

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

На правах рукописи

Серикова Ульяна Сергеевна



**ИСТОРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СТАНОВЛЕНИЯ
И РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ**

5.6.6. История науки и техники

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

доктора технических наук

Научный консультант

доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Керимов Вагиф Юнус оглы

Уфа 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	12
ГЛАВА 1 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	22
1.1 Системно-исторический подход к изучению объектов нефтегазового комплекса	23
1.2 Методика исследований пространственно-временных характеристик недр и нефтегазовых объектов	28
Выводы по главе 1	30
ГЛАВА 2 ПЕРСПЕКТИВЫ ДОСТИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ В КОНТЕКСТЕ ТЕОРИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УКЛАДОВ	31
2.1 Первый технологический уклад (1710–1840 гг.)	33
2.2. Второй технологический уклад (1840–1920 гг.)	43
2.3 Третий технологический уклад (1920–1946 гг.)	78
2.4. Четвертый технологический уклад (1946–1990 гг.)	91
2.5 Пятый технологический уклад. Современное состояние нефтяной и газовой промышленности	102
Выводы по главе 2	138
ГЛАВА 3 НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ РОССИИ	139
3.1. Пространственно-временные характеристики состояния недр и элементов углеводородных систем	139
3.1.1 Анализ пространственно-временных характеристик состояния недр по результатам современных геолого- геофизических методов	140

3.1.2 Анализ пространственно-временных характеристик состояния недр и элементов углеводородных систем Каспийского региона России по результатам бассейнового анализа и численного моделирования	147
3.2 Анализ и типизация горно-геологических условий формирования и распределения залежей нефти и газа в Каспийском регионе	153
3.3 Анализ запасов и ресурсов, объемные характеристики генерационно-аккумуляционных углеводородных систем в Каспийском регионе	168
3.3.1 Оценка углеводородного потенциала, запасы и ресурсы Каспийского моря	171
3.3.2 Оценка углеводородного потенциала, запасы и ресурсы континентальных территорий Каспийского региона	179
3.3.3 Количественная оценка запасов и ресурсов Каспийского региона России по результатам моделирования	187
Выводы по главе 3	187
ГЛАВА 4 ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ	189
4.1 Проблемы развития нефтегазодобывающей промышленности в Каспийском регионе России	191
4.2 Рекомендации по повышению эффективности освоения месторождений углеводородов в Каспийском регионе России	195
Выводы по главе 4	204
ГЛАВА 5 СТРАТЕГИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАК ПЕРЕХОДА К ШЕСТОМУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ УКЛАДУ	206
Выводы по главе 5	228
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	229
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	232
ПРИЛОЖЕНИЕ	247

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В настоящее время весьма актуальным является вопрос о технологическом суверенитете – способности государства располагать ключевыми технологиями, которые считаются критически важными для обеспечения благосостояния и конкурентоспособности. Технологический суверенитет – это достигнутый уровень реальной независимости страны в областях науки, техники и технологий, который обеспечивает беспрепятственную реализацию национальных интересов в техносфере с учетом существующих и перспективных угроз и является одним из главных приоритетов развития России. Президент РФ поручил Правительству РФ разработать и утвердить концепцию технологического развития (далее «Концепция») на период до 2030 года. Распоряжением Правительства РФ от 20 мая 2023 г. №1315-р утверждена «Концепция технологического развития на период до 2030 года», а постановлением Правительства РФ от 15 апреля 2023 г. №603 утверждены приоритетные направления проектов технологического суверенитета и проектов структурной адаптации экономики Российской Федерации.

Нефтяная и газовая отрасли промышленности являются основными структурными составляющими экономики Российской Федерации, и от их развития зависят темпы, масштабы и экономические показатели национального производства, уровень научно-технического развития страны, значительная часть доходов федерального бюджета. Россия является одним из крупнейших производителей и поставщиков углеводородов на мировой рынок.

В диссертационной работе рассмотрена эволюция технологических укладов, сформулированы закономерности технологического развития как на федеральном уровне – по Российской Федерации, так и на региональном – по Каспийскому региону.

В настоящее время нефтегазовая промышленность России находится на пороге шестого технологического уклада и сталкивается с проблемами, влияющими на развитие технологических направлений. Для формирования максимально достоверного и подробного представления о состоянии нефтегазовой отрасли в рамках формирования нового технологического уклада необходимо выделить перспективные технологические направления, которые получат свое развитие в будущем, и временные рамки «продолжительности жизни» нефтегазового сектора. В этой связи разработка на основе системного исторического анализа перспективных направлений технологического развития нефтяной и газовой промышленности является актуальной задачей.

Степень разработанности темы

При работе над диссертацией были изучены архивные материалы, коллективные труды, монографии и научные статьи российских и зарубежных ученых, посвященные отдельным аспектам истории развития отечественной нефтегазовой промышленности. Методологической основой исследования нефтегазоносности недр и объектов нефтегазового комплекса являлся системно-исторический подход, который использовали А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, М.Д. Белонин, А.Н. Дмитриевский, М.С. Дюфур, П.Ф. Иванкин, А.Э. Конторович, Ю.Н. Карогодин, Ю.А. Косыгин, В.Ю. Керимов, И.В. Круть, Н.Я. Кунин, Э.Б. Мовшович, Э.М. Мовсумзаде, Д.Л. Разманкулов, К.И. Джафаров, И.И. Нестеров, В.Д. Наливкин, Э.Э. Фотиади А.Ю. Ретеюм, Ю.С. Салин, В.В. Семенович, В.С. Соколов, В.А. Соколов, А.А. Трофимук, В.И. Шпильман и др. Системно-исторический анализ позволил воссоздать целостную картину трансформационных процессов в нефтегазовом комплексе в историческом развитии и эволюцию нефтегазовой промышленности.

Научно-технический прогресс исследовался на основе анализа теории технологических укладов, концепция которой была разработана и развита С.Ю. Глазьевым, Н. Кондратьевым, Д.С. Львовым и др.

Современный уровень технологического развития и анализ основных тенденций в развитии нефтяной и газовой промышленности рассмотрены в трудах А.А. Бакирова, И.О. Брода, М.И. Варенцова, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, Ю.А. Воложа, Д.В. Голубятникова, И.М. Губкин, И.С. Гулиева, А.Н. Дмитриевского, Г.Х. Дикенштейна, Н.А. Еременко, А.Э. Кантаровича, В.Ю. Керимова К.А. Клещева, С.П. Максимова, Б.В. Сенина, В.С. Шеина, L.V. Magoon, W.G. Dow и др.

Существенное влияние на определение стратегических направлений технологического развития в нефтегазовой промышленности и пути перехода к шестому технологическому укладу оказали исследования В.Н. Анищенко, О.Н. Бабурина, В.И. Богоявленского, А.Е. Варшавского, Л.К. Гуриева, А.В. Дутова, А.Н. Дмитриевского, Н.А. Еремина, С.В. Егерева, В.В. Клочкова, Е.Б. Ленчук и др. Технологический суверенитет как ключ к устойчивому развитию рассмотрен в трудах М.К. Алимурادова, В.Л. Квинт, С.Г. Ковалева, И.В. Новиковой, Н.И. Сасаева, F. Crespi, S. Caravella, M. Menghini, C. Salvatori, C. March, I. Schieferdecker, Hutterer, Lund, Freeson и др.

Таким образом, обобщенный анализ свидетельствует, что задача разработки перспективных направлений развития нефтяной и газовой промышленности в контексте технологических укладов до настоящего времени не исследовалась, поэтому результаты настоящей диссертационной работы, в которой предлагается комплексный подход к решению этой актуальной проблемы, можно считать новыми.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема работы и содержание исследований соответствуют пунктам 1 – Исторический анализ становления и развития науки и техники области исследований; 5 – Обобщение историко-научного материала с целью воссоздания целостной картины становления и развития отдельных наук и

отраслей научного знания; 8 – Исследование основных связей между запросами практики и развитием научного познания; 11 – История становления и развития промышленных комплексов и других объектов народнохозяйственного значения, определяемых паспортом специальности

5.6.6. История науки и техники.

Цель работы

На основании комплексного историко-технического анализа разработать перспективные направления технологического развития нефтяной и газовой промышленности России и сформулировать технологически обоснованные стратегические решения задач индустриально-экономического развития в этой области народного хозяйства.

В соответствии с целью исследования были поставлены следующие **основные задачи:**

- на основе исторического анализа становления и технологического развития нефтегазовой промышленности определить этапы эволюции технологических укладов;
- сформулировать особенности истории развития научных знаний, технологий и техники в области разработки, освоения и добычи нефти и газа в периоды различных технологических укладов;
- определить современный уровень технологического развития и анализ основных тенденций в развитии нефтяной и газовой промышленности;
- обобщить горно-геологические и нефтегазопромысловые основы совершенствования технологий освоения месторождений нефти и газа;
- сформулировать рекомендуемые стратегические направления технологического развития нефтегазовой отрасли промышленности в период перехода к шестому технологическому укладу.

Научная новизна

1. Впервые научно обоснованы перспективные направления и параметры функционирования нефтяной и газовой промышленности для обеспечения надежного снабжения российских потребителей и экспортных поставок

нефти, природного газа и нефтепродуктов в зарубежные страны как решения одной из важнейших социально-экономических задач развития России.

2. Выполнен анализ динамики технологического развития нефтегазовой промышленности и установлены хронологические этапы эволюции технологических укладов в этой отрасли народного хозяйства.
3. Показано, что современный уровень технологического развития и основные тенденции в развитии нефтяной и газовой промышленности связаны с инновационными подходами и направлены на рациональное использование углеводородных ресурсов с применением новейших технологий. Это вызвано стремительным ростом компьютеризации и информатизации всей инфраструктуры нефтяной и газовой промышленности.
4. Выявлены проблемы технологического развития нефтяной и газовой промышленности, решение которых необходимо учитывать при определении основных направлений технологического развития нефтяной и газовой промышленности России на современном этапе.
5. Определены стратегические направления технологического развития и главные задачи, стоящие перед нефтегазовой промышленностью при переходе к шестому технологическому укладу, характеризующемуся интенсификацией производства и внедрением технологий искусственного интеллекта.

Теоретическая значимость работы

Системный исторический подход к изучению истории развития нефтегазовой промышленности России в контексте технологических укладов существенно дополняет имеющиеся теоретические представления в области истории науки и техники применительно к этой отрасли народного хозяйства.

Практическая значимость работы

Результаты диссертации могут быть использованы при решении задач, связанных с разработкой государственных и региональных программ по развитию нефтяной и газовой промышленности и социально-экономическому развитию России.

Результаты диссертационной работы используются в «Оренбургской нефтегазовой компании» при решении задач, связанных с разработкой региональных программ по развитию нефтяной и газовой промышленности Оренбургской области, а именно, для определения практических задач и основных направлений технологического развития нефтяной и газовой промышленности Оренбургской области.

Рекомендации в области освоения нефтегазовых ресурсов Каспийского моря используются компанией SOKAR (Республика Азербайджан) при стратегическом планировании развития нефтяной и газовой промышленности в акватории Каспийского моря и прилегающей территории Азербайджана.

Материалы диссертационного исследования используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «РГГУ» им. Серго Орджоникидзе и включены в образовательные программы 21.04.01 Нефтегазовое дело, 21.05.02 Прикладная геология.

Методология и методы исследования

Методами исследования являются поиск, систематизация, анализ и обобщение научно-технической информации. Диссертация базируется на принципах историзма, объективности и системности.

Положения, выносимые на защиту

1. Основные этапы развития научных знаний, технологий и техники разработки, освоения и добычи нефти и газа, а также закономерности технологического развития, на основе которых выделяется пять технологических укладов.

2. Особенности технологического состояния нефтяной и газовой промышленности России на современном историческом этапе.
3. Перспективные направления и параметры функционирования нефтяной и газовой промышленности с целью решения социально-экономических задач развития России и обеспечения надежного снабжения сырьем российских и зарубежных потребителей нефти, природного газа и нефтепродуктов.
4. Стратегические направления достижения технологического суверенитета в нефтяной и газовой промышленности на основе системно-исторического анализа эволюции технологических укладов; задачи, стоящие перед нефтегазовой промышленностью при переходе к шестому технологическому укладу, и пути их решения.

Степень достоверности и апробация результатов

Степень достоверности исторических сведений подтверждается верифицированными ссылками на архивные и литературные источники, что обеспечивает обоснованность и достоверность полученных выводов и заключений.

Основные положения диссертационной работы были доложены на российских и международных конференциях, научных сессиях и семинарах: EAGE «Геомодель» – с 2014 по 2017 гг. (г. Геленджик); XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России» (г. Москва, 2016); Фундаментальный базис и инновационные технологии прогноза, поисков и разведки нефти и газа (г. Москва, 2016); Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на морских акваториях (г. Москва, 2017); Международная научно-практическая конференция «Бакировские чтения» (г. Москва, 2018); 16-й Международный симпозиум «Взаимодействие воды с горными породами» и «Прикладная изотопная геохимия» (г. Томск, 2019); Mediterranean Geosciences Union Annual Meeting (г. Марракеш, 2022);

Mediterranean Geosciences Union Annual Meeting (г. Стамбул, 2021); EAGE «Морские технологии 2019» (г. Геленджик, 2019); XIII, XIV, XV Международная научная конференция «Новые идеи в науках о Земле» (г. Москва, 2017, 2019, 2021); Международная научно-практическая конференция «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: достижения нефтегазовой геологии и геотехнологий» (г. Баку, 2023); Международная научно-практическая конференция «Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче» (г. Уфа, 2023).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 58 научных трудах, в том числе: 38 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, включенных в перечень ВАК Минобрнауки РФ, 14 статей в рецензируемых журналах, включенных в базы данных Scopus и Web of Science, 27 работ в материалах международных и всероссийских конференций; 4 монографии.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка использованных источников из 176 наименований и приложения, содержит 285 страниц машинописного текста, 53 рисунка, 36 таблиц.

Автор выражает благодарность всему коллективу кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе и заведующему кафедрой, доктору геолого-минералогических наук, профессору, заслуженному геологу РФ Вагифу Юнус оглы Керимову за большое внимание к работе, поддержку на всех этапах ее выполнения, ценные советы и возможность совместной работы.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время как никогда стоит вопрос о технологическом суверенитете – способности государства располагать ключевыми технологиями, которые считаются критически важными для обеспечения благосостояния и конкурентоспособности.

Технологический суверенитет – способность страны развивать или сохранять в отношении ключевых технологий собственную автономию или же иметь как можно более низкий уровень структурной зависимости.

Обобщенно технологический суверенитет – это «достигнутый уровень реальной независимости страны в областях науки, техники и технологий, чем обеспечивается беспрепятственная реализация национальных интересов в техносфере с учетом существующих и перспективных угроз»

На пленарном заседании ПМЭФ 17 июня 2022 г. Президент РФ В.В. Путин заявил: «Сквозной принцип развития России – достижение технологического суверенитета, независимого от иностранных институтов».

Президент РФ В.В. Путин поручил Правительству РФ разработать и утвердить концепцию технологического развития на период до 2030 года,

В этом отношении политический сдвиг от технологического импортозамещения к технологическому суверенитету не только опирается на технократическую основу (наука, техника, рациональность), но и требует широкой общественной инициативы, направленной на поддержку и участие в движении за технологический суверенитет.

В настоящее время нефтегазовая промышленность России сталкивается с проблемами, влияющими на развитие технологических направлений. Нефтегазовая промышленность России, стоит на пороге шестого технологического уклада. Для получения максимально подробного облика нефтегазовой отрасли в рамках формирования нового технологического уклада необходимо выделить перспективные технологические направления, которые получают свое развитие в будущем, и временные рамки «продолжительности жизни» нефтегазового сектора. В этой связи

определение перспективы технологического развития нефтяной и газовой промышленности на основе системно-исторического анализа является актуальной задачей.

Критерием отнесения производства к определенному технологическому укладу является использование в данном производстве технологий, присущих этому укладу, либо технологий, обеспечивающих выпуск продукции, которая по своим техническим, либо физико-химическим характеристикам может соответствовать продукции данного уклада.

В диссертационной работе анализ динамики технологического развития нефтегазовой промышленности позволил определить эволюцию технологических укладов, сформулировать закономерности технологического развития как на федеральном уровне – по Российской Федерации, так и региональном – по Каспийскому региону.

Значение углеводородного сырья в повседневной жизни современной России и других государств, обладающих углеводородными ресурсами, трудно переоценить. Добыча и поставка УВ сырья на внутренний и мировой потребительский рынок обеспечивает существенную долю поступлений в федеральный бюджет (в разные годы – от 28 до 51 %) в период 2018–2022 гг. (46–35 % от общих поступлений). Они являются источником для получения моторных топлив для всех видов наземного, водного и воздушного транспорта, котельного топлива и горюче-смазочных материалов. Природный газ является самым чистым из ископаемых углеводородов теплоэнергетики, который напрямую используется в теплоэнергообеспечении социальной и промышленной инфраструктуры России. Углеводороды являются ценным сырьем химической промышленности, используемых для производства более 5 000 наименований продукции, которая используется в строительстве машино- и приборостроении, лакокрасочном производстве, медицине, фармакологии и косметологии, сельскохозяйственной, пищевой и других отраслях промышленности. Наличие, объем, качество и текущее состояние

минерально-сырьевой базы углеводородов формирует комплекс важных аргументов в установлении и поддержании определенных политических позиций Государства в системе межгосударственных (международных) отношений.

Суммарный углеводородный потенциал Российской Федерации по состоянию на 01.01.2021 г., составил более 372 млрд тонн условного топлива (т.у.т.), в том числе, около 110 млрд т.у.т. (или 29% – извлекаемыми запасами всех категорий и более 250 млрд т.у.т. – некоторых ресурсов, относящихся к категориям подготовленных, перспективных и прогнозных.

Весь этот потенциал неравномерно распределен в 22 оцененных нефтегазоносных или перспективных провинциях и самостоятельных областях, полностью или частично расположенных в пределах территорий Российской Федерации, ее территориальных вод и акваторий ее исключительной экономической зоны.

В составе извлекаемых запасов углеводородного сырья более 35 млрд т.у.т. (нефть более 314 млрд т; конденсат 3,98 млрд т) представлено нефтью и конденсатом, и более 74 трлн м³, газом (свободным, растворенным и в газовых шапках). Отмеченные выше запасы нефти и конденсата, определяют шестое место России, которое она занимает в Мире по этому показателю.

Нефть, согласно Стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2035 г. (Распоряжение Правительства РФ от 22.12.2018 г. №2914-р) отнесена к группе полезных ископаемых, для которых достигнуть уровня добычи недостаточно обеспеченным запасами разрабатываемых месторождений до 2035 г. Более ранними решениями Правительства России она отнесена к стратегическому виду минерального сырья.

Месторождения нефти и конденсата сосредоточены в восьми нефтегазоносных провинциях границы, внутреннее деление которых корректируются по мере накопления новых данных. В административно-территориальном и географическом отношении скопления жидких УВ выявлено в 37 объектах Российской Федерации и акваториях Балтийского,

Баренцева, Карского морей, Хатангского залива моря Лаптевых (Енисейско-Анабарская провинции), в Охотском море, а также в акваториях Каспийского и Азовского морей.

Наибольшими запасами жидких УВ при текущем состоянии геолого-геофизической изученности и разведанности провинции характеризуются Западно-Сибирская (42% от общего объема запасов) Восточно-Европейская (16%) мегапровинции.

Добычу нефти и конденсата на российских месторождений в 2020 г. вели нефтегазодобывающих предприятий, из числа которых 98 входят в состав одиннадцати вертикально-интегрированных компаний (ВИНК), а остальные позиционируются на предприятия независимые, совместно или совместно с долевым участием ВИНК.

В течение 2020 г. всеми недропользователями было добыто 506,3 млн т жидких УВ, в том числе 476,5 млн т нефти и 29,1 млн т конденсата. Максимальный объем добычи сырья традиционно приходится на Западно-Сибирскую провинцию (57% общего объема добычи в стране) и Восточно-Европейскую мегапровинцию (23%). В период 2010-2023 гг. наметилось ухудшение структуры запасов нефти Западно-Сибирской провинции, которые компенсируются вводом новых крупных добычных проектов в Восточной Сибири, на п-ове Ямал и на российском шельфе.

В 2020 г., по сравнению с предыдущим периодом 2016–2019 гг., когда годовая добыча составляла от 513 млн т (2016 г.) до 525,9 млн т (2019 г.), произошел ее спад, который связывается с общемировым падением спроса на нефть и нефтепродукты в условиях пандемии и выполнением Россией обязательств по сдерживанию объемов добычи в рамках соглашения ОПЕК.

Природный газ, согласно «Стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2035 года», относится к группе полезных ископаемых, запасы которого «при любых сценариях развития экономики достаточны для удовлетворения внутренних потребностей страны и обеспечения экспортных поставок на длительную перспективу».

Запасы газа России составляют до четверти его мировых запасов, и по его добыче наша страна занимает одну из лидирующих позиций и ведущую роль в его поставках на мировой рынок. Запасы газа распределены в 9 нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях. В административно-территориальном и географическом отношении они распределены в 36 субъектах Российской Федерации и в акватории Азовского, Черного, Каспийского, Баренцева, Карского, Охотского и Японского морей.

Как и в отношении запасов жидких УВ, наибольшими запасами газа характеризуются Западно-Сибирская НГП (более 65% от их общего объема по России) и Восточно-Сибирская НГМП (около 11%). Значимыми запасами располагают также Восточно-Европейская НГМП (более 8%) и Восточно-Баренцевская ГНП (около 6,6%). При этом запасы газа отличаются крайне неравномерным территориальным распределением. Более 80% всех запасов сосредоточено в 19 уникальных и 74 крупных месторождениях Западно-Сибирской НГП и сконцентрировано на территориях Ямало-Ненецкого и Хантымансийского автономных округов, которые обеспечивают основной объем добычи газа.

Большая часть российского свободного газа представлена энергетическим газом на 97% или более состоящем из метана («сухой газ»), который может напрямую использоваться в качестве топлива без предварительного очищения.

Добыча газа в РФ в 2020 г. производилась в 7 нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях. Ее осуществляли 260 предприятий, 15 из которых входят в структуру ПАО Газпром, 8 – в ПАО Новатэк, 76 – в состав вертикально интегрированных нефтяных компаний и три оператора СРП. 158 компаний из указанного количества являются независимыми нефтегазодобывающими компаниями.

Как было указано выше, для решения ряда задач поставленных в диссертационной работе в качестве объекта исследований был использован Каспийский регион. Огромная роль в обширном исследовании Каспийского

региона, ресурсов УВ и переработки каспийской нефти сыграли блестящие исследования российских ученых и специалистов-геологов, инженеров нефтяного дела, химиков и технологов - Д.В. Голубятникова Д. Менделеева, А. Бутлерова, Ф. Бейльштейна, К. Райхенбаха, К. Шорлеммера, К. Энглера, В. Марковникова, В. Оглоблина, Ю. Лермонтовой, К. Лисенко, А. Летнего, А. Никифорова, В. Шухова, С. Квитко, В. Бартона, Л. Гурвича и др.

Площадь Каспийской впадины включает акваторию Каспийского моря и ее обрамление:

- юго-восточную часть Русской плиты или древней Восточно-Европейской платформы (ВЕП);
- эпибайкалскую платформу в южной и юго-восточной части Прикаспийской впадины и в северной части Каспийского моря, к которой относится Восточно-Прикаспийский блок с осложняющим его на юге Тугаракчанским рифтом;
- область Скифско-Туранской молодой платформы, расположенной между территорией эпибайкальской платформы и структурами альпийского пояса;
- ограничивающие эти платформенные области складчатые пояса (западные зоны Урала – Мугоджар, Большой Кавказ с частью Закавказского массива, Копетдаг) вместе с расположенными перед их фронтами передовыми прогибами.

