представлен расчет экономической эффективности замены устаревших элементов системы пожаротушения на более новые, что позволит повысить уровень безопасности и снизить риск возникновения аварии.

Предложено произвести замену пожарных извещателей, прибора приемно-контрольного и насосов для станции пожаротушения.

Определена величина производственного риска после внедрения предложенных мероприятий.

Результаты расчета величины производственного риска до и после совершенствования системы пожарной безопасности приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета величины производственного риска

Авария	Вероятность возникновения аварии, год ⁻¹	Сценарий развития аварии	Вероятность сценария	
			До	После
Разгерметизация оборудования (загазованность)	3,43×10 ⁻⁴	Ликвидация пожара	1,02 × 10 ⁻⁴	2,71 × 10 ⁻⁴
		Взрыв – поражение	6,5 × 10 ⁻⁵	5,09 × 10 ⁻⁵
		Взрыв – поражение	8,25 × 10 ⁻⁵	3,26 × 10 ⁻⁶
		Взрыв – поражение	9,29 × 10 ⁻⁵	1,74 × 10 ⁻⁵

Определен индивидуальный и коллективный риск после внедрения газоаналитической системы. После совершенствования системы пожарной безопасности индивидуальный риск снизился с 2,404 × 10⁻⁴ до 7,15 × 10⁻⁵ год⁻¹, а коллективный риск снизился с 1,202 × 10⁻³ до 3,57 × 10⁻⁴ год⁻¹.

В таблице 2 приведены результаты расчета индивидуального и коллективного риска.

Таблица 2 – Результаты расчета индивидуального и коллективного риска

Наименование риска	До внедрения мероприятий	После внедрения мероприятий	Эффективность, %
Индивидуальный	2,404 × 10 ⁻⁴	7,15 × 10 ⁻⁵	
Коллективный	1,202 × 10 ⁻³	3,57 × 10 ⁻⁴	

Проведена оценка экологической эффективности. Рассчитана плата за сверхлимитный выброс загрязняющих веществ, которая составляет 1,84 тыс. руб.

При возгорании ГПА и развитии пожара наносится экологический ущерб окружающей среде, а именно происходит загрязнение атмосферного воздуха за счет выбросов продуктов горения турбинного масла: CO, NO₂, SO_x, H₂S, сажи (С).

В таблице 3 приведены массы загрязняющих веществ и плата за их сверхлимитный выброс.

Таблица 3 – Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при пожаре

Вид загр. вещ.	Масса загр. вещ. до мероприятий, кг	Масса загр. вещ. после мероприятий, кг	Плата за выброс сверхлимита, руб./т
CO	4167	277,8	1,6
NO ₂	342	22,8	138,8
SO ₂	1379	91,9	45,4
H ₂ S	49,7	3,31	686,2
Сажа (С)	8435	562,2	200

После внедрения мероприятий срабатывание противопожарной системы происходит в течение 30 секунд после возгорания, развитие пожара предотвращается, что позволяет избежать негативного воздействия на окружающую среду. Следовательно, экологический ущерб равен нулю.

Капитальные затраты в проект приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Капитальные затраты на реализацию проекта

Наименование	Стоимость оборудования, руб.	Затраты на доставку, руб.	Строительно-монтажные работы, руб.	Итого, руб.
ИП101-07е	360192	10100	10000	380292
К 45/30(а)	295680	16600	16600	328880
РАДУГА-2А	8230	1850	2000	12080

Капитальные затраты по запроектированному варианту составят:

$$K = 380292 + 328880 + 12080 = 721252 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные затраты включают:

- амортизационные отчисления;
- затраты на оплату труда;
- социальные отчисления;
- материальные затраты (топливо, вспомогательные материалы, энергия и пр.);
- прочие затраты.

Модули системы пожаротушения не требуют технического обслуживания. Требуются только затраты на энергию, для работы модулей и амортизационные отчисления.

Мощность одного модуля газового пожаротушения составляет 5 Вт. Время работы одного модуля 24 часа в сутки. Внедряемое количество – 8. Количество ежедневно потребляемой электроэнергии, составит:

$$Z_{м.д.} = 5 \times 8760 \times 8 = 350,4 \text{ кВт/ч.}$$

Для производственных объектов Республики Коми цена за 1 кВт/час электроэнергии – 5,12 руб. Затраты на электроэнергию за 1 год составляют:

$$Z_{э.г} = 350,4 \times 5,12 = 1794 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления за год – это сумма амортизации на восстановление основных средств, исчисляемая исходя из балансовой стоимости и норм амортизации.

Годовые амортизационные отчисления (A_r):

$$A_r = 721252 / 10 = 72125,2 \text{ руб.}$$

Затраты на техническое обслуживание составляют 7-8 тыс. руб. в месяц. Таким образом, в год на техническое обслуживание в среднем будет затрачено 96 тыс. руб.

Эксплуатационные затраты составляют:

$$Z_3 = 72125,2 + 1794 + 96000 = 169919,2 \text{ руб./год.}$$

Величина предотвращенного ущерба от аварии будет являться экономическим эффектом от проекта (Z_r) [1].

Ущерб от аварий на опасных производственных объектах может быть выражен в общем виде формулой:

$$P_a = P_{пп} + P_{ла} + P_{сэ} + P_{нв} + P_{экол} + P_{втр} , \quad (1)$$

где P_a – полный экономический ущерб от аварий, руб.;

$P_{пп}$ – прямые потери организации, руб.;

$P_{ла}$ – затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, руб.;

$P_{сэ}$ – социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей), руб.;

$P_{нв}$ – косвенный ущерб, руб.;

$P_{экол}$ – экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.;

$P_{втр}$ – потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности, руб.

Потери предприятия в результате уничтожения при аварии основных фондов составят 9000000 руб.

Потери предприятия в результате повреждения при аварии в резервуарном парке основных фондов.

– стоимость восстановления и ремонта оборудования – 15323 тыс. руб.;

– стоимость услуг сторонних организаций, привлеченных к ремонту, – 500 тыс. руб.;

– транспортные расходы, надбавки к заработной плате и затраты на дополнительную электроэнергию – 5500000 рублей.

Таким образом:

$$P_{пп} = 9000000 + 15323000 + 500\ 000 + 5500000 = 30323000 \text{ руб.}$$

Известно, что на предприятии средняя заработная плата производственных рабочих составляет 60000 рублей в месяц; количество сотрудников, не привлеченных к работе в результате в результате простоя, составило 50 чел.

Сумму израсходованной зарплаты и части условно-постоянных расходов, рассчитываемая на 60 дней, составит:

$$P_{з.п} = 2000 \times 50 \times 60 = 6000 \text{ тыс. руб.}$$

Так как другие организации не пострадали от аварии, недополученная прибыль третьих лиц не рассчитывается.

Таким образом, косвенный ущерб будет равен 6000000 руб.

Ущерб от аварии составляет:

$$P_a = 30323000 + 6000000 = 36323000 \text{ руб.}$$

Размер экономического ущерба от аварии представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Размер экономического ущерба от аварии

Наименование	Затраты, руб.
Прямые потери	30323000
Косвенный ущерб	6000000
Итого	36323000

Вероятность возникновения взрыва резервуара $2,404 \times 10^{-4} \text{ год}^{-1}$, вероятность возникновения пожара после внедрения предлагаемых мероприятий $7,15 \times 10^{-5} \text{ год}^{-1}$.

$$U_{\text{пред}} = 36323000 \cdot \left(\frac{2,404 \cdot 10^{-4} - 7,15 \cdot 10^{-5}}{2,404 \cdot 10^{-4}} \right) = 25519778 \text{ руб.}$$

$$\Delta_{\Gamma} = U_{\text{пр}}^{\Gamma} / 20 = 25519778 / 20 = 1275988,9 \text{ руб.}$$

Результаты расчета экономической эффективности приведены в таблице 6 [2,3].

Таблица 6 – Показатели экономической эффективности

№ п/п	Показатели	Значение
1	Капитальные вложения, руб.	721250
2	Годовые эксплуатационные затраты, руб.	169920
3	Полный экономический ущерб от пожара, руб.	36323000
4	Годовой предотвращенный ущерб от пожара, руб.	1275988,9
5	Чистый дисконтированный доход, руб.	6169670
6	Срок окупаемости, лет	1,76

Таким образом, внедрение проекта потребует капитальных затрат в размере 721250 руб. Чистый дисконтированный доход от реализации проекта составит 6169670 руб. Срок окупаемости мероприятия 1,76 лет.

Библиографический список:

1. Подосенова Н. С. Экономические основы обеспечения безопасности в чрезвычайных ситуациях : метод. указания к контрольной работе для студентов 73 специальности 280102 «Безопасность технологических процессов и производств» / Н. С. Подосенова. – Ухта : УГТУ, 2007. – 2
2. Царёв В. В. Оценка экономической эффективности / В. В. Царёв. – СПб. : Питер, 2004. – 464 с.
3. Цхадая Н. Д. Управление безопасностью труда : учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений, обучающихся по направлению 280100 «Безопасность жизнедеятельности» специальности 280102 «Безопасность технологических процессов и производств» / Н. Д. Цхадая, Н. С. Подосенова; УГТУ. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 344 с.

УКД 553.04

Рекомендации по совершенствованию технологии мониторинга использования общераспространенных полезных ископаемых, основанного на методе дистанционного зондирования земли

Ушаков К.М.

ООО Транснефть Надзор, г. Ухта

Введение

Говоря о контроле и учете природопользования, все чаще в качестве основного средства мониторинга, упоминаются средства дистанционного зондирования Земли (далее ДЗЗ). Анализ изображений земной поверхности позволяет выявлять антропогенные и природные объекты и явления, определять их местоположение и характеристики, выявлять закономерности распределения в пространстве и устанавливать временную изменчивость. Преимуществом ДЗЗ по сравнению с другими методами наблюдений является возможность оперативного получения информации о состоянии и хозяйственной деятельности для любых территорий, независимо от их удаленности и размера.

Качество и критерии применяемой ДЗЗ.

Помимо пространственного разрешения одной из важной потребительской характеристикой спутниковых изображений является точность пространственной привязки. Поскольку оценка выполнения организациями недропользования условий выполнения лицензионных соглашений или договоров опирается главным образом на сравнение местоположения контуров объектов, вынесенных по значениям координат угловых точек (или другой пространственной информации), отраженных в документах, и соответствующими объектами, выраженными на спутниковых снимках, данный параметр имеет важное значение, в том числе для подтверждения фактов нарушений и определения несоответствий.

Ниже приведены результаты опытных работ по получению, обработке и дешифрированию данных дистанционного зондирования Земли с целью идентификации объектов природопользования Государственным бюджетным учреждением Республики Коми «Территориальный фонд информации Республики Коми».

С учетом отсутствия больших перепадов высот на исследуемых участках территорий данные Sentinel-2 и Landsat-8 использовались в исходном виде, без процедуры ортотрансформирования.

По официальным данным Европейского Космического Агентства о показателях качества продуктов космического аппарата Sentinel максимальная погрешность геопривязки снимков составляет менее 11 метров в 95,5 % случаев. [2]

С целью проверки заявленной точности, были проведены дополнительные работы по определению координат опорных точек для объектов местности, выраженных на снимках при помощи высокоточного геодезического оборудования. В качестве GPS/ГЛОНАСС приемников использовалось оборудование PrinCe i80 Air (СНС Kit). Измерения проводились на открытых частях пересечений осей асфальтированных автомобильных дорог. В общей сложности произведено 30 измерений в МО МР «Удорский», МО МР «Усть-Вымский», МО ГО «Ухта», МО МР «Сосногорск» и «Троицко-Печорский». Средняя погрешность измерений координат составила 0,30 м по долготе и 0,37 м по широте.

По результатам анализа соответствия областей снимков произведенным измерениям было определено, что расхождение привязки изображений для рассматриваемых территорий, не превышает его разрешения, т.е. находится в пределах около 10 метров, что подтверждает точность позиционирования, заявленную компанией производителем данных Sentinel-2.

Точность измерений погрешность которых составляет в среднем 0,30 м по долготе и 0,37 м по широте сложно назвать геодезической. А информация о точности привязки снимков может быть необходима также в случае решения каких-либо спорных ситуаций, в том числе на уровне судебных разбирательств. [2]

Приведение результата мониторинга ДЗЗ к геодезической точности.

Так же отношения объектов со статусом «требуется проверка» экспертом проводится дополнительная проверка, включающая в себя: отправку запросов в соответствующие органы власти (лесничества, министерства и т.д.) на предоставление недостающих сведений и последующую обработку изменений по полученным данным, исследование объекта по дополнительным данным ДЗЗ (другой даты, лучшего пространственного разрешения, иной комбинации спектральных каналов и пр.), исследование объекта по картам Росреестра, открытым web-сервисам с космическими снимками (planet.com, Google, Bing, Яндекс), проверка по государственным топографическим картам масштаба 100 000, 50 000, 25 000.

Но в инструментарии эксперта нет возможности выезда инспектора (или самого эксперта) на место производства работ, так как данный факт юридически будет квалифицирован как выездная проверка (как плановая, так и внеплановая). Тогда как проверки регламентируются нормативно – правовыми актами муниципального образования.

Решением сложившейся ситуации возможно применение геодезических дронов. Данный инструмент даст возможность сделать геодезическую съемку (в том числе и привязку к геодезической сети) интересующего участка земной поверхности, позволяя оператору дрона самому, фактически не находясь на измеряемой территории.

Сейчас одним из активно развивающихся секторов IT-индустрии являются производство и использование дронов, БПЛА и комплектов апгрейда для них. Одним из обширных рядов данного сектора являются геодезические дроны. В данном сегменте рынка есть представители даже отечественных производителей таких как ООО «Геоскан», ООО «Геоприбор» и др.

Современные технологии в авиастроении, оптике, развитии видеокамер и фотоаппаратов высокого разрешения, позволили использовать БПЛА для

выполнения геодезических и маркшейдерских задач, в том числе при разработке и изучении карьеров ОПИ. Теория фотограмметрии, использовавшаяся еще в аэрофотосъемке, получило свое перерождение в работе с БПЛА. Теперь данный метод способствует получению 3D моделей поверхности и объектов за счет большого перекрытия снимков при проведении дроном аэросъемки и возникновении стереоэффекта.

Аэрофотосъемка выполняется по заранее сформированному маршруту в автоматическом режиме (взлёт, полёт и посадка) под контролем оператором. После выполнения полета с дрона и базовой станции собираются ГНСС данные и фотоснимки.

ГНСС данные конвертируются в необходимые форматы в бесплатном программном обеспечении с открытым исходным кодом. В ПО производится сопоставление фотоснимков и ГНСС данных с бортового приемника с последующей записью высокоточных координат в EXIF изображений.

Среднестатистические (предлагаемые открытым рынком) возможности геодезических дронов: L1 или L1/L2 ГНСС RTK/PPK приёмник на борту, интеграция камеры с ГНСС приемником, высокая стабильность полёта и приёма сигнала, автоматическое выполнение миссий, помещаются в стандартный транспортировочный кейс, точность от 2 до 4 см по XYZ без использования опорных точек. Использование среднего по техническим возможностям и стоимости геодезического дрона (БПЛА) приводит к возможности построения 3D модели горной выработки что в свою очередь позволяет произвести точный подсчет добытых общераспространённых полезных ископаемых.

Сверка данных 3D модели и отчеты о выполнении условий пользования участком недр, о выполнении соглашения об условиях пользования участком недр в целях добычи общераспространённых полезных ископаемых (ОПИ) для собственных производственных и технологических нужд (форма ОП-1 и форма ОПИ-2) предоставляемые предприятиями, занимающимися добычными работами на участке недр местного значения покажет корректность документации, предоставляемой данным недропользователем.

Возможность конвертируемости в любой формат получаемых данных дает возможность максимального применения получаемой информации в уже тестируемой системе мониторинга недропользования на основе дистанционного зондирования Земли.

Выводы

Паспорт национального проекта «Цифровая экономика Российской Федерации» национальной программы утвержденной президиумом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам определяет основной своей целью – создание экосистемы цифровой экономики Российской Федерации, в которой данные в цифровой форме являются ключевым фактором производства во всех сферах социально-экономической деятельности и в которой обеспечено эффективное взаимодействие, включая трансграничное, бизнеса, научно-образовательного сообщества, государства и граждан.

К 2024 году государство намерено осуществить комплексную цифровую трансформацию экономики и социальной сферы России. Для этого необходимо разработать законодательство о цифровых технологиях, модернизировать цифровую инфраструктуру, внедрить цифровые практики во всех ключевых сферах экономики и госуправлении, наладить подготовку кадров для переходного периода. Система мониторинга недропользования, построенная как платформа, способная получать данные, анализирующая качество получаемой информации, хранящая огромное количество данных, работающая не только с операционными процессами, но собирающая информацию на фактической территории недропользования максимально соответствует целями Программы «Цифровая экономика Российской Федерации».

Точная съемка, корректно позволяющая оценить объемы выполненных добычных и вскрышных работ, без лишних бюрократических операций позволяющая курировать горные работы – это новая веха во взаимодействии государства и недропользователя. Это новый этап открытости в таком сложном вопросе как общераспространённые полезные ископаемые. Это первый шаг к формированию культуры горных работ.

Библиографический список:

1. Государственный доклад «О состоянии окружающей среды Республики Коми в 2019 году» : гос. доклад / Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГБУ РК «Территориальный фонд информации Республики Коми» ; редакционная коллегия: Р.В. Полшведкин (главный редактор) [и др.]. – Сыктывкар, 2020.
2. Отчет «Создание системы мониторинга природопользования на основе данных дистанционного зондирования земли» : отчет/ ГБУ РК «Территориальный фонд информации Республики Коми» . – Сыктывкар, 2019.
3. Терентьев А.В. Создание системы мониторинга в части общераспространенных полезных ископаемых на территории Республики Коми// Материалы XVI Всероссийского форума «Рынок геоинформатики в России. Современное состояние и перспективы развития»: URL: <https://scienceproblems.ru/scientific-articles/o-nauchnyh-zhurnalah/trebovanie-k-statyam/pravila-oformlenija-spiska-literatury.html>

УДК 519.673

Актуальность использования теории нечетких множеств при оценке запасов природного газа с учетом неопределенности исходных данных

Чувашов А.А.

Научный руководитель - Кожевникова П.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

«План по развитию эффективного способа добычи газа», имеющий в основе имитационную модель комплекса месторождений для проектирования их разработки в Сибири, активно применялся в конце XX века. Другим его типом является – «План моделирования и усовершенствования процесса добычи газа». Современная экономика становится все более нацеленной на коммерцию, ввиду чего план извлечения имеет размытые границы, а это, в свою очередь, обуславливает появление других более-менее приемлемых планов, которые

увеличивают критерий аккумулятивной добычи комплекса месторождений в наибольшей степени; для полной эффективности пользуются комбинаторно-аппроксимационным методом расчета, варьируя его с другим методом – ветвей и границ. Разрабатываются также и другие методы, по своему функционированию приближенные к данному, т.к. это дает возможность осуществить оптимизацию по всем уровням, даже по дополнительным пунктам, с помощью которых проводится оценка. Специалисты прибегают к новым методам исследований, потому они проводят специальные работы, благодаря которым улучшение комплекса для учета неточности исходных данных проходит на должном уровне, потому в процессе его функционирования специалисты руководствуются комплексом неточных множеств [1].

Осветим чуть более подробно аспект неточности исходных данных. Результаты практической деятельности не раз демонстрировали, что постановки и методы решения определенных задач из всех методов более популярны, однако зачастую в прикладных задачах мы можем иметь дело с такой характеристикой, как неточность.

Когда на практике используют случайный тип неточности, то существует мнение, что неизвестные компоненты, которые стабильны по статистическому маркеру, выступают в качестве случайных величин с исходными законами разверстки. В ситуациях неточности случайного типа мы не имеем никакого права применять базовую статистическую выборку, т.к. количество наблюдений, необходимых для проверки осуществления любого распределительного закона, недостаточно, или же объекты, выбранные для рассмотрения, являются по своей структуре совершенно разнообразными [2].

Не только имитационные, но и те модели, что предназначены для нахождения лучшего решения при соблюдении заранее определенных условий и ограничений, системы [3] указывают на свою полную достоверность, что, следует сказать, не до конца верно; к примеру, несколько характеристик месторождений гораздо уместнее считать адетерминированными: дебиты различных скважин, стоимость газа, различные категории запасов газа, уровень так называемой «полки» (стабильного значения добычи углеводородов), и т. д.

Обоснование возможности применения комплекса нечетких множеств. В большинстве случаев, с целью определения неопределенностей в добывающем деле, используется комплекс стохастического программирования, а также теории вероятностей, но не так давно появились научные труды, главной целью которых было осветить то, насколько оптимально применяются в практической деятельности нечеткие множества [2,4].

Совокупность нечетких множеств обладает авторитетными достоинствами (если сравнивать ее с другими способами учета неточностей:

1) рациональнее всего использовать базовые вероятности для одинаковых случайных событий, для которых применимо определение случайных настроек с заданными распределительными функциями и их вспомогательными компонентами [5]. Однако компоненты неточности с точки зрения экономики и хозяйства в целом не позиционируют себя в качестве статической базы, причем, даже сами объекты зачастую являются исключительными;

2) в ходе рабочего процесса, в котором преобладают нечеткие множества, взаимоисключается большинство различных проблем, которые возникают из-за использования недостаточно достоверных исходных условий:

- сущность неточности проявляется конкретно посредством нечеткости;
- не нужно тщательно описывать вид и настройки плотностей распределения для комплекса недостаточно достоверных исходных условий (в силу того, что зачастую это просто невозможно выполнить);
- в поле зрения специалиста находятся фактические данные о рассеивании численных значений настроек, а не информация, касающаяся неявных оценок (в том числе и вероятностных показателей);
- значения величин с разными типами неточности (предположим, данные, значения которых записаны в равноотстоящих друг от друга точках в определенной шкале) выражены более конкретно, благодаря концептуальному языку нечетких множеств;

– возможность использования в коммуникационной деятельности различные вербальные понятия (например, «возле», «преимущественно» и пр.), т.к. это существенно упрощает процесс восприятия для человеческого языка и мышления;

– отсутствует потребность управления взаимной зависимости начальных параметров, на базовом уровне по большому счету определяющаяся субъективной точкой зрения специалиста.

Использование в практической деятельности аппарата интервальной математики [2] для описания неточностей, а также иных компонентов неточного программирования (не беря во внимание факт положительной скорости вычислительных возможностей) – все это в совокупности являет собой недостаточно точное средство; в основном это взаимосвязано с колебанием в интервале от 100% к 0% вероятности при пересечении интервальной границы. Используя вышеперечисленные принципы в практике решения различных задач разработки комплекса месторождений углеводородов в разных агрегатных состояниях, точным математическим комплексом, благодаря которому данную неточность можно делать формальной, является аппарат нечетких чисел.

Целью исследования является анализ основных положений теории нечетких множеств, анализ применяемых элементов теории нечетких множеств при оценке прогнозирования запасов углеводородов, анализ возможности применения системной имитации движения категориальных запасов.

Ключевые аспекты и методы проектирования разработки месторождений углеводородов, представленные в трудах российских и зарубежных ученых, остаются фундаментальными по сей день. Абсолютно любой проект разработки газовых месторождений (РГМ) обязан охватывать вопросы объединения различных данных о залежи (сейсмические исследования, геофизические данные, лабораторная и промысловая информация); необходимы обоснование и отбор геологической базы - имитация залежи для макетирования; должны быть разграничены эксплуатационные объекты; выделены стадии перехода от естественных режимов к базисным способам воздействия; выбраны средства воздействия либо составные комплексы; выбрана сетка расстановки различных типов скважин; рассчитаны производственные и экономические составляющие альтернативных проектов и выбраны целесообразные варианты разработки. Нарращивание положительного опыта выработки залежей в многообразии геологических условий, синтез новейших способов и методов воздействия создавали положительную среду для модернизации знаний в моделировании разработки месторождений углеводородов, скупуплезной проработке некоторых аспектов проектирования.

Понятие «нечеткое множество». Нечёткое множество представляет собой понятие, употребленное впервые ученым Л. Заде в 1965 г. в материале «Fuzzy Sets» в издании «Information and Control», в котором Заде укрупнил базовое описание множества, предположив, что функция принадлежности элемента множеству свободно уместается в значениях интервала [0, 1]. Нечеткое множеством A представляет собой комплекс упорядоченных пар, которые скомпонованы из элементов x универсального множества X и гармонирующих степеней принадлежности $\mu_A(x)$ [1]:

$$A = \{(x, \mu_A(x)) | x \in X\}, \quad (1)$$

более того, $\mu_A(x)$ –функция принадлежности (характеристическая функция), индицирующая, в какой мере (степени) конкретный элемент x принадлежит множеству A (нечеткому).

Предположим, что A в данном случае - нечёткое множество с компонентами из универсального множества X и множеством функциональных принадлежностей $M=[0,1]$, отсюда, суппорт (носитель) множества $suppA$ - это множество всякого множества X , отсюда вытекает - их функциями принадлежности являются F -функции. С целью маркировки F – множеств используют запись следующего вида: $A = \langle \mu_A(x), \sigma(A) \rangle$.

$$\sigma(A) = \{x | x \in X, \mu_A(x) > 0\}. \quad (2)$$

F – множествами общепринято называть комплекс полного ряда подмножеств $F(X)$. Величина $\sup_{x \in X} \mu_A(x)$ является высотой нечёткого множества A . Нечёткое множество A нормально, при выполнении условия, что высота данного множества равна 1. В случае, когда высота строго менее 1, нечёткое множество субнормально.

Нечёткое множество пусто при выполнении условия, что:

$$\forall x \in X: \mu_A(x) = 0. \quad (3)$$

Непустое субнормальное нечёткое множество допускается нормализовать формулой:

$$\mu'_A(x) = \frac{\mu_A(x)}{\sup_{x \in X} \mu_A(x)}. \quad (4)$$

Нечёткое множество можно расценивать как унимодальное при том условии, если $\mu_A(x) = 1$ (на одном x из X).

Элементы $x \in X$, для которых $\mu_A(x) = 0.5$ - точки перехода множества A (нечеткого).

В случае, когда $A \in F$ и $\alpha \in [0, 1]$, α -уровневым множеством F – множества A является множество

$$\omega_\alpha(A) = \{x \in X | \mu_A(x) \geq \alpha\}. \quad (5)$$

Вычислительные операции, в которых присутствуют нечеткие множества, являются своего рода обобщением для тех операций, которые осуществляются посредством базовых множеств. Все эти вычислительные операции зачастую дробятся на отдельные компоненты с численными значениями функции принадлежности. Наибольшей популярностью пользуются операции пересечения и объединения нечетких множеств, обусловленные такими операциями, как *min* и *max* над численными показателями принадлежности.

Пересечение нечётких множеств A и B представляет собой самое большое нечёткое подмножество, имеющее место одновременно в A и B :

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)). \quad (6)$$

Результат умножения нечётких множеств A и B является нечётким подмножеством, которое обладает функцией принадлежности:

$$\mu_{AB}(x) = \mu_A(x)\mu_B(x). \quad (7)$$

Объединение нечётких множеств A и B - *min* приемлемое нечёткое подмножество, куда входят A или B :

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)). \quad (8)$$

Сумма нечётких множеств A и B представляет собой нечёткое подмножество, которое обладает функцией принадлежности:

$$\mu_{A+B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) - \mu_A(x)\mu_B(x). \quad (9)$$

Отрицание множества A является аналогичным множеством \bar{A} , разнящееся тем, что оно включает в себя функцию принадлежности:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \text{ для каждого } x \in X. \quad (10)$$

При выполнении операции дефазификации нечеткого множества нужной функции принадлежности $\mu_A(x)$ сопоставляется конкретное детерминированное число, которое характеризует ее.

При практической реализации нечетких вычислений регулярно используемыми являются нечеткие треугольные числа, т.к. функция принадлежности, которой они обладают, по форме напоминает собой нечто, похожее на треугольник. В случае, когда специалист на гипотетическом уровне может указывать на то, что определенное недостоверное значение может уместиться в значениях $a2 - a3$ (оно точно не будет меньше $a1$ и больше $a4$), записать данную гипотезу можно в виде треугольного нечеткого числа $A = \langle a1, a2, a3, a4 \rangle$. В связи с чем треугольное нечеткое число $A = \langle a1, a2, a3 \rangle$ будет представлять пример частного

случая треугольного при $a_2 = a_3$, интервальное $[a_1, a_3]$ - при $a_1 = a_2, a_3 = a_4$, а определенное значение – при $a_1 = a_2 = a_3 = a_4$.

Уделим отдельное внимание неточному расширению области детерминированной задачи. Известный математик Лю [4] в своих исследованиях предложил неясное программирование, утверждая следующие виды программирования: нечеткое, неточное и стохастическое. Главная функция и лимитирование у многих видов неточного программирования определяются в виде четкого аналитического вида. При воспроизведении вычислительных операций, связанных с задачами максимизации выгодных характеристик суммарной добычи, предлагается переходить от розыска приемлемого решения (непрерывного случая) к поиску оптимального решения, в частности для дискретного случая. Ввиду отсутствия возможности указания точных данных ключевой функции и лимитирования, придется исключить использование способов неточного варианта программирования. Принимая данные сведения в качестве актуальных, предлагается сохранить базовую схему, диалоговый интерфейс, информационное и программное обеспечения, осуществленные для конкретного варианта, где произведена замена конкретных числовых значений и операции над ними соответствующими нечеткими числами и нечеткой математикой [3,4]. Важно учитывать такие аспекты, как:

- не все начальные значения следует рассматривать с точки зрения нечеткости;
- максимизирующие и имитационные средства должны иметь тождественный диалоговый интерфейс, информационное и программное обеспечение.