Каспийское море находится в середине указанного ансамбля структур, чем объясняется выделение всей этой территории под названием Каспийского региона. Эта территория является южной частью Баренцевоморско-Каспийского нефтегазоносного пояса и включает несколько относящихся к нему нефтегазоносных провинций [1]: Волго-Уральскую, Прикаспийскую, Предкавказско-Мангышлакскую, Арало-Каспийскую, Терскую и Южно-Каспийскую. В пределах этих провинций все месторождения УВ распределены по четырем флюидосистемам (нефтегазоносные системы): рифейско-палеозойской (докунгурская), палеозойско-мезозойской

(верхнепермско-среднеюрская), мезозойско-кайнозойской (позднеюрско-эоценовая) и кайнозойской (миоцен-плиоценовая).

Углеводородный потенциал Каспийского региона является значимым элементом мирового баланса топливно-энергетических ресурсов. Однако в его оценках, представляемых разными экспертными группами, наблюдаются существенные расхождения, обусловленные политическими и экономическими интересами фактических и потенциальных участников нефтегазовых проектов, способных, так или иначе, влиять на выработку и принятие инвестиционных и управленческих решений разного уровня в отношении развития геологоразведочных работ и освоения этого потенциала.

Согласно результатам анализа большого объема публикаций [5–12] и отчетных данных о морских геолого-разведочных работах и исследованиях, в Каспийском море открыто 65 промышленных месторождений углеводородного сырья (в том числе 38 – на рубеже веков или в первые десятилетия нового века) с суммарными извлекаемыми запасами более 12 млрд т.у.т.

В целом, современное состояние разработки и освоения месторождений нефти и газа в Каспийском море на российском, азербайджанском, казахстанском и туркменском секторах весьма различное. Если в азербайджанском секторе идет интенсивная добыча УВ, то в российском, наряду с добычей, ведется подготовка к промышленной разработке открытых месторождений, а в казахстанском и туркменском секторах проводятся в основном геологоразведочные работы. Подходы к привлечению компаний-разработчиков морских проектов в этих странах также различные [151–154]. Если Россия делает упор на участие в проектах отечественных крупных нефтегазовых компаний, то Азербайджан, Казахстан и Туркмения активно сотрудничают с иностранными компаниями.

В российском секторе Каспийского моря в период 1995–2017 гг. в акватории было открыто девять месторождений с запасами более 2 млрд т.у.т. (месторождение им. Владимира Филановского, месторождение им.

Юрия Корчагина, Хвалынское, Сарматское, Ракушечное и др.). При этом открытое в 2006 г. месторождение им. В. Филановского, является крупнейшим месторождением, открытым в России за последние 20 лет – его извлекаемые запасы превышают 200 млн т нефти. Кроме того, в ходе геологоразведочных работ выявлено десять перспективных на нефть и газ структур. В настоящее время в этом секторе работают такие компании, как «ЛУКОЙЛ»; «Роснефть» (акционер «Каспийской нефтяной компании»); «Газпром» (является акционером «ЦентрКаспнефтегаза» и ООО «Каспийская нефтяная компания»). На начало 2022 г. разбурено 25 перспективных площадей и открыто 16 месторождений нефти, газа и конденсата, 14 из которых включены в Государственный баланс с суммарными извлекаемыми запасами около 2,58 млрд т.у.т., из которых 78,3% представлены газом, а два месторождения, открытые в период 2017–2021 гг. на площадях Южная и Титонская, находятся на разных стадиях разведки и оценки запасов. Ключевые события в освоении российского сектора Каспийского моря являются: 1995 г. – начало широкомасштабных геологоразведочных работ; 1999 г. – начало поисково-разведочного бурения; 2000 г. – открытие новой нефтегазовой провинции на Каспии (промышленный приток газа скв. 1 Хвалынская); 2000 г. – открытие месторождения им. Ю. Корчагина; 2001 г. – открытие месторождения Ракушечное; 2001 г. – открытие месторождения 170-й км; 2002 г. – открытие месторождения им. Ю.С. Кувыкина; 2005 г. – открытие месторождения им. В. Филановского; 2008 г. – открытие месторождений Западно-Ракушечное и Центральное; 2010 г. – начало промышленного освоения месторождения им. Ю. Корчагина; 2016 г. – начало промышленного освоения месторождения им. В. Филановского.

В казахском секторе Каспия к началу 2022 г. было разбурено не менее 23 перспективных площадей. При этом, около половины из них были введены в бурение в 1970–1980-х гг., а на остальных бурение выполнялось в 2000–2013 гг. В этот период было открыто 9 месторождений нефти, газа и

конденсата с суммарными извлекаемыми запасами более 2 млрд т.у.т., при этом около половины этого объема представлены нефтью. Практически все открытия нового века приходятся на морскую часть Прикаспийской НГО. В ее составе 4 месторождения открыты в Южно-Эмбенской НГО, а 5 связано с морским продолжением Астрахано-Калмыцкой НГО.

Отсутствие положительных или коммерчески значимых результатов в скважинах, пробуренных в 1970–1980-х гг. вблизи Мангышлакского побережья Каспия, наряду с возможными естественно-геологическими причинами, отчасти может быть объяснено так же недостаточным геолого-геофизическим обоснованием выбора точек бурения, которое в тот период не имело возможности учитывать в полной мере характеристики и условия развития углеводородных систем.

В азербайджанском секторе Каспия по состоянию на начало 2022 г., начиная с 30-х-40-х гг. прошлого века, было введено в разведку не менее 46 перспективных площадей, на которых открыто около 30 месторождений нефти, газа и конденсата. Около 83% всех известных на сегодня морских месторождений было выявлено здесь до 1991 г. Среди них – нефтяной гигант Азери-Чираг-Гюнешли (бывшие: Им. 28 апреля, им. Каверочкина и им. 26 бакинских комиссаров) и газовое месторождение Шах-Дениз (бывшее Шахово-море). Позже, в период 1998–2011 гг. было открыто несколько новых, в том числе крупных (Апшерон, Умид) месторождений. Доразведка на отдельных площадях района позволила прирастить разведанные ранее запасы и подтвердить наличие промышленных залежей УВ на глубинах более 6 км (Шах-Дениз). На месторождениях нефти и газа – Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) и Шах-Дениз – ведется добыча углеводородного сырья.

В туркменском секторе, по имеющимся на сегодня данным, морское поисково-оценочное бурение осуществлялось на 12 перспективных участках в Прибалханском районе Апшеро-Прибалханской НГО, а 3 – в пределах потенциально нефтегазоносной области Туркменской ступени. По результатам поисково-оценочного бурения, которое осуществлялось в период

1976–1986 гг. на перспективных площадях Прибалханского нефтегазоносного района, было открыто 9 месторождений нефти, газа и конденсата. Доразведка этих месторождений в постсоветский период позволила прирастить запасы этих месторождений до 1,77 млрд т.у.т., из них 77% представлены газом. В отношении спорного месторождения Кяпаз (Сердар) в январе 2011 г. между правительствами Азербайджана и Туркменистана был подписан Меморандум о взаимопонимании по его совместной разведке, разработке и освоению, в связи с чем, оно получило новое наименование – Достлуг (Дружба). Скважины, пробуренные на Туркменской ступени, не дали положительных или коммерчески значимых результатов.

ГЛАВА 1

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Методология нашего исследования сводилась к изучению следующих аспектов:

- системно-исторический анализ технологических укладов в нефтяной и газовой промышленности и выявление основных направлений достижения технологического суверенитета;
- современный уровень технологического развития и анализ основных тенденций в развитии нефтяной и газовой промышленности;
- горногеологические и нефтегазопромысловые основы совершенствования технологий освоения месторождений нефти и газа;
- проблемы технологического развития нефтяной и газовой промышленности;
- стратегические направления технологического развития в нефтегазовой промышленности – переход к шестому технологическому укладу.

Реализация разработанных в диссертационной работе рекомендаций может обеспечить:

- удовлетворение экономически обоснованного внутреннего спроса на нефть, газ и нефтепродукты;
- эффективную реализацию экспортного потенциала нефтяной и газовой промышленности;
- формирование сбалансированного производственного потенциала нефтяной и газовой промышленности (включая инфраструктуру добычи, транспорта и нефтепереработки);
- достижение максимальной бюджетной эффективности отрасли и стабильный долгосрочный рост ВВП.

1.1 Системно-исторический подход к изучению объектов нефтегазового комплекса

В русской дореволюционной историографии сторонники государственного подхода, в частности Н.М. Карамзин, С.М. Соловьев, исторические факты оценивали с точки зрения укрепления или ослабления самодержавной власти как стержня сильного российского государства. Тогда как ученые либеральных взглядов исторический путь России оценивали с точки зрения движения к демократии как залогом исторического процесса. После 1917 г. история могла существовать только в русле марксистско-ленинских догм. Процесс разрушения тоталитарного общества, начавшийся со второй половины 1980-х годов, привел к кризису всех общественных наук, в том числе и истории. Создавались новые подходы к освещению, как мирового исторического процесса, так, и особенно, российской истории, к которой в обществе возник повышенный интерес. В настоящее время при изучении истории, прежде всего, встает вопрос о ее методологии, и исследователи должны широко применять современные научные подходы и методы исследования, такие как системно-исторический, системно-структурный, генетический, проблемно-хронологический сравнительно-исторический, синхронно-хронологический, диахронный, многовариантности развития и др.

Известно, что системный подход позволяет с более широких познавательных позиций изучить сложнейшие объекты и процессы, установить их целостность и структуру, выявить основу (механизм) целостности объекта, определить и объяснить многообразие связей элементов системы, дать системно-исторический анализ развития системы и взаимодействия ее с окружающей средой.

Системный подход – направление методологии научного познания, в основе которого лежит рассмотрение объекта как системы: целостного комплекса взаимосвязанных элементов (И.В. Блауберг, В.Н. Садовский, Э.Г.

Юдин); совокупности взаимодействующих объектов (Л. фон Берталанфи); совокупности сущностей и отношений (Холл А.Д., Фейджин Р.И.).

Основные принципы системного подхода: целостность, иерархичность строения, структуризация, множественность и системность.

Важной процедурой является этап выделения системы, определение ее границ и отличий от вмещающей среды. Выделение систем – процедура не однозначная и зависит от целей и методов исследования реальных объектов или явлений, в том числе, объектов и явлений исторического характера. Известная относительность границ между системой и средой или между элементами (подсистемами) данной системы в истории очевидна, поскольку историографические системы почти никогда не бывают закрытыми, постоянно обмениваются с внешней средой. Обособление или выделение историографических систем всегда несет в себе некоторую условность и зависит от тех целей, которые ставит перед собою исследователь, в соответствии с которыми системный анализ может быть подразделен на следующие виды анализа:

- системно-исторический;
- системно-элементный или системно-комплексный;
- системно-структурный;
- системно-функциональный;
- системно-целевой;
- системно-ресурсный;
- системно-интеграционный;
- системно-коммуникационный и др. виды анализа.

Для решения поставленных задач в работе были использованы:

- системно-исторический анализ, позволяющий выяснить проведенные этапы возникновения системы нефтегазового комплекса Каспийского региона (НГК КР);
- системно-структурный анализ, выявляющий современную структуру и ресурсную базу нефтегазового комплекса;

– системно-функциональный анализ, заключающийся в выявлении процессов, современного состояния и перспективы развития системы.

Системно-исторический анализ на базе системно-структурных и системно-функциональных исследований является одним из основных научных методов исторического анализа. Исследования, основанные на ретроспективных реконструкциях, включают больше информации, чем исследования, основанные на пространственной экстраполяции, поэтому они более эффективны при построении прогнозных моделей и решении практических задач.

Понятие «система» в различных гносеологических толкованиях и содержательных интерпретациях давно и успешно используется в науке. Зачастую термин «система» является просто синонимом совокупности или комплекса тех или иных реальных объектов, явлений или действий. Предполагается, что эти объекты, явления или действия как-то связаны между собой и представляют, в известном смысле, единое целое. Более строгое определение понятию «система» дает общая теория систем, разрабатываемая в последние годы. Однако и сейчас еще нет общепризнанных формулировок, в равной мере пригодных для разных областей науки и техники.

Главными характеристиками систем являются структура (совокупность отношений между элементами системы), функция (совокупность реакций системы на изменение условий внутренней и внешней среды) и история (длительные, как правило, необратимые изменения); эти три взаимосвязанных аспекта, отвечающие существованию, проявлению и становлению системы, характеризуют ее в целом. Для решения поставленных задач нефтегазовый комплекс Каспийского региона в диссертации рассматривается в качестве макросистемы, состоящей из трех целостных мегасистем:

– ретроспективной (исторические и генетические, описывающие исторические процессы развития),

- статической (описывающая современные структуру нефтегазового комплекса),
- динамической (описывающие современное состояние и процессы в нефтегазовом комплексе).

Следует учитывать, что сложная макросистема, каковой является «нефтегазовый комплекс Каспийского региона», служит результатом эволюции более простых систем, для которых должны быть изучены генезис и эволюция - история становления и развития.

Таким образом, при использовании системного подхода на начальном этапе стояла задача представления изучаемого объекта – Каспийского региона в виде целостной макросистемы. На втором этапе для получения полного и корректного представления о системе необходимо исследование макросистемы в историческом, структурном и функциональном аспектах.

Целью структурного анализа является понимание того, каков состав системы (Каспийского региона) и какова связь между элементами ее структуры. На этом этапе структурного анализа производится поиск ответов на вопросы о составе надсистемы, в которую входит исследуемая система и о связи исследуемой системы с другими системами через надсистему. Необходимо установить связи рассматриваемой системы с внешней средой (надсистемой). Вполне очевидно взаимозависимость системы с экономико-промышленными комплексами прибрежных государств, составной частью которой она является, а также ее связь с мировой экономической надсистемой и мировым рынком УВ. Следующим важным аспектом системного исследования является функциональный аспект. Всю совокупность задач по исследованию нефтегазоносного комплекса Каспийского региона, а также необходимое для их решения теоретическое, методологическое, техническое и информационное обеспечение, следует рассматривать в качестве некоторой предметно-логической (материально-абстрактной) макросистемы (Рисунок 1.1).

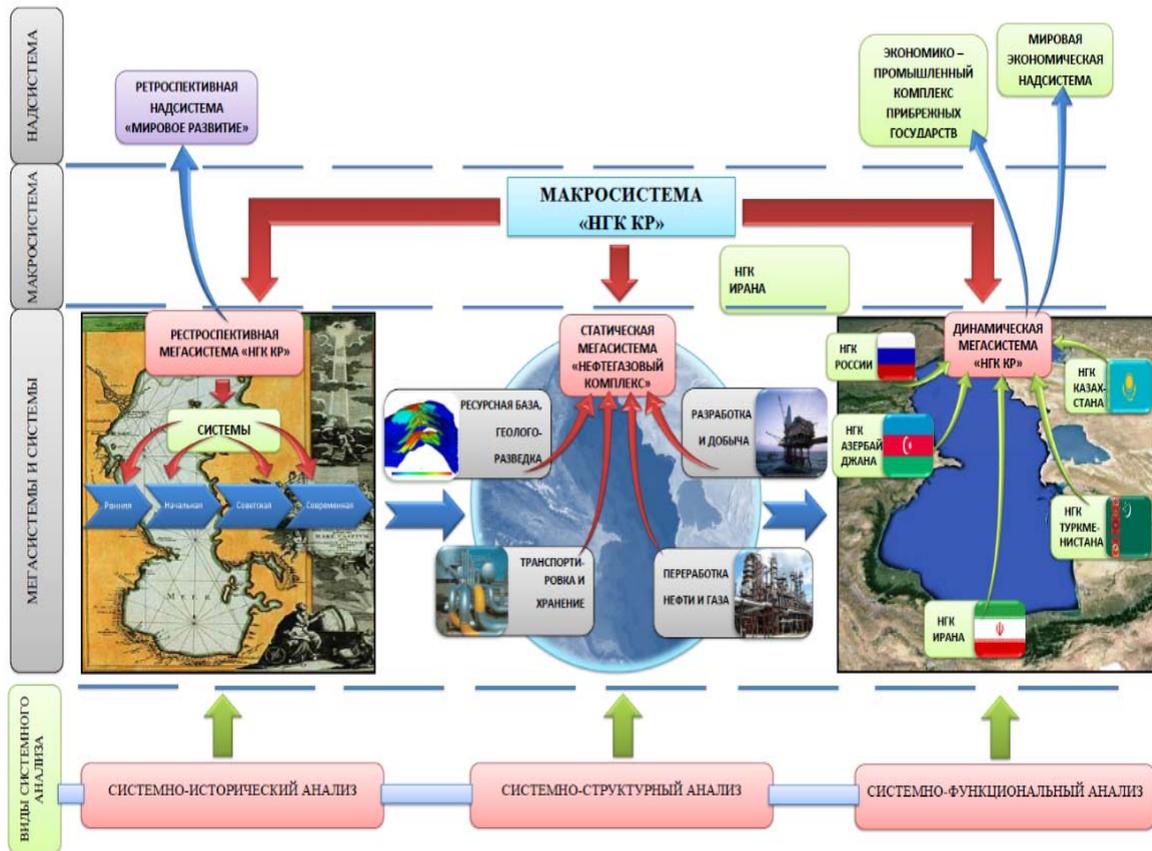


Рисунок 1.1 – Предметно-логическая (материально-абстрактная)
«Макросистема нефтегазоносного комплекса Каспийского региона»

Предметную часть этой макросистемы составляют материальные объекты и реальные системы: ресурсная база НГК КР и разведка УВ; разработка и добыча УВ; транспорт и хранение; переработка нефти и газа, а логическую часть – отражение реальных предметных систем в процессе их познания и историческая последовательность становления и развития нефтегазового комплекса Каспийского региона, оптимизация задач развития, создание рациональных комплексов, выбор перспективных направлений работ НГК КР.

Реальные геологические системы могут быть статическими, динамическими и ретроспективными. Абстрактные познавательные системы всегда динамические. Истина, познаваемая исследователем, относительна, ее прирост положителен.

Таким образом, на основе системно-исторического, системно-структурного и системно-функционального анализа были проанализированы:

– история развития научных знаний, технологий и техники освоения нефтегазовых ресурсов Каспийского бассейна, воссоздана целостная картина трансформационных процессов в нефтегазовом комплексе в историческом развитии и современном периоде;

– узловые вопросы структурных преобразований в нефтегазовом комплексе, показаны место и роль Российского государства в становления и развитии нефтегазового комплекса и в управлении стратегическим сегментом - нефтегазовой промышленностью в Каспийском регионе;

– эволюция развития нефтегазовой промышленности, характер и особенности преобразований в рыночных условиях в экономике прибрежных государств. Выявлены основные факторы, определяющие специфику развития нефтегазового комплекса и способствующие решению проблем его эффективного использования;

– основные направления развития нефтегазовой отрасли в отдельных секторах, Каспийского моря, определены взаимосвязи отечественных и иностранных нефтегазовых компаний с государством и их деятельность по освоению нефтегазовых ресурсов и применению современных, инновационных технологий и техники.

1.2 Методика исследований пространственно-временных характеристик недр и нефтегазовых объектов

В процессе исследований для изучения исследуемого региона применялись классические методы реконструкций условий осадконакопления в геологическом прошлом, такие как анализ мощностей и фаций, формационный состав отложений и фондовые данные. К основным методам, использованным в процессе реализации работы, относятся: палеотектонические и палеогеографические реконструкции, построение сводных структурных карт, численное пространственно-временное бассейновое моделирование и геохимические исследования.

Создание моделей тектонического развития – это реконструкция истории изменений во времени и в пространстве тектонических процессов, а также этапов заложения и кинематической активности разрывных нарушений и их систем в регионе. Для построения таких реконструкций бассейновой эволюции и эволюции разрывных систем в рассматриваемом районе были обобщены геолого-геофизические, литолого-петрологические, литолого-стратиграфические и геохимические другие данные по его строению.

Для изучения геодинамической эволюции структуры осадочных бассейнов Каспийского региона с помощью компьютерного моделирования была проведена реконструкция истории прогибания и осадконакопления, воздымания и эрозии осадков, а также истории и последовательности образования разломов и пликтивных структур в осадочном чехле рассматриваемого региона и отдельных его частей. Для исследования геофлюодинамических процессов было проведено моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем, элементов и процессов с использованием технологии бассейнового моделирования и программного обеспечения PetroMod (компании Schlumberger).

Исследование условий формирования осадочных бассейнов региона опиралось на тектоно-геодинамические палеорекострукции, отображающие взаимодействие геоструктурных элементов [5]. Для исследования и анализа таких геоструктурных и тектонических факторов необходима реконструкция этих процессов в течение всей ретроспективной истории путем бассейнового моделирования. Результаты исследований интегрируются в созданные трехмерные модели с учетом геодинамики и геофлюиддинамики.

Выводы по главе 1

Представлен системно-исторический подход к изучению объектов нефтегазового комплекса, методика исследований пространственно-временных характеристик недр и нефтегазовых объектов.

Систематизирован и конкретизирован понятийный аппарат исследования, в том числе, на базе анализа гносеологических толкований дано авторское определение понятий «система», «надсистема» и «макросистема», что обеспечило системный подход к изучению нефтегазового комплекса Каспийского региона: в системно-историческом, системно-структурном и системно-функциональном аспектах.

Обозначено, что в процессе исследований для изучения исследуемого региона применялись классические методы реконструкций условий осадконакопления в геологическом прошлом, такие как анализ мощностей и фаций, формационный состав отложений и фондовые данные.

Исследование условий формирования осадочных бассейнов региона опиралось на тектоно-геодинамические палеореконструкции, отображающие взаимодействие геоструктурных элементов.

Результаты исследований интегрируются в созданные трехмерные модели с учетом геодинамики и геофлюидодинамики.

ГЛАВА 2

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОСТИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ В КОНТЕКСТЕ ТЕОРИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УКЛАДОВ

Проблемы независимого технологического развития отражены в исследованиях В. Н. Анищенко [8], О. Н. Бабурина, Л. К. Гуриева [9], А. Е. Варшавского [10] С. В. Егерев [11], В. В. Ключкова, А. В. Дутова [12], Е. Б. Ленчук [13] С. Г. Ковалева [14, 15], F. Crespi, S. Caravella, M. Menghini, C. Salvatori [16], C. March, I. Schieferdecker [17], В. Л. Квинт, И. В. Новиковой, М. К. Алимурдова, Н. И. Сасаева [18].

Технологические революции привели к глубоким экономическим, социальным, культурным и политическим изменениям, и в настоящее время доступ к новым технологиям может иметь решающее значение для суверенитета ведущих государств, что приводит к их жесткой конкуренции за развитие своих технологических возможностей [173].

Одним из понятий теории научно-технического прогресса (НТП), является Технологический уклад – термин, который предложил ученый-экономист Николай Кондратьев. Начало каждого цикла характеризуется подъемом экономики, тогда как завершение – кризисами. На основе этой и других теорий российскими экономистами и была разработана концепция технологических укладов. Вначале 90-х гг. XX в. Д.С. Львовым и С.Ю. Глазьевым было введено понятие технологического уклада, которое представляет собой совокупность технологий, характерных для определенного уровня развития производства, охватывающего замкнутый воспроизводственный цикл от добычи природных ресурсов и профессиональной подготовки кадров до непроемленного потребления. Исходя из этой концепции, научно-технический прогресс (НТП) позиционируется как драйвер экономического роста, формирующий длинные волны (циклы) экономического развития. Каждый такой цикл начинается, когда новый комплект инноваций поступает в распоряжение производителей.

Основы последующего технологического уклада зарождаются, как правило, еще в период расцвета предыдущего, а иногда и предыдущего уклада.

Критерием отнесения производства к определенному технологическому укладу является использование в данном производстве технологий, присущих этому укладу, либо технологий, обеспечивающих выпуск продукции, которая по своим техническим, либо физико-химическим характеристикам может соответствовать продукции данного уклада.

Технологический уровень производства на каждом из технологических укладов тесным образом связан промышленными революциями (Рисунок 2.1). Обычно термин «промышленная революция» связывают с работами выдающегося британского историка-экономиста Арнольда Тойнби. Ученый описал промышленный переворот в Англии второй половины XVIII века. Хотя существует мнение, что авторами этого термина стали французские экономисты начала XIX столетия, которые были поражены экономическим ростом соседнего государства. Промышленные революции за свою более чем 250-летнюю историю буквально перевернули мир до неузнаваемости.

С наступлением «эры машин» начался индустриальный период развития мирового сообщества, в котором принято выделять технологические уклады. В истории становления и развития нефтегазовой промышленности выделяются пять технологических укладов:

Первый технологический уклад (1710–1840 гг.). Первая промышленная революция (индустрия 1.0).