Петрофизические нечеткие модели расписывают экспериментальные данные в форме функций принадлежности для нечеткого детерминирования между различными геолого-физическими параметрами. Этот тип моделей не является традиционным, и при их построении возникает необходимость в применении большого массива данных. Однако, несмотря на эти недостатки, петрофизические нечеткие модели несут в себе достаточно высокую степень наглядности, а также дают возможность получать дифференцированный (по степени достоверности) для каждого прогнозного параметра конечный результат. Исходя из изложенного, эти модели дают возможность выполнения контроля за обеспеченностью исходными параметрами и получения оценки реальности полученных геологических имитационных моделей. Это дает достижимость многовариантных построений геолого-технических моделей, отражающих достоверную информацию.

Нечеткие множества как способ представления категорий аккумуляции природного газа.

Вопрос, касающийся точности оценки запасов, до сих пор актуален. Рационально оценить количество необходимых ресурсов природного газа, представленного в виде различных категорий – вот главная проблема в области максимизации разработки комплекса месторождений природного газа.

Системная модель передвижения запасов зависит от категорий. Перед тем, как начать работать с какой-либо категорией, следует уразуметь тот факт, что любая категория является носителем информации, которая дает характеристику определенному уровню знаний запасов природного газа, размещенного в определенном отложении каких-либо природных ископаемых. Рассматривая это с позиции системных или информационных гипотез, становится очевидным факт того, что неточность каких-либо данных точно описывает энтропию. Энтропия ресурсных комплексов и запасов на перманентной базе в процессе движения начинает постепенно уменьшаться от самой низкой категории ресурсов D2 (опираясь на Классификацию [3]) к самой высокой категории запасов А.

Проведем небольшую мыслительную операцию: разделим имеющееся множество объектов добычи газа M на 9 подмножеств $\{K_j\}, j = 0, 1, 2, \dots, 8$, которые между собой являются параллельными. Элементы всех подмножеств – аккумулярованные объекты с запасами конкретной категории, объем которых показан в виде нечетких множеств. Категория D2 соответствует подмножеству K_1 , подмножеству $K_2 - D_1$, $K_3 - C_3$, $K_4 - C_2$, $K_5 - C_1$, $K_6 - B$, $K_7 - A$. В комплекс $\{K_j\}$ необходимо включить подмножество K_0 (объекты с отсутствием информации о величине запасов), и подмножество K_8 (объекты с полностью извлеченными запасами).

Учитывая, что в ходе разработки вспомогательные блоки информации о запасах в объектах выделяется посредством накопительного эффекта, то можно заключить, что это обуславливает перманентные модификации в разделении множества M . Для более полного представления важно рассматривать данные подмножества $\{K_j\}$ в разные временные промежутки t как изменяющиеся подмножества $\{K_j(t)\}$, которые имеет следующие характеристики:

- если $a \in K_j(\tau)$, где $j = 1, 2, \dots, 8$, то при любых $t > \tau, i < j$ объект $a \notin K_j(t)$;
- если $a \in K_j(\tau)$, где $j = 1, 2, \dots, 7$, то существует $t > \tau$ такое, что объект $a \in K_{j+1}(t)$.

Не следует забывать: чтобы оценить извлекаемые запасы природного газа, зачастую используют объемный способ, также существует его истолкование, гарантирующий учет неточности исходных данных на базе использования нечетких множеств [6].

Принимая результаты вышеперечисленных исследований в качестве актуальных, применение теории нечетких множеств для оценки геолого-технологических компонентов в ситуации наличия в заданных уравнениях неточно введенных величин предоставляет допустимость получить количественную оценку неопределенности оцениваемых факторов и создает основу для принятия четко обоснованных решений при наличии у эксперта выбора из нескольких моделей.

Совокупность нечетких множеств органично встроится в процесс организации тактик разработки комплекса нефтяных и газовых месторождений при условии учета неточности начальных данных, в том числе ресурсы газа широкой категоричности. Для этого следует применять нечеткое расширение области определенных задач, касающихся моделирования.

Библиографический список:

1. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: Монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2015. - 352 с.
2. Желтов Ю.В. и др. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. Москва: Недра, 2013. – 254 с.
3. Скиба А.К., Соломатин А.Н. Моделирование и оптимизация стратегий разработки группы газовых месторождений. М.: ВЦРАН, 2012. - 40 с.
4. Лю Б. Теория и практика неопределенного программирования. М.: БИНОМ, 2013. -416 с.
5. Кофман А. Введение в теорию нечетких множеств. Пер. с франц. - Москва: Радио и связь, 1982. - 432 с.
6. Хачатуров, В. Р. Планирование разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных [Электронный ресурс] // Экспозиция Нефть Газ: электрон. науч. журн. 2015. № 2 (41). С. 20-23. URL: <http://runeft.ru> (дата обращения: 19.05.2021)

УДК 519.673

Мультивариантное моделирование разработки залежи высоковязкой нефти с использованием технологии HASD

Чувашов Н.А., Меньшикова И.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

HASD (horizontal alternating steam drive) – метод периодического нагнетания пара в горизонтальную скважину. Реализуется на месторождениях на участке, который включает три параллельные горизонтальные скважины, две из которых используются как добывающие и одна как нагнетательная. Циклы закачки пара в этих трех скважинах выполняются в повторяющейся последовательности, при этом скважины используются как горизонтальные зоны дренирования одинаковой глубины. Между скважинами, как правило, одинаковое расстояние, к примеру 150 м.[4].

Пар непрерывно закачивается в течение периода, который может длиться от дней до месяцев, после чего наступает короткий период покоя (паропродитка), в течение которого давление внутри резервуара, как правило, стабилизируется, в то время как скважины подготавливаются к переключению в своих функциях. Цикл завершается преобразованием исходных нагнетательных скважин в добывающие и наоборот, активацией их в течение равного периода времени, как и в первой половине цикла. В этот момент некоторые зоны уже прогреты, и вязкость нефти значительно уменьшена, что облегчает ее извлечение скважинами, ранее бывшими нагнетательными (рисунок 1).

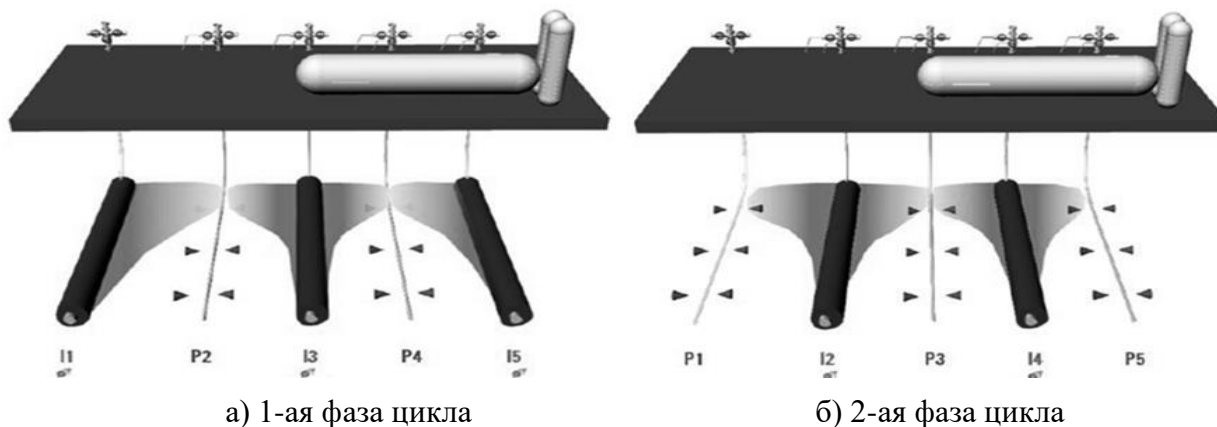


Рисунок 1 – Цикл HASD, разбитый на две фазы

Периоды покоя, предшествующие каждому переключению функций скважин, позволяют правильно чередовать направления течения в каждой скважине в целом, а также дает возможность для пара, нагнетаемого в скважины, передавать часть внутренней энергии к забою, уменьшая количество пара, которое без необходимости выведено назад к поверхности, таким образом увеличивая термальную эффективность. "Период покоя" эквивалентен времени выдерживания, запланированному для любого типичного циклического процесса стимуляции пара[4].

Гравитационные силы также играют важную роль в процессе HASD, о чем свидетельствует изменение показателя нефтеотдачи пластов по отношению к размещению скважин в пласте. Правильно применяемый метод, показывает более эффективный результат, чем классическая циклическая закачка пара.

В отличие от SAGD (steam assisted gravity drainage) парогравитационного воздействия, HASD требует минимально только одну горизонтальную скважину.

Эта особенность указывает на очевидное экономическое преимущество HASD, которое требует для плана разработки месторождения вдвое меньше скважин, чем SAGD, что сокращает в два раза капитальные затраты на бурение. Как известно метод SAGD не эффективен на малых значениях продуктивной толщины в виду того, что очень сложно и нецелесообразно бурить две скважины с параллельными уклонами в такой малой толщине, а HASD предусматривает бурение одной скважины, которая будет работать в периодическом режиме нагнетания пара и отбора подогретой нефти с меньшей вязкостью, чем была в начале цикла[3].

Преимущества метода периодического нагнетания пара в горизонтальную скважину:

- сочетание метода вытеснения паром с методом циклического вытеснения паром;
- хороший вариант при мощности песчанистого интервала от 7 м до 15 м;
- при испытании в пластовых условиях метод позволял добиться КИН в среднем более 20 % за прогнозный период в 15 лет;
- требует бурение вдвое меньшего числа скважин, чем при SAGD.

Недостатки:

- неоднократно повторяющиеся циклы закачки и добычи в ходе HASD подвергают значительному термическому напряжению, как цементный стакан вокруг скважины, так и систему закачивания.

С целью выполнения численных экспериментов необходимы корректные исходные данные. Численное моделирование процессов разработки предполагается выполнять с помощью термического модуля STARS коммерческого пакета программного комплекса CMG, который позволяет моделировать неизотермическую фильтрацию жидкостей и газов в пласте [1,2]. Для учета и моделирования процессов теплопереноса в пласте были заданы теплофизические свойства пластовых жидкостей и горных пород.

В каждой из моделей размещены три горизонтальные скважины, находящиеся в одной плоскости на равном расстоянии друг от друга. В работе используется четыре варианта удаленности скважин друг от друга на расстоянии от 50 до 150 м. Процесс моделирования начинается с работы двух нагнетательных скважин 1 и 3 по краям и одной добывающей 2 в центре между ними. На виде сбоку показано, что скважина расположена в зоне с высокой нефтенасыщенностью. Расстояние до ВНК равно 1,5 м. Через определенный промежуток времени скважины 1 и 3 переключаются на добычу, а скважина 2 переходит к закачке. В качестве временных фаз были выбраны 2, 4 и 6 месяцев.

Контроль работы нагнетательных и добывающих скважин осуществляется путем задания следующих ограничений:

- максимальное забойное давление нагнетательной скважины: 2500 кПа;
- минимальное забойное давление добывающей скважины: 600 кПа;
- степень сухости пара 0,7;
- минимальное забойное давление добывающей скважины: 600 кПа;
- максимальная добыча жидкости: 125 м³/сут.

Моделирование проводилось на срок 6 лет.

При моделировании было создано 12 различных вариантов, для того, чтобы определить оптимальный вариант, как по времени переключения скважин с нагнетательных на добывающие и наоборот (2,4 или 6 месяца), так и по расстоянию между этими скважинами (50,70,100 и 150 м).

Для выбора оптимальной модели, обратимся к графику коэффициентов извлечения нефти на конец 6-летнего периода моделирования (рисунок 2) по всем вариантам.

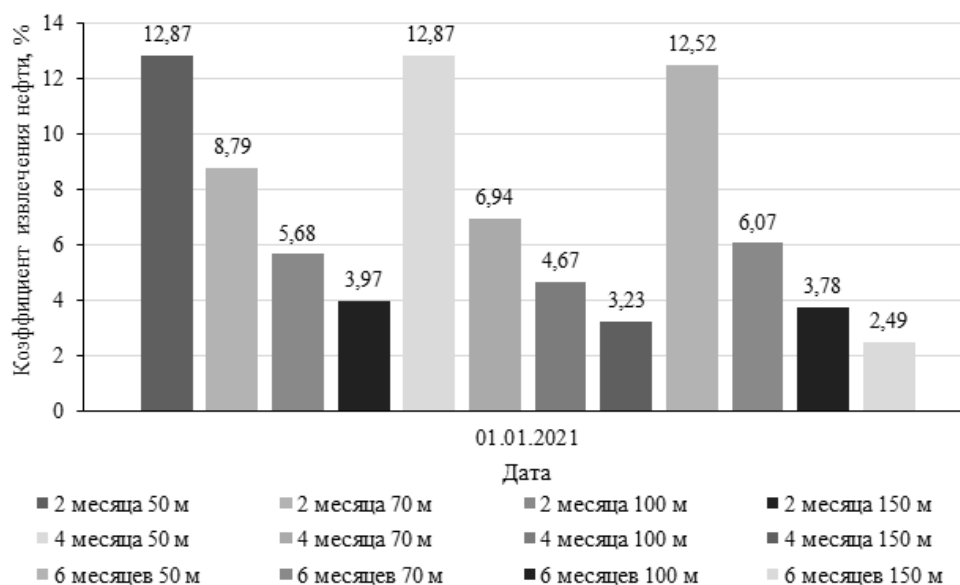


Рисунок 2 – График КИН на конец 6-летнего периода моделирования

Проанализировав все показатели, оптимальным вариантом была выбрана модель с переключением между скважинами с нагнетательных на добывающие и наоборот через 6 месяцев и расстоянием между ними 50 м. Такой выбор обоснован тем, что даже при незначительно меньшем КИН равном 12,52 %, модель обладает оптимальными показателями, относительно других вариантов с относительно одинаковыми значениями по накопленной

добыче нефти и воды, а также закачке пара по сравнению с вариантами в своей группе по расстоянию. По окончании исследования были сделаны выводы и подобраны соответствующие рекомендации.

Выводы:

- Наибольшая добыча нефти в поровых объемах достигнута при моделировании вариантов с расстоянием между скважинами 50 м и продолжительностью одной фазы в цикле 6 месяцев.

- Накопленная добыча воды имеет практически одинаковый уровень в пределах одного расстояния между скважинами независимо от цикличности. При этом также отмечается уменьшение значений накопленной добычи воды в поровых объемах при увеличении расстояния между скважинами. Аналогичная ситуация наблюдается и с накопленной закачкой пара в поровых объемах.

- Во всех вариантах наблюдаются высокие значения накопленного паронефтяного отношения. Поэтому в дальнейшем рекомендуется провести подбор продолжительности закачки пара внутри каждого цикла.

Рекомендации

- На следующих этапах исследования предлагается расширить диапазон вариантов по расстоянию между скважинами, а также увеличить срок моделирования.

- Также необходимо выполнить подбор давления закачки пара с помощью модуля CMOST CMG.

Библиографический список:

1. Дуркин, С. М. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений (теория и практика): учеб. пособие / С. М. Дуркин – Ухта: УГТУ, 2014. – 104 с.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений // Фильтрационные модели – Т.2. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. - 224 с.
3. Edgar A. Horizontal alternating steam drive process for the Orinoco heavy oil belt in eastern Venezuela // Fernandez R, José Luis Bashbush. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. – Alberta, 2008. – 13 p.
4. Sung Yuh. Feasibility study of time-lapse seismic monitoring of eor with steam injection in a heavy oil field // Micka ěle Le Ravalec IFP, Christian Hubans, Pierre-Olivier Lys, and David Foulon. IPTC . – Doha, 2009 . – 7 p.

УДК 004.94

Применение современных технологий при интерпретации геологической среды с целью повышения достоверности ее информационного обеспечения

Шилова С.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ввиду необходимости прироста запасов углеводородного сырья при их разведке и добыче в районах Крайнего Севера очень важным является повышение качества прогноза нефтегазоносности исследуемой территории. Для этого, в первую очередь, необходимо наличие адекватных реальной геологической среде информационно-параметрических моделей. Однако, при интерпретации и обработке данных возникает серьезнейшая проблема – внутренняя противоречивость информации. Связана она со сложным тектоническим строением изучаемого объекта, неоднородностью среды, тонкослойностью нефтегазоперспективных зон и многопараметризованностью интерпретируемых данных. Решением подобной задачи является развитие методов системной инверсии с применением современных компьютерных технологий. Основным смысловым и методическим аспектом

является принцип нахождения максимально взаимоувязанных содержательных элементов модели на основе итерационных процедур поэлементной инверсии с созданием и исследованием параметров, обеспечивающих включение всего комплекса сведений об изучаемой модели и эволюционные представления о генезисе объекта [1].

Вообще, информация, получаемая в ходе исследования залежи на начальном этапе является основой для дальнейшей разработки месторождения. Так, на основании получения и интерпретации данных геофизических исследований скважин, создают петрофизические модели, которые, в свою очередь являются основой для формирования геологических моделей залежей полезных ископаемых. Затем на базе геологической модели создается гидродинамическая. С помощью гидродинамической модели производят дальнейший выбор оптимального размещения скважин, схему разработки залежи, эффективность проведения геолого-технических мероприятий и др. Данная схема представлена на рисунке 1.

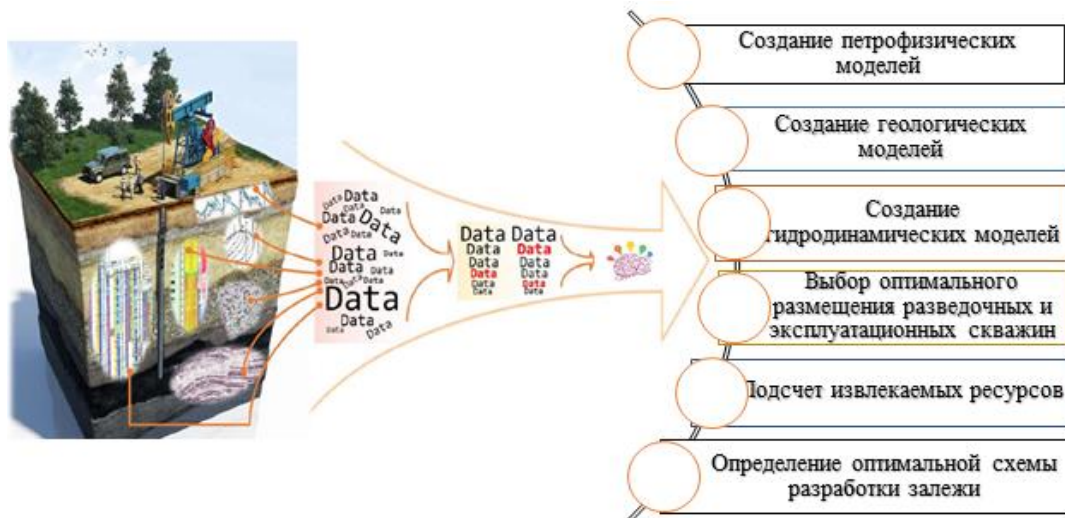


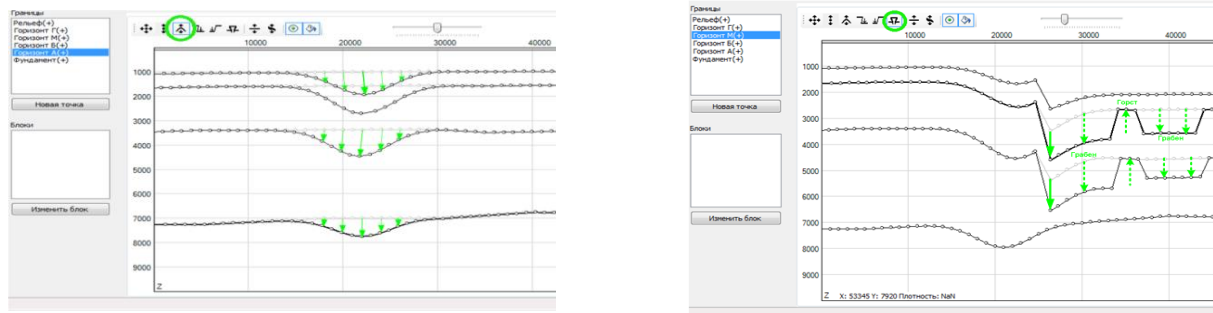
Рисунок 1 - Интерпретационная схема исследования месторождения

При разведке месторождений нефти и газа, характеризующихся сложной построенностью изучаемой среды, неопределенностью взаимосвязей между ее характеризующими параметрами и присутствующей «размытостью» исходных данных неизбежна неопределенность и многовариантность в результате моделирования прогнозных параметров. Такая неопределенность дополнительно обусловлена неполнотой реально измеренных данных, наличием зон локальной неоднородности пластов, нерегулярностью наблюдения геофизических полей.

В УГТУ в лаборатории математического моделирования под руководством доктора физико-математических наук, профессора А.И. Кобрунова разработана методика геоплотностного моделирования для сложнопостроенных сред на основе технологии интегрированной инверсии геофизических полей. Целью исследований является тестирование и апробация разработанного программного обеспечения на моделях типичных для Тимано-Печорской провинции. Разработанная методика предназначена для построения объемных геоплотностных сложнопостроенных моделей и изучения их распределенных параметров, согласованных с комплексом геолого-геофизических данных. В процессе анализа производится интегрированная интерпретация потенциальных полей с целью изучения/уточнения/доопределения/нахождения распределенных параметров геолого-геофизических моделей. Результатом является выполнение реконструкции распределенных параметров (плотности и геометрической характеристики), даже в условиях недостатка априорной информации [2].

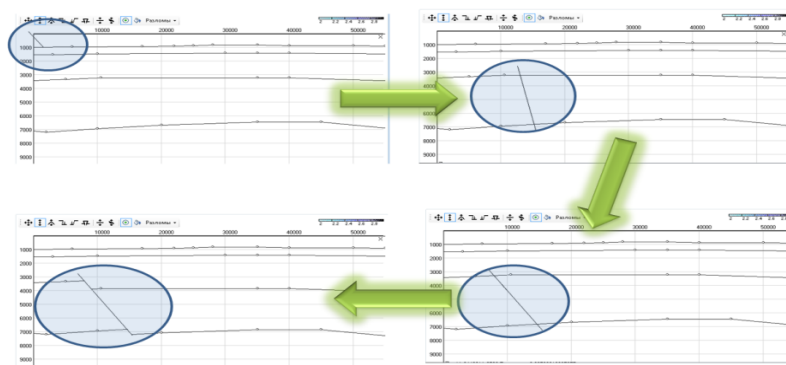
Технологическая база методики представлена несколькими программными продуктами, которые вошли в основную методологическую схему извлечения полезной информации о среде на основе обратной инверсии геофизических полей. Методика включает в себя 4 основных этапа [3].

Первый этап заключается в формировании нулевого приближения и осуществляется с помощью программного продукта PlayGround, который предназначен для построения двумерных структурно-плотностных моделей по графическим изображениям, позволяет выполнять аппроксимации плотностных неоднородностей набором элементарных тел для расчета прямого гравитационного эффекта с целью первоначальной оценки невязки вычисленного и наблюдаемого гравитационного поля. Особенностью данного программного продукта является инструментальная возможность визуального моделирования структуры геологического разреза соответствии с эволюционно-динамическими принципами. Эти инструменты представляют собой модификаторы, применяемые к структурным границам модели и позволяющие изменять её геометрию согласно законам геодинамики.



Образование складчатой структуры

Образование сбросов и взбросов



Создание произвольной разломной

Рисунок 2 - Модуль программы PlayGround с модификатором структурных границ

Таким образом на этом этапе формируется цифровая модель среды на основе данных сейсморазведки (времена, скорости и гипсометрия отражающих горизонтов), гравиразведки (данные наблюдаемого гравитационного поля, плотностные параметры, литолого-фациальные границы) и данных бурения (петрофизическая привязка разреза).

Все данные экспортируются в программный комплекс GCIS и начинается второй этап методической схемы- это анализ модели на соответствие потенциальным полям. Выполняется анализ соответствия построенных 2-х и 3-х мерных геоплотностных моделей наблюдаемому гравитационному полю на основе применения аппроксимационных и эволюционно-динамических принципов. На этом этапе выполняется интегрированная интерпретация сейсмо-гравиметрических данных, где решаются обратные задачи с применением объединенного критериального эволюционно-динамического принципа оптимальности. Целью выполнения вычислительных процедур является получение модели, удовлетворяющая наблюдаемым потенциальным полям и соответствующая заложенным в процесс решения геодинамическим характеристикам.

Третий этап предназначен для реконструкции распределенных параметров (плотности и геометрической характеристики) сложно-построенных моделей геологических сред в условиях недостатка априорной информации на основе решения обратных задач гравиметрии в комбинированной структурно-плотностной постановке. На данном этапе используются

программный комплекс GCIS, о котором уже упоминалось, и программный комплекс GeoVIP. GeoVIP позволяет выполнять структурно-плотностное моделирование для структурных геолого-геофизических моделей сред (рисунок 3). В модуль структурно-плотностного моделирования также включен инструмент для работы с картой профилей исследуемой области. Реализован гибкий механизм отображения объектов, механизмы масштабирования объектов и вращения камеры, инструменты наложения структурных и равномерных сеток, а также возможность «взгляда внутрь пласта». В функционал комплекса включен модуль электрометрического моделирования, который позволяет создавать и редактировать модели изучаемых объектов с распределенными параметрами проводимости. В нем производится расчет тензоров магнитотеллурического импеданса для таких моделей. В редактор GeoVIP включен функциональный модуль работы со скважинной информацией. Он позволяет загружать, редактировать и отображать информацию по траекториям скважин и распределению физических параметров вдоль ствола скважины [4].

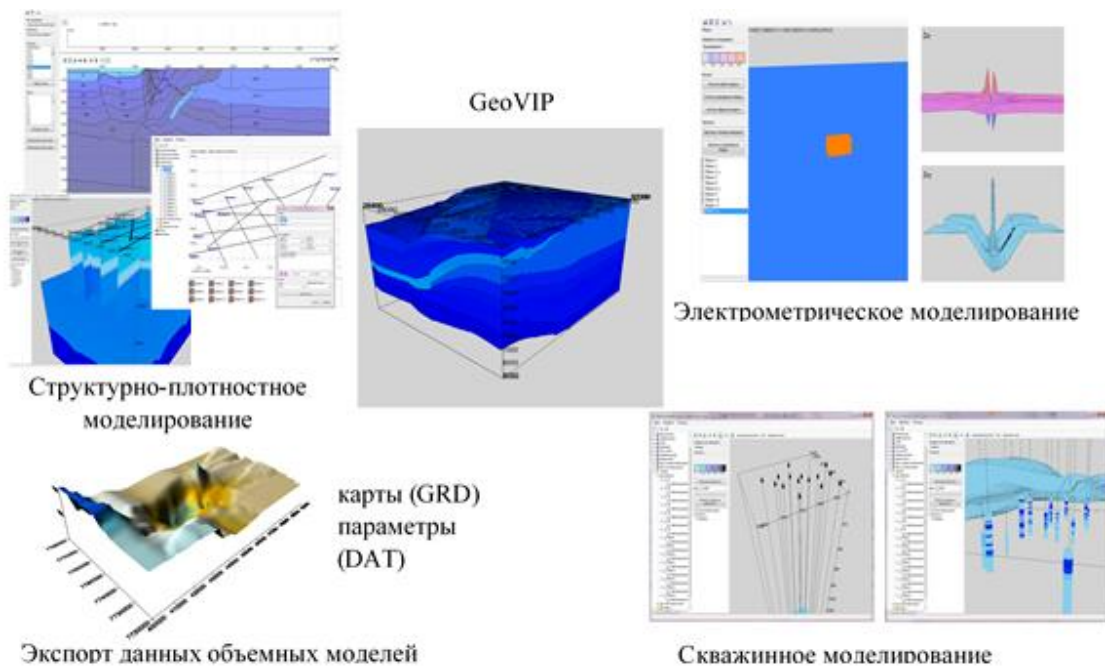


Рисунок 4 - Функционал программного комплекса GeoVIP

Редактор GeoVIP также позволяет экспортировать полученные 2D и 3D модели и распределения параметров в распространенные форматы хранения физико-геологических данных.

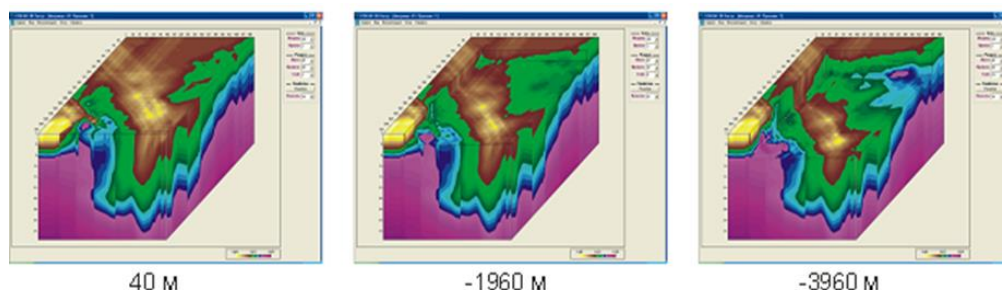


Рисунок 5 - Фрагмент информационной обеспеченности геоплотностной модели изучаемого объекта

Четвертый, заключительный этап технологической схемы заключается в интерпретации геоплотностной модели (анализ всех полученных на разных методических этапах информационных параметров изучаемой геологической среды). Он включает в себя анализ всей полученной информационной базы геолого-геофизической модели.