Второй технологический уклад (1840–1920 гг.). Вторая промышленная революция (индустрия 2.0). «Эпоха нефти».

Третий технологический уклад (1920–1946 гг.). «Эпоха стали».

Четвертый технологический уклад (1946–1990 гг.). Третья промышленная революция (индустрия 3.0). «Эпоха морской нефти».

Пятый технологический уклад (1990–2030 гг.). Четвертая промышленная революция (индустрия 4.0). Современный этап развития нефтегазового комплекса Каспийского региона.



Рисунок 2.1 – Взаимосвязь технологических укладов с этапами промышленных революций

2.1 Первый технологический уклад (1710–1840 гг.)

Ранние этапы развития общества отличаются низким уровнем технологического развития, поэтому уклады общественного развития в ранний период принято относить к доиндустриальным, тип развития производства которых основывался на мускульной силе животных и человека, создании наиболее простых изобретений. Первые упоминания об обнаружении нефти на территории России относятся к XIV в. В Москве об «ухтинской» нефти узнали в 1383 г. от Стефана Пермского. Путешественники описали, как племена, живущие у берегов реки Ухта на севере Тимано-Печорского региона (современной Республики Коми), собирали нефть с поверхности реки и использовали ее для изготовления лекарственных препаратов, масла и смазки [174].

Нефть также наблюдали многочисленные путешественники на Северном Кавказе. Местные жители даже собирали масло ведрами, черпая ее из скважин глубиной до 5 м.

Известно, что жители русских княжеств использовали выходящую на поверхность нефть для смазки, иногда в медицинских целях и в некоторых случаях для освещения (не переработанная нефть плохо горела, а перерабатывать ее тогда еще не научились). Нефтяные изыскания продолжались, несмотря на трудные времена (Смуту, восстания и бунты).

Нефть, собранная на реке Ухта, впервые была привезена в Москву в 1597 г. В 1684 г. месторождения «черного золота» были обнаружены в районе Иркутского острога [175]. Около Иркутска и была обследована гора, из которой выходил пар, по запаху сходный с нефтью. Найденные в Иркутске образцы руд и красок отправлялись в Москву для заключения об их пригодности.

Доиндустриальный этап освоения Каспийского региона состоит из двух эпох: античная эпоха, охватывающая период с IV в. до н.э. до II в. н.э. и средневековая эпоха (III–X вв.).

Начиная с античной эпохи, Каспийский регион и Каспийское море являлись объектом изучения древних историков и природоиспытателей. Различные карты Каспийского моря свидетельствуют о большом интересе географов, историков и природоиспытателей разных стран к этому региону. За тысячелетнюю историю Каспийское море имело около 70 названий- Гирканским, Хазарским, море Варгана, Чекает-Дети, Джурджан, Сихай, Кользум, Ворукаша, Куккуз, Атырау, Кучук-Дениз, Ак-Дениз, Чаган-нор, Хвалынским, Сарайским, Табасаранским, Албанским, Дербентским, Шемахинским, Апшеронским, Ширванским, Сальянским, Муганским, Абескунским, Хорасанским, Гилянским, Мазандаранским, Туркменским, Аварским, Персидским, Дейленским, Курганским. Свое современное наименование Каспий получил по названию древних племен – каспиев, населявших правый берег Куры, близ моря во II тысячелетии до н.э. .

В 1717 г. Петр I в Париже показал знаменитому ученому Гильому Делилю рукописный вариант карты Каспийского моря, подготовленный русскими исследователями. В библиотеке Академии наук РФ хранится также анонимная навигационная карта Каспийского моря, разработанная в 1723 г., где обозначено и восточное побережье. Изложенное дает основание высказать суждение, что избранию Петра I членом Французской академии наук поспособствовала именно разработанная под его руководством карта Каспийского моря. Известна и другая карта, изданная в Амстердаме Р. Оттенсом и выполненная по приказу Петра I. В ней даны более точные координаты Каспия, чем известные по картам 1720 г. В 1723 г. исследователь Л. Берг отыскивает еще одну карту, составленную также после Мейера, предположительно в 1722 г.

В начале XIII в. арабский историк Мухаммед Бекран, посетивший Апшерон, в своей книге отмечал колодезную добычу нефти в Балаханах; т.е. колодцы представляли собой первые нефтяные источники (месторождения) Апшерона. Арабский географ Масуди в своих записках говорит о сураханской белой нефти и о сураханских «вечных огнях». Сураханский храм огнепоклонников «Аташкях» и подобные храмы, построенные на местах выхода нефти и газа (в селении Шубаны, на о. Пираллахи), были разрушены во время похода на Азербайджан Александра Македонского (356–323 гг. до н.э.), а затем и византийского императора Ираклия в 624 г. н.э. В 636 г. храм был восстановлен местными и изгнанными из Персии огнепоклонниками.

Марко Поло сообщал об использовании на Апшероне нефти в медицинских целях и для освещения, а также подтверждал вывоз нефти из Баку в страны Ближнего Востока.

Х. Казвини в своей книге «Нузхатал-Кулуб» (1339 г.) писал: «Величайшее месторождение нефти – в Баку. И есть там местность, где копают колодцы, дабы нефть выходила наружу и ее извлекают из тех источников».

По данным Амина Ахмеда ар-Рази, в начале XVII в. на Апшероне было около 500 колодцев, из которых добывалась черная и белая нефть.

С появлением в IX–X вв. независимых феодальных государств, в особенности, с усилением государства Ширваншахов в X–XIII вв., значительно возросла роль города Баку. Именно в этот период Баку превращается в крупный порт и центр международной транзитной торговли на Каспийском море. В целом в XI–XII вв. и позже мировая торговля, связывающая Азербайджан с Индией и Китаем, осуществлялась по сухопутной южной магистрали через Среднюю Азию и Иран и по северной дороге вдоль берега Каспийского моря мимо Дербентского прохода в страну хазар и далее.

Плавание руссов по Каспию в IX в. было обычным явлением и до середины X в. предпринималось с целью торговли и лишь иногда носило характер военных походов. Затем руссы начали стремиться к прочному обоснованию в западных прикаспийских областях. Первый крупный поход состоялся в 880 г. на Абаскун. Последующие походы совершались в 909-910 гг., 912-913 гг., 943-944 гг., 987 гг., 1030 г., 1032 г. и 1175 гг.

Первый технологический уклад (1710–1840 гг.) в России охватывает 1710–1840 гг. и совпадает с первой промышленной революцией, связанной с использованием энергии воды, что привело к механизации труда - заменой мускульной силы на энергию пара и внедрением новых технологий «Индустрия 1.0».

Первая промышленная революция началась в 1780-х и продолжилась до середины XIX века. Научные открытия и механизация производства (XVIII век) – вот основные предпосылки промышленного переворота, за которыми последовали «изобретение» чугуна, первый телеграф, токарный, фрезерный станки и многое другое. Начало революции положило изобретение парового двигателя Джеймсом Уаттом и русского инженера И.И. Ползунова. Универсальность машины позволила внедрить ее в самые разные отрасли, в том числе, в нефтедобывающую промышленность.

Зародившись в Англии, промышленная революция распространилась на ряд других стран: Нидерланды, Францию, США и другие. В Россию она придет позже – в 1830-е годы, при этом большое влияние будет иметь иностранный капитал.

В 1721 г. рудознатец Григорий Черепанов из Мезени нашел нефтяной ключ – капельный выход нефти со дна реки Ухты и подал об этом донесение в Берг-коллегию.

В 1724 г. в Петербург было доставлено в 8 бутылках (четвертях) примерно 24 л первой русской нефти из ключа на реке Ухте.

Таким образом, Петр Первый дал импульс и сам внес существенный вклад в обустройство первого в России государственного нефтепромысла. Он обеспечил нефтепромысел финансами, транспортом, людьми, организовывал исследования по выяснению производительности нефтяного ключа, его возможной эксплуатации и прибыльности и обязал Берг-коллегию, Обербергамт и руководство Архангелогородской губернии оказывать максимальное содействие обустройству промыслов.

В результате на реке Ухте появился нефтепромысел, на котором работал первый нефтяник России Григорий Черепанов. Продолжателем дела Григория Черепанова стал русский рудоискатель Федор Прядунов.

В 1745 г. Федор Прядунов, получив разрешение начать добычу нефти со дна реки Ухты, организовал первый кустарный нефтепромысел в России там же на Севере России, «при малой реке Ухте», приток Ижмы, впадающей в реку Печору.

В 1813 г. в Российскую Империю вошли Бакинское и Дербентское ханства с их богатейшими нефтяными ресурсами. В Туркмении также были обнаружены огромные запасы нефти. В районе горного массива Небит-Даг нефть добывалась уже более 800 лет назад. В 1821 г. туркмены на лодках по Каспию вывезли в страны Ближнего Востока более 640 т сырой нефти. В то время нефть добывали из колодцев, где она накапливалась естественным путем [175].

В 1823 г. на Кавказе вблизи крепости Моздок крепостные крестьяне братья Дубинины соорудили завод по перегонке нефти [73].

Царская Россия не имела газовой промышленности как самостоятельной отрасли. Хотя первые газовые заводы появились в Петербурге с 1835 г., в Москве с 1865 г., производство газа было ничтожно. Развитию газового дела в России препятствовало то, что газовые заводы долгое время оставались в руках английских и французских компаний, отпускающих потребителям газ низкого качества по непомерно высоким ценам.

Первые газовые фонари зажглись в России на Аптекарском острове Санкт-Петербурга (1819 г.). Позднее по инициативе зарубежных предпринимателей возникло общество газового освещения северной столицы с монополией на промышленное производство и продажу газа. К концу XIX в. кроме Москвы и Санкт-Петербурга были газифицированы Киев, Харьков, Ростов-на-Дону, Одесса, Рига, Вильно, Тверь и Казань. Газ постепенно начинают использовать для нужд промышленности: варки стекла, закалки металла, опалки тканей. Принято считать, что газовая промышленность России зародилась в 1835 г., когда в Санкт-Петербурге методом сухой перегонки угля начали вырабатывать искусственный газ, названный светильным.

Первый технологический уклад в Каспийском регионе. Освоение нефтегазовых ресурсов Каспийского региона продолжалась с применением колодезной добыча нефти. В этот период в Баку функционировало 72 нефтяных колодца, а также ряд других нефтяных источников вдоль западного побережья Каспия. В 1813 г. число колодцев составляло 116, в 1825 г. – 125 (Таблица 2.1). Извлечение нефти из колодцев производилось кожаными мешками с помощью небольшого ворота.

Этот этап характеризуется усилением российского влияния в регионе. В XVIII в. с целью изучения Каспийского региона царская Россия направила в регион несколько экспедиций, носивших военно-разведывательный характер. Это было сделано с целью упрочения позиций России в бассейне Каспия и вовлечения всего Кавказа в сферу своих интересов. В первой

четверти XVIII в. Бакинским районом заинтересовался Петр I, которого привлекала так называемая «белая нефть», которая издавна добывалась в окрестностях Баку. До этого времени все нефтяные источники Баку принадлежали бакинскому хану Гусейну. Царское правительство освободило нефтяные промыслы от всех налогов на 7-8 лет, давая возможность населению безвозмездно заниматься торговлей и добычей нефти.

Таблица 2.1 – Первый технологический уклад (1710–1840 гг.) в нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе

Ключевые исследования и события	Технологии в нефтегазовой отрасли
<ul style="list-style-type: none"> – -механизация с использованием энергии воды и пара; – -исследование Каспия и создание карт Каспийского моря; – -создание Каспийской флотилии; – -присоединение Бакинского ханства к Российской империи; – - образование доходной статьи для нефтяных колодцев – -откупная система (1813–1829 гг.), и разработка откупщиками нефтяных источников. 	<ul style="list-style-type: none"> – колодезная добыча нефти; – в 1813 г. число колодцев составляло 116, в 1825 г. – 125; – годовая добыча 250-300 тыс. пудов (4-5 тыс. т); – извлечение нефти из колодцев кожаными мешками с помощью небольшого ворота.

В 1701 г. Петр I издает Указ о создании Каспийской флотилии и уже к 1721 г. здесь имеются 117 российских судов. Одновременно продолжается и географическое исследование Каспия. К Каспийским берегам был направлен находившийся на российской службе «капитан морского флота» Еремей Мейер, который исследовал море в 1699–1703 гг. и подготовил карту Каспия [18, 20, 22, 28-30, 34, 35, 39, 44, 45, 51, 66, 69, 70, 72].

Важной причиной растущего интереса к прикаспийским провинциям в Центральной Азии стало наличие в районе реки Аму-Дарьи месторождений так называемого «зернистого золота», куда по заданию сибирского губернатора М. Гагарина для проверки фактов в 1713 г. направился тобольский аристократ Ф. Трушников. Для изучения всего комплекса вопросов создаются две экспедиции: одну из них возглавляет подполковник И. Бухольц, другую А. Бекович-Черкасский.

Собрав все основные сведения о Каспийском море и прибрежных провинциях, а также воспользовавшись беспорядком, царившем в Сефевидском государстве в начале XVIII в., Петр I в июле 1722 г. совершил поход в прикаспийские земли и в августе того же года захватил Дербент. Однако главной целью был богатый нефтью Бакинский район. Захватив нефтеносные провинции Каспийского бассейна, Петр I обеспечивал выход России в «теплые моря».

Его походу на Каспий предшествовал ряд экспедиций А. Черкасского (1714–1717 гг.), К. Вердена, Ф. Соймонова, В. Урусова (1719–1720 гг.), дипломатическая миссия А. Волынского в Иран и Азербайджан (1716–1718 гг.). Позиция России в этом регионе в течение второй половины XVIII в. имела тенденцию к усилению, что привело, в конце концов, к установлению ее полной гегемонии в начале XIX в. В определенной мере этому способствовала активизация во второй половине XVIII в. исследований русскими учеными и военными топографами всего Каспийского бассейна. Были предприняты экспедиции И. Токмачева (1764–1764 гг.), С. Гмелина (1771–1774 гг.), М. Войновича (1781–1782 гг.).

При императрице Екатерине II Россия значительно усилила свою экспансионистскую политику во всем Кавказско-Каспийском регионе. При новом императоре Александре I (1801–1825 гг.) политика России в Кавказско-Каспийском регионе вновь активизировалась и была направлена на завершение дела, начатого Петром I и продолженного Екатериной II.

В 1806 году из ханских нефтяных колодцев была образована доходная статья и они были даны на откупное содержание. Способы добывания и утилизации нефти в то время были весьма примитивны, и население извлекало ее из открытых ям и весьма неглубоких, главным образом природных колодцев. «Извлечение нефти из колодцев приводилось кожаными мешками ручным способом или же с помощью небольшого ворота (Рисунки 2.2, 2.3).



Рисунок 2.2 – Добыча нефти колодезным способом



Рисунок 2.3 – Колодезная добыча нефти в Бакинских промыслах

Годовая добыча нефти в первой половине XIX в. оставалась фактически на одном уровне – 250–300 тыс. пудов (4–5 тыс. т). В 1813 г. число колодцев составляло 116, в 1825 г. – 125, 1850 г. – 120, 1860 г. – 218. Тому периоду была характерна большая неразбериха в правах на минеральные ресурсы на Апшероне, вызванная большим количеством собственников со стороны российского правительства, местных властей и частных претендентов. Правительство, обладавшее большинством нефтеносных земель, использовало откупную систему (1813–1829 гг.), и разработка откупщиками нефтяных источников осуществлялась на основе специального разрешения. С 1825 по 1849 гг. российское правительство осуществляло разработку месторождений нефти самостоятельно. Откупная система была возобновлена лишь в 1849 г. и использовалась вплоть до 1872 г. После 1871 г. было прекращено использование отдельного откупа и правительство установило практику продажи разрешений с молотка. Эта система была создана с целью обеспечения роста нефтяной промышленности путем открытия рынка для инвесторов с существенным капиталом, желающих заняться широкомасштабным, механизированным производством.

Главными проводниками технологического развития и суверенитета являются ученые – исследователи и инженерные кадры. В разные периоды технологическое развитие также обеспечивали ремесленники, купцы и финансисты. Технологическое развитие в этом укладе тесно связано научными исследованиями и проектами российских ученых и инженеров.

В 1739 г. выходит первый труд «О нефти» академика И.В. Вейтбрехта, содержащий максимум сведений об апшеронской нефти. Данный трактат «О нефти» основывался на достоверных материалах известного гидрографа и государственного деятеля Ф.И. Соймонова, который направил данные своих исследований в Российскую Академию Наук еще в 1728 г. Он подробно описал находящиеся на Апшероне нефтяные колодцы и представил план месторождений нефтяных газов. Под руководством Ф.И. Соймонова, исследовавшего Каспий с 1719 по 1727 гг., был напечатан в 1731 г. первый

атлас Каспийского моря с текстом. Достоверные данные о нефтяных источниках Апшерона можно найти и у академика С.Г. Гмелина, посетившего Баку в 1770 г. Он изучал методы сооружения бакинских нефтяных колодцев, впервые высказав идею о возможности бурения на газ и использования его как топлива. Небезынтересно высказывание Фридрих Маршал фон Биберштейна Федора Кондратьевича (1768–1826 гг.) – известного русского ботаника и путешественника, посетившего Баку в 1796 г.: «Апшеронский полуостров содержит неиссякаемый запас нефти...» [85].

Выдающийся русский естествоиспытатель Эйхвальд Эдуард Иванович посетил Баку и совершил путешествие по Кавказу и Каспийскому морю в 1825–1827 гг. Особенно подробно Эйхвальд описывает колодцы с ценной белой нефтью в своем сочинении «Reise auf dem Caspischen Meer und Caucasus» [22]. Подполковник корпуса горных инженеров Н.И. Воскобойникова занимать пост директора бакинских нефтяных и солевых промыслов (в 1825 г. и в 1834–1838 гг.), что положительно отразится на развитии нефтяного дела. К его основным заслугам следует отнести разработку обширного плана действий в области добычи, разведки, хранения, перевозки и сбыта нефти. По его проектам в окрестности Баку – Балаханах, у подножия вулкана (Бог-Бога) строится нефтеперегонный завод, работающий по новой технологии. Прогрессивность технологии производства этого предприятия не раз отмечалась специалистами – современниками. Завод, производящий горючее, для нагрева нефти впервые в истории использует природный газ.

2.2 Второй технологический уклад (1840-1920 гг.)

Второй технологический уклад, охватывающий 1840–1920 гг. совпадает со второй промышленной революцией (Индустрия 2.0) связанной с электрификацией Вторая промышленная революция (Индустрия 2.0) приходится на вторую половину XIX – начало XX века. Электричество стало знаменем второй промышленной революции. Открытия Алессандро Вольта,

Георга Ома, Андре-Мари Ампера и других ученых нашли свое применение в промышленном производстве. Вершина промышленного развития в эти годы – двигатель внутреннего сгорания. Крупнейшая электротехническая компания Siemens & Halske еще в 1850-е годы стала одним из главных производителей телеграфной сети для России. Началом Первой мировой войны ознаменовался конец этого периода промышленной истории.

В 1879 г. Александр II подписал «Высочайше утвержденный Устав «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель», в соответствии с которым *«Государь император соизволил разрешить Людвигу Эммануиловичу Нобелю в Санкт-Петербурге, Роберту Эммануиловичу Нобелю в Баку, Альфреду Эммануиловичу Нобелю в Париже и гвардии полковнику Петру Александровичу Бильдерлишу учредить «Товарищество на паях»* [176].

В 1890 г. инженер В. Шухов предложил способ расщепления сложных углеводородов мазута и получения светлых нефтепродуктов – термический крекинг, который успешно применяется до настоящего времени. В 1879 г. И. Костович изобрел первый двигатель внутреннего сгорания, и это положило начало промышленному использованию бензина, который до этого времени был нежелательным продуктом нефтепереработки [73].

Применение механического способа бурения способствовало возрастанию добычи нефти. Если за 50 лет с 1821 по 1872 г. в России было добыто всего 361 тыс. т нефти, то уже за один 1879 г. добыча нефти составила 402 тыс. т, в 1882 г. – 827 тыс. т, а в 1892 г. – 4670 тыс. т. [73].

В 1864 г. отставной уланский полковник А. Н. Новосильцев пробурил скважину в долине реки Кудако близ Анапы (Краснодарский край), из которой ударил первый в России нефтяной фонтан. А. Н. Новосильцев [143] впервые применил механическое ударно-штанговое бурение нефтяных скважин с помощью паровой машины [144].

По предложению Д.И. Менделеева был построен первый в России нефтепровод. Он был инициатором развития разностороннего использования нефти как химического сырья, а не в качестве топлива [73].

Добыча нефти из колодцев велась также на юге России на Кубани в Тамани. В 50-х годах XIX века здесь за год добывали от 1000 до 3000 ведер «черного золота». С приходом на Кубань казаков, таманскую нефть стали использовать для нужд Российского флота и Черноморского казачьего войска [174].

1864 г. стал особой вехой отечественной нефтяной промышленности и ознаменовался переходом от ручного привода станков для бурения нефтяных скважин к машинному. Механический ударный способ добычи нефти впервые разработал и применил дворянин, гвардейский полковник, инженер Ардалион Николаевич Новосильцев (1816–1878) [174].

6 октября 1893 года из скважины 1–1 на Старо-Грозненской площади получен мощный нефтяной фонтан [144]. Скважина была пробурена ударно-канатным способом под руководством мастера Н. П. Муравьева и инженера Л. И. Баскакова. С этого времени началось промышленное освоение грозненских месторождений. В 1895 г. предприниматель И. Ахвердов организовал первый завод по перегонке грозненской нефти. Началась промышленная переработка нефти в Грозненском нефтяном районе [143].

На Кубани в бассейне реки Кудако (сегодня – Крымский район Краснодарского края) были получены первые фонтаны, дававшие в сутки по три бочки нефти [174].

В России на заводах братьев Дубининых (1823 г.), а в Америке химиком Б. Силлиманом (1855 г.), было доказано, что из нефти можно выделить керосин – осветительное масло.

Огромный вклад в разработку и внедрение новых технологий в нефтяную промышленность России внес выдающийся ученый Владимир Григорьевич Шухов (1853–1939 гг.).

К 1904 г. ежегодный объем российского экспорта керосина, мазута и сырой нефти достиг 1,4 млн т. Торговлей российской нефтью и нефтепродуктами в то время занимались в основном иностранные компании – «Роял Датч Шелл», «Братья Ротшильд» и другими [174].

В 1918 г. удельный вес нефтяных районов в общеимперской добыче нефти по регионам составлял: Азербайджан – 82,6%, Грозный и Дагестан – 13,1%, Средняя Азия – 2,0%, Казахстан – 1,3%, Азово-Черноморский край – 1,0%. После упадка в 1905 г. добыча бакинской нефти в 1909 г. поднялась до 8,2 млн т, затем в 1913 г. понизилась до 7,2 млн т, а в 1914 г. дошла до 7,0 млн т.

В 1914 г. в России было добыто 8,9 млн т нефти, а переработано всего лишь 6,56 млн т, т.е. 74% от общей добычи. Остальная нефть была использована как котельное топливо. При этом из 6,56 млн т переработанной нефти на долю мазута приходилось 4,48 млн т, т.е. 58%. Эти данные красноречиво свидетельствуют о хищническом истреблении ценного сырья. В Таблице 2.2 приведены данные, характеризующие общий выпуск нефтепродуктов в России.