На этом этапе выполняется выявление структурно-тектонических особенностей изучаемой территории, построение геоплотностных срезов осадочного чехла и анализ их плотностной полярности, выделение аномальных геоплотностных участков, интерпретируемых как перспективные зоны нефтегазоаккумуляции и как следствие, разработка комплекса первоочередных ГРП.

Весь комплекс программ находится в эксплуатационном состоянии, легко адаптируемый в учебный процесс и имеет большой производственный потенциал. Вся методика была апробирована на реальных геологических объектах месторождений Тимано-Печорской провинции и Арктического шельфа.

Библиографический список:

1. Шилова С. В. Оценка ресурсов и прогнозирование состояния литосферы на основе эволюционно-динамического анализа геолого-геофизической информации/ С.В. Шилова//Отчет о НИР по государственному контракту № П 632 от 25 сентября 2009 г.- 240 с.
2. Кулешов В. Е. Развитие методов интегрированного анализа гравиметрических данных на основе эволюционно-динамических принципов. /В. Е. Кулешов// Дис....канд. техн. наук. Ухта, 2008 г. – 130 с.
3. Шилова С. В. Применение и результаты системного анализа геологической среды для решения задач нефтегазовой геологии/ А. В. Семяшкина// Международный независимый институт Математики и Систем «МИС», №2 (13) / 2015. – С. 55–57.
4. Шилова С. В. Реконструкция геологических сред с применением программного редактора «GeoVIP» на примере структур Карского региона/ В. Е. Кулешов, М. И. Барабанов, С. Г. Куделин// Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей [Текст]: материалы 37-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. Москва, 2010. – С. 397–400.

СЕКЦИЯ 4.

СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ МОНОГОРОДОВ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

УДК 332.1

Арктические моногорода России: проблемы и перспективы

Андрухова О.В., Разманова С.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В настоящее время экономическое развитие Арктики сухопутной и морской части России все также остается актуальным. Разработана внешняя и внутренняя политика в отношении Арктического региона. В научных и политических кругах активно обсуждаются и решаются вопросы присутствия России в Арктике. Значение данного региона для национальной экономики и безопасности страны трудно переоценить в силу наделенности природными ресурсами, а также человеческим фактором.

Важнейшее значение и проблемное положение в экономике страны имеют моногорода отечественной Арктики.

Моногорода как экономические образования с точки зрения пространственной организации представляют собой населенные пункты, центром которых служат градообразующие предприятия, являющиеся также приоритетными в рамках национальных интересов.

Исторически в советский и царский период такие территории обустроивались с помощью принудительного труда заключенных в рамках освоения северных и восточных

областей страны. Так, в период индустриализации, по данным, в Норильском лагере содержалось около 20 тысяч заключенных, в Воркутинском - более 70 тысяч. Все они были заняты на строительстве градообразующих предприятий - современных АО «Воркутауголь», Норильском горно-металлургическом комбинате («Норильский Никель»), АО «Апатит» в Кировске. При этом в советской модели освоения Севера и Арктики обустройство новых территорий состояло в том, что в народнохозяйственный оборот одновременно вводились уникальные месторождения полезных ископаемых, рядом с которыми появлялись заводы строительных материалов, крупные ГРЭС и ТЭЦ. Инфраструктура освоенных территорий достаточно быстро наполнялась сооружениями (дорогами, трубопроводами), следствием чего являлось возникновение новых монопрофильных посёлков и городов. [6] Впоследствии реальная власть в моногородах принадлежала местному градообразующему предприятию (заводу, комбинату). В настоящее время в условиях неисполнения социальных обязательств органами местной власти все сферы общества моногородов полностью зависят от хозяйствующих субъектов. [3]

К критериям определения муниципальных образований (МО) к монопрофильным, или моногородам, установленным Правительством РФ в 2014 году [8], относятся статус МО, численность населения, недропользование кроме нефти и газа, фиксированный процент численности работников предприятия от среднесписочной численности работников всех организаций на данной территории. К случаю определения МО к моногородам относятся включенные в Перечень [8] по состоянию на 1 января 2014 г. с ежегодной актуализацией.

По мнению эксперта по малым городам и депопулирующим территориям, канд. геогр. Наук (Института географии РАН) М.С. Гунько, моногорода представляют собой классические «company towns», хозяйствующим субъектам которых подконтрольно производственное и повседневное пространство человека. Это приводит к прямому воздействию (влиянию и управлению) данными областями и процессами в них, порождая корпоративную социальную ответственность. При этом население данных территорий априори является важнейшим звеном процессов управления городским пространством в силу связи с территорией, принадлежностью. С.А. Гаврилова (PhD, Оксфордский университет) совершенно справедливо отмечает не только разрушение такой связи, но катастрофические последствия этого для разных уровней – окружающей среды, общественного, корпоративного. В частности, это особенно касается урбанизированных территорий вечной мерзлоты – российской Арктики. [3]

В настоящее время существует ряд проблем моногородов российской Арктики, носящий комплексный характер. Это обусловлено, прежде всего, антропогенным фактором, влияющим на окружающую среду. Ярким негативным примером 2020 года является крупнейшая экологическая катастрофа в Норильске. К авариям и чрезвычайным происшествиям, носящим регулярный характер, относятся обрушение моста в Мурманской области, разрушение зданий в Кировске, вынужденный снос быстро разрушающегося нового жилья в Норильске, повышение радиационного фона в Северодвинске по причине взрыва возле села Ненокса. [3] Большинство аварий затрагивают объекты инфраструктуры и жилой фонд, что в ряде случаев опосредованно приводит к экологическим последствиям.

Состояние и перспективы развития моногородов российской Арктики вызывают негативные оценки со стороны экспертов и ученых. Неудовлетворительная система мониторинга окружающей среды, сомнительность ответственности градообразующих предприятия, деградация вечной мерзлоты, отсутствие должного технического обслуживания и ремонта зданий, отягченное ощутимым влиянием глобального потепления и изменения состояния вечномёрзлых грунтов, приводят к деформации жилого фонда и производственных объектов и инфраструктуры. Еще пять лет назад по данным ВВС, МЧС Красноярского края оценивало степень деформации жилого фонда в Норильске - 60%, в Воркуте - 40%, в более мелких национальных поселках - 100%. [3]

Моногорода российской Арктики в соответствии с Указом «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» и Распоряжением Правительства РФ от 2014 года «Об утверждении перечня монопрофильных муниципальных образований Российской

Федерации (моногородов)» [9] в зависимости от уровня социально-экономического развития приведены на рисунке 1. Таким образом, общее количество арктических моногородов насчитывает всего 14 единиц.



Рисунок 1 - Монопрофильные МО российской Арктики по состоянию на 2020 и 2015 годы (составлено авторами на основе [9, 12])

Информация официального сайта некоммерческой организации «Фонд развития моногородов» [5], действующей с 2015 по 2020 годы, и функционал которой перешел к госкорпорации «ВЭБ.РФ», позволяет сделать вывод о совсем незначительной поддержке моногородов именно российской Арктики. Так, в 2019 году было заключено генеральное соглашение между Фондом и Кировском, Северодвинском, Новодвинском, а также соглашение о менторстве города Невинномысск Ставропольского края и Ковдорским районом Мурманской области. Однако с 2015 по 2020 годы и по настоящее время нет динамики в уровне социально-экономического развития моногородов. Из второй категории и Перечня в целом исключены муниципальные образования Чукотского автономного округа - Певек и Беринговский (выделено полужирным и курсивным начертанием шрифта).

В аналитическом докладе Института прикладных политических исследований и Центра обеспечения деятельности государственной комиссии по вопросам развития Арктики совершенно справедливо отмечено, что действующая официальная группировка моногородов Арктики [1] в Перечне [9] не учитывает особенности данного региона со стороны макроэкономической ситуации. В частности, не учитываются территориальные особенности, сырьевой характер производства, ухудшение демографической ситуации по естественным и вынужденным причинам, низкое качество транспортной инфраструктуры (в частности, морской), отсутствие управленческой модели развития с целью повышения инвестиционной привлекательности.

Односторонний и недифференцированный подход не приемлем для оценки социально-экономического развития моногородов Арктики. Авторы в изучаемой аналитике делают попытку частичного снятия ограничений методического характера, дополняя такими компонентами как отраслевая структура экономики моногородов, демография, социальная и транспортная инфраструктура, характеристики местного бюджета.

Институтом региональных исследований и городского планирования НИУ ВШЭ и Арктическим центром стратегических исследований САФУ им. М.В. Ломоносова [10] совершенно правомерно сделан вывод о недостаточной эффективности мер поддержки моногородов Арктики. На основе [1, 3, 10] авторами был обозначен следующий круг актуальных проблем, обусловленных природно-климатическими условиями и социальным фактором:

- ✓ неразвитая транспортно-логистическая система и отдалённость территорий от основных транспортных узлов обуславливают повышение цен на производимую продукцию и отсутствие конкурентоспособных видов экономической деятельности;

- ✓ низкий уровень капитализации территорий (то есть текущей рыночной стоимости активов, характеризующей эффективность использования ресурсов территории [11]);
- ✓ однотипная специализация экономически активного населения и низкая возможность переориентации сфер занятости;
- ✓ низкая эффективность взаимодействия государственной власти, предпринимательства, сферы науки и населения;
- ✓ отсутствие должных компетенций у муниципальных служащих для сопровождения реализации комплексных проектов и программ развития;
- ✓ высокая социальная нагрузка на бизнес за счет выплат в связи со статусом северных территорий;
- ✓ дефицит муниципального бюджета;
- ✓ низкая инвестиционная заинтересованность;
- ✓ отсутствие баланса интересов инвесторов, региона, государства и населения;
- ✓ слабое развитие инфраструктуры;
- ✓ высокая степень морального и физического износа основных фондов, в том числе, объектов жилищно-коммунального хозяйства и социальной сферы.

Ученые Института экономических проблем им. Г.П. Лузина также отмечают, что «экономические проблемы реализации стратегий моногородов российской Арктики связаны с низкой обеспеченностью муниципалитетов финансовыми ресурсами, не позволяющей оказывать значимое влияние на перспективы их развития, а также с недостаточным участием в осуществлении стратегических планов моногородов государства и градообразующих предприятий». [2]

Необходим комплексный методический подход к мониторингу социально-экономического развития моногородов Арктики, включающего оценку вероятности рисков и путей их решения, а также конкурентных преимуществ с целью последующего создания моделей управления для каждого конкретного монопрофильного МО в условиях ограниченного количества видов экономической деятельности.

Арктический регион с развитыми и населенными территориями сегодня для России представляет не меньший стратегический интерес, чем заявленное недавно строительство новых городов в Сибири. [4] С той только разницей, что на арктические богатства российского шельфа претендует не только Китай, а США, Канада и достаточно длинный список стран, многие из которых даже территориально на тысячи километров удалены от российской Арктики. В данном случае возможны столкновения стратегических интересов, политические конфликты.

Существующие меры государственной поддержки должны применяться более комплексно (например, возрожденный проект «Северный широтный путь»), учитывать резервы повышения эффективности экономического развития хозяйствующих субъектов моногородов.

Библиографические ссылки:

1. Аналитический доклад «Моногорода Арктической зоны РФ: проблемы и возможности развития», 2016. - М. - 44 с.
2. Дидык В.В., Рябова Л.А. Моногорода российской Арктики: стратегии развития (на примере Мурманской области) // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2014. – № 4 (34). – С. 84-99.
3. Кому принадлежат арктические моногорода современной России? [Электронный ресурс] Режим доступа <https://www.opendemocracy.net/ru/arkticheskiye-monogoroda-sovremennoy-rossii/>
4. Лазарева Е. Первым новым городом Шойгу в Сибири будет Электроград. – URL: <https://ura.news/articles/1036282905> (дата обращения: 30.08.2021)
5. Официальный сайт некоммерческой организации «Фонд развития моногородов» [Электронный ресурс] Режим доступа http://xn--80afd4affbbat.xn--p1ai/upload/manual-upload/Monogoroda_GO2019.pdf

6. Пилясов А.Н., Путилова Е.С. Новые проекты освоения российской Арктики: пространство значимо! // Арктика и Север. – 2020. – № 38. – С. 20–42. – DOI: 10.37482/issn2221-2698.2020.38.21.
7. Плисецкий, Е. Е. Специфика государственного и муниципального управления развитием монопрофильных муниципальных образований в Арктической зоне Российской Федерации / Е. Е. Плисецкий, Е. А. Малицкая // Арктика и Север. – 2017. – № 26. – С. 85-97. – DOI 10.17238/issn2221-2698.2017.26.85.
8. Постановление Правительства РФ от 29 июля 2014 г. № 709 "О критериях отнесения муниципальных образований Российской Федерации к монопрофильным (моногородам) и категориях монопрофильных муниципальных образований Российской Федерации (моногородов) в зависимости от рисков ухудшения их социально-экономического положения"
9. Распоряжение Правительства РФ от 29.07.2014 № 1398-р (ред. от 21.01.2020) «Об утверждении перечня монопрофильных муниципальных образований Российской Федерации (моногородов)»
10. Резолюция 6-го заседания Арктического экспертного клуба «Развитие моногородов в АЗРФ: проблемы и вызовы социально-экономического развития» http://www.arcticandnorth.ru/news.php?ELEMENT_ID=261036
11. Силифонкина, С. В. Анализ методологических подходов к оценке капитализации территории / С. В. Силифонкина. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2011. – № 1 (24). – С. 100-107. – URL: <https://moluch.ru/archive/24/2574/> (дата обращения: 29.08.2021)
12. Указ президента Российской Федерации «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» (В редакции указов Президента Российской Федерации от 27.06.2017 № 287, от 13.05.2019 № 220, от 05.03.2020 № 164)

УДК 332.1:911.375

Об эффективности государственных мер поддержки социально-экономического развития моногорода на примере МО ГО «Воркута»

Булдакова Е.Г.¹, Даль Н.Н.²

1 - Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург,

*2 - Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета,
г. Воркута*

Город Воркута расположен на северо-востоке Республики Коми, в зоне распространения вечной мерзлоты, за северным полярным кругом и в 160 км от Северного Ледовитого океана. До Воркуты можно добраться только по железной дороге или самолетом. Путь по железнодорожной ветке от Воркуты до Сыктывкара, столицы республики, составляет 1048 км, до Москвы – 2268 км. Город Воркута входит в перечень монопрофильных муниципальных образований Российской Федерации, содержащий 322 монопоселения России. По существующей классификации Воркута относится ко второй категории. В эту категорию включены моногорода, в которых имеются риски ухудшения социально-экономического положения.

Из истории развития города. В 1931 году были проведены разведочные работы, а в 1932 году начато строительство первых шахт. Строителями и работниками шахт в те годы были заключенные Воркутлага. Их силами еще до начала войны были построены узкоколейная железная дорога, четыре шахты, а так же углехимическая лаборатория, проектная контора (впоследствии они стали институтами «ПечорНИИпроект» и «ПечорНИУИ»), была создана служба горноспасателей, линия электропередач. Официально статус города Воркуте был присвоен 26 ноября 1943 года во времена Великой Отечественной войны. Основной задачей города было обеспечение страны углем. Сразу после войны в городе активно реализуется государственная градостроительная программа, в результате которой появляются театр,

стадион, плавательный бассейн, кинотеатр, кукольный театр, парк для отдыха. С конца 50-х годов в город приезжают вольнонаемные рабочие. Помимо основных угледобывающих предприятий (в 1957 году действуют 17 шахт), строятся цементный завод, комбинат крупнопанельного домостроения, телецентр. В городе появляется высшее учебное заведение (филиал Ленинградского горного института), исследовательский институт – Северное отделение института мерзлотоведения им. Обручева АН СССР, открываются профессиональные училища.

В конце 80-х годов Воркута достигает апогея своего развития - действуют 13 угольных шахт, достигнут максимальный объем добычи – 31,2 млн. тонн год, в городе проживает 218,5 тысяч человек, количество работников основного предприятия составляло порядка 33 тысяч человек. Город стал форпостом освоения Заполярья. Аналогов такому городу за рубежом не было.

В начале 90-х начинается кризис – централизованное финансирование резко сокращается или прекращается совсем, возникают серьезные экономические проблемы в угольной отрасли. Город был на грани вымирания. Наступает период реструктуризации угольной промышленности – начинают закрываться шахты и вместе с ними рабочие жилые поселки, расположенные вблизи этих шахт. Население Воркуты стремительно падает (рис.1).

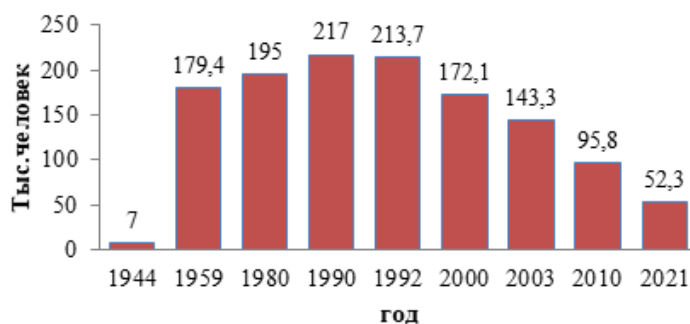


Рисунок 1 - Динамика численности МО ГО «Воркута»

Анализ динамики численности населения, как считают исследователи, имеет огромное значение для разработки сценария развития моногорода. Удаленность Воркуты от «большой земли» затрудняет миграционный обмен с другими регионами России. Воркута связана с остальными регионами лишь авиа и железнодорожным сообщениями. Ближайший город Инта, находящийся в шести часах езды на поезде, также относится к моногородам, где социально-экономическая обстановка является еще более острой.

В работе [1] отмечается, что анализ демографической ситуации по Воркуте невозможно сделать, так как на уровне муниципалитета отсутствует первичная информация по миграционному движению и демографическая динамика Воркуты отличается от республиканской. В этой же работе приведен прогноз численности населения Воркуты, выполненный в лаборатории демографии и социального управления ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН и указывается на то, что миграционный потенциал исчерпан (таблица 1).

Таблица 1 - Прогноз численности населения МО ГО «Воркута»

Численность населения на 01.2016	Прогноз общей численности населения		
	2020 г.	2025 г.	2030 г.
81442	72876	62279	53621

Учитывая, что уже в 2021 году население меньше прогнозируемого в 2030 году, можно говорить о неутешительном прогнозе – деградации города. Воркута всегда была малопривлекательной для проживания. Если раньше (в период активной индустриализации) удаленность, изоляция, суровый климат Воркуты компенсировались северными надбавками к зарплате и более ранним выходом на пенсию, то в настоящее время зарплаты в Воркуте незначительно выше, чем в центральной России. В таблице 2 приведены данные Росстата 2020 года для двух отраслей в Северо-Западном федеральном округе.

Таблица 2 - Среднемесячная заработная плата на одного работника по региону (руб.)

Отрасль	Регион		
	Республика Коми	Республика Карелия	Санкт-Петербург
Образование (ОКВЭД 85)	41387	37805,9	61713
Деятельность в области здравоохранения (ОКВЭД 86)	59401	51017,7	764593

Продолжающееся снижение численности населения так же может свидетельствовать о недостаточной эффективности использования государственных мер поддержки моногородов.

Первый раз вопрос о прекращении добычи угля возник в 1960 году, когда были отработаны угли по простейшим технологическим схемам. Были закрыты шесть шахт из 17, дальнейшая добыча угля считалась нерентабельной. Тогда ученые и практики опровергли это утверждение – они доказали перспективность добычи угля в Воркуте, включив в расчет не только стоимость добычи угля, но и влияние качества состава воркутинского угля на стоимость производства других отраслей промышленности, использующих этот уголь. Воркута продолжила свое развитие до начала 90-х годов.

В 2008 году правительство принимает дополнительные меры поддержки моногородов – создание и развитие особых зон, дотации и субсидии на поддержку малого и среднего бизнеса и другие. В 2014 году Президент В.В.Путин ставит стратегическую задачу – «Обеспечить развитие российских моногородов через диверсификацию их экономики, создание новых рабочих мест и привлечение инвестиций». В 2016 году в программу «Комплексное развитие моногородов» включаются проекты, затрагивающие развитие социальных сфер моногородов – образование, здравоохранение, ЖКХ. Основной целью мероприятий этого комплексного документа было снижение зависимости моногородов от деятельности градообразующих предприятий. Программа была рассчитана на период 2016–2025 годов, но в 2018 году она была досрочно прекращена, так как, несмотря на положительный эффект, роста благополучия в моногородах она обеспечить не смогла. В большинстве моногородов отток трудоспособного населения продолжился, а уровень безработицы был выше среднероссийского[1]. В Воркуте эти показатели ниже среднероссийского (таблица 3).

Таблица 3 - Коэффициент напряженности на рынке труда в г.Воркута

Кол-во вакансий:	2017	2018	2019	2020	2021
Всего	1079	887	1244	1229	1204
Служащие	554	486		527	502
Рабочие	525	401		702	702
Коэффициент напряженности (Воркута/Россия)	0,5/0,6	0,55/0,5	0,32/0,72	1,08/2,18	0,47/2,0

Исследования многих ученых отмечают, что существующие программы не позволяют учитывать географические, природно-климатические, социально-экономические и другие индивидуальные особенности развития города. Так, например, в Воркуте привлечение инвесторов осложнено не только географической удаленностью и ограниченностью транспортных ресурсов, но и высокими тарифами на электроэнергию (5,08 руб. во втором полугодии 2021года) и отопление(2196, 1 руб/Гкал). Это тормозит развитие малого и среднего бизнеса, создание рабочих мест.

В настоящее время Минэкономразвития утвердило план диверсификации экономики Коми, который предусматривает реализацию 41 проекта с 89,7 млрд. рублей инвестиций в отрасли, не связанных с добычей угля. В рамках этого проекта планируется начать разработку золотоносного месторождения, находящегося в 55 километрах от города, и переработку зольных отвалов. Объем инвестиций составит 306 миллионов рублей. В результате этих мероприятий в городе должно появиться всего 107 рабочих мест.

Таким образом, действующие программы поддержки не могут решить проблемы моногородов в целом и в Воркуте в частности, они лишь намечают некоторые тенденции развития. Очевидно, Воркуту ожидает комплексный мер по оптимизации территории, после которых город станет базой для развития вахтовых работ.

Библиографический список:

1. Иванова М. В. Анализ воздействия государственных мер поддержки моногородов на тенденции их социально-экономического развития // Стратегии развития социальных общностей, институтов и территорий : материалы V Международной научно-практической конференции, Екатеринбург, 22-23 апреля 2019 г. : в 2-х т. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. — Т. 1. — С. 336-340. [Электронный ресурс]. URL: <https://elar.urfu.ru/handle/10995/77114>
2. Кулай С.В. Зарубежный опыт модернизации и реструктуризации экономики моногородов//Государственное управление. Электронный вестник. Выпуск № Апрель 2019г. [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/zarubezhnyy-opyt-modernizatsii-i-restrukturizatsii-ekonomiki-monogorodov/viewer>
3. ПАСПОРТ приоритетной программы «Комплексное развитие моногородов»,2016г. [Электронный ресурс]. URL: <http://моногорода.рф/upload/manual-upload/Приоритетная%20программа%20Правительства%20РФ.pdf>
4. Развитие моногородов России: монография / колл. авт. под ред. д-ра экон. наук, проф. И.Н. Ильиной. М.: Финансовый университет, 2013. 168 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://publications.hse.ru/mirror/pubs/share/folder/im4y2ls4o9/direct/114066304>
5. Фаузер В.В., Лыткина Т.С., Клименко В.А. Демографическое развитие Воркутинского городского округа – составной части Арктической зоны России // Экономическая наука сегодня: сборник научных статей. Минск: БНТУ, 2017. № 6. С. 185-198.[Электронный ресурс]. URL: <https://iespn.komisc.ru>

УДК 339.137.2

Актуальные проблемы социально-экономического развития моногородов Российской арктики и позиционирование заполярной Воркуты

Игнатская Л.Я., Соколинская И.В.

Ухтинский государственный технический университет (филиал в г. Воркута)

Рассматривая потенциал социально-экономического развития России, его перспективы, необходимо учитывать факторы, оказывающее существенное влияние на формирование стратегии и выбор приоритетов для формирования национальных программ. Значимыми особенностями народного хозяйства России является огромная растянутость территории; слаборазвитая транспортная инфраструктура, тормозящая интеграцию регионов в единый экономический механизм; различный уровень концентрации промышленного производства, а, значит, и трудовых ресурсов, различный уровень научно-промышленного обеспечения экономики регионов.

Становится очевидным, что поступательное развитие экономики России возможно только в условиях выравнивания уровня развития региональных экономик, независимо от их географических и климатических особенностей. Понимание этих особенностей привело к формированию программ, ориентированных на опережающее развитие отдельных регионов, выделение зон, требующих разработки целевых стратегических программ развития.

Серьезным обременением потенциала развития страны является значительное количество моногородов, а также значительные территории, находящиеся на Крайнем Севере страны, как в Заполярье, так и Приполярье. Причем, именно города Арктического Севера испытывают серьезные финансовые и бюджетные трудности, для которых важным фактором выживания являются федеральные и региональные трансферты.

В 2014 году Правительство России утвердило список монопрофильных муниципальных образований, представляющий 319 моногородов [1], 14 из них находятся в Арктической зоне. Согласно Постановлению Правительства РФ №709 разработаны критерии и порядок ранжирования заполярных моногородов по 3 категориям [2]: 1 категория – моногорода с наиболее сложным социально-экономическим положением, 2 категория – моногорода, в которых имеются риски ухудшения социально-экономического положения в соответствии с определенными признаками, 3 категория – моногорода со стабильной социально-экономической ситуацией. Постоянный мониторинг тенденций развития вносит ежегодные коррективы в категоричность положения города.

В период начала изучения динамики развития северных моногородов в 1 категорию попали 4 моногорода Мурманской и Архангельской области (города Кировск, Онега, Ковдор, поселок Ревда); 8 городов этих областей ко 2 категории, а наиболее благополучными и стабильно развивающимися являются города Северодвинск (Архангельской области) и город Норильск (Красноярский край). Причем, если на момент начала изучения проблем северных моногородов (2014 год) Воркута была отнесена к 3 категории (наиболее стабильной), то в 2020 году Воркута прочно позиционировала себя во второй группе с предпосылками к ухудшению ситуации.

Оценивая причины и факторы, обусловившие экономическую моноориентацию северных территорий, очевидно, что наличие и разработка полезных ископаемых стали объективной причиной появления этих городов. Большинство северных моногородов являются ресурсоориентированными. Градообразующие предприятия моногородов Арктики в большинстве своем специализируются на цветной металлургии (8 предприятий). Далее по распространенности следует угольная промышленность (2 предприятия). В числе отраслей представлены также черная металлургия и деревообрабатывающая, целлюлозно-бумажная и судостроительная промышленности. При этом отрасли добывающей промышленности преобладают над отраслями обрабатывающей, то есть для монопрофильных городов Арктики скорее типичен сырьевой характер производств.

Современная технологическая и рыночная конъюнктура внесла коррективы в состояние экономической устойчивости городов. При этом, наиболее адаптивными к вызовам современных экономических процессов оказались города, ориентированные на цветную металлургию, так как отрасль востребована в целом, цветные металлы востребованы рынком и промышленными технологиями. Зонай повышенного риска является угледобыча, которая всегда была и остается фондоемкой, конкурентной, малоприбыльной, а поэтому, инвесторы не спешат вкладываться в разработку новых угольных месторождений Воркутинского промышленного района. По привлечению инвестиций в основной капитал город Воркута занимает четвертую позицию в своей категории (из шести городов).

Несмотря на проблемы, связанные с последствиями ковидных ограничений и проблем в экономике, следует отметить некоторое улучшение инвестиционной ситуации в Воркуте. Объем инвестиций в основной капитал за 2020 год по сравнению с аналогичным периодом прошлого года увеличился на 26,7% и на 01.01.2021 составил 9 003,3 млн. руб., что составляет 7,0% от общего объема инвестиционных вложений в республике.

В числе источников финансирования инвестиций в основной капитал доля привлеченных средств составила 3 328,1 млн. руб. (37,0% от общего объема инвестиций, в т.ч. бюджетных средств – 153,41 млн. руб., или 4,6%), доля собственных средств – 5 675,2 млн. руб. (63,0%) [4].

Объем наполняемости местных бюджетов за счет собственных доходов является узким местом для большинства городов Арктической зоны. Для Воркуты одним из самых высоких показателей в группе 2 категории является уровень дефицита бюджета города [3].

Бюджет по состоянию на 01.01.2021 года характеризуется дефицитностью и невыполнением ожидаемых плановых показателей:

Доходы бюджета исполнены в сумме – 4 156,14 млн. руб. (99,6 % от утвержденного показателя).

Налоговые и неналоговые доходы исполнены в сумме – 966,20 млн. руб. (102,5 % от утвержденного показателя).

Безвозмездные поступления исполнены в размере – 3 189,94 млн. руб. (98,7 % от утвержденного показателя).

Расходы исполнены в сумме – 4 207,07 млн. руб. (98,18 % от утвержденного показателя).

Дефицит в сумме – 50,93 млн. руб.

На 01.01.2021 общее недофинансирование бюджетных учреждений городского округа составляет – 389, 6 млн. руб. [4].

Важным показателем социально-экономического благополучия является прирост населения и низкий уровень миграции. Существенный отток населения характерен практически для всех арктических моногородов, кроме Норильска и Северодвинска. Активный миграционный отток из моногородов наряду с естественной убылью населения вызывает сильные диспропорции в структуре занятости. Демографическая деградация монопрофильных образований Арктики в дальнейшем будет обуславливать снижение мощностей градообразующих предприятий (некоторые из которых являются приоритетными с точки зрения национальных интересов).