Таблица 2.2 – Характер распределения нефтедобычи в России в 1915 г. между крупными и мелкими фирмами (%)

Нефтяные районы	Фирмы			Всего крупных фирм	Всего мелких фирм
	гр. Нобеля	гр. «Шелл»	гр. «Стандард ойл»		
Бакинский	11	11	26	52	48
о. Челекен	35	-	-	35	65
Грозненский	-	36	7	44	56
Урало-Эмбенский	37	59	-	95	5
Кубано-Черноморский	-	-	-	-	100
Ферганская область	39	-	61	100	-
По всей России	14	16	22	52	48

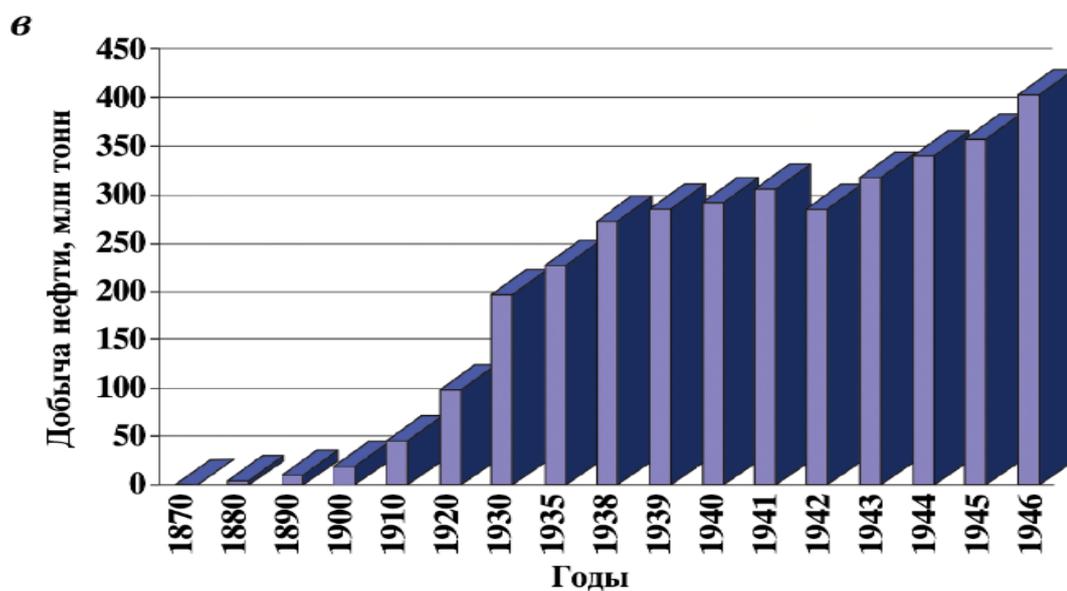
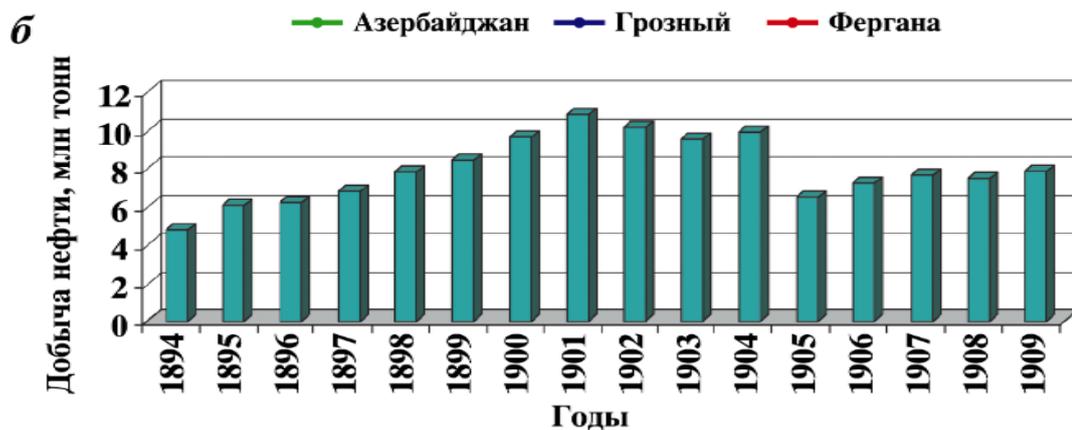
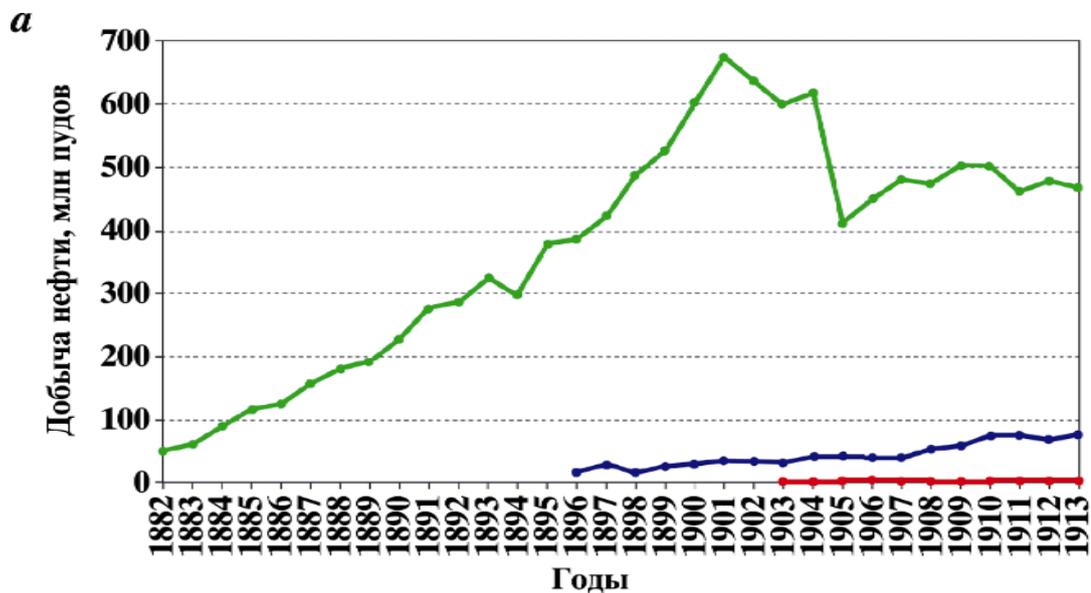
В конце XIX в. нефтепромышленник Нобель пробурил в Туркменистане на Челекене первые скважины, давшие промышленные притоки, а к 1900 г. нефть здесь добывалась уже 23 фирмами [60, 63].

Первыми вероятность нахождения в Казахстане промышленных запасов нефти отметили российские военные, путешественники и ученые. Сведения о нефтеносности казахской земли встречаются, например, в записках А. Бековича-Черкасского, направленного по указу Петра I из Астрахани в Хиву. Эта экспедиция в 1717 г. пересекла территорию Атырауской области и собрала общие географические и гидрогеологические данные об этой местности, включая сведения о нефти. Урало-Эмбинский район в течение XVIII и первой половины XIX веков посетили исследователи: И. Лепихин (1771 г.), П. Рычков (1772 г.), П. Паллас (1775 г.), С. Гмелин (1783 г.) и другие. Нефтяная промышленность в Казахстане зародилась в конце 19 в. В ноябре 1899 г. в Карашунгул забил первый фонтан нефти, с этого и началась история Казахстанской нефти. Месторождение нефти Доссор было открыто в 1905 г. И.М. Губкиным. Промышленную добычу на месторождении Доссор в Урало-Эмбенском нефтегазоносном бассейне начали в 1911 г. 29 апреля 1911 г.: из скв. №3 в урочище Доссор ударил мощный фонтан. В 1910–1913 гг. возникают крупные акционерные нефтяные компании, все при непосредственном участии английского капитала, который стал пионером масштабного промышленного освоения нефтяных богатств Казахстана. Это Западно-Уральское нефтяное общество с ограниченной ответственностью (1912 г.), Центрально-Урало-Каспийское общество (1912 г.), зарегистрированное в Лондоне в 1914 г., Северо-Каспийская нефтяная компания, нефтепромышленное и торговое акционерное общество «Эмба» (1911–1919 гг.). В 1913 г. в производстве нефти Урало-Эмбинский район занимал в России третье место после Баку и Грозного и давал 3 % всей добычи нефти в 1914 г. [18] (Рисунок 2.4).

1911 г. «Урало-Каспийское нефтяное общество» Н. Н. Лемана организовало глубокое бурение на Доссоре (поселок в Макатском районе

Атырауской области Казахстана), и 29 апреля из скважины №3 с глубины 226 м был получен мощный фонтан нефти [144].

В 1914 г. введен в эксплуатацию нефтепровод «Грозный – Петровск-Порт» (ныне – Махачкала) [144].



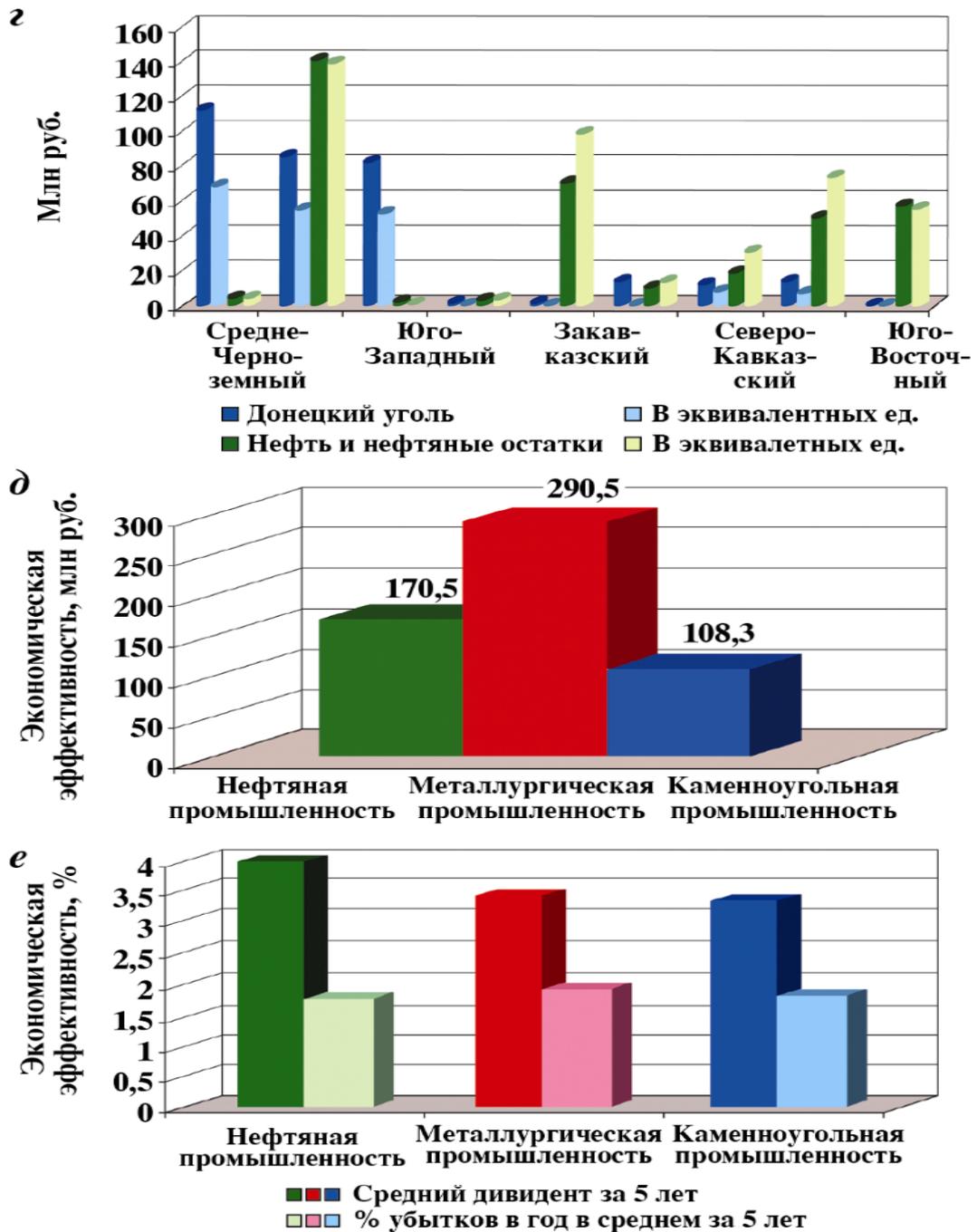


Рисунок 2.4 – Графики, характеризующие добычу нефти в России: а – добыча нефти в регионах России в период с 1882 по 1913 гг.; б – добыча нефти на бакинских нефтяных промыслах 1894–1909 гг.; в – мировая добыча нефти в 1870–1946 гг.; г – распределение главных видов топлива по районам России в 1907 г.; д, е – экономическая эффективность нефтяной промышленности в дореволюционной России [13]

Во втором технологическом укладе особое место занимает развитие становления и развития научных знаний о нефтехимии и технологий переработки нефти и газа

До 50-х гг. XIX в. для освещения в лампах использовалось исключительно растительное масло. В 1839 г. Селиг в г. Отен в Бургундии, перегоняя смолистый сланец, получил масло, отлично горевшее в лампах, и назвал его фотогеном. Так как фотогеновое производство сулило большие прибыли ввиду дороговизны растительного масла, в Европе стали возникать фотогеновые заводы. Примерно в это время американский профессор Силлиман получил из нефти схожее с фотогеном масло – керосин, – более дешевое вследствие большого его выхода (до 60 %) из нефти. Хотя в России керосин был известен еще в 20–30-е гг. XIX в., дело не пошло дальше лабораторных опытов. Вскоре американский керосин занял ведущее место на внутрироссийском рынке. Это обстоятельство вновь обратило внимание правительства на богатейшие азербайджанские месторождения. Первую попытку создания нефтеперерабатывающей промышленности предпринял барон Торнау, однако вплоть до участия Д.И. Менделеева производство фотогена оставалось нерентабельным. Магистр химии при Московском университете Эйхлер предложил в качестве сырья использовать не кир, а саму нефть, а в качестве реагента очистки – H_2SO_4 и затем щелочь. В результате полученный керосин оказался лучше американского. В общем объеме выработки нефтепродуктов значительную долю составляли осветительные масла (около 26 %), далее шли смазочные масла, причем процент выработки последних постепенно увеличивался: с 16,5 млн пудов в 1909 г. до 23,4 млн пудов в 1913 г. (с 4,8 до 7,3 %). Бензина вырабатывалось еще очень мало (рисунок 4.2). Значительную часть (почти 50 %) составляли нефтяные остатки. Стабильно производилась очистка нефтяных продуктов, в больших количествах производились смазочные и осветительные масла (Таблицы 2.3, 2.4).

Таблица 2.3 – Выпуск нефтепродуктов в России в период с 1906 по 1910 гг.

Нефтепродукты	Выпуск нефтепродуктов в тоннах				
	Годы				
	1906	1907	1908	1909	1910
Керосин	1344000	1466352	1455072	1527552	1457248
Смазочные масла	288000	243200	248160	257872	276944
Топочный мазут	4160000	4153984	3860064	4007008	4305728
Бензин	86080	53056	58864	62656	88752
Соляровые масла	96000	63984	37360	45488	70864
Смазочные (мазут)	0	38368	51248	47056	55808
Смеси (горные)	19840	25392	27040	30672	33504
Масляные остатки	54400	64464	70960	64384	81248
Кислые и щелочные отбросы	8592	6224	6768	8496	10224
Сырая нефть на топливо	16000	8912	24624	40160	19072

Таблица 2.4 – Выпуск продуктов нефтепереработки в России в 1899 г.

Продукт	Объем выпуска, тыс. т	%
Керосин	2510,0	33,6
Смазочные масла	239,9	3,1
Соляровые масла	27,1	0,3
Бензин	7,1	0,0
Нефтяные остатки и проч.	4976,1	63,0
Всего	7762,3	100,0

Однако начало промышленному использованию нефти было положено после изобретения крекинг-процесса. Впервые разработанные Владимиром

Шуховым (1891 г.) и позже Вильямом Бартоном (1913 г.) основы термического крекинг-процесса, дали возможность превращать высокомолекулярные углеводороды в низкомолекулярные, а уже после детального изучения особенностей крекинг-процесса около половины добываемой нефти перерабатывалось в бензиновые фракции (Рисунок 2.5). Позже крекинг-процесс был дополнен созданием способа каталитического гидрирования насыщенных углеводородов, образующихся при расщеплении углеводородов нефти.

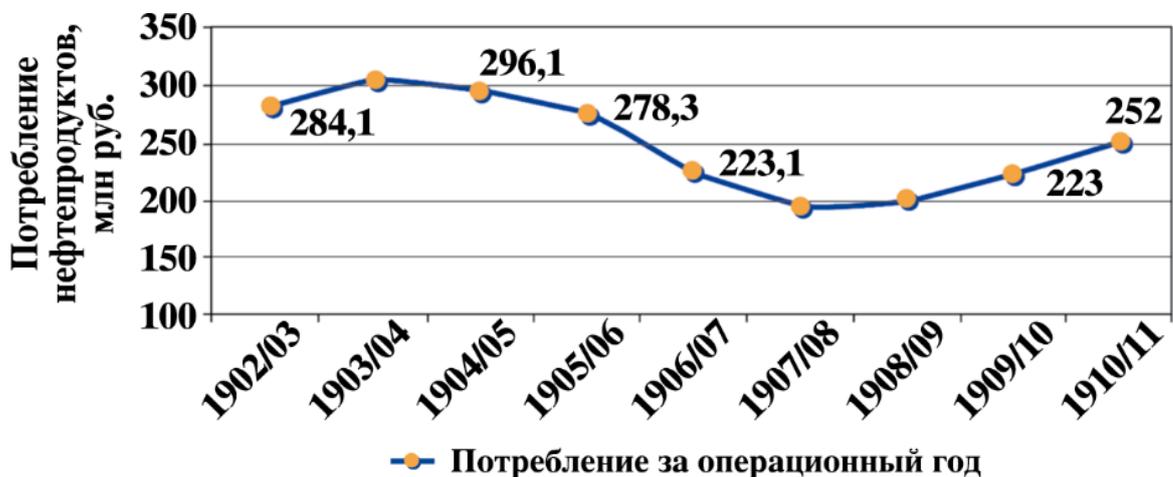


Рисунок 2.5 – Потребление нефтепродуктов в России в 1902–1911 гг.

Второй технологический уклад в Каспийском регионе может быть названа «Эпохой нефти» (Таблица 2.5).

В Каспийском регионе в 1846 г. впервые в мире, на 10-11 лет раньше, чем в Пенсильвании (США), было начато бурение нефтяной скважины на Биби-Эйбате. по инициативе Н. И. Воскобойникова и горные инженеры К. Юндзилла, П. Кульшина, И. Комарова. 14 июля впервые в мире была пробурена нефтяная скважина (глубина до 21 м) ударно-штанговым способом с ручным приводом бурового станка. В проекте участвовал Владимир Николаевич Семенов, член Совета Главного Управления Закавказского края. Эту первую нефтяную скважину принято считать началом нефтяной промышленности России. Бакинский нефтяной район,

бывший вначале единственным, и в дальнейшем сохранил значение главного поставщика нефти в России.

Таблица 2.5 – Особенности второго технологического уклада (1840–1920 гг.) в нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе

Ключевые исследования и события	Технологии в нефтегазовой отрасли
<ul style="list-style-type: none"> – электрификация и изобретение двигателя внутреннего сгорания; – модернизация российского военно-морского флота; – применение дизельных двигателей, работающих на сырой нефти; – переход пароходов Каспийского, Черноморского, а также речного флота России на бакинскую нефть; – в 1879 г. насчитывалось 126 фирм; – в 1879 г. учреждено «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» («Бр. Нобель»); – в Бакинском районе функционировали 12 английских компаний с капиталом 60 млн руб.; – отмена откупной системы; – в 1883 г. было завершение Транскавказской железной дороги от Батуми до Баку. 	<ul style="list-style-type: none"> – в 1846 г. впервые в мире начато бурение нефтяной скважины в Биби-Эйбате Бакинского нефтяного района; – внедрение штангового бурения, клепания обсадных труб, предохраняющих скважины от завалов; – в 1890 г. ударный способ бурения сменил вращательный; – рост количества и глубины буровых скважин; – в 1884 г. применение паровых машин для бурения – замена паровых двигателей газовыми; – использование электричества для передачи механической энергии буровому оборудованию; – начало нефтепереработки на керосиновых и нефтеперерабатывающих заводах в Баку.

В конце 1909 г. началась засыпка песком Биби-Эйбатской бухты, что позволило добывать нефть на Каспийском море. По архивным данным, в 1842 г. всего на Апшероне имеется 136 фирм, в 1850 г. – 120; в 1860 г. – 218. В 1879 г. насчитывалось уже 126 отдельных фирм и предпринимателей, добывавших нефть на площади в 411 десятин, из которых казенных земель было 259 десятин, и частновладельческих – 152.

Разработка нефтяных залежей осуществлялась в районе Баку с 1873 г. Извлечение нефти из колодцев приводилось кожаными мешками ручным способом (Рисунки 2.6, 2.7). Возникновение фонтанов нефти (Рисунок 2.8) часто объясняли попаданием скважины на «приток», т.е. на подземную «нефтяную реку или озеро». Полагалось, что если эти две скважины дают нефть, то существует очень высокая вероятность того, что продуктивной окажется и скважина, расположенная между ними. Однако, в связи с непрерывным ростом спроса на нефть, при одновременном уменьшении числа еще не исследованных выходов нефти и увеличении глубины скважин, расходы на поисковые работы стали расти, а вероятность успеха становилась все меньше и меньше.



Рисунок 2.6 – На нефтепромысле в Баку, работа вручную, 1889 г.



Рисунок 2.7 – Колодезная добыча нефти в Баку



Рисунок 2.8 – Сбор нефти, разлившейся по поверхности земли в результате фонтана

Техническое совершенствование бурения скважин и добычи нефти являются прямым отражением развития нефтепромышленности в целом. После отмены откупной системы наблюдается интенсивный рост количества буровых скважин и пройденных саженей. Рекордным был 1900 год, когда в Баку было пройдено 83 140 саженей.

Бурить собственными силами могли только крупные фирмы, имевшие в своей организации буровые конторы. Остальные пользовались услугами различных обществ подрядного бурения, действовавших в то время в Баку. Популярностью пользовались подрядные фирмы Х. Шнейдера, Свягина, Ф.Ф. Тапкена, Р.В. Зорге, Бурова, М. Мухтарова, Ш. Рамазанова, М.Л. Полякова, М. Дадашева, Б. Абиева; товарищества «Бур», «И. Штрассер», «Union», «Бурунафт», «Ватан», «Кавказ», БАМНИТО и др. [18].

В Бакинских промыслах успешно применялись способ штангового бурения, клепания обсадных труб, предохраняющих скважины от завалов. В 1890 г. ударный способ бурения сменил вращательный. Применение штангового бурения с частотой 35–40 ударов в минуту вместо канатного ускорило продвижение труб в грунт. Цементация скважин предохраняла их от притока воды. Обычно бурение начиналось с диаметра 36–38" и доходило до 8" на глубине, достаточной для добычи нефти, но не далее 350–400 саженей. Средняя глубина скважин с фонтанной добычей превышала таковую с тартальной.

В 1876 г. было произведено промышленное бурение скважин в Туркмении, что положило начало деятельности известного в истории предприятия «Товарищество братьев Нобель».

Этот период характеризовался ускоренным развитием железнодорожного и водного транспорта на основе паровых машин, широким внедрением паровых двигателей в промышленное производство.

8 и 9 октября 1888 г. с двухдневным визитом в Баку находился российский император Александр III (1845–1894 гг.) с семьей. Он посетил черномородский нефтяной завод фирмы «Бр. Нобель», нефтепромыслы

ротшильдского «Каспийско-Черноморского общества» и Шамси Асадуллаева в поселках Балаханы и Сабунчи (Рисунок 2.9). Характерно, что царское правительство активно поддерживало образование и развитие крупных фирм, так как более организованные в производственном отношении, они лучше представляли интересы промышленности.



Рисунок 2.9 – Бакинские нефтяные промыслы Сабунчи

Добыча нефти в Бакинском районе после 1901 г. начала снижаться, но и в 1904 г. она все еще держалась на сравнительно высоком уровне – 10,1 млн т, а в 1905 году она сразу упала ровно на треть – до 6,7 млн т. Вследствие этого роль России, как нефтедобывающей страны, с 37,9 % в 1904 году понизилась до 26,8 %, а роль США повысилась с 51,7 до 61 %. Наиболее важным достижением нефтяной промышленности России в 1880-1890 гг. стал прорыв каспийской нефти на мировой рынок. Проникновение зарубежного капитала в бакинскую нефтедобычу началось с приезда братьев Нобелей, в конце XIX в. сыгравших огромную роль в ее развитии [52, 60, 63, 74-78]. В 1875 г. семья Нобелей закупила обширные Балаханские месторождения и построила свой нефтеперегонный завод. В 1877 г. ими был

спущен на воду первый нефтяной танкер в России – «Зароостр». В том же году был проложен нефтепровод от Балаханского месторождения до перерабатывающего завода. В Северную Европу с помощью танкерных перевозок до Астрахани по Каспию (в Астрахани груз помещали на волжские баржи) Нобели поставляли светильное масло [55, 60, 79, 80–82].

Вслед за Нобелями в 1892 г. в нефтяной индустрии региона появились Ротшильды, которыми была основана компания, известная под названием «Бинбо». В конце XIX – начале XX вв. идея добычи нефти с глубин Каспийского моря получила широкое развитие, и в тот период было разработано и представлено государственным комиссиям около 20 проектов. После проведения подготовительных работ в конце 1909 г. началась засыпка песком Биби-Эйбатской бухты (Рисунок 2.10). По мнению разработчиков проекта, бухта со стороны моря должна была перекрываться камнями, а освобожденная часть постепенно засыпалась песком (Рисунок 2.11).

В связи с модернизацией российского флота с 1908 г. на нем стали применяться дизельные двигатели производства нобелевского завода в Петербурге, работающие на сырой нефти, и бакинские нефтепромышленные фирмы стали поставлять в больших количествах необходимое военно-морскому флоту России нефтяное топливо.



Рисунок 2.10 – Засыпка Биби-Эйбатской бухты. Начало укладки



Рисунок 2.11 – Общий вид засыпанной части Биби-Эйбатской бухты

В 1912 г. англо-голландская фирма «Шелл» приобрела 80% акций Каспийско-Черноморского Общества «Мазут», ранее принадлежавшего банкирскому дому Ротшильдов. Эти крупнейшие фирмы уступали лишь «Товариществу бр. Нобель». «Шелл» создала в Бакинском районе «Нефтепромышленную и финансовую корпорацию». К началу первой мировой войны капитал последней составил 28 млн руб. и по добыче эта корпорация уступала лишь американской «Стандард ойл» [21, 33, 43, 53, 54, 56-58, 61, 91, 92].

На Рисунке 2.12 показано состояние нефтяных промыслов на месторождении Биби-Эйбат в период до Первой мировой войны. В добыче России за 1905 г. бакинская нефть все еще составляла 90,4%, грозненская – 9,4%, хотя в Грозненском районе добыча уже возросла до 0,7 млн т, а в Бакинском – упала; остальные 0,2 % (34,5 тыс. т) были добыты в Ферганской области, где добыча нефти началась в 1903 г. В общем, вне Бакинского района в 1913 г. было добыто нефти 1,58 млн т, или 17,4 % всей добычи в стране; остальные 82,6% приходились на Бакинский район (доля Азербайджана в добыче нефти в России).

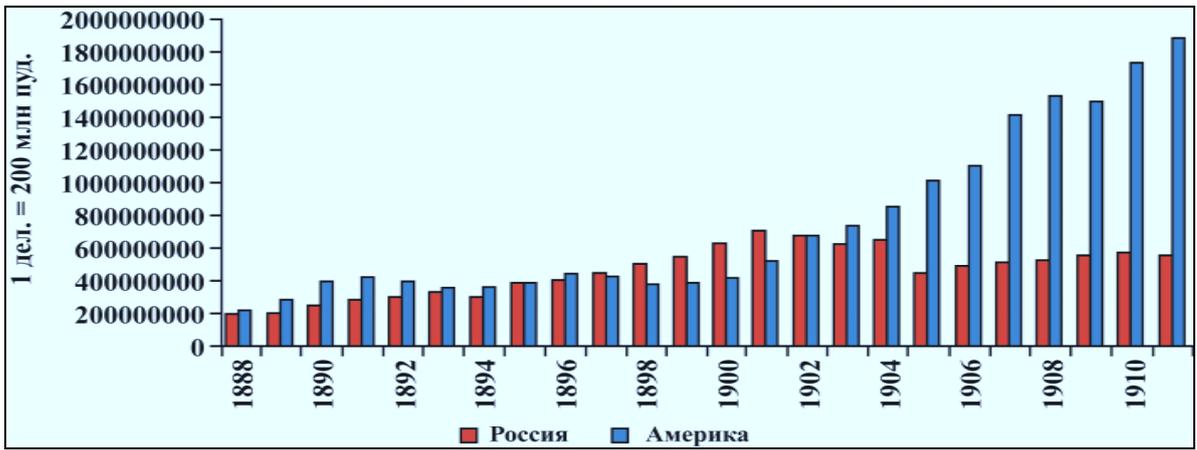


Рисунок 2.12 – Нефтяной промысел на месторождении Биби-Эйбат

На рубеже 1914–1915 гг. добыча нефти в России была наполовину сосредоточена в руках «мелких» фирм [18].

Экономическую основу для создания подавляющего большинства акционерных обществ (АО) составляла бакинская нефть. Нефть Каспийского региона играла существенную роль в экономике России. В 1906 г. из 154 нефтяных фирм Бакинского нефтяного района только 10 фирм сосредоточивали в своих руках 47% нефтяных скважин, т.е. 1737 скважин из 3705. На долю этих фирм приходилась половина общей добычи нефти. В 1910 г. удельный вес этих же фирм в общебакинской добыче нефти повысился до 52,5%. В том же году в Бакинском районе на 21 предприятии (из 185) насчитывалось 75% рабочих, занятых в нефтяной промышленности. Эти предприятия имели около 70% двигателей и 89% электромоторов. На примере фирмы братьев Нобель можно проследить за непрерывным ростом влияния крупнейших нефтяных капиталистических монополий.

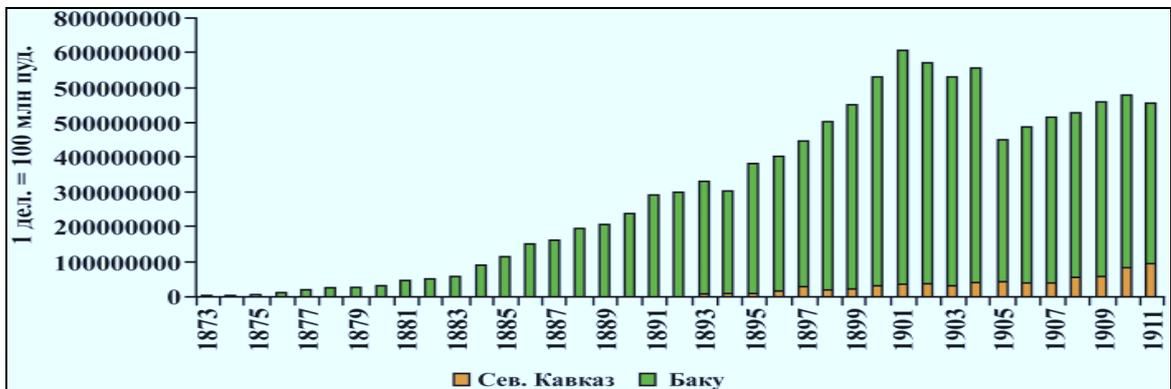
Вплоть до 1904 г. большая часть бакинского керосина уходила по Закавказской железной дороге через Батуми за рубеж. Тогда как российское потребление остальных бакинских нефтепродуктов превышало заграничное потребление в 2,3 раза в 1893 г., в 4 раза в 1902 г. и в 7 раз в 1905 г. (Рисунок 2.13). Основным средством транспортировки нефтепродуктов из Баку был Каспийский торговый флот.



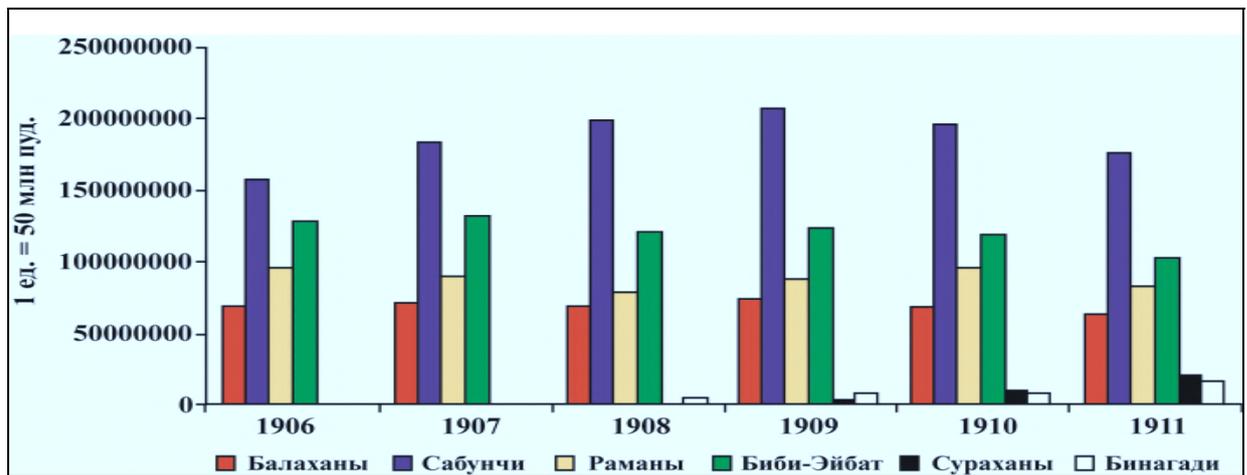
а



б



в



Г

Рисунок 2.13 – Добыча нефти в России и Бакинских нефтяных промыслах:
а – добыча нефти в России и Америке (1888–1911 гг.); б – добыча нефти в регионах России в период с 1882 по 1913 год; в – добыча нефти на Бакинских нефтяных промыслах 1894–1909 гг.; г – добыча на месторождениях Апшеронского п-ва (1900–1911 гг.)

Впервые в 1884 г. применили в качестве двигательной силы паровые машины, вытеснившие живую силу. Несколько позднее паровые двигатели, представлявшие опасность пожаров из-за открытой их топки, были заменены газовыми. У товарищества «Бр. Нобель» появились электростанции и электричество стало использоваться и для передачи механической энергии буровому оборудованию. Из нефонтанных способов добычи главным было тартание. Тартали (тянули) нефть желонками, опускаемыми в скважину на канате с тартального барабана, приводимого в действие от установленного в буровой вышке двигателя. Цикл опускания и подъема желонки с нефтью занимал около 5-6 минут в зависимости от глубины. Неэкономичность такого способа (холостая работа пустой желонки при опускании) подвела промысловиков к идее использования электронасосов, увеличивших добычу. Развитие и усовершенствование техники бурения привело к увеличению добычи.

Тартание – способ извлечения нефти из скважины с помощью желонки – длинного цилиндрического металлического сосуда, снабженного внизу клапаном. При погружении желонки в жидкость последняя заполняет песочную камеру. Воздушная камера герметически закрыта конусным клапаном, и давление в ней равно атмосферному. Конусный клапан не может быть приподнят, так как он уравновешен давлением воздуха в стакане, поступающего из песочной камеры через отверстия в клапане. Когда желонка при спуске в скважину достигнет песочной пробки и упрется в нее, верхняя часть желонки надвинется на нижнюю, сжимая главную пружину до тех пор, пока хвостовик конусного клапана не упрется в ударник и не откроет клапан. Благодаря большому перепаду давления в песочной и воздушной камерах жидкость и воздух устремляются в воздушную камеру, а песочная камера заполняется песком, образующим пробку. Вверху воздушной камеры благодаря трубке воздух сжимается, и момент открытия конусного клапана сопровождается звуком, похожим на выстрел, хорошо слышимым на поверхности земли. Давление постепенно снизится до 10–12 ат, так как автоматический воздушный клапан регулируется на это давление. При подъеме желонки клапан под тяжестью, заполнивший ее нефти, опускается и запирает отверстие. В 1913 г. с помощью подобных желонки в России было добыто 95% всей нефти.

Одни скважины, еще вчера обильные, внезапно высыхают, истощаются. Прямым отражением развития нефтепромышленности в целом являлся техническое совершенствование бурения скважин, добычи нефти. Ниже представлены графики, характеризующие показатели добычи нефти (Рисунки 2.14–2.16) и бурения скважин в Каспийском регионе.

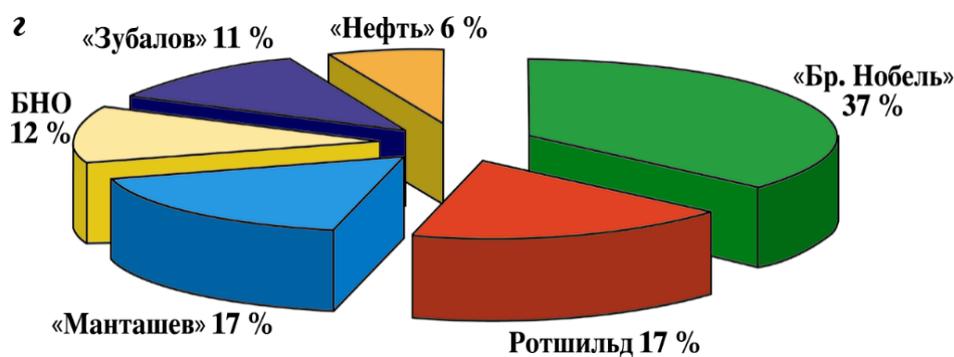
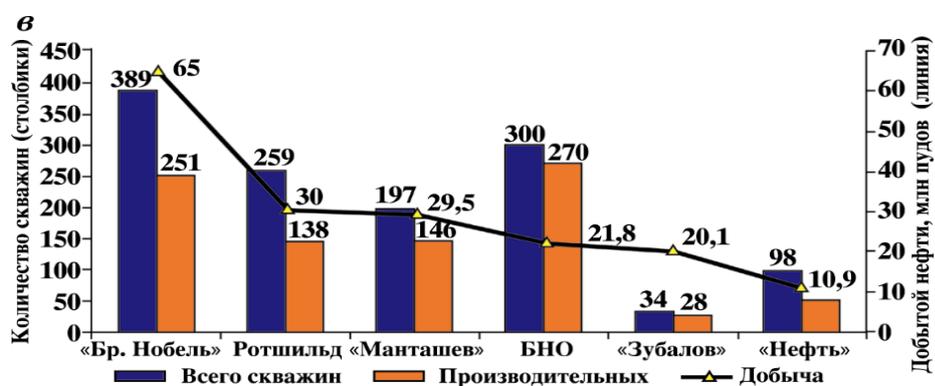
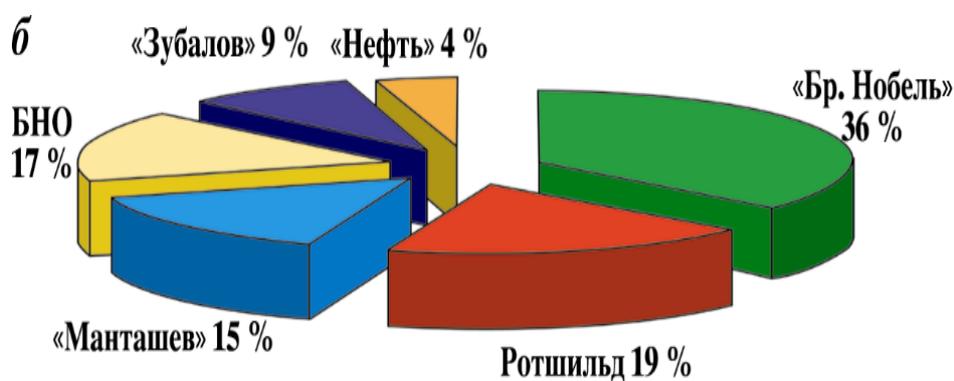
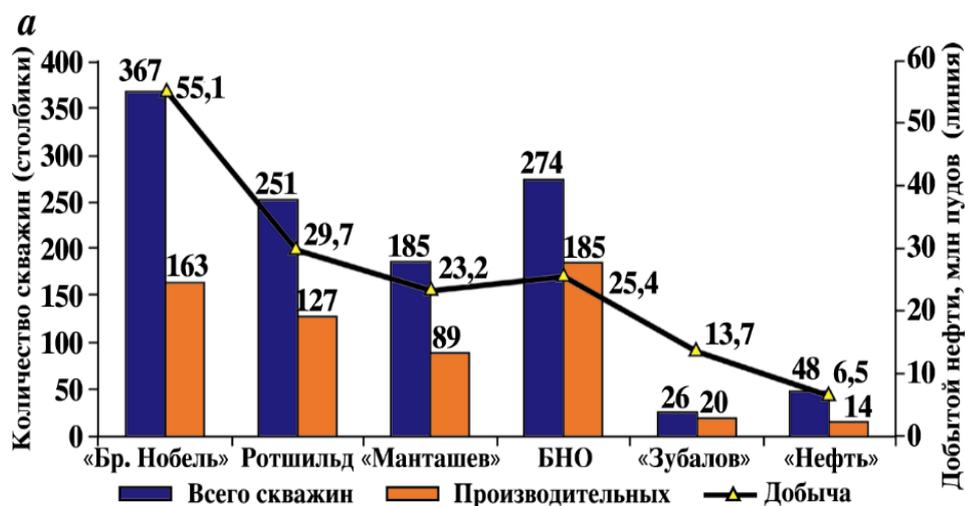
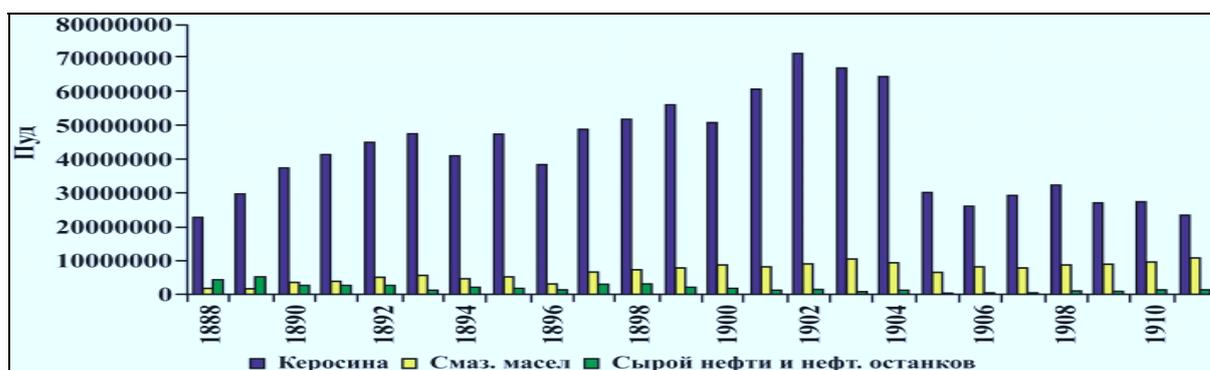
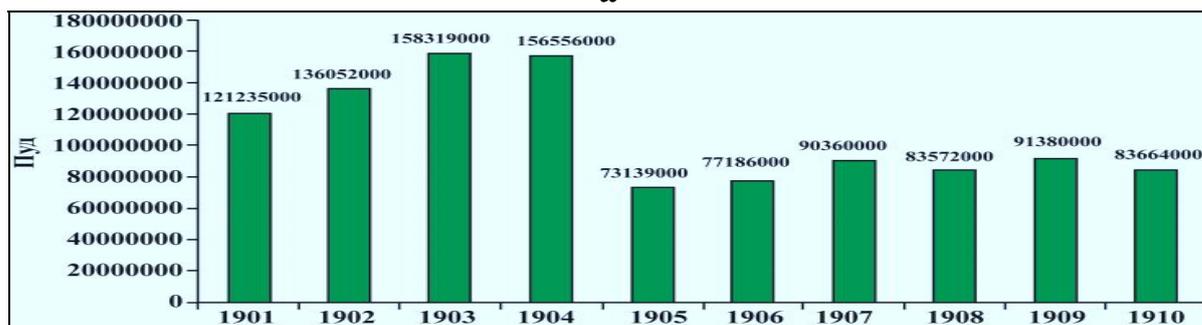


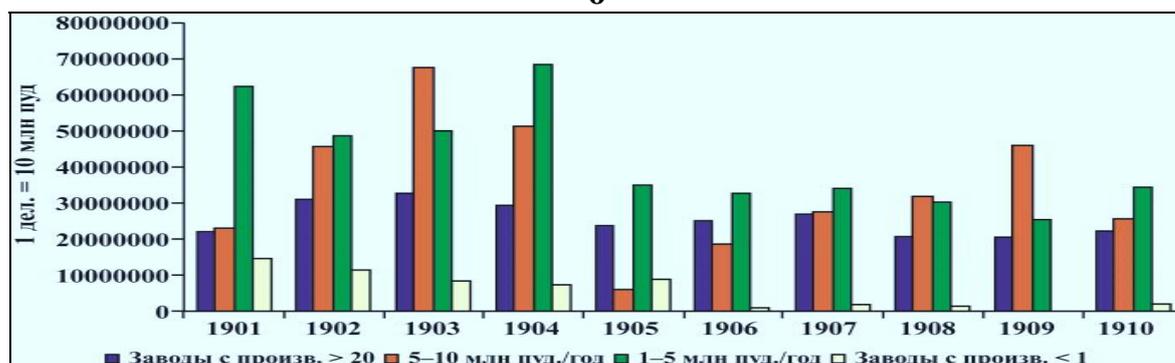
Рисунок 2.14 – Производительность добычи нефти в Каспийском регионе крупными фирмами: а, б – в 1906 г.; в, г – в 1910 г. [13]