Проявлением депрессивности Воркутинского района является самый высокий уровень миграционной убыли населения в своей группе (2-й категории). Он в 3-5 раз выше по группе своей категоричности и превышает в 2 раза показатели миграционной убыли в городах особого риска – 1-й категории. Численность постоянного населения в МО ГО «Воркута» ежегодно сокращается. Оценивая тенденции изменения численности населения в городе Воркута в натуральных показателях, следует отметить, что за последние 15 лет из города выбыло более 47 тысяч жителей. Воркута стремительно переместилась из категории крупных моногородов (более 100 тысяч жителей) в категорию средних.

Миграционная убыль на 01.01.2021 составила – 515 чел. (на 01.01.2020 – -1549 чел.). Численность населения за 2020 год уменьшилась на 700 чел. и составила на 01.01.2021 – 72 423 чел. (на 01.01.2020 – 73 123 чел., на 01.01.2019 – 74 756 чел.).

Численность рабочей силы (экономически активного населения) снизилась с 47500 чел. в 2015 году до 39000 чел. на 01.02.2021 года [4].

Среднесписочная численность работников по крупным и средним предприятиям города за 2020 год уменьшилась на 931 чел. и составила на 01.01.2021 – 23 954 чел. (на 01.01.2020 – 24 885 чел.). Основная часть занятых в экономике – работники крупных и средних предприятий в сфере добычи полезных ископаемых, транспорта и связи, образования, здравоохранения, безопасности и строительства. Ежегодно в город прибывает более 3,0 тысяч граждан трудоспособного возраста, а выбывает около 6,0 тысяч [4].

Снижение численности населения в городе Воркута за счет миграции населения происходило на фоне высокого уровня естественного прироста населения до 2016 года включительно. Он составлял 3,6%, что являлось вторым показателем, включая города 3-й категории, имеющих устойчивое развитие и уровень прироста превосходит средний показатель по России.

Следует отметить, что последние 5 лет наблюдается ухудшение этих показателей, и в целом демографическая ситуация Воркуты имеет отрицательную динамику. Численность постоянного населения в МО ГО «Воркута» ежегодно сокращается.

За 2020 год количество родившихся по сравнению с аналогичным периодом прошлого года практически не изменилось и составило на 01.01.2021 – 636 чел. (на 01.01.2020 – 634 чел.), а количество умерших увеличилось на 13,5% и составило на 01.01.2021 – 815 чел. (на 01.01.2020 – 718 чел.). Естественная убыль составила на 01.01.2021 – -179 человек (на 01.01.2020 – -84 чел.) [4].

Снижение численности населения города Воркуты отразилось на динамике производственной структуры и производственно-экономических показателей.

Сократилось на 125 единиц количество юридических лиц за 2020 год, и составило на 01.01.2021 – 899 ед., (на 01.01.2020 этот показатель составлял 1 024 единицы).

Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами за 2020 год по сравнению с аналогичным периодом прошлого года снизился на 16,3% и составил на 01.01.2021 – 34 344,5 млн. руб. (на 01.01.2020 – 41 011,5 млн. руб.).

Снизилась добыча полезных ископаемых (основная деятельность города), которая составила в денежном выражении 25 261,4 млн. руб., что составляет 74% от достижений 2019 года. Объемы обрабатывающего производства, а также водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений в совокупности составили 97,3% к 2019 году.

Оборот организаций за 2020 год составил 51 340,961 млн. руб., или 89,7% к аналогичному периоду прошлого года.

Несомненным успехом являются производственно-экономические показатели в сфере обеспечения электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха. Объемы производства в денежном выражении составляют 7 936,5 млн. руб. или 104,1% к 2019 году.

Несмотря на то, что строительство не является значимой отраслью в структуре экономики Воркуты, объём работ, выполненных по виду деятельности «Строительство» за 2020 год по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, увеличился в 8 раз и на 01.01.2021 составил 1 843,4 млн. руб. (на 01.01.2020 – 222,1 млн. руб.) [4].

При наличии многих проблем в социально-экономическом развитии монопрофильных городов Арктической зоны, следует отметить наличие достаточного уровня развития социальной инфраструктуры.

Численность образовательных и лечебно-профилактических учреждений в МО ГО «Воркута» (как и в Северодвинске) является самой высокой. Но это показатель обусловлен высоким уровнем развития городской инфраструктуры в советский период, а на фоне значительного уменьшения промышленного потенциала и сжатия численности жителей города за постперестроечный период доля благ на душу населения значительно увеличилась. Статистика не отражает качественное наполнение этих показателей: отмечается снижение качества медицинского обслуживания, в том числе за счет оттока специалистов.

Город Воркута имеет самый высокий показатель площади жилья на 1 жителя – 32,4 кв. м.

Однако, в это число входит пустующая жилая площадь, оплата которой является серьезной проблемой для города. Доля пустующего жилья составляет 9,8% от общего количества жилого фонда МО ГО «Воркута» (или 37,9% от общего количества муниципального жилого фонда). 80% пустующего жилья находится в неперспективных поселках. В малозаселенных домах проживает от 2 до 10 семей. Для поддержания жизнедеятельности таких поселков направляются значительные средства местного бюджета (более 500 млн. руб. ежегодно).

Основные фонды социальной, жилищно-коммунальной и транспортной инфраструктуры имеют высокий и физический, и моральный износ и не создают условия не только для развития, но даже для относительно комфортного проживания населения моногородов Арктики и МО ГО «Воркута» в том числе. При достаточности жилой площади снижается качество жизни за счет обветшания жилых домов, отсутствия серьезных и активных работ по благоустройству территорий, капитальному ремонту зданий и сооружений.

По состоянию на 01.01.2021 по МО ГО «Воркута» признаны аварийными и подлежащими расселению 69 домов, из них 44 – в городской черте, 25 – в поселках. Эти показатели были ниже на 01.01.2020: аварийными были признаны 50 домов, из них 31 – в городской черте, 19 – в поселках; на 01.01.2019 – 47 домов, в том числе 30 – в городской черте, 17 – в поселках [4].

Одной из важнейших проблем всех моногородов Арктики является целый комплекс нерешенных задач в сфере транспорта и дорожного строительства. По статистике город Воркута имеет самый высокий показатель протяженности автодорог общего пользования в своей группе. Однако, высокий износ существующего дорожного полотна, отсутствие стратегии в решении данной проблемы, высокая капиталоемкость его замены при дефиците бюджета в существующих условиях являются проблемой, требующей решения на основе поиска новых организационных подходов и поиска инновационных строительных технологий.

Как показывает анализ, моногорода российской Арктики имеют схожие проблемы, много общего в структуре экономики, очевидна необходимость радикальных изменений в подходах и механизмах организации социально-экономической жизни, но необходимо учитывать специфику и узкие места конкретного арктического региона.

Экономическая ситуация в городском округе характеризуется кроме монопрофильности рядом других особенностей:

- дотационностью (собственные доходы бюджета составляют 60% от доходной части бюджета);
- автономностью экономики города (пространственная оторванность от основных рынков сбыта продукции, замкнутость сбыта основных производств на конкретный рынок);
- низким потенциалом для диверсификации экономики;
- основную долю малых и средних предприятий составляют предприятия, занятые в сфере оптовой и розничной торговли, общественного питания, бытового обслуживания населения.

Несомненно, эти особенности усложняют решение задач социально-экономической стабилизации. Но современная геополитика, трендом которой является борьба за конкурентное освоение Арктики и ее ресурсов, военно-политические угрозы, стратегическое расположение города, как региона Крайнего Севера, имеющего развитую инфраструктуру и логистический потенциал, актуализировали государственно значимую задачу развитие заполярной Воркуты.

Исходя из этих особенностей, решением Совета МО ГО «Воркута» в июне 2020 года разработана «Стратегия социально-экономического развития муниципального образования городского округа «Воркута» до 2035 года». В документе выделены возможные точки роста[5]:

1. Разработка Усинского месторождения и строительство шахты Уса - 1 с запасами угля 603 млн. тонн; производственной мощностью 4 млн. тонн, инициатор: АО «Воркутауголь». Позволит сохранить развитие мощностей добычи углей Печорского угольного бассейна на уровне 10-15 млн. тонн угля в год, позволит стабилизировать добычу угля, продлить работу градообразующего предприятия и сохранить рабочие места.

2. Освоение шахтного поля №3 Усинского месторождения и строительство шахты Уса - 3 с запасами угля более 228 млн. тонн, производственной мощностью 4,5 млн. тонн, инициатор: ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат». Позволит сохранить развитие мощностей добычи углей Печорского угольного бассейна на уровне 10-15 млн. тонн угля в год, создать новое производство и новые рабочие места, что увеличит доходную базу бюджета МО ГО «Воркута».

3. Освоение Верхнесырьягинского месторождения – добыча каменного угля открытым способом, углеразрез «Промежуточный», инициатор: ООО «Воркутинская энергетическая компания». Позволит развивать угольную отрасль, создать новое производство и новые рабочие места, что увеличит доходную базу бюджета МО ГО «Воркута».

4. Разведка и освоение месторождений минерально-строительного сырья. Позволит диверсифицировать экономику, развивать арктическую стройиндустрию, учитывающую производство строительных материалов с повышенным энергопотреблением (цемент, поризованная керамика, листовое стекло, фракционированные пески и отделочные смеси), которые могут быть использованы для производства новых видов строительных материалов, изделий и конструкций.

5. Разведка и освоение других месторождений полезных ископаемых (золото, бариты, руды, жадеит). Позволит диверсифицировать экономику, развивать промышленность, продвигать промышленные технологии, создавать новые производства и рабочие места, увеличить доходную базу бюджета.

6. Строительство автодороги «Сыктывкар – Нарьян-Мар» с подъездом к Воркуте. Улучшит транспортную логистику в целом, будет способствовать созданию альтернативных транспортных коридоров, а также повысит инвестиционную привлекательность территории.

7. Строительство новой железнодорожной линии Воркута – Усть-Кара. Обеспечит выход Воркуты и в целом Республики Коми к акватории Северного ледовитого океана и будущей портовой инфраструктуре данного участка Северного морского пути, позволит сформировать транспортно-логистический узел для увеличения грузопотоков Северного морского пути, а также позволит ресурсодобывающим и перерабатывающим предприятиям выйти на перспективные мировые рынки Запада и Востока.

8. Реконструкция аэропорта. Будет способствовать развитию опорной аэропортовой сети в Арктике, позволит обеспечить требуемый уровень безопасности полетов, увеличить объем перевозок.

9. Строительство двух радиолокационных станций предупреждения о ракетном нападении. Позволит создать предпосылки для дальнейшего развития арктических войск, укрепления национальной безопасности Российской Федерации, притока населения за счет прибытия в Воркуту военных семей, а также создания новых рабочих мест.

10. Строительство волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) вдоль побережья Северного Ледовитого океана, а также создание на территории Воркутинской опорной зоны дата-центра по сбору, хранению и передаче данных. Позволят обеспечить создание современной информационно-коммуникационной инфраструктуры в Арктике.

11. Строительство полигона ТКО, мусоросортировочного и мусороперерабатывающего комплексов, рекультивация полигона твердых коммунальных отходов. Будут способствовать обеспечению экологической безопасности населения, ликвидации объектов негативного воздействия на окружающую среду.

12. Строительство и техническое переоснащение комплекса по переработке продукции северного оленеводства на базе ПСК «Оленевод». Реализация данного проекта позволит создать новые рабочие места, в том числе, привлечь сотрудников из числа коренных малочисленных народов Севера. Созданный на основе ПСК «Оленевод» бренд «Воркутинская оленина» благоприятно скажется на туристическом имидже МО ГО «Воркута».

План стратегического развития Воркуты до 2035 года представляет собой набор капиталоемких проектов, требующих значительных ресурсных усилий, отдача от которых может быть получена в долгосрочном периоде. Поэтому успех реализации плана зависит от целенаправленной поддержки Коми Республики и Правительства Российской Федерации.

Библиографический список:

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.07.2014 №1398-р (ред. от 21.01.2020) «Об утверждении перечня монопрофильных муниципальных образований Российской Федерации (моногородов)»
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.07.2014 №709 «О критериях отнесения муниципальных образований Российской Федерации к монопрофильным (моногородам) и категориях многопрофильных муниципальных образований Российской Федерации (моногородов) в зависимости от рисков ухудшения их социально-экономического положения»
3. Аналитический доклад «Моногорода Арктической зоны РФ: проблемы и возможности развития»; // Институт прикладных исследований; Москва: 2016
4. Доклад о социально-экономической ситуации в МО ГО «Воркута» на 01.01.2021, Воркута: 2021
5. «Стратегия социально-экономического развития муниципального образования городского округа «Воркута» до 2035 года»// Воркута: 2020

УДК 94(470.13):331.1:330.342.2

От лагеря к моногороду: формирование рабочих кадров Воркуты (вторая половина 1940-1950-е гг.)

Кустышев А.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

История советских монопрофильных промышленных городов, появившихся в годы сталинской индустриализации, носит многоаспектный характер. Исследователей интересуют, в частности, причины и основополагающие принципы их возникновения, процесс формирования различных категорий трудовых ресурсов (населения) моногородов. Как известно, часть их была построена силами заключенных ГУЛАГа, градообразующий фактор

которого проявился прежде всего на территории Европейского Севера России. По данным иркутского исследователя Марка Мееровича, в первой половине 1930-х гг. в моногородах-новостройках от 35 до 65% рабочей силы в целом по стране составлял спецконтингент исправительно-трудовых лагерей [5, с.56].

В Республике Коми почти все крупные города выросли из лагерей. Половина из них является моногородами с ГУЛАГовским прошлым: Воркута (1943 г.), Инта (1954 г.) и Емва (1985 г.). История одного из крупнейших в СССР исправительно-трудовых лагерей – Воркутлага – не была обойдена вниманием исследователей. О «Воркуте – столице белых невольников», хозяйственной жизни лагеря, писал бывший заключенный Ухтпечлага М. М. Розанов [9, с.145-152]. Б. Троицкий впервые составил картосхему Воркутлага, проанализировал структуру управления и функционирования лагеря [13]. Анализу начального периода функционирования Воркутинского угольного месторождения посвящена публикация П. И. Негретова [7]. После того как историки в начале 1990-х гг. получили доступ к ранее секретным фондам советских архивов, начинается новый этап историографии ГУЛАГа. Особого внимания заслуживают монографии Н. А. Морозова «ГУЛАГ в Коми крае. 1929-1956» [4, с.48-64] и Н. В. Упадышева «ГУЛАГ на Европейском Севере России: генезис, эволюция, распад» [11], в которых содержится многоаспектный анализ деятельности исправительно-трудового лагеря в условиях Заполярья. С исследовательской точки зрения особый интерес представляет исследования, уделяющие внимание процессу трансформации лагерного комплекса в крупный промышленный город, в случае Воркуты, в моногород. В историографии ГУЛАГа подобных исследований явно недостаточно. Именно данной проблеме было уделено внимание профессором истории Техасского технологического университета Аланом Баренбергом [12].

Источниковую базу исследования составляют архивные материалы, большинство из которых было вовлечено в научный оборот впервые. Местонахождением их являются фонды Главного управления лагерей горно-металлургической промышленности, НКВД-МВД, ГУМЗ-ГУЛАГ в Государственном архиве Российской Федерации (ГАРФ), Российского государственного архива экономики (РГАЭ), Национального архива Республики Коми (НАРК).

Начиная с 1945 г. Воркутлаг превращается в один из самых больших лагерных комплексов СССР. Динамика численности спецконтингента в нем составила: на первое января 1945 г. – 39711 чел.; 1946 г. – 52195 чел.; 1948 – 62525 чел.; 1950 г. – 62676 чел.. Пик пришелся на 1951 г.: по данным на первое января в ИТЛ содержалось 72940 чел. [10]. Силами заключенных осваивался самый большой в Европейской России Печорский угольный бассейн.

Начиная со второй половины 1940-х годов, периодически выходили правительственные постановления, направленные на создание постоянных рабочих кадров на предприятиях и строительства Министерства внутренних дел. Данные постановления включали в себя перечень мероприятий, направленных на обеспечение организованного набора рабочих для предприятий и строителей, осуществляемых МВД из числа освобожденных после отбытия наказания из ИТЛ и колоний. Особенно остро вопрос о закреплении бывших заключенных на лагерном производстве «по вольному найму» стоял для исправительно-трудовых лагерей, находящихся в отдаленных территориях с неблагоприятными природно-климатическими условиями. С марта 1946 г. руководство Воркутлага получило право самостоятельно решать вопросы освобождения определенных категорий заключенных с последующим закреплением их по вольному найму на работах Воркутинского комбината. В апреле 1952 г. Совет Министров принял специальное постановление «О наборе рабочих для постоянной работы на предприятиях и стройках Министерства внутренних дел СССР из числа лиц, освобождаемых из исправительно-трудовых лагерей и колоний» [3]. Данные решения следует рассматривать в контексте мер, направленных на колонизационное освоение региона. 13 августа 1955 г. начальник комбината «Воркутауголь» обратился к секретарю Коми обкома КПСС с письмом об оставлении в Воркуте освобожденных из заключения горняков и направлении к ним их семей, живущих в других регионах страны [6, ф.П-1, оп.5. д.380, л.38].

В середине 1950-х гг. было разрешено бесконвойное перемещение заключенных и проживание их за пределами лагеря, носившее по сведениям американского исследователя Алана Баренберга массовый характер: удельный вес проживавших за зоной заключенных доходил до 30 %. Данное обстоятельство существенным образом облегчало найм трестами рабочей силы [2, с.166].

Сразу же после смерти Сталина произошли события, позволяющие говорить о демонтаже лагерной экономики. МВД утратил значительную часть производственных функций, передав большинство своих предприятий хозяйственным министерствам. Комбинат «Воркутауголь» – Министерству угольной промышленности. Воркутинский ИТЛ МВД СССР, по мере перехода шахт Печорского угольного бассейна на вольнонаемную рабсилу, согласно Постановлению Совета Министров СССР от августа 1955 г., должен был передать эту жилплощадь комбинату «Воркутауголь». Переход шахт на вольнонаемную рабочую силу планировалось завершить к концу 1958 г. [1, ф.9414, оп.1, д.2440, л.124].

Процесс формирования рабочей силы в заполярной Воркуте носил достаточно сложный характер. Важным механизмом пополнения ее являлся оргнабор. Завербованные работники приезжали в город со всей страны: в основном начинающая трудовую деятельность молодежь, демобилизованные солдаты. При этом следует отметить высокую текучесть работников. На 1 января 1958 г. на шахтах города числилось 34058 человек. При этом в течение года было принято на работу 21171 человек, а уволилось – 17513 чел. [6, ф. Р-1675, оп.1, д.2281, л.21]. Причиной текучести являлись неудовлетворительные жилищно-бытовые условия для большинства работников шахт (проживание в переоборудованных бараках, в которых ранее размещались заключенные), низкие зарплаты для неквалифицированных рабочих, экстремальные природно-погодные условия. Определенную роль играли и тяжелые условия труда на воркутинских предприятиях. В частности, согласно годовому отчету комбината «Воркутауголь» МВД СССР за 1946 г., достаточно остро стояла проблема механизации трудоемких строительных работ [8, ф.8704, оп.2, д.60, л.47].

Высокая текучесть рабочих кадров также была связана с массовым освобождением заключенных по реабилитации и пересмотром уголовных дел, а также снятием ограничений со спецпереселенцев, работавших на шахтах и др. предприятиях бассейна. За 9 месяцев 1956 г. из комбинатов Воркутауголь и Интауголь выбыло 34939 и прибыло 32945 рабочих. При этом, из общего числа рабочих основных профессий, занятых на добыче угля, выбыло и заменено 98%. В результате такой текучести резко снизился уровень квалификации рабочих, так как вместо выбывших опытных рабочих на шахты пришли люди, не работавшие в угольной промышленности и не имеющие специальности. Массовая замена рабочей силы, особенно рабочих из числа заключенных сопровождалась падением трудовой и производственной дисциплины [1, ф.9414, оп.1, д.2459, л.89].

Процесс трудоустройства заключенных находился в неудовлетворительном состоянии: хозорганы значительно сократили потребности в рабочей силе из спецконтингента за счет механизации трудоемких работ и привлечения большого количества вольнонаемных рабочих, а также по причине категорического отказа от трудоустройства строгорежимного контингента [1, ф.9414, оп.1, д.2459, л.215].

Однако, несмотря на передачу хозяйственных предприятий из МВД в другие ведомства и привлечение на них вольнонаемных, прежняя система принудительного труда продолжала свое существование: заключенных использовали на тех же объектах и в том же качестве неквалифицированной рабочей силы. По состоянию на 1 апреля 1957 г. на объектах Министерства строительства предприятий угольной промышленности («Воркутшахтстрой») работали 11572 заключенных Воркутинского ИТЛ. 30005 заключенных того же лагеря были прикреплены к организации «Воркутауголь» Министерства угольной промышленности [1, ф.Р-9414, оп.1, д.2449, л.19-35].

Процесс формирования рабочих кадров в Воркуте актуализировал необходимость решения жилищной проблемы. Несмотря на все эти трудности, за десятилетие (с 1947 по 1957 г.) население Воркуты увеличилось в пять раз. Реализация данной задачи отражена в архивных

документах. 17 августа 1954 г. последовал приказ начальника комбината «Воркутуголь» №514 «О жилищном строительстве для размещения рабочих шахт, предприятий истроек» [6, ф.Р-1675, оп.1, д.187, л.210-214]. 19 августа 1954 г. датировано письмо секретаря Коми обкома КПСС министру угольной промышленности СССР о выведении значительного количества заключенных для проживания вне зоны, оказания им помощи в строительстве жилья своими силами [6, ф.П-1, оп.5, д.298, л.146-147].

История Воркуты, процесс формирования рабочих кадров города лишний раз свидетельствует, что существовало взаимодействие и взаимопроникновение ГУЛАГа и не ГУЛАГа. Данный процесс шел повсеместно – граница между двумя этими мирами не являлась непроницаемой. В Воркуте же процесс взаимопроникновения носил особенно отчетливый характер. Характер этого процесса оказал существенное влияние на формирование рабочей силы монопрофильного города Воркута. История советских моногородов, безусловно, нуждается в дальнейшем изучении как важнейший аспект исторического развития Европейского Севера России, во многом определяющий настоящее и будущее региона.

Библиографический список:

1. Государственный архив Российской Федерации (ГА РФ).
2. Корнилова О.В. А. Баренберг. Город ГУЛАГА, моногород: принудительный труд и его наследие в Воркуте // Вопросы истории. 2016. №4.
3. Кравери М., Хлевнюк О. Кризис экономики МВД (конец 1940- 1950-е годы) // Режим доступа: www.persee.fr/web/revues/.../cmr_1252-6576_1995_num_36_1_2426.
4. Морозов Н. А. ГУЛАГ в Коми крае, 1929-1956. Сыктывк. гос. ун-т. Сыктывкар : СГУ, 1997.
5. Меерович М. Г. Советские моногорода: история возникновения и специфика // Вестник Кемеровского государственного университета. 2018. № 1.
6. Национальный архив Республики Коми (НА РК).
7. Негретов П. И. Все дороги ведут на Воркуту. Venson (Vt.), Cop. 1985. 235 с.
8. Российский государственный архив экономики (РГАЭ)
9. Розанов М. М. Завоевание белых пятен // Покаяние : Коми республиканский мартиролог жертв массовых политических репрессий. Т. 8, ч. 2 / Коми респ. общест. фонд «Покаяние» ; сост. Е. А. Зеленская, М. Б. Рогачев. Сыктывкар, 2006. С.145-152.
10. Система исправительно-трудовых лагерей в СССР, 1923-1960 : Справочник / О-во «Мемориал», Гос. архив Рос. Федерации; Сост. М. Б. Смирнов. Москва : Звенья, 1998. 597 с.
11. Упадышев Н. В. ГУЛАГ на Европейском Севере России: генезис, эволюция, распад. Архангельск : Поморский ун-т, 2007. 323 с.
12. Barenberg Alan. Gulag town, company town : forced labor and its legacy in Vorkuta. NewHaven ; London : Yale univ. press, cop. 2014. xv, 331с.

УДК 338.24 (470.12)

Экскурс в историю монопрофильных поселений, с точки зрения оценки их эффективности, экономической обоснованности и перспектив

Лясковский Н.А.

Музей истории Нефтегазовой промышленности Тимано-Печоры ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

В последнее время в обществе всё громче звучит полемика на тему создания новых моногородов с целью освоения доселе неохваченных уголков нашей страны и добычи там полезных ископаемых. Социально-экономические, юридические и кадровые проблемы этой дискуссии вам уже рассказали мои коллеги. А мне бы хотелось окунуться с вами вместе в исторические хроники и выяснить, как этот вопрос решался издревле и к каким результатам это привело. Ведь еще в 14 веке, отец английской поэзии Джеффри Чоссер изрек: «Нет того нового обычая, который не был бы старым»!

Считается, что моногорода начали появляться во время первой волны индустриализации эпохи Петра I +- и активной колонизации Урала. И если Челябинск (1736 г.) и Магнитка (1743 г.) изначально закладывались как крепости – части оборонительной линии от нападения башкир и охраны продовольственных обозов и, тем не менее, до сих пор чудом попадают под определение монопрофильных поселений несмотря на то, что давно уже стали крупнейшими в стране промышленными центрами с населением 1 млн. 150 тыс. и 410 тыс. То, например, Златоуст и Аша возникли непосредственно вокруг «железноделательных» и чугуноплавильных заводов.

К слову, на территории, которую сейчас занимает Республика Коми история с монопрофильными поселениями началась гораздо раньше. Иван III в 1490 году просит у Императора Священной Римской империи прислать горных мастеров, умеющих добывать руду и выплавлять из неё металл. И уже в 1491 году отправляет из Москвы на Цильму первую в истории российскую правительственную геологоразведочную экспедицию с участием иностранных рудознатцев для поисков и разработки серебряной и медной руды.

В состав второй экспедиции входили так же «мастера из Италии кои должны были серебра делать и меди» и 240 русских рабочих с Северной Двины, Пинеги и Устюга («делавцы, кому руда копати»). А чтобы снабжать их продовольствием, определили еще «пермич, и вымич, и вычегжан, и усолч сто человек». На Цильме в 7 км. выше впадения в нее р. Рудянки были заложены рудники, построены плавильные печи. Выплавленный металл по рекам и волокам отправляли в Вологду, а оттуда в Москву. В 1497 году, по данным историка Н.М.Карамзина, впервые в России из целемского золота была отчеканена монета, на которой был изображен Святой Николай, Иван III подарил её своей дочери Феодосии!

Так родился горно-металлургический промысел в Московском государстве и одно из первых промышленных монопоселений в России. Через какое-то время рудники были затоплены и вкладываться в их возрождение не стали.

В 1582 году – Промышленник Афанасий Владимирович Строганов получил от царя Ивана Грозного жалованную грамоту на «дикое место по Выми реке» и разрешение «искать в тех диких местах россольные места», ставить варницы, «пашню распахивать и лес расчищать». Он приобрел за 27 рублей земли на Выми под Серёговой горой у крестьян Василия Юрьева Серёгова и Дементия Леонтьева Серёгова для организации солеваренного промысла. Но после 1625 году соляные варницы пришли в упадок и выварка соли почти прекратилась.

В 1637 году дьяк Данило Панкратьев, крупный торговец из Галича, откупил соляные варницы и активно взялся за восстановление и расширение соляного производства. С его именем и связано возникновение Серёговского солеваренного завода. Серёговский солеваренный завод в 1637 году это - 27 изб для работных людей, скотные дворы и 3 деревне однодворки для земледельцев, лавки. В 1647 году на соляном промысле работало уже 5 варниц и вываривалось в год свыше 130 пудов соли. Соляной промысел был связан прямым водным путем с крупнейшим российским рынком в XVII в. - Вологдой, куда ежегодно отправлялось по 5-7 больших судов с солью. В 1670-х годах при Серёговском заводе было организовано строительство речных судов. Ежегодно здесь строились 4-6 дощаников и несколько мелких судов. До 700 человек занимались вывозкой соли речными судами на главный рынок сбыта — в Вологду. Заводской поселок, по своей сути, был монопрофильным поселением.

В XVIII в. после установления государственной монополии на соляную торговлю, производство соли стало менее выгодным, и производительность завода снизилась. Тем не менее, в конце XVIII столетия казна получала от продажи серёговской соли свыше 40 тысяч рублей прибыли в год и считала Серёговский завод самым надежным налогоплательщиком из всех соляных промыслов Вологодской губернии.

Но время диктовало свои условия. Примитивная технология, каторжные условия, низкая производительность труда и вследствие этого - высокая себестоимость соли. К началу XX века серёговская соль оказалась не конкурентноспособной. Рабочие получали 12 рублей в месяц при рабочем дне от 12 до 16 часов, а это вело к нарастанию социальной напряженности и

зарождению рабочего движения в Коми крае. Серёгово стало одним из первых центров формирования пролетариата в привымских волостях. Революционная борьба в годы I русской революции также нашла отклик среди трудящихся Серёговского завода: летом 1906 года они устроили забастовку, потребовав установления 8-часового рабочего дня, повышения зарплаты.

Советская власть пыталась дать новое дыхание заводу, но большинство проектов не были реализованы и планы по добыче соли не выполнялись. С 2003 году в связи с отсутствием финансирования из бюджетов Российской Федерации и Республики Коми работы по реализации проекта строительства Серёговского сользавода были прекращены.

Несмотря ни на что, Серёговское месторождение каменной соли остается стратегическим резервом для развития горнорудной и смежной с ней отраслей современной промышленности Республики Коми.

Советская эпоха стала еще одной волной роста моногородов и их развития. Именно в период первых советских пятилеток Челябинск и Магнитогорск превратился в крупнейшие в стране промышленные центры. И их уже трудно было назвать монопрофильными городами, хотя Магнитогорск таковым является до сих пор. А скажем Аша, или близкая к нам и более Арктическая Инта – не превратилась.

О причинах таких разных судеб можно долго дискутировать, однако на поверхности лежат, на мой взгляд основные: логистика (удаленность от основных транспортных артерий), низкая диверсификация, значительная зависимость доходной части бюджета города (поселения) от деятельности основного предприятия или сферы, необдуманные, зачастую, изменения законодательной и налоговой базы (как то установление государственной монополии на соль, ознаменовавшее начало конца Серёговского соленного завода), неразвитая инфраструктура и не востребованность инноваций. Причем все они переплетены между собой очень тесно и зачастую упрутся в логистику.

За примерами далеко ходить не надо! Я живу в Усинске 20 лет. На мой взгляд он абсолютно необоснованно не входит в список моногородов, хотя имеет все признаки (по мнению экспертов Минрегиона). Это и однотипные предприятия обслуживающие узкий сегмент отраслевого рынка, однородный профессиональный состав и значительная удаленность.

В отличии, скажем, от Тольятти – крупного центра автомобильной и химической промышленности, а также крупнейшего ж/д, речного и автотранспортного узла. Имеющего пять высших учебных заведений, несколько НИИ, весьма развитую инфраструктуру и 700 тыс. населения. Имеет собственный «Комбинат шампанских вин и коньяков «Росинка» и при этом включён в список моногородов Российской Федерации с наиболее сложным социально-экономическим положением.

Как бы Росстат не менял методику подсчета влияния сырьевого рынка на российскую экономику, доля этого рынка с учётом различных налогов, сборов и акцизов неприлично велика. И Усинск поставляет немалую часть этой доли при том, что дорогу в город нефтяников не могут достроить все 20 лет, которые я живу в Усинске, а билет на самолет из Москвы стоит в среднем в три раза дороже, чем билет из Москвы в Челябинск при примерно одинаковом расстоянии (1500 км +/-). Спрашивается – как такая непростая логистика отражается на ценах, на развитии малого бизнеса, на диверсификации производства и на социально-экономическом развитии отдельно взятого монопрофильного (я на этом настаиваю) города российской Арктики?

Очевидные выводы:

1) Для начала дискуссии о социально-экономическом развитии монопрофильных городов Арктики необходимо перевести в плоскость методологии определения оных!

2) Прежде чем строить новые моногорода для колонизации Арктики и иллюзии по их поводу, может быть имеет смысл попробовать на старых? Организовать нормальную логистику, дифференцировано вернуть льготы на добычу полезных ископаемых в условиях Крайнего Севера, модернизировать производство и развивать инфраструктуру – ведь именно этих мер не хватило в 15 веке цилемским рудокопам и серёговским солеварам. Как и VI веков спустя не хватает воркутинским и интинским шахтерам, а также усинским нефтяникам!

3) Теоретически - развитая транспортная логистика поможет малому и среднему бизнесу, создаст здоровую конкуренцию в торговой и иных сферах и снизит цены. Повысится покупательная способность, что, в свою очередь отразится на экономике города, а это позволит развивать инфраструктуру. Развитая инфраструктура привлечет квалифицированные кадры, а это различные инновации, за которыми на «мягких лапах», возможно даже сама по себе, придет диверсификация сфер производства.

Ну и напоследок!

В селе Усть-Уса до войны и во время войны работал консервный завод. Его продукция была достаточно изысканной. Здесь наладили производство из: оленины, говядины, баранины, лесной дичи и припечорской рыбы. Выпускались мясные паштеты, холодец, мясорастительные консервы. Освоили выпуск фаршированной колбасы, консервированных языков и куропаток, делали брагу, квас, бульоны, суфле. Подчинялся усть-усинский консервный завод главному управлению «Росглавмясо» Минмяспрома РСФСР. На заводе действовал заводской комитет, проводились занятия по военной подготовке, политучеба. На заводе трудилось около 150 человек. В документах за 1940 год значатся 83 рабочих, 9 специалистов ИТР и пятеро учеников. В 1945 году штаты завода увеличились. Завод имел детский сад, столовую, два восьмиквартирных дома, один 12-квартирный и один четырехквартирный. В довоенной Усть-Усе было три духовых оркестра.

9 августа 1950 года главное санитарное противоэпидемическое управление Министерства здравоохранения РСФСР приняло постановление, в котором говорилось: «По причине аварийного здания, крайне изношенного оборудования, отсутствия требуемой очистки, отсутствия холодильника консервный завод в Усть-Усе подлежит закрытию». А 1 мая 1951 года уникальное производство в Усть-Усе было полностью свернуто.

«Новое — это хорошо забытое старое!» Это выражение — калька с французского. Его приписывают портнихе королевы Марии Антуанетты – мадмуазель Бертен, якобы сказавшей так о подновлённом ею старом платье королевы, принятом той на ура! Увы, мемуары модистки оказались подделкой Жака Пеше – активного участника французской буржуазной революции XVIII века и редактора «Французской газеты».

В России начала XX века была популярна поэтическая версия этой фразы:

«Ах, экономна мудрость бытия: все новое в ней шьётся из старья».

(с) Константин Фофанов, «Дума в Царском Селе»

УДК 331.108(470.13)

Опыт ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по формированию и развитию кадрового потенциала в современных условиях

Мамонтова И.В.

ООО «Лукойл-Коми, Усинск

Рынок труда — это составная часть структуры рыночной экономики, который функционирует в ней наряду с другими рынками: сырья, материалов, товаров народного потребления и услуг, жилья, ценных бумаг и др.

Рынок труда реализуется через государственную, коммерческую службы занятости (биржи труда), а также непосредственно через кадровые службы предприятий или напрямую между работником и работодателем. Рынок труда находится в непрерывном движении. Происходящие на рынке труда процессы неразрывно связаны с социально-экономической ситуацией в стране и мире.

Можно выделить основные проблемы рынка труда Республики Коми, которые напрямую отражаются на кадровой политике Общества:

1. Демографическая ситуация в Республике Коми (по данным Комистата) на протяжении ряда лет характеризуется сокращением численности населения, тенденцией к снижению рождаемости, относительным ростом показателей смертности населения,

отрицательным естественным приростом и невысоким ростом ожидаемой продолжительности жизни. За последние 10 лет численность населения республики снизилась на 85,6 тыс. человек (с 899,2 тыс. человек на 01.01.2011 г. до 813,6 на 01.01.2021 г.). Основной причиной сокращения численности населения являлась миграция.

В соответствии с прогнозом социально-экономического развития Республики Коми на среднесрочный период ожидается сохранение тенденции к сокращению численности населения Республики Коми. В результате среднегодовая численность постоянного населения к 2027 году составит 747,1 тыс. человек. На фоне сокращения численности населения Республики Коми за счет миграционной убыли, и изменения его возрастной структуры (значительная часть покидающих республику – люди трудоспособного возраста) сохраняется также тенденция сокращения численности трудовых ресурсов [1].

2. Дефицит высококвалифицированных кадров на местном рынке труда по таким направлениям деятельности Общества, как горное дело, проектная деятельность, бурение, энергетика, подготовка нефти, строительство. Проблема дефицита кадров необходимой квалификации в России носит острый характер, без принятия мер к концу 2030 года она составит около 3 млн. человек. Об этом заявил президент России Владимир Путин в ходе телемоста с участниками движения WorldSkills. Проблема дефицита квалифицированных кадров характерна не только для России, но и для всего мирового рынка труда в целом, в том числе и для Западной Европы.

3. Несбалансированность рынка труда и рынка образовательных услуг является одной из причин молодежной безработицы.

Молодежный рынок труда имеет ряд особенностей:

-несовпадение социальной и профессиональной ориентации молодежи с потребностями рынка труда. Каждый второй выпускник школы выбирает учебное заведение и будущую специальность чаще всего случайным образом. Следствием этого случайного выбора является нежелание работать по полученной специальности.

-основным аспектом при трудоустройстве молодых специалистов служит уровень заработной платы. Исходя из этого, многие выпускники вузов и средних специальных учебных заведений готовы работать не по полученной специальности, а там, где выше оплата труда.

-влияние на молодежный сегмент рынка труда со стороны средств массовой информации.

Большинство СМИ активно пропагандирует определенные специальности, что приводит к развитию однобокого представления об образовании и успешной карьере.

-отсутствие механизма, позволяющего находить баланс между спросом на рынке труда и предложением со стороны выпускников учебных заведений приводит к отсутствию информации о существующих вакансиях, что, в свою очередь, приводит к переизбытку выпускников по одной специальности и нехватке по другой.

Данные проблемы очень остро стоят, как на уровне Усинска, так и на уровне региона. И Общество «ЛУКОЙЛ-Коми» это ощущает на себе, как, наверное, и другие промышленные предприятия.

Тем не менее, в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» выстроена система работы с кадрами, которая позволяет полностью или частично решать эти проблемы.

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» ведет свою деятельность на территории Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Списочная численность ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» составляет порядка 7100 человек. Трудовой коллектив ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» достаточно молодой. 42 % работников – это молодежь в возрасте до 35 лет. Средний возраст сотрудников – 39 лет. 90 % работников являются жителями Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Текучесть кадров на протяжении последних трех лет составляет 5 % и менее, что соответствует естественной текучести, которая способствует своевременному обновлению коллектива. При анализе анкет, заполняемых работниками при увольнении, одной из основных причин увольнения по собственному желанию является выезд за пределы Районов Крайнего Севера в регионы с более мягкими климатическими условиями и развитой инфраструктурой.

В Проекте Стратегии Социально-экономического развития Республики Коми на период до 2035 года определены меры по развитию рынка труда и обеспечению занятости населения. Данные меры довольно успешно реализует ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», как социально – ответственный работодатель с 2013 года [2].

1. Содействие созданию благоприятных условий для занятости населения.

Общество создает новые, в т.ч. и временные рабочие места на территории Республики Коми. С учетом наличия масштабной ресурсной базы важнейшим приоритетом как Компании «ЛУКОЙЛ» так Общества «ЛУКОЙЛ-Коми» является реализация новых проектов в целях увеличения объемов добычи. Эти проекты связаны как с разработкой новых месторождений, так и с интенсификацией добычи на зрелых месторождениях благодаря применению современных технологий и увеличению объема эксплуатационного бурения и количества скважино-операций по повышению нефтеотдачи пластов. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обладает значительным потенциалом роста добычи высоковязкой нефти. Основные запасы высоковязкой нефти сосредоточены на Ярегском и Усинском месторождениях.

В связи с дефицитом высококвалифицированных кадров на местном рынке труда по некоторым направлениям деятельности Общества (горное дело, проектная деятельность, бурение, энергетика, подготовка нефти, строительство) проводится работа по поиску кандидатов за пределами Республики Коми. Чтобы привлекать кадры из других регионов для работы в Республику, Общество предоставляет определенные гарантии и компенсации, в том числе и за счет мер господдержки. С 2021 года Общество участвует в региональной программе Республики Коми «Повышение мобильности трудовых ресурсов». В рамках программы Правительство Республики берет на себя обязательство по предоставлению средств, предусмотренных в виде субсидий, предоставляемых из федерального бюджета в целях софинансирования расходных обязательств, возникающих при реализации мероприятий по повышению мобильности трудовых ресурсов.

Хотелось бы отметить, что по данным Комистата, сокращение численности населения за 2020 год отмечено во всех городских округах и муниципальных районах республики, кроме МО ГО «Усинск», где отмечен естественный и миграционный прирост населения. Считаем, что и ЛУКОЙЛ-Коми вносит вклад в положительную динамику данного показателя.

2. Содействие созданию необходимых условий для рационального использования местных трудовых ресурсов.

Общество участвует в создании условий для приоритетного трудоустройства местного населения в рамках реализации инвестиционных проектов на территории Республики Коми. Согласно Соглашениям между Администрацией Республики Коми, НОА и ПАО «Нефтяная Компания «ЛУКОЙЛ» приоритет в приеме, в том числе на работу вахтовым методом организации работ имеют жители Республики Коми и Ненецкого автономного округа.

3. Повышение профессионально-квалификационного уровня персонала.

Основная цель в работе с персоналом - постоянное приведение уровня квалификации работников всех категорий в соответствие с изменяющимися производственными и социальными условиями, формирование высокого уровня профессионализма. При подготовке работников Общество использует ресурсы Ухтинского государственного технического университета, в т.ч. его филиалов в г. Усинске и в г. Воркуте. Совместно с ВУЗом Общество разрабатывает корпоративные программы обучения, подбирает оптимальные формы и методы обучения.

Развитие бизнеса невозможно без развития высшей школы, качественное решение производственных задач невозможно без науки и инновационных идей. С целью развития региональной науки, для решения производственных задач «ЛУКОЙЛ-Коми», ВУЗ выполняет научно-исследовательские работы, проектно-изыскательские работы, разрабатывает профессиональные опросники и тесты для проведения оценки знаний персонала, организует совместно с Обществом мероприятия по внедрению в образовательный процесс самых современных автоматизированных средств обучения.

В 2015 году в Республике Коми реализован образовательный проект, инициированный ПАО «ЛУКОЙЛ» и выполненный предприятием ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» совместно с

Ухтинским государственным техническим университетом. На базе УГТУ созданы Учебные центры, отвечающие всем современным требованиям для подготовки специалистов нефтедобычи. Учебных центров создано три. Два в г. Ухте на базе горно-нефтяного колледжа для подготовки специалистов по наземной и подземной добычи. И Учебный центр в филиале УГТУ в г. Усинске. Учебные центры, позволяют решать задачи формирования культуры промышленной безопасности, совершенствования профессиональных навыков рабочих кадров и инженерно-технического персонала, мотивации подрастающего поколения на выбор профессий нефтегазового комплекса.

Учебные полигоны в г. Усинске и в Ухте, - представляют собой модель нефтепромыслового объекта, снабженного автоматическими датчиками и синхронизированным с 3 D тренажером. Автоматическая система имитирует работу технологического оборудования нефтедобычи, позволяет в реальном времени знакомить учащихся с технологическими процессами нефтедобычи, проводить практические занятия на учебном полигоне, принимать экзамены в условиях, максимально приближенных к производственным

Наиболее проблематично замещать вакансии рабочих, задействованных в добыче нефти под землей в Нефтешахтном производственном предприятии «Яреганефть». С целью подбора кандидатов совместно с Центрами занятости населения Республики Центры занятости на регулярной основе помогают подбирать кандидатов для НШПП «Яреганефть» из числа незанятых или безработных граждан для обучения (переобучения) и последующего трудоустройства на предприятие.

4.Общество способствует развитию межведомственной системы профессиональной ориентации молодежи через организацию профориентации учащихся общеобразовательных учреждений, способствующих профессиональному самоопределению. Основная задача в работе со школьниками – это целенаправленная профориентационная работа, мотивация школьников на выбор профессий нефтегазовой отрасли. Для этого систематически проводятся следующие мероприятия:

- Информирование школьников и их родителей о рынке труда (собрания, встречи, экскурсии и др.);

- С 2014 года выплачивается именная ежегодная премия лучшим учащимся школ, имеющим высокий балл по физике и математике.

- Ведется целевая подготовка кадров через заключение договоров о взаимных обязательствах между Обществом и студентами. В рамках партнерства между «ЛУКОЙЛ» и УГТУ для обеспечения потребности в высококвалифицированных специалистах, в 2020 году была сформирована корпоративная группа по новому направлению подготовки «Горное дело» и специализации «Подземная разработка пластовых месторождений». В настоящее время обучаются 10 студентов. Проводится работа по открытию группы на подготовку специалистов среднего профессионального образования по данному направлению.

С 2020 года в рамках Соглашения о сотрудничестве между ПАО «ЛУКОЙЛ», г. Когалымом и ПНИПУ, Обществом проводится работа по набору студентов для обучения в корпоративной группе по направлению «Нефтегазовое дело» и «Прикладная геология» в г. Пермь. В настоящее время обучаются уже две корпоративные группы по направлениям «Нефтегазовое дело» и «Прикладная геология», из них 14 это ребята из Республики Коми, которые по окончании ВУЗа вернутся на работу в Общество.

В рамках, проводимой в ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» работы с ВУЗами и СУЗами, ежегодно проходят практику студенты СПО и ВПО. Ежегодно на предприятие трудоустраиваются выпускники ведущих профильных ВУЗов страны, большая часть из них выпускники Ухтинского государственного технического университета. Молодым специалистам также предоставляются стимулирующие гарантии и компенсации при трудоустройстве. На период адаптации и становления молодому специалисту Общества из числа наиболее опытных руководителей назначается Наставник, совместно с которым составляется Индивидуальный план развития. В течение трех лет нахождения в статусе молодых специалистов молодые специалисты успешно продвигаются по карьерной лестнице.

Такая плановая целенаправленная работа позволяет решать следующие задачи:

1. Сохранять стабильный трудовой коллектив;
2. Удовлетворять потребность Общества в квалифицированных кадрах;
3. Помогать делать осознанный выбор выпускникам будущей профессии;
4. Привлекать молодых специалистов на предприятие для формирования кадрового резерва.

Библиографический список:

1. Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Коми: [сайт]. URL: <https://komi.gks.ru/population/> «Численность населения по муниципальным образованиям Республики Коми по полу и возрасту 1 января 2021 года»
2. ПАО «Лукойл»: [сайт]. URL: <https://lukoil.ru/Company/Career/LUKOILasemployer/> «Лукойл как работодатель»

УДК 674*061

Применение древесины различных пород для изготовления трапов и сходней, используемых в горных выработках

Михеевский Е.В., Михеевская М.А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В связи с истощением запасов ценной деловой древесины хвойных пород стоит вопрос о замене её малоценной лиственной в различных областях промышленности.

Лесозаготовительные предприятия, поставляющие рудничную стойку на горно-рудничные предприятия, равным образом снабжают данные предприятия настилами деревянными для людского хода, т.е. трапами [2].

Изготовление настилов деревянных для людского хода (трапов) из древесины ценных хвойных пород идёт в разрез с принципами рационального использования природных ресурсов. В тоже время на лесосеках России ежегодно сгнивает большое количество древесины мягких лиственных пород (осина, тополь, берёза, ольха и др.).

От качества древесины зависит долговечность настилов и безопасность передвижения подземных рабочих горнорудных предприятий (проходчиков, крепильщиков, бригад комбайнёров).

На основании исследований [1] можем сделать вывод о целесообразности выбора лиственных пород.

Предлагаемая технология производства трапов заключается в замене ценных хвойных пород, из которых изготавливаются трапы для людского прохода, на лиственные. Трапы, выпиленные из лиственных пород с использованием качественной пропитки, по своим физико-механическим свойствам не уступят настилам из хвойной древесины.

В горных выработках с транспортировкой горной породы электровозами ширина свободного прохода для рабочих должна быть более 0,7 м, также с противоположной стороны должен быть обеспечен ремонтно-монтажный зазор более 0,2 м между стенками (крепью) выработок для бетонной или металлической крепи и 0,25 для деревянной от наиболее выступающих частей электровоза. Свободные проходы для рабочих должны устраиваться с одной и той же стороны. Почва выработок на свободных проходах должна быть ровной или устраиваться с укладкой настила (трапа, плит и др.) [4, 5].

Произведём теоретический расчёт примерного расхода древесины в среднем за год на одном горно-рудничном предприятии при работе горных проходчиков без учёта ремонтно-восстановительных работ в пройденных выработках.

На средней по размеру добывающей уголь шахте сектор проходки горных выработок может состоять из трёх-пяти участков. За каждым участком закреплено четыре бригады проходки горных выработок с помощью комбайна (бригады комбайнёров) и две бригады,

осуществляющие проходку горной выработки путём буровзрывных работ. План на участок для комбайнёров – (проходчиков) составляет в среднем 500 м в месяц (по длине), а на бригаду, ведущую проходку буровзрывным способом, – 124 м в месяц. Годовой план для проходки с помощью комбайнов в среднем составляет 24 000 м, а буровзрывным способом – 5 952 м

Тогда, при размере одного трапа шириной 0,7 м и длиной 4 м и толщиной доски 40 мм, произведем расчёт объёма одного трапа по формуле:

$$V_{\text{тр}} = b \cdot l \cdot h, \quad (1)$$

где b – ширина трапа, м;
 l – длина трапа, м;
 h – толщина трапа, м.

$$V_{\text{тр}} = 0,7 \cdot 4 \cdot 0,04 = 0,112 \text{ м}^3.$$

Таким образом, для одной бригады комбайнёров при длине одного трапа 4 м расход древесины ценных хвойных пород в месяц составляет:

$$V_{\text{к1}} = \frac{\Pi_{\text{МК}}}{l} \cdot V_{\text{тр}}, \quad (2)$$

где $\Pi_{\text{МК}}$ – план работы проходки на одну бригаду комбайнёров, м.

$$V_{\text{к1}} = \frac{500}{4} \cdot 0,112 = 14 \text{ м}^3.$$

Так как бригады комбайнёров четыре, месячный расход древесины составит:

$$V_{\text{к4}} = V_{\text{к1}} \cdot 4 = 14 \cdot 4 = 56 \text{ м}^3.$$

Произведём аналогичный расчёт для бригад, ведущих проходку буровзрывным способом:

$$V_{\text{б1}} = \frac{\Pi_{\text{Мб}}}{l} \cdot V_{\text{тр}}, \quad (3)$$

где $\Pi_{\text{Мб}}$ – план проходческих работ на одну бригаду, ведущую проходку буровзрывным способом, м.

$$V_{\text{б1}} = \frac{124}{4} \cdot 0,112 = 3,5 \text{ м}^3.$$

Так как бригады, ведущие проходку буровзрывным способом две, месячный объём составит $V_{\text{б2}} = V_{\text{б1}} \cdot 2 = 3,5 \cdot 2 = 7 \text{ м}^3$.

На одном участке в месяц используется для изготовления трапов следующее количество древесины хвойных пород:

$$V_{\text{М1}} = V_{\text{к4}} + V_{\text{б2}}. \quad (4)$$

$$V_{\text{М1}} = 56 + 7 = 63 \text{ м}^3.$$

Участков пять, поэтому месячный расход древесины для всех участков будет равен:

$$V_{\text{М5}} = V_{\text{М1}} \cdot 5 = 63 \cdot 5 = 315 \text{ м}^3.$$

Годовой расход древесины хвойных пород для данного случая составит:

$$V_{\text{Г}} = V_{\text{М5}} \cdot 12 = 315 \cdot 12 = 3780 \text{ м}^3,$$

что соответствует годовому объёму заготовок небольшого частного предприятия.

В случае подсчёта расхода древесины и для участка ремонтно-восстановительных работ расход возрастёт примерно в 1,5 раза и составит $V_{\text{общ}} = V_{\text{Г}} \cdot 1,5 = 3780 \cdot 1,5 = 5670 \text{ м}^3$.

В Республике Коми действует несколько горно-рудничных производств, соответственно предлагаем просчитать примерные стоимости изготовления настилов деревянных для людского прохода (трапов) в горных выработках как из хвойных пород деревьев, так и из лиственных, например, осины, и рассчитаем экономический эффект.

На данный момент стоимость 1-го м^3 доски из хвойных пород в среднем составляет 15 000 руб., а лиственных 4 500 руб.

Из расчетов, приведенных выше, расход древесины в год только на изготовление трапов для участка проходки составляет 3 780 м³. Рассчитаем экономические показатели расходов на хвойные и лиственные породы деревьев без учета пропитки за год для участка проходки.

Для хвойных:

$$C_{хв} = V_2 \cdot C_{куб.хв}, \quad (5)$$

где V_2 – годовой расход древесины, м³;
 $C_{куб. хв}$ – средняя стоимость 1 кубометра доски хвойных пород, руб.

$$C_{хв} = 3\,780 \cdot 15\,000 = 56\,700\,000 \text{ руб.}$$

Для лиственных:

$$C_{лист} = V_2 \cdot C_{куб. листв}, \quad (6)$$

где V_2 – годовой расход древесины, м³;
 $C_{куб. листв}$ – средняя стоимость 1 кубометра доски лиственных пород, руб.

$$C_{лист} = 3\,780 \cdot 4\,500 = 17\,010\,000 \text{ руб.}$$

Осина распространена в районах с умеренным и холодным климатом. Во время своего роста дерево подвержено различного рода заболеваниям древесины, очень редко можно встретить дерево без видимых, а тем более невидимых вооруженному глазу пороков.

Поэтому, для улучшения свойств древесины и увеличения срока ее службы предлагаем использовать пропитку.

Расход пропитки на акриловой основе составляет 10л/66м², в зависимости от поглощающей способности основания и поставленной цели. При высокой поглощающей способности данные антисептики рекомендуется наносить в два слоя [3].

Рассчитаем стоимость антисептика при стоимости канистры 10 литров 900 рублей. Расход канистры антисептика 66 м².

Один трап длиной 4 метра и шириной 0,7 м имеет $S_{тр} = 2,8 \text{ м}^2$.

Длина проходки

$$L_{пр} = L_{комб} + L_{бвр} \quad (7)$$

где $L_{комб}$ – длина проходки комбайновым способом за год, м
 $L_{бвр}$ – длина проходки буровзрывным способом за год, м

$$L_{пр} = 24\,000 + 5\,952 = 29\,952 \text{ м}$$

Следовательно площадь всех трапов для участка проходки будет составлять:

$$S_{тр.пр.} = L_{пр} \cdot 0,7, \quad (8)$$

где $L_{пр}$ – длина проходки, м

$$S_{тр.пр.} = 29\,952 \cdot 0,7 = 20\,966,4 \text{ м}^2$$

Таким образом можем рассчитать количество канистр пропитки необходимой для обработки трапов:

$$K = \frac{S_{тр.пр.}}{66} \quad (9)$$

где $S_{тр.пр.}$ – площадь трапов, м²
 66 – расход одной канистры, м²

$$K = \frac{20966,4}{66} = 317,67 \text{ шт}$$

Тогда стоимость антисептика при двухслойном покрытии равна:

$$C_{ант} = K \cdot 900, \quad (10)$$

где K – количество канистр, шт.
 900 – стоимость одной канистры, руб.

$$C_{ант} = 2 \cdot 317,67 \cdot 900 = 571\,810,9 \text{ руб}$$

Итого расходы на изготовление трапов из лиственных пород будут составлять:

$$C_{\text{лист.прон.}} = C_{\text{ант}} + C_{\text{лист}} \quad (11)$$

где $C_{\text{ант}}$ – стоимость антисептика, руб,
 $C_{\text{лист}}$ – стоимость необходимого годового количества доски лиственных пород.

$$C_{\text{лист.прон}} = 571\,810,9 + 17\,010\,000 = 17\,581\,810,9 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект составит:

$$56\,700\,000 - 17\,581\,810,9 = 39\,118\,189,1 \text{ руб.}$$

Вывод

Таким образом, в первом приближении примерный сравнительный анализ затратных характеристик при изготовлении трапов для людского хода из хвойной и лиственной пропитанной древесины дает возможность предполагать, что себестоимость трапов из пропитанной лиственной древесины будет значительно меньше себестоимости настилов из хвойной древесины.

Библиографический список:

1. Бурмистрова, О. Н. Состояние вопроса производства и эксплуатации настилов деревянных для людского хода (трапов), используемых в горных выработках / О. Н. Бурмистрова, М. А. Михеевская, Е. В. Михеевский // Лесотехнический журнал. – 2018. – Т. 8. – № 2 (30). – С. 141–149. – Библиогр.: с. 147–148 (10 назв.). – DOI: 10.12737/article_5b240610787eb9.84551258.
2. ГОСТ 616-83 Стойки рудничные деревянные. Технические условия. – Введ.. 1983.02.18 [Текст]. М.: Издательство стандартов, 1992. – 8 с.
3. ГОСТ 20022.5-93. Защита древесины. Автоклавная пропитка маслянистыми защитными средствами. Введ. 1995-01-01 [Текст]. Минск: Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1994. – 5 с.
4. Приказ Ростехнадзора «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» [Электронный ресурс] : от 19.11.2013 N 550 (ред. от 08.08.2017) (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30961) // КонсультантПлюс онлайн – Некоммерческие интернет-версии системы Консультант-Плюс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_157929/.
5. Постановление Госгортехнадзора РФ «ПБ-06-111-95. Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых подземным способом» [Электронный ресурс] : от 23.01.1995 N 4) (ред. от 19.02.2004) // КонсультантПлюс онлайн – Некоммерческие интернет-версии системы Консультант-Плюс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_115114/.
6. Теоретические основы получения модифицированной древесины [Текст] / Т.К. Курьянова, А.Д. Платонов, М. А. Михеевская, С.Н. Снегирева и др. // Лесотехнический журнал. – 2018. – Т.8.– № 1(29). – С. 146–154.

УДК 331.122(470.1/2+985)

Социально-экономическое развитие и перспективы Арктической зоны Российской Федерации

Набиева А.М.

Научный руководитель – Киборт И.Д.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Суровые природно-климатические условия, делают Арктическую зону России малопривлекательной для проживания. Данная ситуация свойственна не только России. Природные условия характеризуются недостатком кислорода в атмосферном воздухе; низкой температурой; продолжительной зимой с отсутствием или недостатком естественной освещенности. Такие природные условия создают некомфортную среду обитания и негативно влияют на здоровье человека.

Северные и арктические территории России на сегодняшний день могут считаться территориями незавершенного освоения в силу малой плотности населения (рисунок 1).