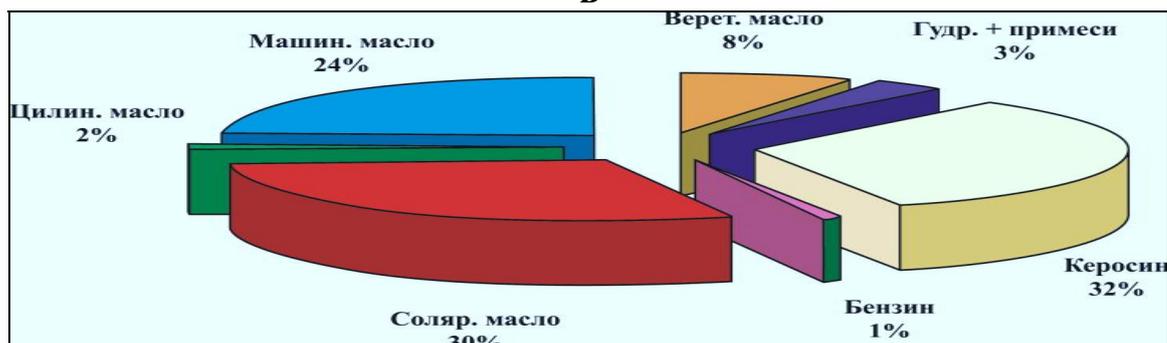
а



б

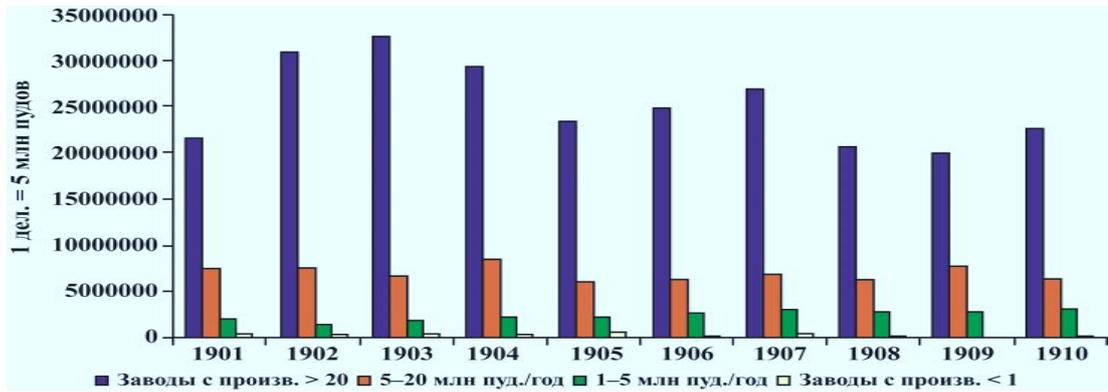


в

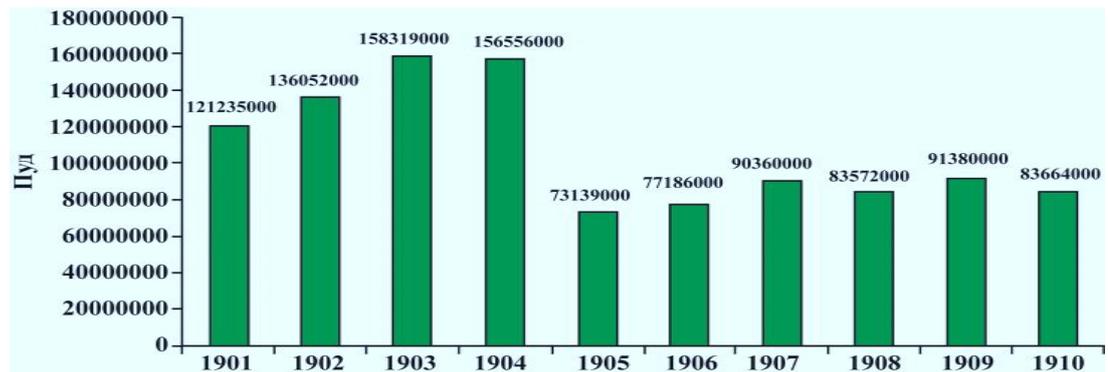


г

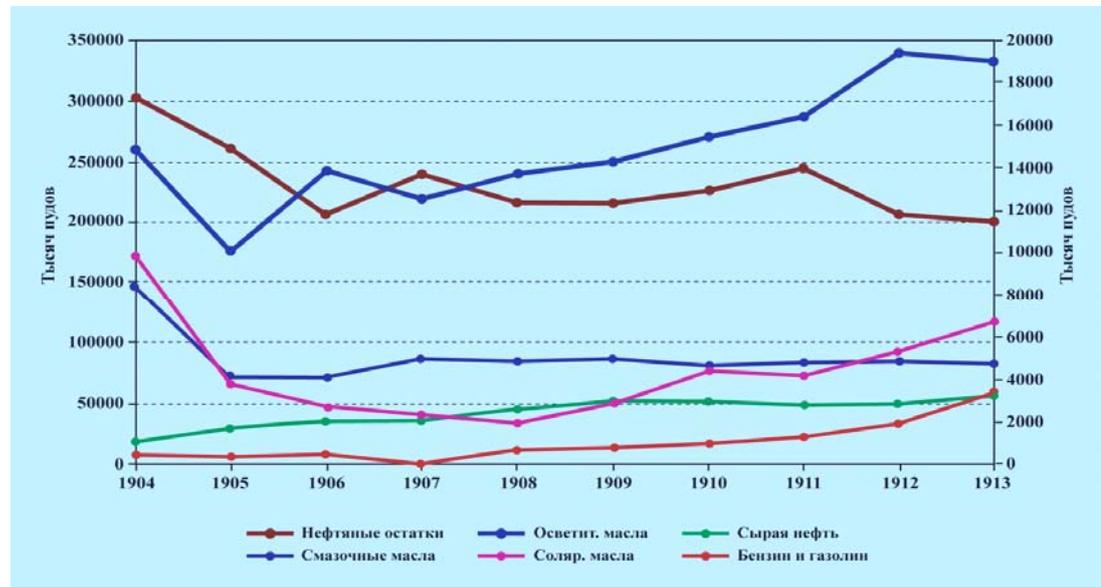
Рисунок 2.15 – Показатели нефтепереработки в Каспийском регионе:
 а – производство керосина в Баку (1901–1910 гг.); б – общая
 производительность керосиновых заводов Баку (1901–1910 гг.); в –
 структура вывоза различных нефтепродуктов и нефти из Баку; г – процент
 выхода продуктов из нефти



а



б



в

Рисунок 2.16 – Производительность заводов в Каспийском регионе:
 а – средняя производительность керосиновых заводов Баку (1901–1910 гг.);
 б – производство керосина в Баку (1901–1910 гг.); в – структура вывоза различных нефтепродуктов из Баку в период 1904–1913 гг. (по материалам архивов Бакинских нефтяных фирм, 2009 г.)

В 1861 г. на о. Святой был построен парафиновый завод «Витте и Ко», на котором параллельно производился и керосин. Затем Мирзоев построил в селении Сураханы нефтеперегонный завод. Вообще, до отмены откупной системы окрестности Баку представляли собой голое, однообразное место, лишенное всякой флоры, на котором лишь изредка встречались маленькие и примитивные керосиновые заводы. Их строительство шло сначала в черте города, но властям пришлось закрыть их и отвести место к востоку от Баку. С началом нефтяного бума этот район резко оброс заводскими строениями и трубами, а число мелких заводов, состоявших из одного куба на 100–200 пудов с чаном и холодильником при 2–3 рабочих, дошло до двухсот. Этот район называли «Черным Городом». Но малое производство не могло обеспечить страну необходимым количеством керосина, и поэтому американский керосин, вплоть до отмены откупа, хорошо себя «чувствовал» на российском рынке.

Постепенно количество заводов стало сокращаться до 64 в 1911 г., но по сравнению с 200 заводами конца 70-х годов XIX века это были гораздо более мощные предприятия. Такова в самом сжатом виде история становления бакинской нефтеперерабатывающей промышленности [45, 91, 111–114, 116–119]. Переработка нефти заключалась в отделении путем перегонки, отдельных ее фракций и в химической очистке отгонов. Из ведомостей выработки нефтепродуктов видно, что отделение (перегонка) производилось постепенным нагреванием нефти, в результате чего происходили кипение и парообразование сначала наиболее легких ее фракций (бензина, керосина), затем более тяжелых (мазута, гудрона). Собираение паров фракций в отдельных приемниках и конденсация в холодильниках означали конец перегонки. После этого продукты проходили химическую очистку: серной кислотой для удаления смолистых веществ и NaOH для нейтрализации H_2SO_4 .

1856 г. в Сураханах (Апшеронский полуостров, в 30 км к северо-востоку от г. Баку) построен небольшой нефтеперегонный завод, на котором

в качестве топлива использовался попутный нефтяной газ [143]. Промышленники В.А. Кокорев и П.И. Губонин заложили в Сураханах завод для получения керосина [143].

Проводимые в лабораториях фирмы «Бр. Нобель» научно-исследовательские работы приносили хорошие плоды. Так, в результате лабораторных опытов удавалось добиться изменения технических показателей продуктов и получить новые их сорта. В лабораториях фирмы «Бр. Нобель» был получен керосин сортов «Метеор» (уд. вес 0,809–0,810; 28–30 °С) и «Тунис» (32–33 °С). Большую ценность представлял «Тунис», так как высокая температура вспышки позволяла экспортировать его в жаркие страны. В 1885 г. в лаборатории Нобеля удалось также установить новую, неизвестную до этого в мире систему непрерывной перегонки нефти в последовательно сообщающихся перегонных кубах.

В 1888 г. были приняты новые правила. По ним система и размеры устройства заводов, способы перегонки, установка оборудования предоставлялись на усмотрение заводчика. Акцизный надзор не вмешивался теперь в техническую сторону производства, а взимал налог с выпущенного на продажу продукта – керосина. Единственным ограничением было качество выпускаемой продукции ($t > 28$ °С).

Выделяли три категории заводов:

I – заводы, получавшие путем перегонки нефти керосин (иногда и смазочные масла);

II – заводы, перегонявшие нефтяные остатки;

III – «гарные», получавшие смеси растительных и минеральных масел, смазочное сало, мазь. Больше всего было заводов I категории, затем III и II (в 1893 году соответственно 95,59 и 23).

Такое соотношение сохранялось до экономического подъема в 1905 г. Примерно 2/3 всех нефтеперерабатывающих заводов в России приходилось на Бакинский регион.

Началом промышленной переработки нефти считается середина XIX в., когда Баку стал крупнейшим нефтяным районом Российской империи. В бакинском поселке Сураханы русские промышленники В.А. Кокорев и П.И. Губонин строят в 1858–1859 гг. первый нефтеперегонный завод по образцу немецких заводов для переработки кира (асфальта).

В 1913 г. удельный вес нефтяного топлива в общем балансе топлива, потребляемого промышленностью, составил 50%, на железных дорогах – 29%, водном транспорте – 18,3% и на электростанциях – 60%. О большом росте внутреннего потребления мазута свидетельствуют следующие цифры: 1888 г. – 1080,736 тыс. т; 1890 г. – 1702,963 тыс. т; 1895 г. – 2966,189 тыс. т; 1900 г. – 4691,134 тыс. т; 1905 г. – 4768,35 тыс. т; 1910 г. – 4258,8 тыс. т; 1912 г. – 3767,4 тыс. т; 1914 г. – 3292,38 тыс. т .

А в 1882 г. уже на бакинском заводе фирмы «Бр. Нобель» впервые был осуществлен процесс промышленной непрерывной перегонки нефти, предложенный Д. Менделеевым (Рисунок 2.17).



Рисунок 2.17 – Керосиновые заводы в Баку

Вскоре на всех бакинских предприятиях фирмы «Бр. Нобель» была введена непрерывная перегонка нефти (эти предприятия выработали более 106 тыс. т нефтепродуктов: осветительный керосин, солярное, веретенное, машинное и цилиндрическое масла). Как известно, фирма «Бр. Нобель» непрерывно улучшала технологию производства нефтепродуктов на принадлежащих ей заводах. На всех перегонных заводах, кроме бензинового, использовался принцип противотока, отгон масляных дистиллятов из мазута вели с перегретым водяным паром (Рисунок 2.18).

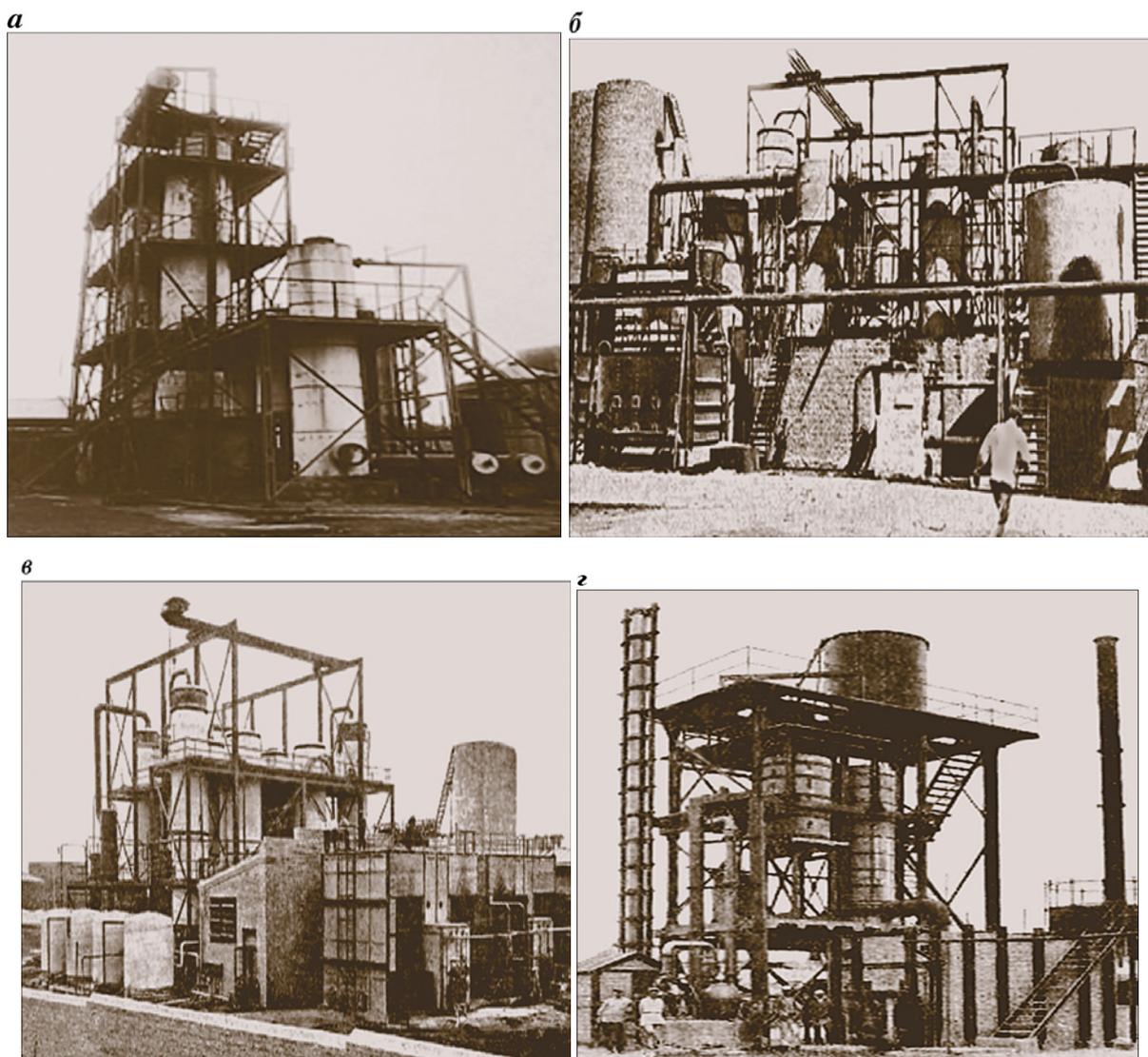


Рисунок 2.18 – Виды установок, используемых на Бакинских нефтеперерабатывающих заводах: *а* – установка Шухова для термического крекинга нефти; *б* – общий вид трубчатки системы Пинча и Вильке; *в* – трубчатая установка Вильке; *г* – общий вид установки Фишера

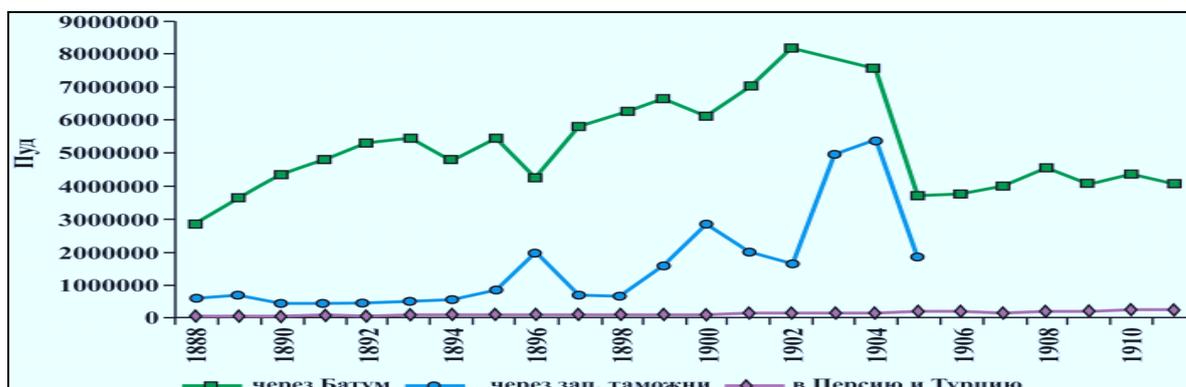
В 1888 г. по указу императора Александра III выдана «Привилегия инженеру-механику Владимиру Шухову и дворянину Феликсу Инчику на аппарат для непрерывной дробной перегонки нефти и тому подобных веществ»

Таким образом, В.Г. Шухов стал первым изобретателем крекинг-процесса, опередившим более чем на 20 лет США, где только в 1913 г. появился аналогичный патент инженера Вильяма Бартона, почти не отличавшийся от шуховского патента (в 1913 г. Вильям Бартон разработал термический крекинг-процесс, на основе которого стало возможным превращение высокомолекулярных углеводородов в низкомолекулярные). Производство масел из различных сортов нефти требовало существенной реконструкции технологического процесса. Методы перегонки мало отличались от методов 1913 г., хотя в количественном отношении был небольшой подъем: так, вместо 3,1 % веретенного масла стали извлекать до 4,5%, вместо 1,2% цилиндрического масла – 6%. Инженерами Пенгу и Г.Р. Гуревичем был предложен способ получения цилиндрических масел из масляного гудрона.

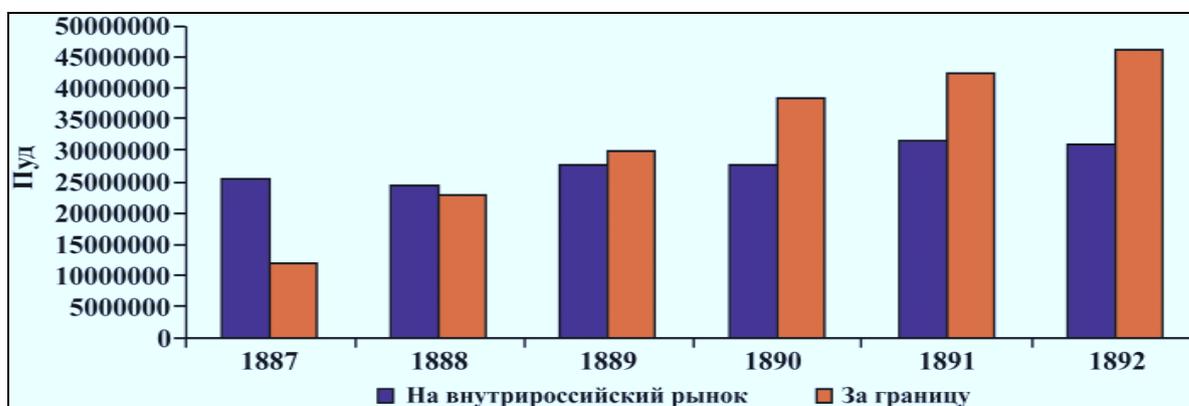
После нефтяной реформы (1872 г.) рост добычи существенно повлиял на российский импорт. Ниже представлены графики, характеризующие экспорт (Рисунок 2.19) и транспорт (Рисунок 2.20) нефти и нефтепродуктов в Каспийском регионе

Импорт американского керосина стал неуклонно сокращаться, тогда как наблюдается стабильный рост ввоза бакинского керосина на внутрироссийские рынки с 152 729 пудов (1876 г.) до 12 532 061 пудов (1882 г.), а в 1876 г. впервые было зафиксировано опережение бакинским керосиновым импортом американского (3 235 233 против 2 665 603 пудов). Основными направлениями вывоза за границу были: батумский транзит; через западные морские (Новороссийск, балтийские порты) и сухопутные таможи; Каспием в Персию и сушей в Турцию. Главным экспортным нефтепродуктом за границу оставался керосин. Второй технологический

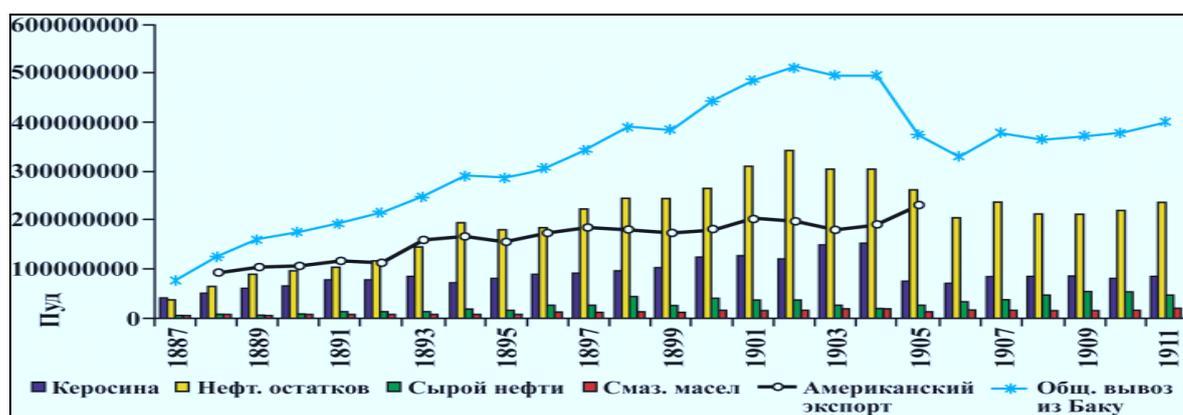
уклад характеризуется активным участием российских ученых, инженеров и др. специалистов в нефтяной промышленности в районе Баку.



а

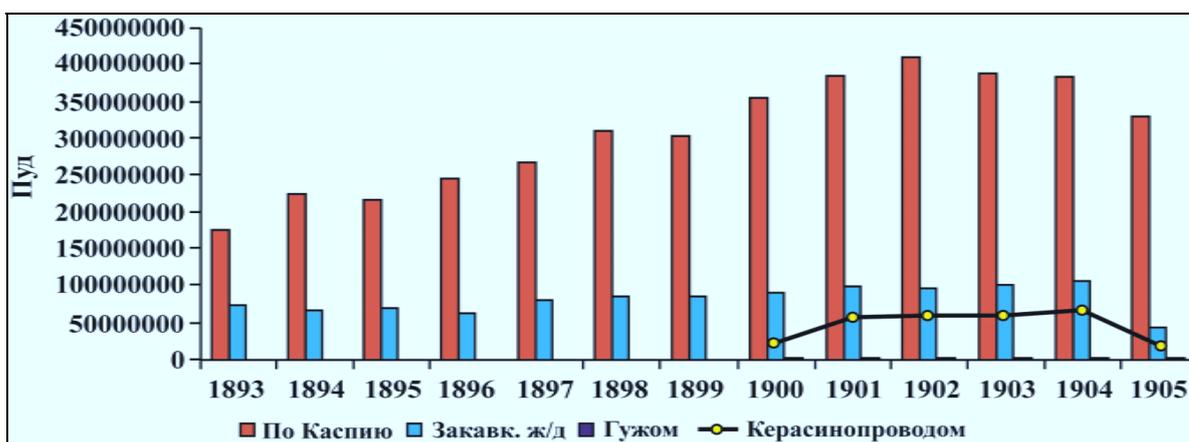


б

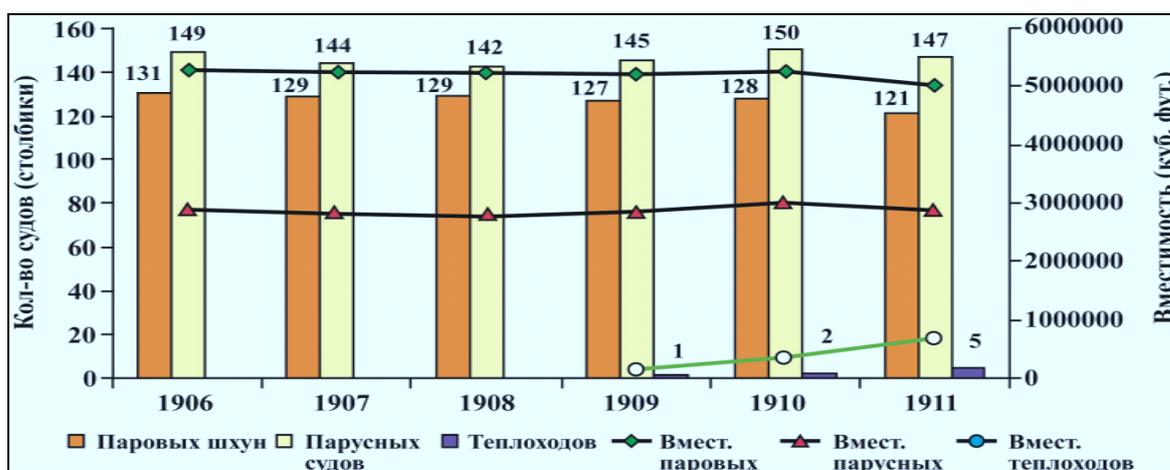


в

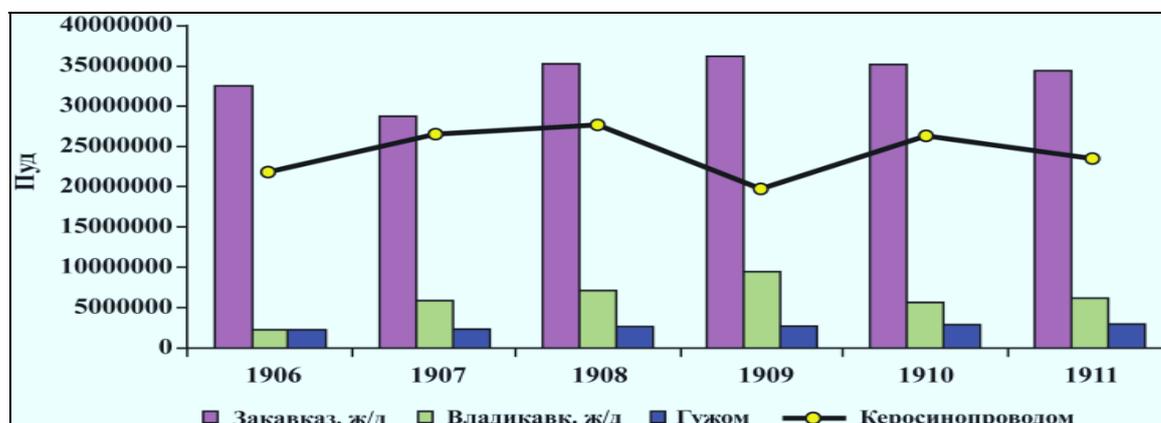
Рисунок 2.19 – Экспорт нефти и нефтепродуктов из Каспийского региона: а – основные направления вывоза нефтепродуктов из Баку (1888–1911 гг.); б – экспорт керосина из Баку (1887–1892 гг.); в – экспорт из Баку нефти и ее продуктов (1887–1911 гг.)