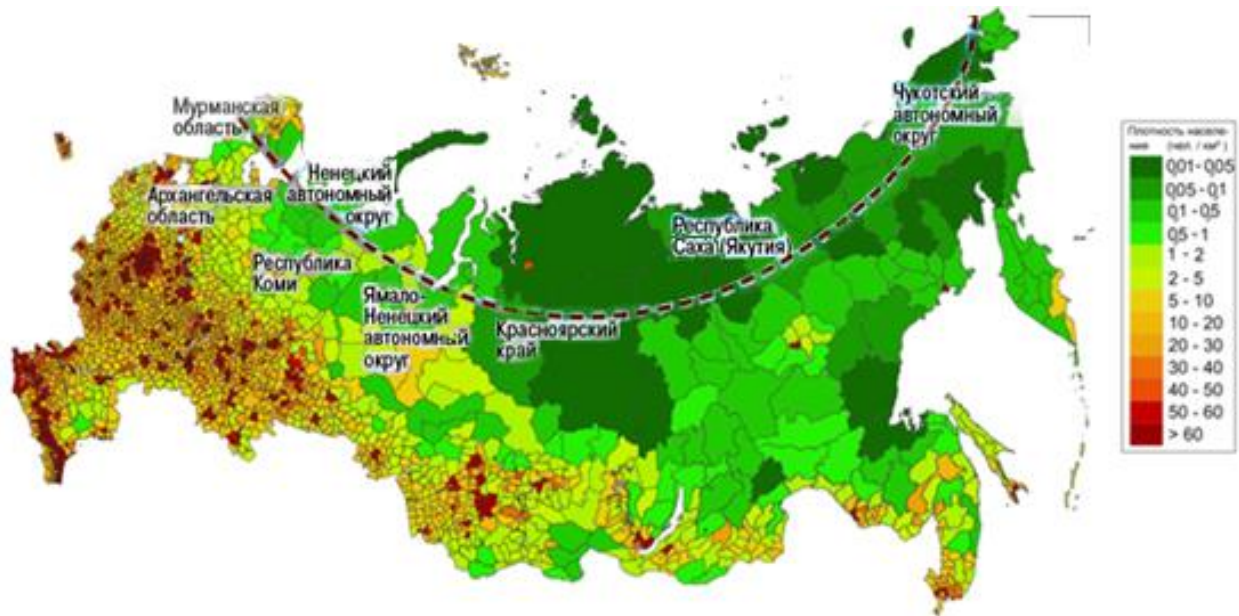


Рисунок 1 - Карта плотности населения России по муниципальным образованиям (районам)

Во всем мире и всегда приток населения в северные и арктические зоны инициировался экономическими причинами. Экономический приоритет данного региона в России был обоснован на его географических особенностях и высоких перспективах добычи полезных ископаемых. Шельфовые и внутренние моря Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ) достигают площади 4 млн км². Континентальный шельф РФ в Арктике обладает уникальным потенциалом. По оценкам экспертов он содержит более 85,1 трлн. м³ горючего природного газа, 17,3 млрд. тонн нефти (включая газовый конденсат), является стратегическим резервом развития минерально-сырьевой базы РФ. При этом, Арктическая зона имеет преимущество транспортно-экономического влияния Северного морского пути (СМП), используемого для перевозки национальных и международных грузов. СМП объединяет почти 70% российского пространства, имея стратегическое значение. Это самый короткий маршрут из Шанхая (Азия) в Роттердам (Европа) имеющий длину морского пути - примерно 15 тыс. км и потенциальная альтернатива действующему основному способу доставки Суэцкому каналу, который на 4,5 тыс. км длиннее (рисунок 2). Со временем в результате климатических изменений, по данным в указе Президента «О стратегии развития АЗРФ...», объём транспортных перевозок СМП теоретически возрастет с 31,5 млн тонн в 2019 году до 130 млн тонн к 2035-му [2].

Для российской экономики торговля природными ресурсами играет значительную роль.

В последние годы освоение Арктики находится в центре внимания Правительства РФ.

В предыдущем столетии создан очень мощный индустриальный слой, масштабы хозяйственной деятельности значительно превосходят показатели других циркумполярных стран (Гренландия (Дания), Исландия, Канада, Норвегия, США).

Стоит отметить, что в АЗРФ располагаются объекты стратегических сил сдерживания в целях недопущения агрессии против РФ и ее союзников. Правительство планирует провести реновацию населенных пунктов Мурманской области, где базируются военные суда. Планируется отремонтировать муниципальные объекты (дома культуры, школы, детские сады), улучшить жилищные условия военнослужащих [2].

Повышение уровня социально-экономического развития АЗРФ территорий является целью государственной программы «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» [3]. В данной программе, был актуализирован состав сухопутных территорий, входящих в данную территорию.

В соответствии с указом Президента РФ «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» был окончательно определен состав макрорегиона (рисунок 3).



Рисунок 2 - Северный морской путь и маршрут через Суэцкий канал из Азии в Европу [1]

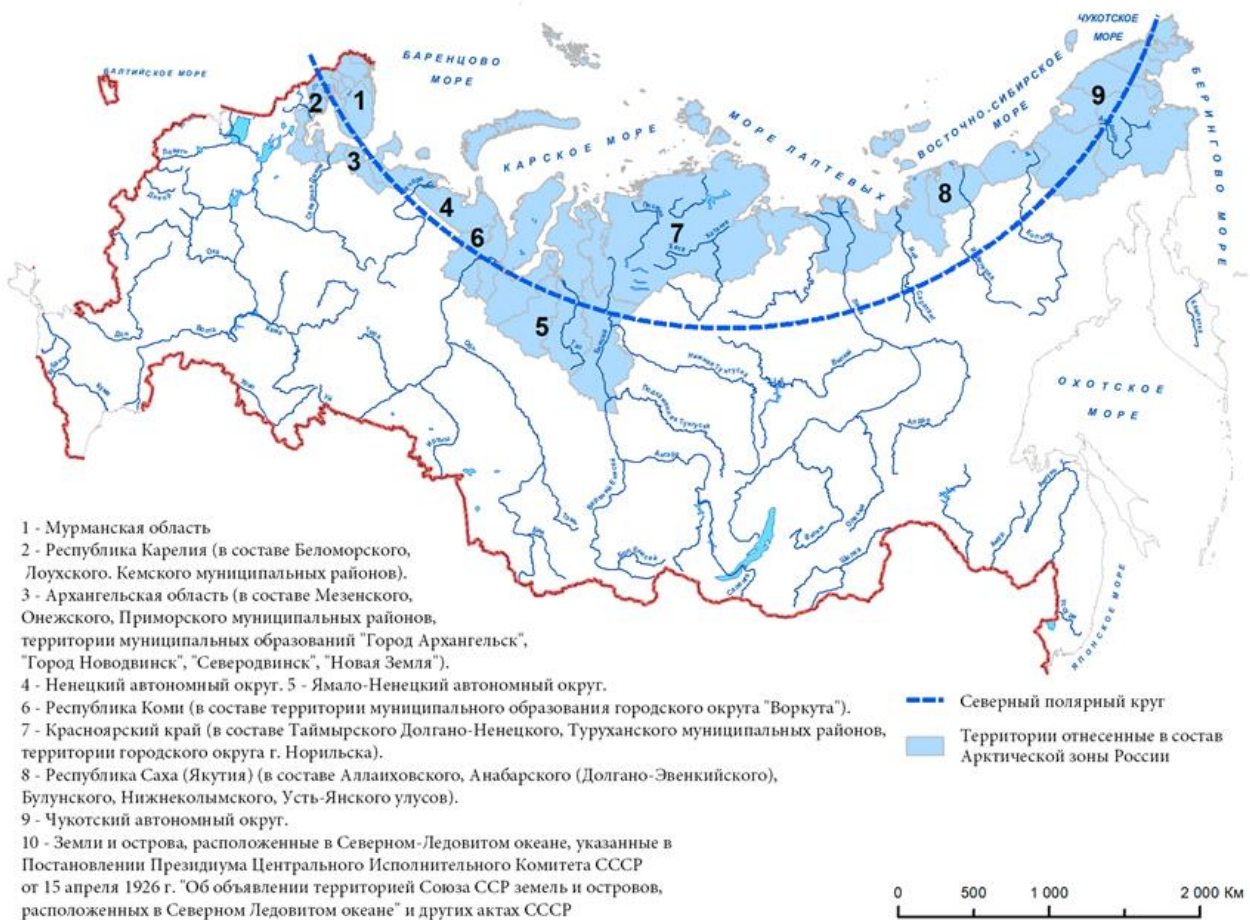


Рисунок 3 - Карта-схема территории континентальной части Арктической зоны Российской Федерации

Для развития Арктических территорий в 2020 году правительством РФ был принят ряд документов. Основной из них, подписанный президентом в октябре - «Стратегия развития

Арктической зоны России и обеспечения национальной безопасности до 2035 года». Цели стратегии: увеличить качество и продолжительность жизни; создать 200 тыс. новых рабочих мест; снизить миграцию; увеличить в 1,5 раза вклад регионов Арктики в экономику РФ. Для решения данных задач государство готово выделять средства на развитие инженерной и социальной инфраструктуры и обеспечить налоговые льготы, так же нужно привлекать в арктические регионы частные инвестиции.

Для полноценного учета вклада от ожидаемого развития Арктической зоны в прогнозе развития государства необходимо иметь представление не только о том, что и когда там можно добывать или развивать, но и целесообразно ли это делать, в какой последовательности, и до какой степени передела доводить продукцию на месте. Это важно для выработки сценариев развития этого макрорегиона, да и страны в целом.

Однако эксперты не разделяют идею добычи нефти в шельфовой зоне, вероятнее всего, это будет нерентабельно. Как они считают, северный морской путь вряд ли составит значительную конкуренцию Суэцкому каналу как основному маршруту из Европы в Азию (рисунок 2). Строительство сети центров обработки данных в арктической зоне, необходимых для развития высокотехнологичных предприятий, не такая выгодная затея, как кажется на первый взгляд. К сожалению по прогнозам ученых отток населения продолжится.

Как сказал директор по энергетическому направлению Института энергетики и финансов Алексей Громов журналу «Профиль», при текущих ценах на энергоресурсы и слабых перспективах их увеличения в ближайшие годы, разработка арктических нефтяных месторождений наверняка будет убыточной. А вот проекты по производству сжиженного природного газа (СПГ) могут стать перспективными. Для сжижения газа нужно обеспечивать низкие температуры, в Арктике на это не нужно тратить дополнительные ресурсы. Спрос на мировом рынке на СПГ растет [4].

На 2020 год в стратегии указано, что производство сжиженного газа должно увеличиться: в 2018 году 8,6 млн тонн; в 2024-ом до 43 млн тонн; и уже к 2035 году до 91 млн тонн.

Потребление газа во всем мире растет и будет расти.

На 2021 год мировой импорт сжиженного природного газа вырос в марте на 5,8% г/г, что стало рекордным показателем за прошедший год. Импорт СПГ в Китай вырос в данном периоде так же вырос на 30% с лишним. Импорт СПГ странами Западной Европы достиг в марте максимальных показателей с декабря 2019 года, когда был поставлен исторический рекорд. На долю США пришлось почти 30% поставок СПГ.

Анализируя изложенные данные: современная ситуация на мировом рынке, выраженная в жизненно необходимом спросе СПГ, и экономической целесообразности добычи данного ресурса именно в Арктической зоне; перспектива развития СПГ в ее протяженности и перспективе климатических изменений; Расположением на территории Арктической зоны военных стратегически важных сил, можно сделать вывод, что Арктическая зона действительно важна и перспективна для Российской Федерации.

Библиографический список:

1. Китайские контейнеровозы осваивают Северный морской путь / Ведомости СПб [Электронный ресурс] – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2013/08/20/kitajskie-kontejnerovozy-osvaivayut-severnyj-morskoj-put>
2. «Стратегия развития Арктической зоны России и обеспечения национальной безопасности до 2035 года» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://static.kremlin.ru/media/events/files/ru/J8FhckYOPAQQfxN6Xlt6ti6XzpTVAvQy.pdf>
3. Государственная программа РФ «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 г.». Утв. 21.04.2014 Постановлением Правительства Р.Ф. № 366. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ach.gov.ru/upload/iblock/53f/53f6e3ec9da10f97c89021045a6f9b1e.pdf>
4. Россия: насколько реалистична госпрограмма по развитию Арктики? / Russian Eurasianet [Электронный ресурс] – URL: <https://russian.eurasianet.org>

УДК 504.7;338,45.01

Социально-экономические перспективы развития арктического моногорода Воркута в условиях мировой тенденции декарбонизации экономики

Ратиер Н.И.

Ухтинский государственный технический университет (филиал в г. Воркута)

Климатические изменения, которые наблюдает население всей планеты, все настойчивее заставляют человечество обратиться к климатической повестке. Многочисленные лесные пожары, засуха, наводнения, таяние вечно-мерзлотных грунтов и ледников приводят к катастрофическим последствиям с человеческими жертвами и потому их уже невозможно игнорировать. Именно поэтому на протяжении последнего десятилетия климатические и экологические проблемы стали актуальной повесткой мирового сообщества. В 2015 г. было принято Парижское соглашение по климату, регулирующее меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере с 2020 года. Этот документ подписали 197 стран, в том числе и Россия. Страны – участники не только признали факт экологической проблемы, но и основную причину - антропогенные выбросы углекислого газа. При этом периодически раздаются голоса, что Россия один из основных поставщиков «вредного» углеродного сырья. Как поступать в этой ситуации? Соглашаться с претензиями или доказывать их несостоятельность и искать свой путь? В авторской статье главы комитета Госдумы по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям Николая Николаева предложены ответы на эти вопросы [7].

Прежде всего, в статье отмечается, что в нашей стране нет популярных и авторитетных политиков и учёных-экспертов, которые могли бы убедительно – научно, на основе исследований говорить относительно экологической повестки и места России в ней. Можно ли считать достоверными озвученные рамочной конвенцией ООН причины изменения климата? Далее в статье приводятся несколько контраргументов в отношении доминирующей версии причин экологических проблем. Во-первых, согласие большинства не является мерой истинности той или иной версии. Во-вторых, доля именно антропогенных выбросов парниковых газов составляет всего 5%, а 95% выбросов парниковых газов имеют природные причины. Следовательно, необходимо детальное изучение проблемы, консолидация усилий учёных всего мира, чтобы появились возможности для широкой научной дискуссии, а не «вешания ярлыков».

Если принять существующую версию за основную, т.е. именно техногенная деятельность приводит к выбросам парниковых газов (углекислый газ, метан) и она же является причиной экологических проблем, то главная цель - уменьшение выбросов или углеродная нейтральность. Стратегий её достижения Россией, по мнению Николая Николаева, может быть несколько [7].

Мировое сообщество навязывает нам **пассивную стратегию**. Согласно ей с 2023 г. Евросоюз вводит «углеродный налог», который по оценкам специалистов обернётся потерей для России от 3-6 млрд. евро в год. Однако выплата налога никоим образом не уменьшает выбросов ПГ и, следовательно, не решает экологической проблемы. Кроме того в рамках пассивной стратегии Россия будет должна кардинально снизить добычу и потребление всего, что производит углекислый газ. Для нас это, прежде всего, нефть и газ и полностью перестроить целые производства. Для российского общества и экономики это означает колоссальные затраты, потеря многих достижений российской промышленности за последние годы. Второй стратегией является – **проактивная**. В этом случае усилия следует направлять на утилизацию парниковых газов (ПГ), развитие технологий вторичного использования CO₂, усиление учёта поглощающей способности российских лесов. Именно об этом говорил Президент В.В.Путин в своём Послании «Мы должны ответить на вызовы изменений климата, создать отрасль по утилизации углеродных выбросов, добиться снижения их объёмов и ввести здесь жёсткий контроль и мониторинг» [7]. Развитие таких проектов является более эффективной инвестицией, не требующей перестройки существующих экономических

рынков. Проактивная стратегия предполагает укрепление значения атомной энергетики. Сегодня Евросоюз рассматривает атомную энергию как «проблематичный» энергоресурс. В случае исключения атомной энергии из разряда «зелёной» российская экономика понесёт новые потери. Для предупреждения таких рисков следует проводить исследования по надёжности и экологичности атомной энергии и как можно шире распространять эти данные. Поэтому активизация научных исследований – ещё один инструмент проактивной стратегии.

Специалисты Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО в рамках исследования «Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России» рассмотрели существующую практику декарбонизации российских нефтегазовых компаний. По сути, эта практика и есть реализация проактивной стратегии [2].

Ключевым инструментом перехода на «зелёную» экономику является **энергоэффективность**. Проект Стратегии низкоуглеродного развития России до 2050 г. в качестве основного инструмента уменьшения выбросов ПГ рассматривает энергоэффективность. В Минэкономразвитии России сформулировали следующие методы повышения энергоэффективности для нефтегазового сектора:

- турбодетандерные установки на газораспределительных станциях;
- технологии утилизации тепла отходящих газов;
- повышение рабочего давления на участках экспортного газопровода;
- применение труб большого диаметра с гладким внутренним покрытием;
- применение газоперекачивающих агрегатов с высоким номинальным КПД;
- повышение степени сжатия;
- увеличение нефтеотдачи пластов;
- обработка промежуточных слоев, образующихся на объектах подготовки нефти;
- модернизация технологического оборудования;
- утилизация факельных газов. [1]

При решении задачи **сокращения эмиссии метана**, следует указать на разночтения в учёте данных: разные источники приводят расходящиеся показатели по объёмам выбросов метана. Так, согласно официальным российским данным наибольший объём выбросов (70%) приходится на сектор транспортировки, хранения и распределения газа. В то же время МЭА указывает на сектор добычи как самый «проблематичный» с точки зрения эмиссии газа. Таким образом, становится приоритетной задача эффективного учёта выбросов метана. Тем не менее, из экологических отчётов российских нефтегазовых компаний следует, что в последние годы для них характерна стабилизация и снижение выбросов метана.

Перспективным направлением является утилизация попутных нефтяных газов (ПНГ). Целевой показатель утилизации ПНГ в России составляет 95%. Несмотря на принимаемые меры по достижению этого показателя уровень утилизации, как следует из таблицы 1, все еще не достигает целевого. По данным Минэнерго это связано с увеличением объёмов нефте- и газодобычи [4]. Следует добавить, что российская статистика по объёмам сжигания ПНГ и международная также расходятся. В рисунке 1 использовались международные данные по сжиганию ПНГ. Существующая в России практика по утилизации ПНГ включает следующие мероприятия:

- поставка ПНГ местным потребителям или закачка в ГТС. Например, компания «Газпромнефть-Восток» ввела в эксплуатацию сеть газопроводов Урмано-Арчинской группы месторождений и Южно-Пудинского лицензионного участка в Томской области. Этот проект позволил увеличить объём утилизации ПНГ до 95% [2].
- обратная закачка в пласт.

Переход на низкоуглеродные источники энергии предполагает использование собственных энергоисточников, которые будут снабжать нефтегазовую компанию электрической и тепловой энергией с пониженным углеродным следом. А также развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на предприятиях нефтегазовых компаний. Ещё один способ перехода на низкоуглеродные источники энергии – применение сжиженного природного газа (СПГ) для перевозки углеводородов в танкерах. Правительство РФ утвердило «План развития

инфраструктуры Северного морского пути (СМП) на период до 2035 г.», согласно которому предполагается развитие инфраструктуры использования СПГ и метанола в акватории СМП и прибрежных территориях [5]. В 2019 г. по СМП было перевезено 43% грузов с использованием СПГ в качестве бункерного топлива.

	2015	2016	2017	2018	2019
Роснефть	87,9	90	89,2	84,4	77,8
Газпромнефть	79,6	79,8	76,2	78,4	89
Лукойл	92	92,1	95,4	97,4	97,6
Татнефть	95,2	96,4	96,1	96,2	96,4
НОВАТЭК	95,9	96	96,9	97,1	83,3
Русснефть	95	95	95	95	95
Сургутнефтегаз	99,4	99,3	99,3	99,6	99,6
Башнефть	85,8			95	95
Славнефть	87,5	89	82		

Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по отчетам компаний.

Рисунок 1 - Уровень утилизации попутных нефтяных газов российских нефтегазовых компаний

Наряду с операционными методами международная практика декарбонизации применяет российские методы корпоративной стратегии. К их числу относятся:

- **Оптимизация и диверсификация портфеля активов, торговля углеродными кредитами.** Однако российские компании, в отличие от международных, пока не так активно используют эти методы. Причиной тому является отсутствие национальной системы учёта выбросов ПГ и механизмов их монетизации, что не позволяет российским компаниям использовать углеродные кредиты. По этой же причине российские компании пока не в полной мере занимаются оптимизацией портфеля активов. В последнее время все более популярной становится диверсификация за счёт инвестиций в «зелёные» активы. Причём этот инструмент применяется для зарубежных предприятий, т.к. в Европе придают большое значение декарбонизации. В качестве примера можно привести проекты ВИЭ группы «ЛУКОЙЛ» в Румынии и Болгарии, «Газпром нефти» в Сербии, где компания «NIS» совместно со швейцарским партнёром MET Renewables AG сооружает ветропарк мощностью 102 МВт и планирует ввести его в коммерческую эксплуатацию в 2021 г. [9].

В связи с вышесказанным, каковы же перспективы Воркуты, как моногорода, в котором градообразующее предприятие – угольные шахты? Если навязываемая РФ пассивная стратегия будет реализована, то перспективы весьма печальные: сворачивание производства с последующим закрытием города. Поэтому развитие экономики города в соответствии с проактивной стратегией видится как не только решение экологической проблемы, но и как проблемы удалённого от центра северного моногорода.

Для решения экологических и экономических проблем угольного региона (на примере Кузбасса) ФИЦ угля и углехимии СО РАН предлагает ряд решений, которые можно применить в нашем городе:

- утилизация и переработка шахтного метана;
- производство гуминовых препаратов из углей;
- производство сорбентов из углей;
- газификация углей, получение синтез - газа и водорода;
- переработка каменноугольной смолы [3].

Это создаст новые рабочие места и, значит, обеспечит развитие города.

В представлениях многих людей уголь связан только с топливной направленностью и производством чугуна и стали. Действительно, и в мировой и российской практике потребление угля представлено так: 50% -ТЭК, 25% - металлургия. Однако ещё в 19 в.

Д.И. Менделеев сказал: «Топить нефтью – тоже, что топить ассигнациями». Это справедливо и для такого ценного источника углеводородов как уголь. Сегодня из угля можно получать больше сотни разных химических продуктов и более пяти тысяч видов продукции смежных отраслей, цена которых в разы выше стоимости исходного сырья.

К примеру, при коксовании угля выделяется коксовый газ, конденсация которого позволяет получить каменноугольную смолу, содержащую ценные химические соединения – флуорен, фенантрен, антрацен, флуорантен, пирен, хризен, пиридин, пиколины и другие. Каждое из этих веществ обладает удивительными свойствами и позволяет создавать новые материалы.

В России два десятка научных организаций ведут исследования в области углехимии, разрабатывая технологии коксохимии, сжижения угля, газификации, получения наноструктурированных материалов, извлечения редкоземельных и драгоценных металлов. В частности, в Институте катализа СО РАН работают над созданием технологий производства жидкого топлива и нефтехимического сырья из горючих сланцев, а в Институте химии твердого тела и механохимии — над механохимическими методами переработки углей в полезные продукты.

Таким образом, уголь может стать началом цепочки по созданию продуктов с высокой добавленной стоимостью.

Например, **производство гуминовых препаратов из углей.** Угли содержат гуминовые вещества. Их щелочная обработка даст гуматы калия и натрия, которые можно использовать в виде удобрений и добавок к удобрениям, в том числе, предназначенных для рекультивации земель. Использование гуматов в сельском хозяйстве повышает всхожесть семян, улучшает приживаемость рассады, увеличивает сопротивляемость растений к болезням, заморозкам и засухе.

Гуминовые вещества и гуматы можно применять и в промышленности: они используются в качестве абсорбентов и пеногасителей, могут применяться в системах водоподготовки, производстве аккумуляторов, керамическом производстве, в изготовлении резины, бумаги, картона, а также косметических и лекарственных средств.

Воркута располагает как земельными площадями для строительства новых производственных сооружений, так и старым фондом, который можно использовать для создания новых производственных мощностей (бывший завод ЖБИ, Цем завод).

Переработка каменноугольной смолы

Из каменноугольной смолы можно получать углеродный пек, который используется в качестве исходного сырья для получения углеродных волокон. Композиты на основе углеродных волокон отличаются прочностью, жесткостью и легкостью. Их характеристики прочности и упругости значительно превышают показатели алюминия и стали.

Углеродные волокна могут применяться в медицине, энергетике, промышленности, строительстве и других отраслях. Наиболее интересны перспективы их использования в аэрокосмической технике. К примеру, из них можно производить элементы двигателей самолетов и ракет, корпуса космических антенн и обшивку спускаемых аппаратов.

Газификация углей, получение синтез-газа и водорода.

Уголь газифицируется гидрированием при температуре, в результате чего образуется смесь монооксида углерода и водорода в соотношении 1:1. В зависимости от условий реакции можно получить разные продукты: метан и его производные (метанол, диметиловый эфир, формальдегид), этилен и его производные (уксусная кислота, полиэтилен, этанол и др.) Продуктами дальнейшей переработки могут быть, смолы, олефины, полимеры, парафины, высшие спирты и органические кислоты. Получаемый в синтез-газе водород, может быть использован для производства аммиака, мочевины и других последующих продуктов, а получая синтетических олигомеры широкой фракции, делают так называемую синтетическую нефть, из которой можно получить как бензин, так и авиационный керосин, ничем не отличающийся от нефтяного. Другими словами, практически все продукты нефтехимии могут быть получены из угля.

В связи с распространением тренда к все более широкому использованию альтернативных источников энергии следует обратить внимание на возможность получения

водорода из угля. По мнению учёных именно водород как экологически чистое топливо может стать ведущим энергоносителем в будущем [8]. В качестве наиболее перспективных направлений использования водорода рассматривается его применение на различных видах транспорта: автомобили, поезда, авиатранспорт, морской транспорт (в качестве топливного элемента и в двигателях внутреннего сгорания). Кроме того, водород может быть использован для энергоснабжения энергетически изолированных районов и территорий с особыми требованиями экологичности, например, в Арктике. Использование водорода в смеси с метаном или в чистом виде в системе газоснабжения рассматривается в качестве направления декарбонизации децентрализованного теплоснабжения и ЖКХ.

Вице-премьер Александр Новак рассказал о вариантах декарбонизации с использованием водорода в разных отраслях промышленности для выполнения условий Парижского соглашения по климату. Об этом говорится в его статье в апрельском номере журнала «Энергетическая политика». Александр Новак допустил, что на предприятиях, работающих на газе и угле, начнут производить низкоуглеродный водород.

Сегодня наиболее экономически выгодным считается производство водорода из ископаемого сырья. По данным Международного энергетического агентства, в структуре мирового производства чистого водорода 75% приходится на природный газ, 23% — на уголь, указывает Новак. Мировой спрос на чистый водород в настоящее время находится на уровне 75 млн. тонн в год.

В октябре 2020 года Правительством РФ была утверждена дорожная карта по развитию водородной энергетики в России до 2024 г. Главная задача – расширение производства и потребления водорода. Поэтому важнейшим направлением, на котором стоит сосредоточить усилия, является разработка технологий производства водорода из ископаемого сырья и методом электролиза воды [6].

Подводя итог, цитируем академика Исмагилова З.Р., научного руководителя ФИЦ УУХ СО РАН: «Для принципиального решения серьезных назревших проблем экологии угольного региона необходимо срочно и тотально внедрять традиционные природоохранные технологии, дополнить их передовыми научными разработками, совершенствовать существующие производства, обеспечить очистку почвы, воды и воздуха новыми методами. Генеральная задача на перспективу – кардинальный поворот – развитие технологий и создание чистых производств глубокой переработки угля в продукты с высокой добавленной стоимости» [3].

Таким образом, специфические особенности моногорода, такие как ориентация исключительно на угледобычу могут стать потенциалом не только для диверсификации производственно-промышленной деятельности, но и внедрения прогрессивных инновационных технологий и видов производства на основе глубокой переработки добываемого предприятиями угля, что, в свою очередь, будет решать ряд социально-значимых задач:

1. Интеграция производственной структуры Воркуты в решение государственно-значимых задач по реализации статей Парижского соглашения по климату и других экологических программ;

1. Создание новых рабочих мест;

2. Актуализация инвестиционной привлекательности новых высокотехнологичных производств;

3. Обеспечение улучшения качества жизни жителей Воркутинского района за счет более благоприятной экологической среды;

4. Повышение имиджевого рейтинга города для привлечения как производителей, так и развития туристического бизнеса.

Библиографический список:

1. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2018 г. / Минэкономразвития РФ. М., 2019. [Электронный ресурс] – URL: <https://www.economy.gov.ru/material/file/d81b29821e3d3f5a8929c84d808de81d/energyefficiency2019.pdf>

2. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, март 2021 г.
3. Исмагилов З.Р. Комплексная научно-техническая программа полного инновационного цикла «чистый уголь – зелёный Кузбасс».
4. Итоговый отчет о результатах и основных направлениях деятельности Минэнерго России и отраслей ТЭК в 2019 году / Минэнерго. М., 2020.
5. Распоряжение Правительства РФ от 21 декабря 2019 г. N 3120-р Об утверждении прилагаемого плана развития инфраструктуры Северного морского пути на период до 2035 г.
6. Концепция развития водородной энергетики. Распоряжение Правительства РФ от 5 августа 2021 г. №2162-р.
7. Николаев Н. Новая мировая климатическая повестка как способ сдерживания России. Парламентская газета 21 мая 2021 г.
8. Новак А. Водород: энергия «чистого» будущего. Энергетическая политика № 4 (158)/ 2021. С. 6-11.
9. SWISS MET GROUP AND GAZPROM NEFT-OWNED NIS TO BUILD 102 MW WIND PARK IN SERBIA [Электронный ресурс] – URL: <https://group.met.com/press-releases/swiss-met-group-and-gazprom-neft-owned-nis-to-build-102-mw-wind-park-in-serbia/98>

УДК 614.8.027:331.46:331.42(470.13)

Анализ влияния экономических факторов на производственный травматизм по ряду отраслей промышленности Республики Коми

Сазанова Н.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Создавая все более мощные инженерные комплексы и технические системы, люди формируют новую, искусственную среду обитания – техносферу. Многие процессы, протекающие в техносфере, могут быть описаны статистическими совокупностями данных, формируемыми в результате их функционирования. В рамках современной системы управления безопасностью труда актуальными задачами являются: тщательный анализ статистических данных и прогнозирование производственного травматизма. Специалист по промышленной безопасности должен иметь представление о целях и возможностях построения на основе статистических данных математических моделей как инструмента управления, описывать состояние системы с помощью конечного набора числовых показателей.

В Российской Федерации осуществляется сбор и формирование статистических данных о количестве, видах и причинах несчастных случаев на производстве. Государственная статистическая отчетность о производственных травмах и об их материальных последствиях формируется на основе государственного статистического наблюдения, осуществляемого Федеральной службой государственной статистики (Росстатом).

Основой всех организационно-технических мероприятий по обеспечению безопасности труда в организации является всесторонний, комплексный анализ потенциального риска и опасности несчастных случаев на производстве как в количественном отношении (с точки зрения показателей частоты и тяжести), так и в качественном (с классификацией по характеру реальных для данной организации причин несчастных случаев на производстве). Данный анализ предполагает:

— установление взаимосвязи между частотой и тяжестью несчастных случаев на производстве и общим объемом выполненной работы, количеством работников, выполнявших ее, и числом отработанных человеко-часов и т.д.;

— определение степени реального производственного риска, достоверность оценки которой достигается, если показатели частоты и тяжести несчастных случаев на производстве получены на основе достаточно большого количества отработанных человеко-часов и других оценочных показателей объема выполняемых работ;

— сравнение только сопоставимых величин и фактов, причем, как правило, в рамках одной профессии (или однородных профессий).

Наиболее важным является проведение исследования непосредственных причин несчастных случаев или проведение качественного анализа.

Для анализа производственного травматизма применяются групповой, топографический, монографический, технический, экономический, статистический методы.

Статистический метод основан на изучении причин травматизма по документам, регистрирующим несчастные случаи (акты по форме Н-1, листки нетрудоспособности) за определенный период времени.

Статистические методы исследования дают возможность получить общую картину состояния травматизма, установить его динамику, выявить определенные связи и зависимости. Однако при этом не изучаются углубленно производственные условия, в которых произошли учтенные несчастные случаи.

Цель работы заключалась в исследовании влияния экономических факторов на производственный травматизм. Нами были отобраны статистические данные за 2012 – 2018 годы по производственному травматизму в Республике Коми, построены однофакторные и многофакторные модели зависимостей, проведена проверка значимости построенных моделей.

Для исследования были отобраны статистические данные по показателям производственного травматизма за период с 2012 по 2018 годы по таким видам экономической деятельности Республики Коми [1], как добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды, строительство (рис. 1, 2, 3, 4).

Год	тыс. чел.	чел.	%	руб.	руб.	руб.	руб.	млн. руб.
Год	Количество занятых в отрасли	Число пострадавших	Коэффициент пострадавших	Затраты по охране труда	с учетом инфляции	Средняя з/п	с учетом инфляции	Объем производства
2008	20,7	163	4,3			40114	90121,494	129893,8
2009	20,6	130	4,2			43924	91448,8212	127264
2010	22,8	126	4,5			48416	97067,2326	146287
2011	21,4	102	3,6			52736	97197,7216	204029
2012	20,1	94	3,4	47902	82926,4744	59021	100794,0812	127306
2013	20,7	109	4,4	64034	91998,08	64942	105996,46	248948
2014	20,6	66	2,7	66021	101894,9992	70687	108189,9984	249048
2015	20,1	74	3	101496	140930,626	73117	100444,29	299708
2016	20,1	147	8,9	94292	117216,8896	77419	94280,8982	294282
2017	27,1	72	2,2	120771	139979,6447	83489	96488,2373	314269,8
2018	24,6	92	2,2	176984	199046,4848	90239	101739,8448	400372,8

Рисунок 1 – Добыча полезных ископаемых

Год	тыс. чел.	чел.	%	руб.	руб.	руб.	руб.	млн. руб.
Год	Количество занятых в отрасли	Число пострадавших	Коэффициент пострадавших	Затраты по охране труда	с учетом инфляции	Средняя з/п	с учетом инфляции	Объем производства
2008	42,4	174	6,4			19080	47146,68	88213,2
2009	39,4	121	4,7			20719	49386,6299	97279
2010	38,2	86	3,8			23380	46974,942	99782
2011	38,1	64	3			24264	48208,1236	136497
2012	36,9	99	2,7	243318	422692,0296	32744	64982,9768	147306
2013	36,6	66	3,1	40179	99091,77	30640	67977,47	188488
2014	34,3	64	3,1	69416	104288,248	37996	68179,4792	162847
2015	33,9	66	2,8	69990	78986,26	40682	66997,24	176277
2016	32,4	41	2,8	140901	196067,0178	43643	82062,0214	164307
2017	32,3	48	3,1	122846	142979,3212	47048	64822,0676	170637,2
2018	32,6	64	2,9	81864	92266,8288	49939	64291,2408	197900,6

Рисунок 2 – Обрабатывающее производство

В качестве результирующей переменной y был выбран коэффициент пострадавших (%). В роли факторов – переменные: x_1 – количество занятых в отрасли (тыс. чел.), x_2 – затраты по охране труда с учетом инфляции (руб.), x_3 – средняя заработная плата с учетом инфляции (руб.), x_4 – объем производства (млн. руб.) Также в число факторных переменных включим время T (единица измерения – год).

Для расчета коэффициентов корреляции был использован пакет Анализ данных MS Excel. Проверка значимости коэффициентов корреляции двух совокупностей опытных данных была выполнена с помощью критерия Стьюдента [2] при уровне значимости $\alpha = 0,1$.

Год	тыс. чел.	чел.	%	по отрасли сред. цены		руб.		млн. руб.
	Количество занятых в отрасли	Число пострадавших	Коэффициент пострадавших	Затраты по отрасли труда	с учетом инфляции	Средняя з/п	с учетом инфляции	Объем производства
2008	22,3	92	4,1	4		22091	6488,821	24318,6
2009	22	44	2,0			28280	6099,638	26129
2010	24,2	23	1,0			27920	66174,848	34421
2011	22,8	30	1,7			30072	66426,7632	36968
2012	22,1	20	1,1	13064	22094,7808	23366	67026,9792	26423
2013	22	24	1,2	14386	22447,66	26890	60665,6	29849
2014	21,7	24	1,2	14822	22281,3984	29820	60972,384	43161
2015	21,2	20	1,0	14919	19962,628	42741	68668,17	43971
2016	20,3	24	1,2	14641	17708,8296	47116	67276,647	46914
2017	17,6	12	0,7	17391	20098,7787	61244	69287,2208	47197,9
2018	17,6	11	0,7	20668	23284,2496	62728	60682,2016	44612,6

Рисунок 3 – Производство и распределение электроэнергии, газа и воды

Год	тыс. чел.	чел.	%	по отрасли сред. цены		руб.		млн. руб.
	Количество занятых в отрасли	Число пострадавших	Коэффициент пострадавших	Затраты по отрасли труда	с учетом инфляции	Средняя з/п	с учетом инфляции	Объем производства
2008	26,6	101	4,8	-		20649	61022,679	41668,6
2009	24,4	122	6,4			24097	62662,7862	44429,2
2010	26,6	62	2,8			25890	61906,861	66471,2
2011	26,7	80	2,6			29694	64729,8114	68992
2012	40,6	112	2,4	10162	17637,7916	49202	69826,9144	100698,2
2013	41,4	81	2,2	12792	20890,42	36674	69778,62	94074
2014	26,7	66	2,3	9888	16166,3276	36996	66632,9432	81184
2015	26,7	64	2,9	8966	12214,6	34926	47848,62	72209
2016	22,9	26	1,6	10694	12022,2622	42079	61222,846	106212
2017	28,4	22	1,1	23829	27628,2762	40990	47268,22	48162
2018	21,2	20	1,0	26792	29626,8272	40922	46222,7696	47646

Рисунок 4 – Строительство

Корреляционный анализ показал, что в добыче полезных ископаемых отсутствует зависимость между коэффициентом пострадавших и выбранными экономическими факторами. В обрабатывающих производствах прямая корреляционная зависимость выявлена между коэффициентом пострадавших и численностью занятых в экономике ($r_e = 0,77$); обратная корреляционная зависимость выявлена между коэффициентом пострадавших и средней заработной платой ($r_e = 0,67$), объемом производства ($r_e = 0,8$). В производстве и распределении электроэнергии, газа и воды выявлена обратная корреляционная зависимость выявлена между коэффициентом пострадавших и объемом производства ($r_e = 0,8$). В строительстве зависимостей не выявлено.

В ходе исследования был проведен также многофакторный регрессионный анализ (рис. 5, 6, 7, 8).

Вывод итогов					
Регрессионная статистика					
Множественный R	0,929512778				
R-квадрат	0,863994004				
Нормированный R-квад.	0,591982013				
Стандартная ошибка	0,792561295				
Наблюдения	7				
Дисперсионный анализ					
	df	SS	MS	F	Значимость F
Регрессия	4	7,980836046	1,995209011	3,176308515	0,253514361
Остаток	2	1,256306812	0,628153406		
Итого	6	9,237142857			
	Коэффициенты	Стандартная ошибка	t-статистика	P-Значение	Нижние 95%
У-пересечение	-85,47256258	56,50387114	-1,512685071	0,269516873	-328,589098
Переменная X 1	1,974326572	1,116530184	1,76826972	0,219044537	-2,829715073
Переменная X 2	-0,000227139	9,95321E-05	-2,28206495	0,149986112	-0,000655391
Переменная X 3	1,79665E-05	0,000108249	0,165973893	0,883438727	-0,000447791
Переменная X 4	0,000206546	0,000100574	2,053677415	0,176390866	-0,000226188

Рисунок 5 - Добыча полезных ископаемых

Для каждого из видов экономической деятельности коэффициент множественной детерминации R^2 оказался достаточно высоким, что означает – данная модель хорошо аппроксимирует данные. Но значение критерия Фишера и P-значения для каждого фактора превышает 0,05. Следовательно, коэффициенты построенных моделей можно считать нулевыми.

Вывод итогов					
<i>Регрессионная статистика</i>					
Множественный R	0,894238467				
R-квадрат	0,799662435				
Нормированный R-кв	0,398987306				
Стандартная ошибка	0,181418301				
Наблюдения	7				
<i>Дисперсионный анализ</i>					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>
Регрессия	4	0,262746229	0,065686557	1,99578755	0,36053999
Остаток	2	0,0658252	0,0329126		
Итого	6	0,328571429			
	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95%</i>
У-пересечение	-0,309406392	3,139586106	-0,098550058	0,93048317	-13,81795512
Переменная X 1	-0,223151047	0,092664245	-2,408167773	0,137697379	-0,621853112
Переменная X 2	6,18561E-07	1,0259E-06	0,602947085	0,607809341	-3,79551E-06
Переменная X 3	0,000218138	8,92905E-05	2,443019469	0,134548197	-0,000166048
Переменная X 4	-9,60716E-06	6,79499E-06	-1,41385963	0,292981719	-3,88436E-05

Рисунок 6 - Обрабатывающие производства

Вывод итогов					
<i>Регрессионная статистика</i>					
Множественный R	0,894238467				
R-квадрат	0,799662435				
Нормированный R-кв	0,398987306				
Стандартная ошибка	0,181418301				
Наблюдения	7				
<i>Дисперсионный анализ</i>					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>
Регрессия	4	0,262746229	0,065686557	1,99578755	0,36053999
Остаток	2	0,0658252	0,0329126		
Итого	6	0,328571429			
	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95%</i>
У-пересечение	-0,309406392	3,139586106	-0,098550058	0,93048317	-13,81795512
Переменная X 1	-0,223151047	0,092664245	-2,408167773	0,137697379	-0,621853112
Переменная X 2	6,18561E-07	1,0259E-06	0,602947085	0,607809341	-3,79551E-06
Переменная X 3	0,000218138	8,92905E-05	2,443019469	0,134548197	-0,000166048
Переменная X 4	-9,60716E-06	6,79499E-06	-1,41385963	0,292981719	-3,88436E-05

Рисунок 7 - Производство и распределение электроэнергии, газа и воды

Вывод итогов					
<i>Регрессионная статистика</i>					
Множественный R	0,706410997				
R-квадрат	0,499016496				
Нормированный R-кв	-0,502950512				
Стандартная ошибка	0,559246676				
Наблюдения	7				
<i>Дисперсионный анализ</i>					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>
Регрессия	4	0,623057739	0,155764435	0,49803685	0,750982557
Остаток	2	0,625513689	0,312756845		
Итого	6	1,248571429			
	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95%</i>
У-пересечение	3,079478164	2,564888899	1,200628286	0,352806478	-7,95634806
Переменная X 1	-0,025612678	0,102468601	-0,249956359	0,825951811	-0,466499482
Переменная X 2	-6,089E-05	5,87232E-05	-1,036899095	0,408707111	-0,000313555
Переменная X 3	5,50854E-05	5,5923E-05	0,990881063	0,426175647	-0,000184109
Переменная X 4	-1,61132E-05	2,15861E-05	-0,746460584	0,533207098	-0,000108991

Рисунок 8 - Строительство

В ходе исследования были выявлены зависимости между коэффициентом пострадавших и некоторыми социально-экономическими факторами в таких направлениях экономической деятельности, как обрабатывающие производства и производство, распределение энергии, воды и газа.

Отбор новых факторов и проведение дальнейших исследований, возможно, позволит выявить социально-экономические факторы, оказывающие значительное влияние на производственный травматизм.

Библиографический список:

1. Статистические ежегодники Республики Коми» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://istmat.info/node/54148>;
2. Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. Пособие/ В.Е. Гмурман. – 9-е изд., стер. – М.: Высш. Шк., 2003. – 479с.:ил.

УДК 332.1

Особенности социально-экономического развития моногородов Арктики РФ (на примере г. Воркута)

Соколовская Е.Н.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Одним из приоритетных направлений развития экономики России остается развитие моногородов Арктической зоны. Все большее внимание исследователей социально-экономических вопросов развития Арктики отводят моногородам, в которых преобладает одно предприятие с монопрофильной структурой экономики. В целях формирования стратегии развития моногородов российской Арктики, которая бы учитывала специфические особенности указанных территорий, требуется проведение систематической оценки показателей социально-экономического состояния.

На сегодня в качестве направлений развития моногородов предлагается преимущественно два подхода: диверсификация производства градообразующего предприятия, а также финансирование социальной сферы.

Северные моногорода характеризуются географической удаленностью, суровыми природно-климатическими условиями жизни, малой заселенностью территорий, что обуславливает необходимость использования специфических способов развития объектов социальной инфраструктуры.

Политика государства в области развития и поддержки моногородов основана на дифференцированном подходе в зависимости от типа моногорода.

На сегодня исследователи выделяют три модели развития российских моногородов – «Управляемое сжатие», «Стабильный моногород» и «Индустриальная диверсификация». Относительно северных моногородов, где прослеживается тенденция ликвидации градообразующих организаций актуально применение модели управляемого сжатия, а в отдельных случаях необходима их ликвидация. Стоит отметить, что последнее влечет за собой не только социальные проблемы, но в большей степени именно экономические. Закрытие кризисного поселения сопровождается высокой долей расходов бюджета. «Управляемое сжатие» является более экономически обоснованным. Снижение численности населения до оптимального уровня путем контролируемой миграции, учет состояния экономики города, а также обеспечение социальных гарантий жителям, остающимся в городе, получило название «управляемое сжатие». Опыт использования данной модели известен относительно небольших моногородов Канады и Австралии [1].

В данной работе остановимся на изучении и оценке состояния и развития основных социально-экономических показателей г. Воркута, относящемуся к моногородам российской Арктической зоны и отражающем общее положение в арктических моногородах. Город расположен в 160 км севернее Полярного круга и в 140 км от побережья Северного Ледовитого океана. Данное обстоятельство играет первоочередную роль в формировании состава и численности проживающего на территории населения. По данным статистики Республики Коми и российской Федерации г. Воркута занимает лидирующие позиции по сокращению численности населения.

Динамика численности населения г. Воркута представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Динамика численности населения г. Воркута, тыс. чел.

Год	1989	2002	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
г. Воркута	112,6	84,9	70,5	60,4	59,2	58,1	56,1	54,2	52,7
Республика Коми	1261,0	1018,7	901,2	864,4	856,8	850,6	840,9	830,2	815,7
Уд.вес в численности населения РК, %	8,9	8,3	7,8	7,0	6,9	6,8	6,7	6,5	6,4

По состоянию на конец 2020 г. относительно 1989 г. численность населения г. Воркута сократилось более, чем в два раза и составила 72,4 тыс. чел. На протяжении последних пяти лет средний темп снижения численности равен 3%. Удельный вес населения города в общей численности граждан Республики Коми менее 10%, кроме того, данный показатель также имеет тенденция к снижению. Стоит отметить, что снижение показателей численности характерно в целом для Республике Коми. К примеру, в 2020 г. общая численность относительно 1989 г. сократилась на 35,3%.

Из анализа показателей, характеризующих демографическую ситуацию в г. Воркута, следует, что первоочередными факторами сокращения численности является естественный и миграционный отток населения (таблица 2).

Таблица 2 - Демографические показатели

Год	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Число родившихся, чел.	1101	1098	1190	1168	1140	1080	879	835	801	634	636
Число умерших, чел.	1035	905	909	861	835	780	809	728	749	718	815
К-нт рождаемости,	11,3	11,8	13,3	13,5	13,6	13,1	10,9	10,6	10,5	8,6	8,7
К-нт смертности	10,6	9,7	10,1	10	10	9,5	10	9,3	9,9	9,7	11,2
Естественный прирост/убыль, чел.	-	-	281	307	305	300	70	107	52	-84	-179
К-нт естественного прироста/убыли	-	-	3,2	3,5	3,6	3,6	0,9	1,3	0,6	-1,1	-2,5
Число прибывших, чел.	1577	2537	2802	2942	3658	4091	4418	3413	3549	3660	3518
Число выбывших, чел.	4950	6516	6457	6568	5717	5902	5869	6267	6159	5209	4033
Миграционная убыль, чел.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3373	3979	3655	3626	2059	1811	1451	2854	2610	1549	-515

Данные таблицы 2 показывают, что в 2019 и 2020 годах наблюдается естественная убыль населения. Число выбывающих почти в два раза превышает число прибывших граждан. К примеру, за 2017 миграционная убыль составила 2854 человек, более половины которых были трудоспособного возраста. В исследуемом периоде снижается значение коэффициента рождаемости и рост коэффициента смертности.

Уровень благосостояния работников организаций безусловно отражает социально-экономическое развитие города (таблица 3).

Таблица 3 - Среднемесячная заработная плата работников организаций, тыс. руб.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Воркута	25,5	28,7	32,4	32,4	38,7	45,2	49,4	53,3	58,9	60,8	69,6	74,6
Республика Коми	20,8	23,7	26,1	28,9	33,9	37,7	40,2	41,4	43,7	45,7	50,5	53,4

Следует отметить, что среднемесячная заработная плата в целом по Республике Коми существенно ниже (см. рисунок 1). По данным статистики, г. Воркута находится на втором месте после г. Усинск по уровню заработной платы работникам организаций.

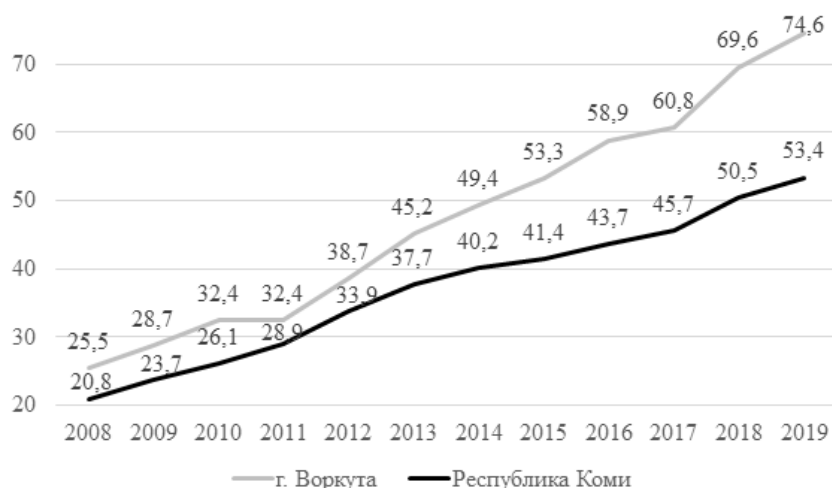


Рисунок 1 – Среднемесячная заработная плата в г. Воркута и Республике Коми, тыс.руб.

Характеристика социально-экономического развития г. Воркута во многом определяется уровнем развития жилищной сферы. Необходимо отметить, что последний ввод в действие жилых домов на территории муниципального образования был в 2016 г. (1164,8 кв.м.).

Ни рисунке 2 представлена динамика снижения числа нуждающихся в жилье семей. В 2020 г. число семей, стоящих на учете в качестве нуждающихся в жилых помещениях сократилось в 7,7 раз относительно показателя 2008 г., что еще раз подтверждает ранее отмеченную тенденцию оттока населения из г. Воркута в результате миграции и естественной убыли населения.

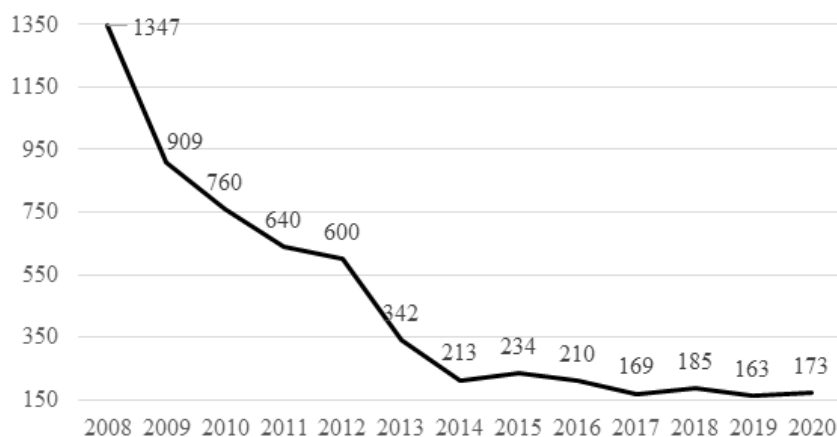


Рисунок 2 - Число семей, состоящих на учете в качестве нуждающихся в жилых помещениях, ед.

Исходя из результатов оценки общей площади жилых помещений, приходящейся на одного жителя, следует, что уровень обеспеченности жильем выше, чем в целом по республике, и обусловлено миграционным оттоком (см. таблицу 4).

Таблица 4 - Общая площадь жилых помещений, приходящихся в среднем на одного жителя, кв.м.

Год	2008	2010	2015	2018	2019	2020
Воркута	25,5	29,2	33,2	36,1	-	-
Республика Коми	24,3	24,7	26,7	28,7	28,6	28,9

В г. Воркута очень много заброшенных и ветхих домов. В аварийном состоянии находится 28 домов, общей площадью более 21667 м², в которых зарегистрировано более 708 человек. Кроме того, зарегистрирован самый большой по России фонд муниципального пустующего жилья – 5,1 тыс. квартир.

В Воркуте продолжается реализация Федерального закона по предоставлению жилищных субсидий гражданам, выезжающим из районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей. В 2020 году сертификаты на приобретение жилья в климатически благоприятных регионах страны получили более 160 семей воркутинцев [2].

Инфраструктура города включает в себя наличие образовательных учреждений. Анализ системы образования проведен на основе двух показателей: число общеобразовательных и дошкольных образовательных организаций (см. рисунок 3).



Рисунок 3 – Число общеобразовательных и дошкольных образовательных организаций на начало учебного года, ед.

Из графиков, представленных на рисунке 4, видно сокращение числа образовательных учреждений, что опять же объясняется снижением численности населения и соответственно уменьшением потребности в образовательных услугах. В частности, в 2019 г. темп снижения числа дошкольных образовательных учреждений составил 61,7% относительно показателя 2006 г. и на 42,5% сократилось число общеобразовательных организаций.

Оценить состояние и развитие моногородов невозможно без проведения анализа финансовых показателей (таблица 5). Исходя из данных таблицы 5 следует, что за период 2017-2020 годы показатель объема отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ, услуг имеет примерно одинаковое значение, которое существенно ниже показателя 2015 г.

Таблица 5 - Финансовые показатели

Год	2010	2015	2017	2018	2019	2020
Отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами (без субъектов малого предпринимательства), млн. руб.	-	56735	42308	43902	49955	43599
Финансовый результат прибыльных организаций, млн. руб.	10360	1170	4750	7982	1413	208
Финансовый результаты убыточных организаций, млн. руб.	615	108	-1893	-815	-704	-1747
Профицит, дефицит (-) бюджета муниципального образования (местного бюджета), фактически исполнено, млн. руб.	-71	-132	-171	-46	-104	-50
Инвестиции в основной капитал, осуществляемые организациями, находящимися на территории муниципального образования (без субъектов малого предпринимательства), млн. руб.	15177	21705	5266	8618	7105	9060

В исследуемом периоде (2010-2020 гг.) прослеживается дефицит бюджета муниципального образования Воркута. Однако в 2020 г. сумма сократилась с 104 млн. руб. до 50 млн. руб., что является положительным явлением в характеристике финансовых возможностей города. По данным за 2020 г. объем инвестиций в основной капитал сократился более чем в два раза относительно показателя 2015 г., и вырос на 28% относительно 2019 г. развития

С 2018 г. наметилась тенденция снижения финансового результата прибыльных организаций. В частности, в 2020 г. прибыль сократилась на 97% по отношению к показателю 2018 г. Аналогичная ситуация наблюдается по убыточным организациям, у которых, начиная с 2018 г., деятельность становится еще более убыточной.

Проведенный анализ основных социально-экономических показателей состояния и развития моногорода Воркута показал существенные отличия от показателей, характерных в целом для Республике Коми. Данное обстоятельство свидетельствует о наличии множества проблем в социальной и экономической сферах в виду специфики территориального расположения города, производственной базы, населения.

Библиографический список:

1. Моногорода. Перегрузка. Поиск новых моделей функционирования моногородов России в изменившихся экономических условиях. БАЗЭЛ. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: URL: <http://www.ladoga-park.ru/> (Дата обращения: 13.09.2021).
2. «В 2021 году сертификаты на переселение получают 120 воркутинских семей» Информационное агентство «Коминформ» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://komiinform.ru/news/210201/> (Дата обращения: 12.09.2021)

СЕКЦИЯ 5.

ARCTIC RESEARCHES IN CULTURAL, SOCIAL AND NATURAL SPHERES

UDC 620.9 (430)

ВБК 31.15

The characterization of Germany energy sector

Григорьев Л.Ю.

Научный руководитель Жангабылов Р.А.

The Ukhta State Technical University, Ukhta

Germany is one of the most energetically developed countries that has large experience in application of various power sources such as fossil, renewables and nuclear. Germany is an essential international partner for Russian Federation. Both these countries are developing several energetic projects that supply sufficiently large amount of power to Europe countries as well as feedstocks for production.

Currently, Germany develops the own energy sector by means of several ways. The remarkable feature consists in evolving the alternative sector from renewable sources such wind, solar, water, etc. In 2018 the most consumed source for power was lignite but in the period of 2019-2020 it was outstripped by wind power (table 1 and figure 1). Germany tries to use low-emission power with objective of reducing the ratio of pollutants into the environment and atmosphere. In 2000 the portion of renewables was 6,6% but their quantity has increased by 38,3% and reached 44,9% of total obtained energy in 2020 (figure 2) [2].

In addition to wind and lignite, Germany actively uses the natural gas for power generation. This source is progressively developing in usage because of low level of emissions and cheaper expenditures. In 2020 Germany consumed 91,6 billion kWh generated from natural gas. The major

portion of transported natural gas is supplied from Russian Federation (over 40% of total supplied amount), but this fossil is also delivered from Norway, Qatar, Netherland, etc.

Table 1 – Energy consumption by source for the period of 2018-2020

Energy source	Year					
	2018		2019		2020	
	Billion kWh	%	Billion kWh	%	Billion kWh	%
Lignite	145,6	22,8	114,0	18,9	91,7	16,2
Nuclear	76,0	11,9	75,1	12,4	64,3	11,3
Hard coal	82,6	13,0	57,5	9,5	42,5	7,5
Natural gas	82,5	12,9	90,5	15,0	91,6	16,1
Crude oil	5,2	0,8	4,9	0,8	4,2	0,7
Wind	110,0	17,3	125,9	20,9	134,5	23,7
Water	18,0	2,8	19,7	3,3	18,7	3,3
Biomass	44,7	7,0	44,4	7,4	44,4	7,8
Solar	45,8	7,2	46,4	7,7	51,0	9,0
Household waste	6,2	1,0	5,8	1,0	5,9	1,0
Other	20,6	3,2	19,5	3,2	18,4	3,2
Total	637,2	100	603,7	100	567,2	100
Percentage						
Fossil	315,9	49,6	266,9	44,2	230,0	40,6
Renewables	224,7	35,3	242,2	40,1	254,5	44,9
Other	96,6	15,2	94,6	15,7	82,7	14,6
Total	637,2	100,0	603,7	100,0	567,2	100,0

There are many pipelines laid from Russia to Germany in order to supply natural gas:

- Yamal-Europe gas pipeline;
- Nord Stream gas pipeline;
- Gazela pipeline crossing Czech Republic;
- MEGAL crossing Czech Republic.