а



б



в

Рисунок 2.20 – Транспорт нефти и нефтепродуктов из Каспийского региона:
 а – виды транспорта нефтепродуктов из Баку транспорт (1893–1905 гг.); б
 – состав и вместимость Бакинского наливного флота (1906–1911 гг.); в –
 транспорт нефтепродуктов по суше (1906–1911 гг.) [13]

После проведения изыскательских работ на о. Песчаный В. Згленицкий в журнале «Нефтяное дело» печатает статью, где указывает на богатые залежами нефти районы Баку: Сураханы, Гала, о. Песчаный, Боздаг, Локбатан, Шых, Гарачухур и т.д., и добавляет, что «остаются еще острова и дно Каспийского моря, где есть признаки наличия богатейших нефтяных месторождений».

Подполковник корпуса горных инженеров Н.И. Воскобойникова внедряет проведение буровых работ на нефть на Биби-Эйбатских промыслах. Бурение представляет собой совокупность работ по проведению в земной коре буровых скважин для разведки полезных ископаемых, добыче жидких и газообразных полезных ископаемых для взрывных работ. В 1846 году по инициативе Николая Воскобойникова горные инженеры К. Юндзилл, П. Кульшин, И. Комаров приступают к работам по бурению, имевшим большой успех: *14 июля впервые в мире была пробурена нефтяная скважина!* [144]. К сожалению, и в современной литературе, в том числе отечественной, нередко можно прочесть, будто впервые в мире машинное бурение нефти было осуществлено в 1859 г. полковником Дрэйком в штате Оклахома США.

В феврале 1872 г., в Санкт-Петербурге российский император Александр II утвердил проект «Правил о нефтяном промысле и акцизе с фотогенного производства», написав резолюцию на представленном ему документе – «Быть посему» [41]. Это открыло зеленую дорогу к бакинской нефти владельцам русского, местного и иностранного капиталов. Начало интенсивного внедрения с 1869–1870 гг. бурения, нефтедобычи, отмена откупа в 1872 г. и предоставление права частным лицам брать в аренду нефтеносные земли, способствовали бурному росту нефтяной промышленности в России в целом, что привело к возникновению целого ряда нефтефирм и торговых обществ: «Г.З. Тагиев» (1872 г.), «Бакинское нефтяное общество» (1874 г.), «Бр. Нобель» (1879 г.), ротшильдское «Каспийско-Черноморское общество» (1883 г.), «Нефть» (1883 г.), «С.М. Шибаетов» (1884 г.), «Каспийское товарищество» (1887 г.), «Нагиев Муса»

(1887 г.), «А.И. Манташев» (1889 г.), «Асадуллаев Шамси» (1893 г.), «Кавказ» (1896 г.), «И.А. Ахвердов» (1896 г.), «Русская нефть» (1898 г.), «Соучастники» (1899 г.), «Апшеронское нефтяное общество» (1899 г.), «Александр Бенкендорф» (1900 г.), «Bibi-Heibat Petroleum Co.Ltd.» (1900 г.), «Balakhani Syndicate Ltd.» (1900 г.), «Московско-Кавказское нефтяное общество» (1902 г.), «Бинагадинское нефтепромышленное и торговое общество» (1908 г.), «Санкт-Петербургско-Кавказское нефтепромышленное и торговое общество» (1911 г.), «Мухтаров Муртуза» (1913 г.) и др.

Абих Герман Вильгельм в 1859–1861 гг., посетил районы Бакинского и Апшеронского архипелагов и дал описание Нефтяных Камней, впервые составил схему расположения подводных камней в этом регионе, указал на их связь с подводным хребтом, соединяющим Апшеронский полуостров с островом Челекен; отметил здесь выделение углеводородных газов. В 1863 г. Г.В. Абих составил первую геологическую карту Апшеронского полуострова в масштабе 1:42 000, которая долгое время служила основой для проведения на полуострове геолого-поисковых работ на нефть и газ.

Первым разведчиком морских нефтяных месторождений был ученый-геолог Д.В. Голубятников. С 1903 г. на протяжении многих лет занимался исследованием Апшеронского полуострова и его нефтяных месторождений. Д.В. Голубятников, исследовав 327 скважин на нефтяных промыслах Апшерона, особенности нефтеносных пластов, химический состав нефти, ее физические свойства и «капризы», создал целую науку о геологии нефти. Широкие геологические исследования, проведенные Д.В. Голубятниковым, позволили в 1907 г. дать сравнительную картину выявленных нефтяных и газовых месторождений. С этой точки зрения особенно ценными выглядят его предложения относительно разработки залежей нефти в Биби-Эйбате. Он составил особые карты глубокозалегающих пластов, определил изменения, происходившие в нефтяном месторождении, дал прогнозы для бурения, разведки и эксплуатации. Его классические работы в области геологических исследований нефтяных месторождений Апшерона, смелые, дальновидные и

справедливые прогнозы промышленного значения некоторых крупных нефтяных месторождений этого района создали огромный авторитет Д. Голубятникову. В 1908 Д.В. Голубятников установил наличие огромных запасов нефти в Сураханском месторождении; им сделано предположение о нефтеносности района Мардакян. Д.В. [38] Голубятников дал правильную оценку Путинского, Карачухурского месторождений и Святого острова (о. Артема), на базе которых впоследствии были созданы крупные нефтепромыслы [38].

Строго научный подход позволил выяснить причины обводнения скважин: «Ненадежность конструкции скважин, недостаточное цементирование и изоляция подземных пластовых вод, слабая укрепленность эксплуатационных колонн и, как следствие этого, создание благоприятных условий для наводнения...». На основе его рекомендаций на скважинах Апшерона были произведены соответствующие работы по изоляции пластовых вод и укреплению стенок скважин [38]. Он указал на необходимость изучения гидрогеологии нефтяных месторождений и использования электрометрических методов исследования буровых скважин (каротаж), был инициатором привлечения в 1929 г. специалистов французской фирмы «Шлюмберже» (Schlumberger), которая была пионером в разработке электрических методов разведки полезных ископаемых, сначала на Грозненских месторождениях, а затем и на Апшероне [38].

Выдающийся русский ученый-химик Дмитрий Иванович Менделеев (1834–1907 гг.) плодотворно работал в Баку. Именно Д.И. Менделеев первым предложил провести «керосинопровод» Баку–Батум. Д.И. Менделеев тщательно изучал нефтяное дело в России; несколько раз приезжал в Баку: 1863, 1880, 1884 и 1886 гг.

В своей книге «Бакинское нефтяное дело в 1886 г.» Менделеев отмечал, что «...160 бакинских скважин давали почти столько же нефти, сколько в Америке 24 тысячи скважин. Но такому колоссальному богатству Апшеронского полуострова совершенно не соответствовали средства вывоза

нефти с Кавказа, и, добывая столько же, сколько Америка, Россия экспортировала в 6 раз меньше нефти... надо проложить закавказский нефтепровод Баку – Батуми, по которому каспийская нефть хлынет к берегам Черного моря, а оттуда – во все страны Европы» [44].

Для хранения нефти и нефтепродуктов В.Г. Шуховым были разработаны и построены клепаные железные резервуары (по всей России было построено более 20 тыс. металлических резервуаров; конструкция их сохранилась и до наших дней), и в процессе рационализации В.Г. Шухов добился почти двойного удешевления стоимости их изготовления.

Начало промышленному использованию нефти было положено после изобретения крекинг-процесса. Впервые разработанные Владимиром Шуховым (1891 г.) основы термического крекинг-процесса дали возможность превращать высокомолекулярные углеводороды в низкомолекулярные. Позже крекинг-процесс был дополнен созданием способа каталитического гидрирования насыщенных углеводородов, образующихся при расщеплении нефти.

Деятельность Бакинского отделения (БО) Императорского Русского Технического Общества (ИРТО) и выпускаемые им труды оказали огромное влияние на развитие нефтедобычи в регионе. Наибольшее значение для развертывания деятельности БО ИРТО имела помощь профессоров Д.И. Менделеева, К.И. Лисенко, академика Ф.Ф. Бейльштейна и др., а также крупных бакинских нефтяных фирм (братьев Нобель, братьев Ротшильд, А.М. Бенкендорфа, К.Я. Зубалова и др.), которые своими ежегодными взносами поддерживали Отделение. В конце XIX и начале XX вв. выходят из печати первые исследования по нефтяной проблематике: Д.И. Менделеева «Нефтяная промышленность в Северо-американском штате Пенсильвании и на Кавказе» (1877 г.), «Где строить нефтяные заводы?» (1881 г.), «Бакинское нефтяное дело в 1886 г.», К.И. Лисенко «Нефтяное производство» (1878 г.), В.В. Марковникова и В.Н. Оглоблина «Исследования кавказской нефти» (1883 г.), В.Г. Шухова «Механические сооружения нефтяной

промышленности» (1883 г.), «Нефтепроводы» (1884 г.), «Трубопроводы и применение их к нефтепромышленности» (1895 г.), В.И. Рагозина «Нефть и нефтяная промышленность» (1884 г.), Д.П. Коновалова «Промышленность Соединенных Штатов Северной Америки и современные приемы химической технологии» (1894 г.), Г.Е. Старцева «Бакинская нефтяная промышленность. Историко-статистический очерк» (1901 г.), К.В. Харичкова «О составе и технических свойствах нефтей русских месторождений» (1902 г.), «Холодная фракционировка нефти» (1903 г.), И.Н. Глушкова «Руководство к бурению скважин» (1904 г.), «Эксплуатация буровых скважин. Добыча жидких ископаемых: нефти и рассолов» (1913 г.), В.Ф. Симонович «Нефть и нефтяная промышленность в России. Историко-статистический очерк» (1909 г.), Г.Н. Кижнер «О происхождении нефти» (1915 г.), М.И. Гинзбург «Нефть и бакинская нефтепромышленность» (1915 г.), С.А. Вышетравского «О нефтяном хозяйстве России в связи с будущностью Апшеронского полуострова» (1915 г.) и др.

Существенный вклад в технологию высокотемпературной переработки бакинских нефтей внесли и Н. Зелинский, С. Вышетравский, С. Лебедев, А. Добрянский, Ф. Инчик, К. Харичков, Р. Вишин, Ю.Г. Мамедалиев, Р.Г. Исмаилов и другие ученые, работы которых способствовали также и возникновению нового направления в химии нефти – нефтехимического синтеза, а Бакинское отделение Императорского русского технического общества (учреждено 24 марта 1879 г.) стало центром научных исследований по нефти на Кавказе.

2.3 Третий технологический уклад (1920–1946 гг.)

Третий технологический уклад (1920–1946 гг.) является продолжением развития технологий, начатых в период второго технологического уклада, и получил название «Эпоха стали». Основным ключевым событием в России в 1917 г. после Октябрьской революции и установления советской власти,

стала национализация нефтедобывающей промышленности. 1920-1930 гг. для советской нефтяной промышленности стали годами важных технологических достижений. Повсеместно стала применяться система турбинного бурения и передовая технология нефтедобычи и нефтепереработки.

В 1917 г. после Октябрьской революции добыча нефти в Российской Империи сократилась до 8,8 млн т, но российские нефтепромыслы в Азербайджане сохраняли свои лидирующие позиции в нефтедобыче России вплоть до середины XX века [174].

Огромное влияние на развитие страны оказала национализация бакинской нефтяной промышленности, проведенная в начале июня 1918 г. В момент перехода нефтяных районов под контроль Советской власти были получены огромные запасы нефти и нефтепродуктов – 310 млн пуд. в Баку, 43 млн пуд. в Грозном, 14 млн пуд. в Эмбенском районе. Это значительно больше, чем годовая добыча 1918 или 1919 годах.

После принятия первого в истории Советского Союза пятилетнего плана в апреле 1929 г. правительство взяло под контроль каждую деталь процесса нефтеразведки и нефтедобычи в отдельных районах. 1920–1930 гг. для советской нефтяной промышленности стали годами важных технологических достижений. Повсеместно стала применяться система турбинного бурения и передовая технология нефтедобычи и нефтепереработки. Во вторую пятилетку (1932–1937 гг.) значение нефтяной промышленности в народном хозяйстве СССР резко возрастает. По данным Госплана СССР, в 1937 г. на нефтяном топливе будет произведено 20% всех железнодорожных перевозок и почти 100% – автотранспортных и авиационных; 75% хлеба и прочей продукции сельского хозяйства будет получено с помощью тракторов, работающих на нефтяном топливе; потребность всего народного хозяйства в смазке на 100% удовлетворяется нефтяной промышленностью.

Быстрый рост потребления светлых нефтепродуктов (бензина,

лигроина, керосина), автотракторных масел, вызванный автомобилизацией и тракторизацией страны, а также развитие авиации, значительное увеличение потребности промышленности в маслах высокого качества, мазах и других специальных нефтепродуктах, возникновение спроса на целый ряд совершенно новых нефтепродуктов – все это предъявляло серьезные требования к нефтеперерабатывающей промышленности и системе нефтеснабжения страны (Таблица 2.6).

Начиная с 1924 г., нефтетресты стали разрабатывать планы нефтяной пятилетки [64].

Таблица 2.6 – Потребление нефтепродуктов в СССР в 1928–1940 гг., тыс. т

Нефтепродукты	1928 г.	1932 г.	1937 г.	1940 г.
Все нефтепродукты	7165,0	14433,7	21213,8	24656,4
В том числе:				
– автобензин	76,8	516,9	2430,4	3009,6
– лигроин	0,5	247,9	1387,9	1349,0
– керосин для тракторов и промышленности	237,7	1662,8	3800,0	4171,7
– керосин для широкого рынка	1026,1	1364,9	1194,4	1411,8
– дизельное топливо	-	-	8,1	302,0
– автолы	21,8	264,6	618,4	659,0
– дизельное масло	-	-	0,5	20,0
– тракторный нигрол	-	27,7	92,0	110,5
– солидол	3,9	24,9	76,9	78,4
– нефтебитум	18,4	87,7	280,6	308,3
– моторное топливо	698,3	1260,0	1504,4	1462,1
– мазут топочный	4660,3	8145,8	8185,4	9030,9

В 1929 г. близ уральского поселка Верхнечусовские Городки (Пермская обл.) был получен первый нефтяной фонтан, с дебитом 40 т/сут. Открытие было совершено случайно в ходе буровых работ по разведке калийной соли. По объему разведанных запасов в бассейне реки Кама нефтеносная провинция Прикамья сопоставима с месторождениями в Баку.

Открытое в 1932 г. Ишимбаевское нефтяное месторождение стало первым в новом нефтеносном районе. В 1937 г. открыты Туймазинское (Башкортостан, близ города Туймазы) и Сызранское (Самарская область) нефтяные месторождения, кембрийская нефть в Якутии. 26 июля из скважины №1 на восточной окраине города Бугуруслана с глубины 285 м. получен фонтан первой промышленной нефти – открыто первое месторождение газа в Оренбургской области [144].

1922 г. М. А. Капелюшников совместно с С. М. Волохом и Н. А. Корневым изобрел первый отечественный турбобур – гидравлический забойный двигатель для бурения скважин, и началось развитие турбинного бурения [143].

Накануне Великой Отечественной войны в Советском Союзе в 1941 г. было добыто 33 млн т нефти. За годы войны по объективным причинам нефтедобыча сократилась почти в два раза до 19 млн т в 1945 г [174].

Третий технологический уклад (1920–1946 гг.) в Каспийском регионе связан с установлением советской власти и национализацией нефтедобывающей промышленности. 1920–1930 гг. для советской нефтяной промышленности стали годами важных технологических достижений. Повсеместно стала применяться система турбинного бурения и передовая технология нефтедобычи и нефтепереработки. В 1930-е гг. на разных уровнях продолжались поисковые работы в акватории Каспийского моря (Таблица 2.7).

Основным ресурсом стала электрическая энергия, на основе которой произошло развитие тяжелого машиностроения и электротехнической промышленности. Множество открытий было сделано в области химии.

Таблица 2.7 – Третий технологический уклад (1920–1946 гг.) в нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе

Ключевые исследования и события	Технологии в нефтегазовой отрасли
<ul style="list-style-type: none"> – освоение морской нефти; – разработка государственной комиссией около 20 технологических проектов; – 1920–1930 – годы технологических достижений 	<ul style="list-style-type: none"> – засыпка песком и поисковые работы в Биби-Эйбатской бухте и других участках Каспийского моря; – применение системы турбинного бурения и передовых технологий нефтедобычи и нефтепереработки; – применение металлических оснований для бурильных работ в морских условиях. Проведение буровых работ в наклонно-направленных скважинах для разработки морских нефтяных месторождений; – впервые сооружаются морские основания; – применение фонтанного способа добычи нефти

В период 1917–1918 гг. Каспийский регион превращается в объект геостратегического соперничества мировых держав. Начало этому процессу положили грандиозные социально-политические катаклизмы, приведшие к гражданской войне на просторах бывшей обширной империи. В условиях продолжавшейся Первой мировой войны геополитическая борьба между двумя крупнейшими военно-политическими блоками, а именно: Антантой и Тройственным Союзом, и появление новой, враждебной к обеим группировкам, военно-политической силы – Советской России.

В 1930-е гг. на разных уровнях продолжались поисковые работы в Биби-Эйбатской бухте и других участках Каспийского моря по предложениям, выдвинутым в 1913–1914 гг. Д. Голубятниковым и другими

учеными. Новые технические средства в морской геофизике и, составленные при помощи специальных судов карты геологических изысканий, подтвердили перспективность нефтедобычи на большей части акватории Каспийского моря. В результате проведенных научно-технических изысканий на о. Пираллахи, стали применяться металлические основания для бурильных работ в морских условиях. С их помощью проведение буровых работ в наклонно-направленных скважинах для разработки морских нефтяных месторождений впервые стало широко применяться в 1930-е гг. В 1935–1936 гг. на северо-западе о. Пираллахи впервые сооружаются морские основания, и после завершения буровых работ данные участки начинают выдавать ежедневно 150–300 т сырья.

Проблема обеспечения топливом для СССР решалась в основном за счет ресурсов нефти Каспийского региона. В Таблице 2.8 представлена добыча нефти в СССР и в Бакинском нефтяном районе в 1928–1940 гг. [94, 96, 97]. Основной задачей в нефтедобывающей промышленности до 1928–1929 гг. было достижение и превышение уровня добычи нефти в 1913 г. Самым дешевым и производительным является фонтанный способ, который использует энергию пласта.

Таблица 2.8 – Добыча нефти в СССР и в Бакинском нефтяном районе за период 1928–1940 гг., тыс. т

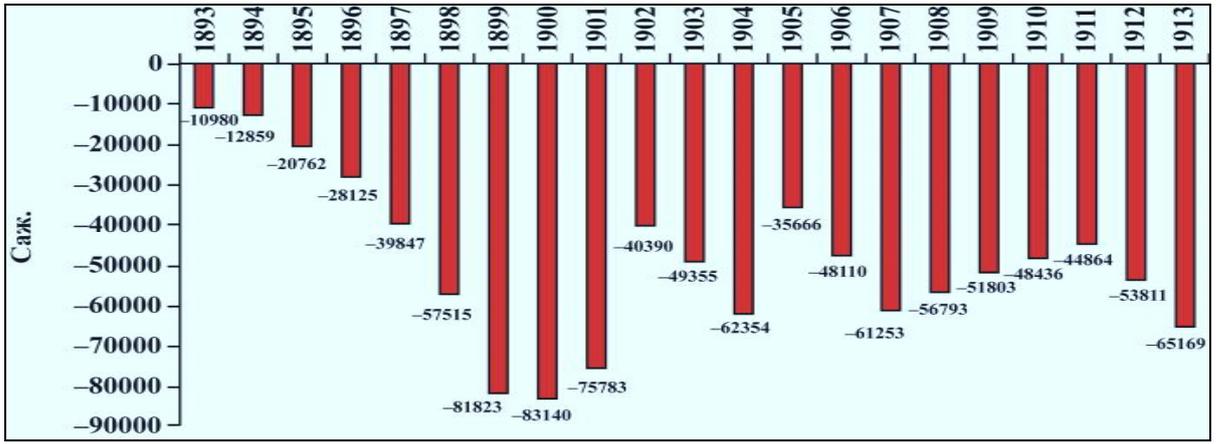
Годы	СССР	В Бакинском н. р.	Годы	СССР	В Бакинском н. р.
1927/28	12000	7573,8	1934	24008	19182,8
1928/29	14000	8683,4	1935	25250	19347
1929/30	16750	10204,7	1936	27250	20564
1930	18500	10774,3	1937	28500	21156
1931	22500	13450,9	1938	29450	21500
1932	21500	12181,3	1939	30250	21630
1933	21500	15326,7	1940	31100	22231

К 1928–1929 гг. 43,7% всей нефти добывалось именно этим способом, в то время как в 1913 г. – 4,5%, добыча механическим способом уменьшилась на 10,6%, а фонтанным – возросла почти в 15 раз. Особенно существенно добыча нефти фонтанами возросла в Грозненском районе – в 34 раза. Механизированная добыча в Бакинском районе уменьшилась на 12,7%, а фонтанная – возросла в 8 раз. В сентябре 1929 г. в бакинском районе в эксплуатации находилось 3714 скважин (в 1913 г. их было 3512). Увеличилась добыча нефти в засыпанной части Биби-Эйбатской бухты до 11,3%. Добыча нефти в новых районах еще заметной роли не играла (Таблица 2.9).