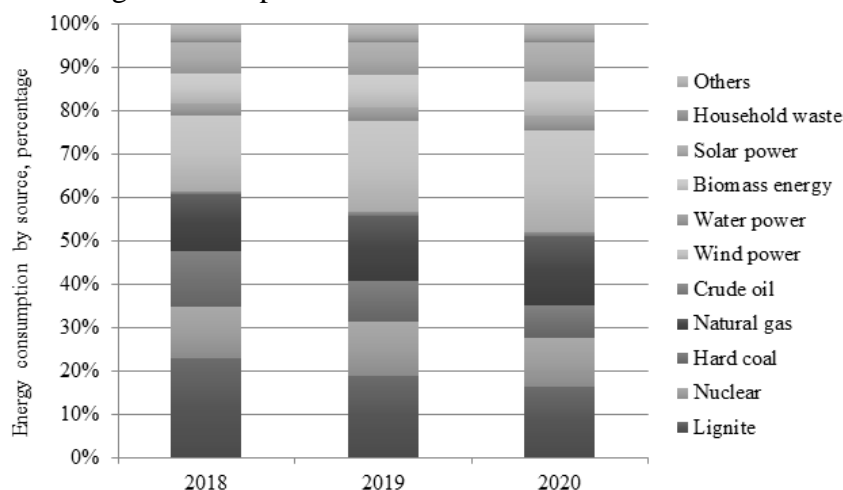


Figure 1 – Energy consumption by source graphically for the period of 2018-2020

The industrial trends and tendencies of Germany energy sector are oriented toward increase of low-emission powering techniques and methods application. Among the trends are:

1. planning to consume approximately 65% of power from renewables [3];
2. increase in natural gas consumption to rebalance the portion of energy produced from lignite and hard coal that emit large amount of pollutants;

3. development of «green energy» by using more renewables and natural gas in order to end coal-fired power generation to 2038.

Among the tendencies are:

1. development of new natural gas projects such as Nord Stream 2 in addition to current ones by which the natural gas is supplied from Russia, Norway, Netherlands and Qatar;
2. building of wind farms to produce electricity because of good wind potential, especially in the Northern part of country;
3. transportation of natural gas to European country and development as the industrial center in Europe.

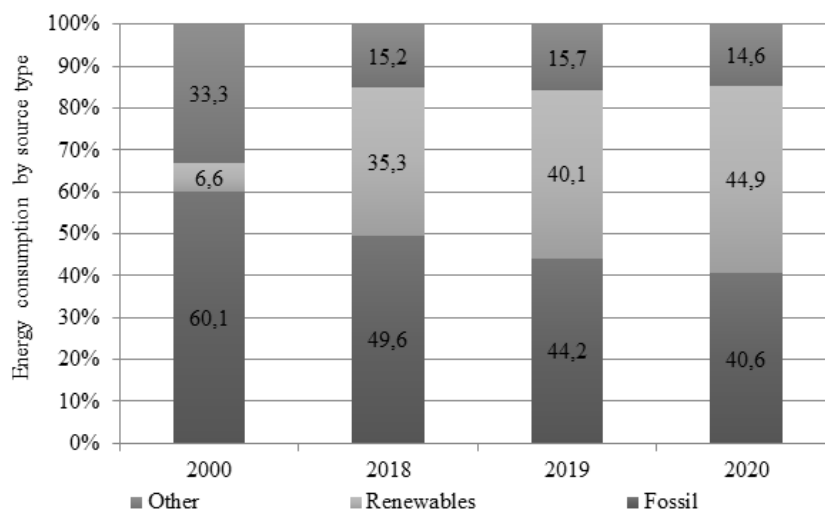


Figure 2 – Percentage of energy consumption by source type from 2000 to 2020

As we can see in the table 1, the three main power sources in 2020 were wind, coal and natural gas.

The wind allowed generating 23,7% of the total produced power in 2020, thus coming in first. The wind potential in the Southern part varies from 25 to 32,5 m/s, while in the Northern the average speed is 35 m/s and overcomes 40 m/s offshore. The best wind potential belongs to Mecklenburg-Western Pomerania, Schleswig-Holstein and Lower Saxony. In 2020, the quantity of wind turbines in Germany reached up to 29608 [1]. The amount of wind power produced offshore was 11% [4] but the quantity of offshore turbines will grow during the next ten years.

The coal is one of the most used power source in Germany. There are many coal reserves in this country, estimated at 35,9 tons [6]. Germany uses two types of coal to produce energy: lignite (16,2%) and hard coal (7,5%). However, the amount of coal is going down in usage because of low-carbon dioxide policy.

The natural gas has become one of the essential sources in Germany. It is used for power production, heating output and as feedstock for chemical industry. The natural gas emits 45% less carbon dioxide than coal and 30% less than crude oil. Germany increases the amount of natural gas imports. By this reason, the project «Nord Stream 2» was developed in collaboration with Russian gas company «Gazprom». According to this project, the gas pipeline is laid across the Baltic Sea near Finland, Sweden and Denmark. The pipeline will head from Ust-Luga, located in Leningrad Oblast, toward Greiswald in Germany. From this town, the transported gas will be supplied into other pipeline networks to provide Germany and European countries. The Nord Stream 2 will be capable of transferring 55 cubic meters of gas a year [5].

Bibliographic references:

1. German wind energy in numbers [Electronical resource]. – Available at: <https://www.wind-energie.de/english/statistics/statistics-germany/>. – (Data of look: 30.08.2021).
2. Gross electricity production in Germany [Electronical resource]. – Available at: <https://www.destatis.de/EN/Themes/Economic-Sectors-Enterprises/Energy/Production/Tables/gross-electricity-production.html>. – (Data of look: 30.08.2021).

3. Indicator: Renewable energy [Electronical resource]. – Available at: <https://www.umweltbundesamt.de/en/data/environmental-indicators/indicator-renewable-energy#at-a-glance>. – (Data of look: 30.08.2021).
4. Monthly generation of offshore wind in Germany [Electronical resource]. – Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/monthly-generation-of-offshore-wind-in-germany>. – (Data of look: 30.08.2021).
5. Nord Stream 2 project [Electronical resource]. – Available at: <https://www.gazprom.com/projects/nord-stream2/>. – (Data of look: 30.08.2021).
6. Proved coal reserves in Germany from 2011 to 2020 [Electronical resource]. – Available at: <https://www.statista.com/statistics/265443/coal-reserves-in-germany/>– (Data of look: 30.08.2021).

UDC 631/635

A.V. Zhuravsky – a proponent of the agricultural potential of the north of Russia

Sorokin K.S.

The Ukhta State Technical University, Ukhta

In Russia, there has always been an understanding that a significant part of the country remains not involved in the national economic management. Historically, the majority of population of the country has been living within the Eastern European Plain. As the Russian state was developing, its population spread both to the south, towards the Don, and to the east, towards the Urals and Siberia. By the last quarter of the XIX century, Russia had reached its greatest size, stretching from the Baltic Sea to the Pacific Ocean, from Central Asia to Taimyr.

In the meantime the global race of world domination took place around the globe required having strong borders, inviolable from enemy aggression. Thus, active colonization of the outskirts of the Russian Empire was adopted, in particular, as a means to protect the borders of the Homeland. This was most often achieved in two ways. The first was the forced migration of entire villages from central Russia to remote areas, usually Siberia. The second way was to build military facilities with an eye to the further growth of a full-fledged city, as happened, for example, to Vladivostok.

At the same time, the North of Russia was hardly exposed to these processes. Despite the relative proximity to both capitals in contrast to Siberia and the Far East, the Olonets, Arkhangelsk, and Vologda provinces remained poorly populated areas of the country with poorly developed infrastructure. The main reason for the low interest of the Russian Government in the North of the country was the lack of a well-developed rural economy here. Due to the obvious climatic conditions, the local population, for the most part, was engaged in hunting and fishing. There were also local crafts. For example, the salt industry, reindeer husbandry, timber rafting. However, the size occupied by these provinces was quite acceptable to the tsarist government. The unlikely intervention from the North made it possible to refrain from development of military fortifications in the North and Northeast of St. Petersburg and Moscow.

But at the very beginning of the XX century, there appeared a person who decided to destroy the critical idea of the agricultural and industrial potential of the Russian North. This person was a biologist Andrei Vladimirovich Zhuravsky, a graduate of St. Petersburg University. In 1902, the twenty-year-old Andrei Vladimirovich undertook his first expedition to the Arkhangelsk province, during which he visited the Arkhangelsk and Pechora counties, the Izhma and Pechora rivers. Over the following years, in his travels Zhuravsky moved even further into the North. As a result of it, the terrain of the Bolshezemelnaya tundra became the main subject of his researches. In total, Zhuravsky has made more than 20 expeditions to the North-West of Russia. Zhuravsky designed the scientific description of the Bolshezemelnaya tundra's geological structure. It is noteworthy that a century ago Zhuravsky denied the prevailing in the scientific world idea that the forests are consumed by the tundra. He proved a relevant today inverse correlation, which consists in the fact that with an increase in temperature, the climate in the Arctic changes and the tundra retreats to the Arctic Ocean.

All the explorations Zhuravsky made were noticed in the scientific community. For instance, academician F. N. Chernyshev highly appreciated the results of the expedition Zhuravsky organised in 1904. The Imperial Russian Geographical Society awarded the participants of the expedition with silver medals, and the famous traveler P. P. Semenov-Tyan-Shansky recommended Zhuravsky to Society as its potential member [2]. A year later, the Russian Geographical Society awarded Andrey Zhuravsky the Przhevalsky Medal.

Systematic studies of the Russian North formed the basis of many articles by Zhuravsky, including: *Circumpolar Russia, Climate and harvest on the Pechora, Samoyedic law. Materials for legislative assumptions, On the problem of colonization of the Pechora Region, The economic potential of the North*. Zhuravsky's competence in Arctic studies was so great that on January 12, 1909, he was honoured by a personal audience by Emperor Nicholas II. During the reception, Zhuravsky read his report on the situation in the Pechora Region and all its needs.

The bureaucracy did not approve any agriculture in the North, considering it a "mad adventurism". However, with support of Prime Minister P. A. Stolypin and the Emperor himself, Zhuravsky achieved his goal. He understood that the exploration of the riches of the North, which implies the delivery of workers, the development of infrastructure, requires food supplies. Importing goods from the southern provinces is a long and expensive business; it is more profitable to establish a local production.

Since 1906 Zhuravsky had tried to establish a permanent subarctic farming. Only in 1911 by order of the Department of Agriculture of Russia, near the ancient village of Ust-Tsilma there opened the Pechora Agricultural experimental station. A year earlier, Zhuravsky wrote a research programme for growing plants in the northern regions of Russia. In his work, Zhuravsky outlined many attitudes of modern agricultural methods: the return of nutrients to the soil, the uniformity of seeds, the equal distance between the area of plots and protective strips, the selection of the plants to account for increments, the ratio of the aboveground mass and the root system, the study of the phases of plant development.

Deploying the work of the station, Zhuravsky determined a wide range of issues that needed to be solved. First of all, he was interested in the local soil, as well as the possibility of growing agricultural crops on it: potatoes, tobacco, garden trees [1, p. 119]. At the same time, taking into account the local specifics, Zhuravsky paid attention to the swamps as an important obstacle to farming. Zhuravsky was busy breeding plants, preparing them for the harsh northern climate. In addition to the garden, Andrey Vladimirovich also built a cattle yard, where he studied the methods of feeding and caring for cattle: sheep, pigs and chickens under the subarctic terms.

Before the station begun to work, Zhuravsky had said: "What do we know now about the vast territory of Russia-the North? Only that this is the realm of deep swamps,<...>, that agriculture in the North does not have the slightest serious significance. To remove these charges < ... > is the task of the Pechora Experimental Agricultural Station."

Zhuravsky believed that "the North can and should become the "breadbasket of Russia". The main prerequisites for this are the retreat of the Arctic Ocean to the North; the small, surface depth of the marshes, which allows them to quickly turn into fertile lands, a long light day, good moisture supply.

The newspaper *Novoye Vremya* reported on 4 September, 1910: "Since 1906, the Pechora Natural History Station has managed to introduce a number of plants that were previously considered "hopeless" in the north into the cycle of native cultures. Even according to official statistics, agriculture in the Pechora Region is spreading very noticeably: thus, rye crops have increased 10 times during this time, barley-9 times, and potatoes-18 times."

In the Usinsk villages (on the Usa River) Novikbozh and Kolva creameries were organized, from where oil was sent to Arkhangelsk. Thanks to the efforts of the priests involved in this case, it was possible to develop a disease-resistant local onion variety. His harvests were so great that many pounds of onions were exported for sale.

The scientist was sure that it was not the climate that prevented the Pechora agricultural development, but the conditions that had nothing common with it. In an effort to develop Russian agriculture in the North, Zhuravsky was supported by prominent biologists such as N. I. Vavilov and

D. N. Pryanishnikov. Comparing the productivity of crops on his station with statistical data for the central part of Russia, A.V. Zhuravsky concluded: "With regard to the yields of barley, winter rye, potatoes, cabbage and hay, more than half of all the counties of central Russia can envy the Pechora district"[3].

By a misfortune, in August 1914, Andrey Vladimirovich died. According to the official version, a station worker, which was soon recognized as mentally ill, shot him dead with a gun. It is possible that the death of the scientist was beneficial to the local government, against the policy of which he had repeatedly spoken. For example, a year earlier, Zhuravsky wrote a series of satirical article *The Northern Adventurers* about local officials selling land with mineral resources to the foreign concessionaires.

The outbreak of the First World War and the Russian revolution that followed it stalled the work of the station. It was under the Soviet regime in 1922, that the legacy of Zhuravsky was restored by giving his name to an agrometeorological station, and 3 years later again to an agricultural experimental station. In 1936, the farm became known as the Pechora Experimental Station for Animal husbandry and field breeding. It should be noted that in the 1930s the material base of the station was strengthened – there were created agrochemical and dairy laboratories, a breeding nursery for grain crops and perennial herbs. Many years of work were carried out on the breeding of breeds of large and small cattle adapted to severe weather conditions.

Resolution No. 253 *On measures to improve the work of research institutions in agriculture*, adopted in 1956 by the Central Committee of the CPSU and the Council of Ministers of the USSR, was fatal for the Pechora agricultural experimental station. The Ministry of Agriculture of the RSFSR and the leadership of the Komi ASSR, taking into account the small volume of agricultural production in the republic, came to the conclusion that it is enough to have only one experimental station in the Komi ASSR. As a result, the Pechora experimental station, created by A.V. Zhuravsky in 1911, received the status of the Pechora experimental field as part of the new State Agricultural Experimental Station of the Komi ASSR in Syktyvkar. The decline in the status of the Pechora agricultural Experimental station, the frequent change of managers led to a sharp reduction in the volume of scientific research, a decrease of its impact on the agricultural production of the republic, even in its northern areas.

Since 1957, the main work on the development of animal husbandry, including the creation of the Pechora type of cattle, forage production and meadow farming, potato and vegetable growing has been carried out at the State Agricultural Experimental Station of the Komi ASSR. Work at the Pechora Experimental field was gradually curtailed, funding for scientific research decreased, and, finally, it was completely ceased on 1 January, 1974.

However, the countrymen have not forgotten the outstanding scientist and his scientific heritage. In 1963 in Ust-Tsilma, there was created the initial fund of the museum dedicated to him by the forces of the public. 15 years later, the house where the scientist lived and worked was moved to Ust-Tsilma from Zhuravsky settlement. The objects and documents of the experimental station were also transferred to the local history museum, which began to bear the name of A.V. Zhuravsky. Today, the museum's exposition is quite large: it introduces visitors to the history of Ust-Tsilma, its development in the XVI-XIX centuries, with the main occupations and crafts of the local population, with the device of a peasant estate and a hut. It is noteworthy that even under Andrey Vladimirovich, the station achieved success in studying the historical past of the Pechora Region. The collection of household and cultural items collected among the Old Believers of the region was transferred to the Kunstkamera in St. Petersburg for storage. A unique collection of ancient crafts – from a hammer made of the spine of a mammoth to a local needle – was moved to the Russian Academy of Sciences.

The opening of the Pechora Experimental Agricultural Station marked the beginning of agricultural science in the Komi Region. The subsequent closure of the station caused severe scientific damage. At the same time, it is impossible to assess the research impetus that was given by Zhuravsky. In the 1980s, about 20 republican scientific organizations worked in applied agricultural researches, scientific design and labour management [3]. The personality of Andrei Vladimirovich Zhuravsky is phenomenal, since the works of one person literally laid a new direction of agricultural science, which

implies farming and animal husbandry in subarctic conditions. Unfortunately, his death disrupted the works in breeding and zoning of southern varieties for northern territories. But the research conducted by Zhuravsky is of immeasurable value, because of the farming methods in a cold climate can be in demand in many regions of Russia. At the same time, it's obvious that the scientific heritage of A.V. Zhuravsky requires a systematic study, undertaken at the federal level. Interest in the Arctic, a hundred years after the opening of the Pechora station, has not weakened, but only acquired a larger size. A. V. Zhuravsky's views on the potential of the Arctic zone are still relevant to this day.

Bibliographic references:

1. Иванов В.А. Роль аграрного сектора Севера в обеспечении продовольственной безопасности и социально-экономическом развитии сельских территорий // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – Вологда, 2011.
2. Смоленцев Л.Н. Печорские дали» — Сыктывкар: «Коми книжное издательство», 1979. — 352 с.
3. Шморгунов Г.Т. 1911-2011: сельскохозяйственной науке Республике Коми 100 лет / Г.Т. Шморгунов, Р.А. Беляева // Сельскохозяйственная биология. – 2011.

УДК 005.342:330.332

Управление в недропользовании и институт развития собственности

Каюков В.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Аннотация. В современной экономической теории все чаще появляются материалы, касающиеся принципиальных вопросов организации хозяйственных процессов. В их числе специфические объекты управления, относящиеся к экономике общественного сектора и функционирующие по своим особым правилам. Речь идет о создании общественных благ (образовательных, медицинских, электроэнергетических, извлекаемых из недр), которые используются в потреблении как неисключаемые и неконкурентные, то есть коллективно или всем обществом и ничего общего не имеют с товарами, используемыми на индивидуалистских началах обособленно и эгоистично по правилам «экономического человека» на эквивалентно-возмездной основе. Если ставить вопрос в организационно-технологическую плоскость, связанную с реально осуществляемыми процессами интегрированных участников (иначе современное производство вряд ли готово к выпуску какой-либо продукции), то здесь алгоритм действий понятен и очевиден. Однако, если обратить внимание на ключевые положения, лежащие в основе деятельности интегрированных участников, то сразу возникает множество неясностей в виде тех форм организации управления, которые построены на основе универсальных норм рыночного поведения и которые рассматриваются в экономике общественного сектора в качестве «провалов рынка». Другими словами, проблема в осмыслении института собственности, который в экономике общественного сектора не может не рассматриваться в качестве коллективной, или общественной (государственной) и который в неоклассическом «мейнстриме» по умолчанию подвергнут забвению.

Ключевые слова. Экономика общественного сектора, недропользование, единичное и общее в институциональной оценке собственности, диалектика единичного и общего, синтез и анализ институциональных разнородностей.

Недропользование, рассматриваемое в качестве объекта институционально-социологического направления, может быть охарактеризовано как явление экономики общественного сектора, то есть той сферы в которой явления хозяйственных отношений можно обозначить как высоко обобществленные, отражающие государственную форму собственности, где ее объекты являются достоянием всего общества. В статье 9 части 1 сказано: «Земля и другие природные ресурсы используются и охраняются в Российской Федерации как основа жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории» [1, с. 3].

Далее в законе РФ «О недрах» в статье 1.2 сказано, что... содержащиеся в **недрах** ресурсы находятся в ведении государства, которое может на свое усмотрение ими распоряжаться и допускать к их добыче компании. . И государство может решать вопросы владения, пользования и распоряжения ими. ... А те ресурсы, что уже были добыты такой компанией и едут в бочках/текут по трубам, находятся в ее **собственности**, и на них распространяются правила, установленные статьей 129 Гражданского кодекса РФ [2, с. 1].

Исходя из буквы закона, можно констатировать положение о том, что недропользование в РФ выступает объектом экономики общественного сектора и действительно, отвечая требованиям данного сектора, является государственной собственностью.

Другое дело, что в части 2 статьи 9 сказано, что... Земля и другие природные ресурсы могут находиться в частной, государственной, муниципальной и иных формах собственности [1, с.3].

Анализируя нормативные документы, можно отметить, что недропользование выступает в качестве высоко обобществленного объекта управления, вследствие чего экономическая политика должна строиться по линии усиления центростремительных тенденций, то есть, повышения роли государственного участия в развитии экономики.

Это особенно актуально, если учесть, что топливно-энергетический комплекс относится к числу сфер, существенно дистанцирующихся от мелкотоварного и малопартионного вида экономической деятельности, который более органично вписывается в систему использования универсальных норм рыночного поведения

Если руководствоваться методологическим положением о том, что экономическая деятельность, связанная с недропользованием, всегда находится в определенной среде и зависит от естественно-природных условий, то можно отметить, что специфика этого вида отношений обусловлена двумя положениями. Во-первых, социальным (общественным) характером отношений и, во-вторых, - естественным, или географическим (пространственным) типом взаимосвязей.

При этом, естественная среда есть такая данность, которая определяет положение общества в материальном смысле («спущенном» сверху самой судьбой): природные ресурсы, климат, территориально-пространственное расселение, почвенно-биологический фактор и др. Следует указать, что с точки зрения маржинального, неоклассического анализа, все ресурсы обладают важным общим свойством: они находятся в ограниченном количестве и являются редкими «по-определению».

Что касается социальной плоскости отношений, то она представлена общественным устройством существующей системы, где центральным (конституирующим) моментом выступает собственность на средства производства. В неоклассическом направлении экономической теории, входящим в «мейнстрим» сегодняшней науки, вопрос собственности занимает «по умолчанию» нейтральное положение (в лучшем случае), поскольку количественные измерители, свойственные для данного направления и входящие в ядро используемого им метода, по своему предназначению являются функциональным инструментом, не имеющим «сослагательного наклонения».

Поэтому, когда встает вопрос о гуманитарно-сущностной оценке явления, в которой отражается деятельность людей в контексте институционального и более многообразного характера отношений и когда помимо количественного инструментария возникает потребность в использовании и качественных характеристик, выявляются вопросы владения, пользования и распоряжения, как форм выражения отношений собственности.

От нее, в конечном счете, зависит многое и принципиальное для судьбы общественного прогресса:

- место человека в системе отношений;
- его доля в общественном продукте;
- институциональная роль в жизни общества [3, с.21].

Оценка развития института собственности в неоклассическом анализе состоит в том, что в ее содержании гипертрофированно определялось место *индивидуального* (единичного) и, с другой стороны, незаслуженно замалчивалось *общее*.

Речь идет о неоклассическом мейнстриме, где не упоминается положение о взаимообусловленности и взаимопроникновении понятий «единичного» и «общего», при котором наличие *единичного*, в то же время, формирует *общее*, равно как и *общее* может складываться лишь при наличии совокупности единичного,- это диалектика, объясняющая сосуществование данных явлений.

Опираясь на данное положение, можно сделать следующий вывод: наличие экономики общественного сектора (недропользование, ЖКХ, образование, здравоохранение, ТЭК, природные богатства и т.п.) выступает неоспоримым аргументом в защиту идеи использования в экономической политике института «*общественной формы собственности*» (государственной), которая является выражением перечисленных видов деятельности. В противном случае следует согласиться с парадоксом, когда мы по умолчанию признаем наличие экономики общественного сектора и одновременно не хотим признать наличие государственной формы собственности.

В то же время, является общепризнанным тезис по поводу отличия *общественных благ*, создаваемых в экономике общественного сектора от *товаров*, производимых в рыночной подсистеме тем, что общественные блага являются *неисключаемыми* и *неконкурентными* [4, с.1186]. Вследствие этого, можно резюмировать, что адекватным механизмом управления в рассматриваемой сфере, способствующим повышению его эффективности, служат не универсальные нормы рыночного поведения, а априорные подходы, предполагающие использование центростремительных тенденций в виде более высокой роли механизма государственного участия в этой, более высоко обобществленной сфере отношений, к которой относится недропользование.

Библиографический список:

1. Конституция Российской Федерации" (принята всенародным голосованием 12.12.1993 с изменениями, одобренными в ходе общероссийского голосования 01.07.2020). http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28399/ (Дата обращения 12.10.2021)
2. Статья 1.2 закона РФ «О недрах» <http://www.9111.ru> «Публикации» **Законы** (Дата обращения 12.10.2021)
3. Каюков В.В. Экономическая теория [Текст]: практикум / В.В. Каюков.- 2-е изд., перераб. и доп.- Ухта: УГТУ, 2016.- 166 с.: ил.
4. Каюков В.В., Шихвердиев А.П. Институциональная характеристика экономической безопасности региона // Экономика региона. — 2018. — Т. 14, вып. 4. — С. 1181-1193. doi 10.17059/2018-4-10

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- С**
Sogokin K.S., 276
- А**
Автамонов В.А., 122
Агинея Р.В., 93
Алефиров И.А., 93
Андрухова О.В., 231
- Б**
Бараков В.В., 23
Баранов В.В., 148
Богданов Б.П., 10
Богданов И.А., 146
Булдакова Е.Г., 235
Быков И.Ю., 48, 63, 104, 166
Быкова М.В., 126
- В**
Вергун В.В., 193
Вольнец С.И., 26
- Г**
Гаврилов А.В., 131
Гончаров А.В., 136
Горобец С.А., 29
Григорьев Л.Ю., 273
Григорьева Т.А., 34
Грунсконой Т.В., 141
- Д**
Даль Н.Н., 235
Дементьев И.А., 37
Демченко Н.П., 17, 41
Дорофеев В.С., 119
Дудников В.Ю., 143
Дуркин В.В., 41, 196, 203
Дуркина И.М., 196, 203
- Е**
Ефанова А.О., 146
- Ж**
Жангабылов Р.А., 273
- З**
Заборовская В.В., 10
Зайкин С.Ф., 48
Зенгина Т.Ю., 126, 148
- И**
Иванов В.А., 116
Иванова В.А., 151
Ивенина И.В., 156
Игнатик А.А., 55
- Игнатская Л.Я., 238
Ильясов В.Х., 59
Исупова Е.В., 93
- К**
Калацкий А.Н., 161
Каюков В.В., 279
Клочкова З.Ю., 62, 113
Кожевникова П.В., 219
Колоколова И.В., 17
Коростелев Ю.В., 171
Крапивский Е.И., 41
Кряжева Е.Ю., 164
Кустышев А.Н., 243
- Л**
Ланина Т.Д., 63, 166
Лаптев Н.Н., 29
Лаптева Е.М., 164
Лыскова И.Е., 200
Лютюев А.А., 122, 156
Лясковский Н.А., 246
- М**
Макарова И.Р., 29
Малахова В.В., 131
Малкова Г.В., 171
Мамонтова И.В., 249
Маракова И.А., 70
Матейчук Л.В., 72
Мачулина Н.Ю., 143, 164
Меньшикова И.Н., 224
Митягина М.О., 75
Михайлов А.Н., 78
Михайлов Д.А., 78
Михеевская М.А., 253
Михеевский Е.В., 253
Мустафин И.Н., 59
- Н**
Нор А.В., 84
Нор Е.В., 84, 141
- О**
Осадчая Г.Г., 126, 143
- П**
Павловская А.В., 196, 203, 208
Панютин Н.А., 178
Пармузин П.Н., 212
Петрова А.И., 136
Пижанкова Е.И., 131
Пичко А. П., 78
Пичко Н.С., 78
- Полетаев С.В., 90
Полубоярцев Е.Л., 59
Попова А.А., 131
- Р**
Разманова С.В., 231
Ракито О.Н., 93
Ратиер Н.И., 260
Резанов К.С., 96
Резниченко В.В., 181
Ростовщиков В.Б., 17
- С**
Сабанина И.Г., 100, 101
Сазанова Н.В., 265
Сбитнева Я.С., 17
Севастьянов А.В., 104
Селиванова Е.С., 63
Семиткина Е.В., 110
Скворцов А.Г., 171
Смирнов Ю.Г., 156
Соколинская И.В., 238
Соколовская Е.Н., 269
Судакова М.С., 171
Суслова А.Е., 62, 113
- Т**
Терентьева М.В., 110
Толмачев А.А., 116
Толмачев Л.А., 116
Торопов Е.С., 119
Торопов С.Ю., 119
- У**
Уткин И.И., 136
Ушаков К.М., 216
- Х**
Хламов В.А., 122
- Ц**
Царев А.М., 171
- Ч**
Чувашов А.А., 219
Чувашов Н.А., 193, 224
- Ш**
Шейко Е.А., 78
Шестаков Р.А., 23, 96
Шилова С.В., 227
Шполянская Н.А., 186
- Ю**
Юдин В.М., 84