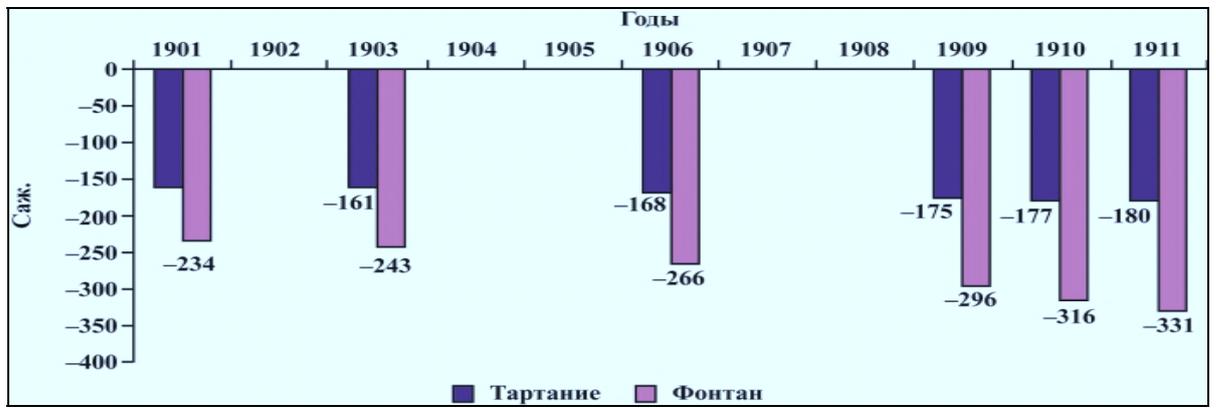
Таблица 2.9 – Добыча нефти различными способами

Страна, район	1913 г.				1928–1929 гг.			
	фонтанами		механи- ческих	Всего	фонтанами		механи- ческих	Всего
	млн т	%	млн т	млн т	млн т	%	млн т	млн т
СССР	0,4	4,5	8,5	8,9	5,9	43,7	7,6	13,5
Бакинский	0,3	4,3	7,1	7,4	2,5	28,7	6,2	8,7
Грозненский	0,1	8,3	1,1	1,2	3,4	77,3	1,0	4,4

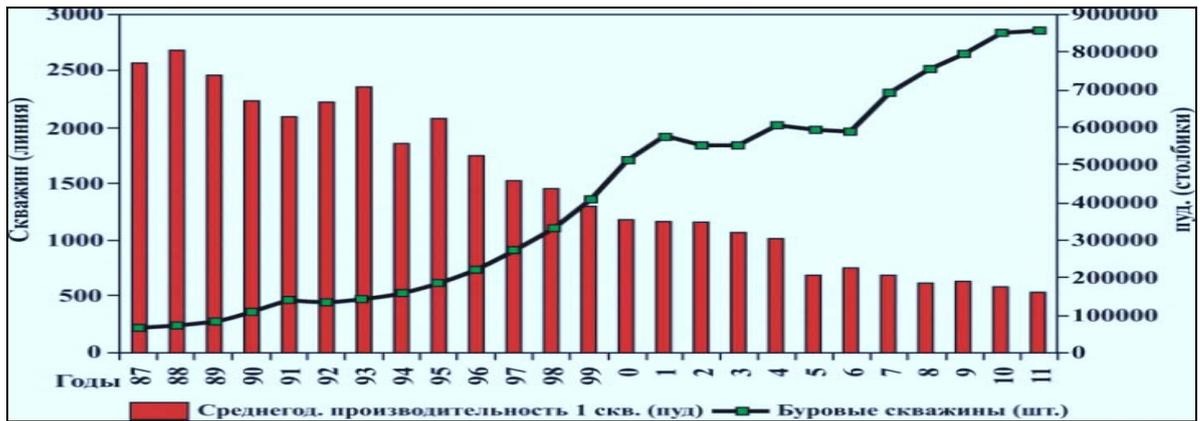
В результате проведенных научно-технических изысканий, после 1933 г. стали применять металлические основания для бурильных работ в морских условиях. Широкое внедрение различных конструкций металлического фундамента для эксплуатации морских нефтяных месторождений дало своеобразный толчок для рождения нового поколения бурильно-набивных подпорок, связанных между собой сетью перемычек. С их помощью бурение наклонно-направленных скважин для разработки морских нефтяных месторождений впервые стало широко применяться в 1930-е гг. В 1935–1936 гг. на северо-западе о. Пираллахи впервые сооружаются морские основания, и, после завершения буровых работ, данные участки начинают выдавать ежедневно 150–300 т сырья (Рисунок 2.21).



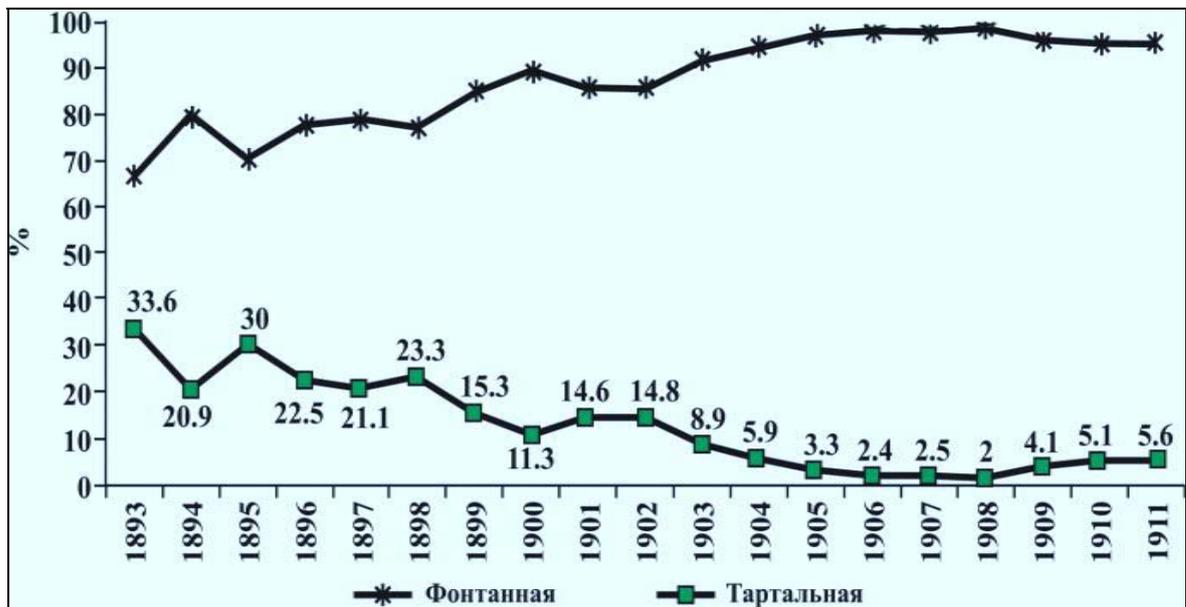
а



б



в

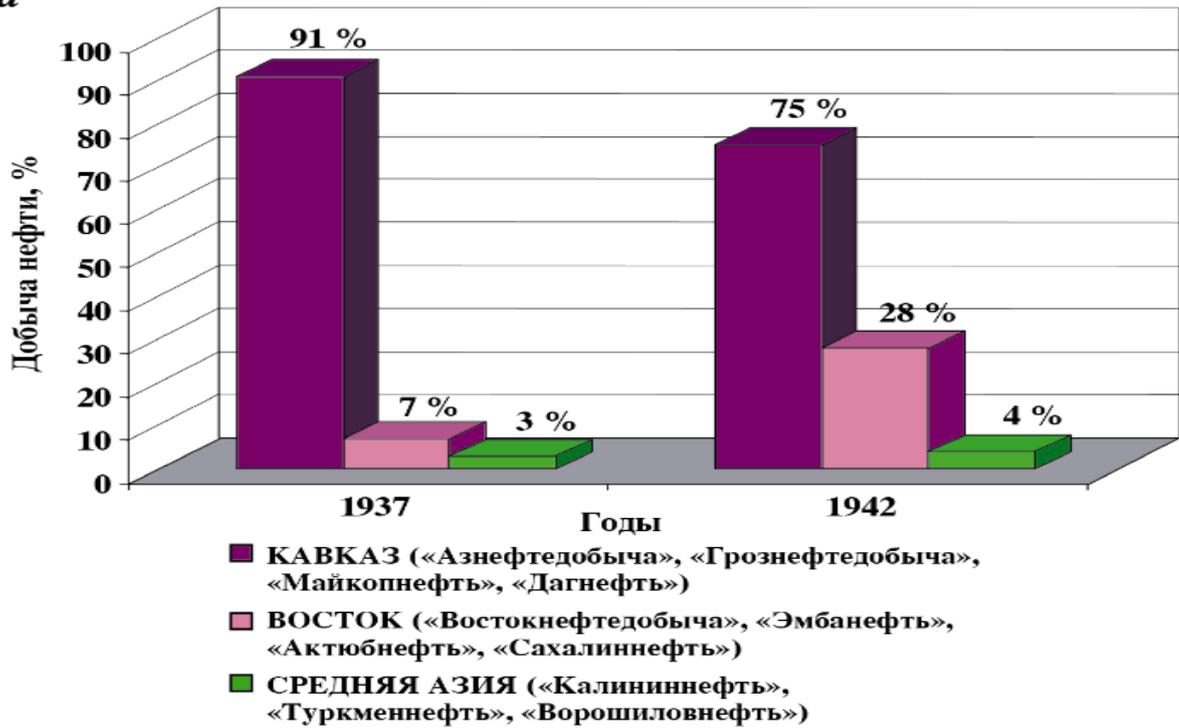


Г

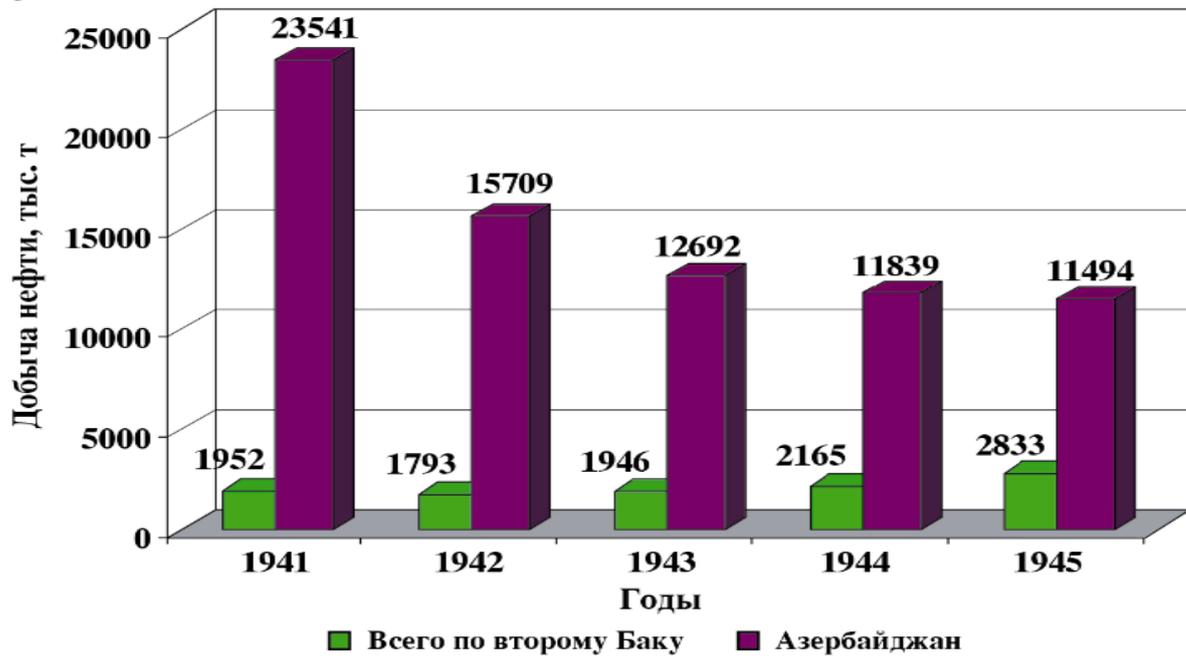
Рисунок 2.21 – Показатели бурения скважин в Каспийском регионе: а – количество пройденных саженьей в Баку (189–1913 гг.); б – средняя глубина всех производительных скважин тартанием и фонтанным способом, Баку, 1901–1911 гг.; в – количество буровых скважин в Баку и среднегодовая производительность 1 скважины (1887–1911 гг.); г – доли тартальной и фонтанной добычи в бакинских промыслах (1893–1911 гг.)

С началом Второй мировой войны Каспийский регион и, в особенности, Бакинский нефтепромышленный район приобрел важное военно-стратегическое значение (Рисунок 2.22). Германия стремилась захватить кавказские и каспийские нефтепромышленные районы. Контроль над бакинской нефтью позволил бы немецкому командованию в полной мере обеспечить топливом свои моторизованные соединения, дал бы возможность продвинуться в страны Ближнего и Среднего Востока, а также выйти к Индии [98]. Для осуществления своих планов в отношении Советского Союза, Германия возлагала большие надежды на захват нефтяных промыслов Кавказа и Закавказья (Рисунок 2.23).

а



б



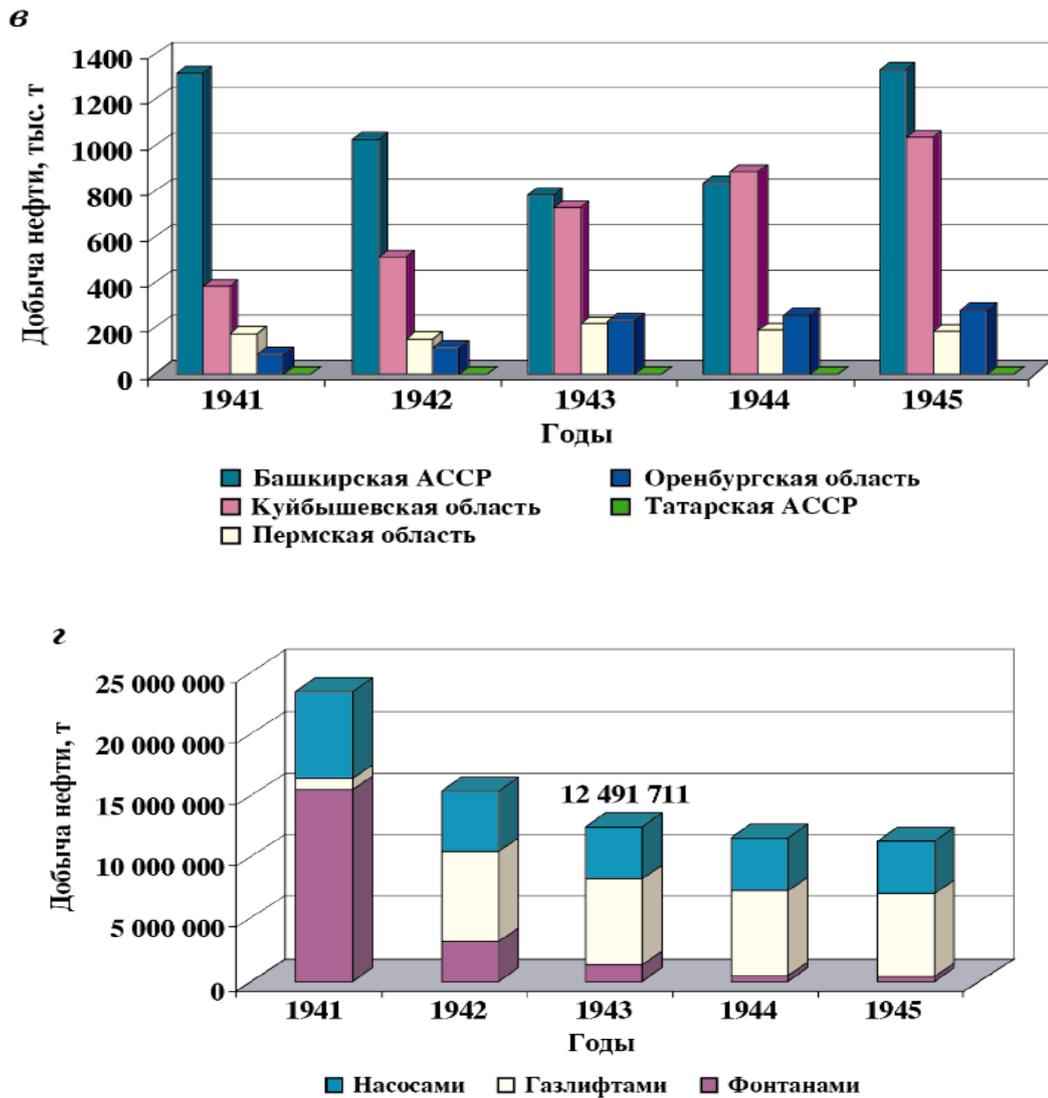


Рисунок 2.22 – Показатели добычи нефти в Каспийском регионе в довоенные и военные годы: *а* – добыча нефти в нефтеносных районах СССР 1937–1942 гг. (в %); *б* – добыча нефти в военные годы по Азербайджану и «Второму Баку»; *в* – добыча нефти по областям Урало-Поволжья 1941–1945 гг.; *г* – способы добычи нефти на бакинских промыслах в военные годы

В 1941–1942 гг. германские танки рвались на Кавказ к бакинской нефти – основному источнику черного золота в СССР. Все остальные нефтяные промыслы Северного Кавказа (Моздок и Грозный) были парализованы, захвачены немцами или законсервированы. Тогда же был разработан очередной план – захват кавказских нефтепромыслов и выход к ирано-иракской границе [96, 99, 100].



Рисунок 2.23 – План «Эдельвейс» немецко-фашистского командования по захвату Кавказа

В военное время нефть транспортировали через Каспийское море в плавучих цистернах (Рисунок 2.24).



Рисунок 2.24 – Транспортировка нефти через Каспийское море в военное время

Огромная роль в становлении и развитии нефтегазового комплекса Каспийского региона, в создании нефтегазовой научной геологической школы принадлежит академику И.М. Губкину. Он сыграл исключительную роль в развитии отечественного высшего нефтегазового образования. Благодаря ему были организованы Московский нефтяной институт, Грозненский нефтяной институт, Азербайджанский индустриальный институт. Московский нефтяной институт имени И.М. Губкина впервые начал готовить специалистов широкого профиля для нефтяной, нефтеперерабатывающей, нефтехимической, а затем и газовой промышленности.

Необходимо отметить значительный вклад русских ученых в развитие науки и образования прибрежных государств. Развитие нефтяной промышленности ее история предопределили интернациональный облик Баку и других нефтегазодобывающих центров, которые были родиной многих людей различных национальностей, добившихся впоследствии выдающихся достижений. В частности, в Баку в разное время жили и работали выдающиеся ученые академики И.В. Курчатов, Л.Д. Ландау, Л.С. Лейбензон, С.А. Ковалевский, М.В. Абрамович, М. Павлов.

Л.С. Лейбензон – ученый, специалист в области прикладной гидродинамики, механик-профессор и декан нефтепромышленного факультета Бакинского политехнического института. Он основатель метода подземной гидравлики. Впервые разработал динамическую теорию глубинного насоса, решил задачу о движении нефти и газа по каналам с проницаемыми стенками, создал теорию движения газа в пористой среде. Лейбензон является основоположником теории фильтрации газированных жидкостей (1931–1941). В 1930 г. вывел дифференциальные уравнения движения газа. В области прикладной механики разработал теорию безбалочных покрытий (1915) и приближенные методы решения задач теории упругости (1943). Лейбензон – один из создателей теории вязкой жидкости.

2.4 Четвертый технологический уклад (1946–1990 гг.)

С 1946 г. начинается интенсивная работа над вводом в эксплуатацию обнаруженных в морских акваториях нефтяных месторождений.

За очень короткий срок в СССР были спроектированы и построены корабли с кранами большой грузоподъемности, специальные строительные краны для прокладки эстакад, специализированные строительные платформы для сбора блоков отдельных оснований, созданы предприятия по изготовлению металлических конструкций с антикоррозийными покрытиями, специализированный транспорт и нефтепромысловая флотилия. Правительство поставило перед морскими нефтяниками следующие задачи: активизацию поиска новых перспективных нефтяных месторождений, определение нефтеносности расположенных в открытом море структур, подготовку и реализацию принципиальной программы по эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений.

В 1960-х гг. после того, как экономика стран оправилась от двух мировых войн с задержкой начинается третья промышленная революция (Индустрия 3.0). Благодаря электронно-вычислительным машинам (ЭВМ) промышленное производство вступило в эру автоматизации всех процессов. Инженерия решила не останавливаться на этом, превратив простые ЭВМ в персональные компьютеры. Стало массовым использование мобильных телефонов, а позже – и смартфонов с куда большим набором функций. В целом основным ресурсом этого уклада является энергия углеводородов. Она характеризуется дальнейшим развитием энергетики с использованием нефти и нефтепродуктов, газа, средств связи, что требовало увеличения добычи углеводородов (Таблица 2.10).

1948 г. открыто крупное нефтяное месторождение в Татарии – Ромашинское (юго-восток Татарстана, 20 км от г. Бугульмы, 70 км от г. Альметьевска) [144].

Таблица 2.10 – Четвертый технологический уклад (1946–1990 гг.)
в нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе

Ключевые исследования и события	Технологии в нефтегазовой отрасли
<ul style="list-style-type: none"> – развитие энергетики с использованием УВ; – массовое производство автомобилей, тракторов, самолетов и вооружений; – открытие нефтяного месторождения Нефтяные Камни; – в промышленную разработку вошли нефтяные месторождения: о. Артема, Банка Дарвина, площадь Южная, Гюргяны-море, о. Жилой, Нефтяные Камни, Грязевая сопка, Ази Асланова, Сангачалы-море, Дуваный-море, о. Булла, Песчаный-море, Южная, Бахар, Банка Жданова; – с 1970 г. начались геологоразведочные работы и нефтегазодобыча в туркменском, казахском и российском секторах; – прокладка подводного трубопровода Нефтяные Камни – Дюбенди. 	<ul style="list-style-type: none"> – заложен уникальный морской промысел на основаниях; – создание металлических эстакад, с применением усовершенствованных конструкций морских оснований; – эксплуатация отдельных стационарных платформ и гидротехнических сооружений - эстакад и приэстакадных площадок; – бурение глубоких скважин специализированных буровых судов (БС) и самоподъемных плавучих буровых установок (СПБУ) и полупогружных плавучих буровых установок (ППБУ); – бурение наклонно-направленных скважин; – проектирование и создание автономно плавающих бурильных установок и платформ. – создание и применение системы автоматического управления эксплуатации газлифтом.

К началу 1950-х гг. добыча нефти во «втором Баку» превысила нефтедобычу в Баку первом. Максимального годового объема добычи нефти

в стране удалось достичь в 1988 г. – 624 млн т, из них в Западной Сибири добывалось 408,6 млн т. Наша страна занимала первое место в мире по добыче нефти [73].

В послевоенные годы в разработку последовательно стали вовлекаться новые месторождения в Башкортостане – Туймазинское и Шкаповское, в Татарстане – Бавлинское и Ромашкинское. Позже в эксплуатацию вступили месторождения в Самарской области – Мухановское и в Пермской области – Яринское.

В 1948 г. основана Тюменская нефтеразведочная экспедиция, в 1949 г. пробурена первая поисковая скважина, но первая нефть промышленного значения в Тюменской области получена в 1960 г.

В 1960 г. забил первый нефтяной фонтан на Шаимском месторождении, а в 1961 г. – первый нефтяной фонтан на Мегионском месторождении в Западной Сибири [144]. Были открыты Усть-Балыкское нефтяное месторождение и Сургутский нефтегазоносный район [143]. С 1964 г. в СССР началась промышленная эксплуатация Западно-Сибирских месторождений нефти. Это крупнейший нефтегазоносный бассейн мира, расположенный в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской, частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев. В Западной Сибири находятся несколько десятков крупнейших месторождений мира. Среди них такие известные, как Самотлор, Усть-Балык, Шаим, Стрежевой, которые расположены в Тюменской области. Нефтеносные площади региона составляют около 3,5 млн км. Большая часть нефтяных залежей находится на глубине 2000-3000 м. Скважина Р-2, Уренгой 6 июня 1966 г. из первой разведочной скважины р-2, пробуренной на глубину 1300 м, с огромной силой вышел наружу фонтан природного газа. Благодаря этому событию на геологической карте страны появилось новое уникальное месторождение газа [175]. В июле на месторождении Жетыбай в Мангистауской области Казахской ССР на полуострове Мангышлак ударил

первый нефтяной фонтан. Открыты Курьинское газовое Мичаюское нефтяное месторождения в Тимано-Печорской провинции. В 1962 г. открыто Тазовское нефтегазоконденсатное месторождение – первое из открытых в Заполярье и в Ямало-Ненецком автономном округе [144].

С 1967 г. началось глубокое поисковое бурение на подсолевые отложения в пределах Астраханского свода. Группой научных сотрудников отдела геологии Астраханского Поволжья и Калмыкии Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики совместно с ведущими специалистами «Нижеволжскгеология», Астраханской нефтегазоразведочной и геофизической экспедиций дано научное обоснование перспектив нефтегазоносности подсолевого комплекса Астраханского свода [144]. В 1969 г. открыты Харьягинское нефтяное, Южно-Шапкинское газоконденсатное (27 апреля) и Северо-Харьягинское нефтяное месторождение в Ненецком национальном округе Архангельской области и Среднемакарихское нефтяное месторождение в Коми АССР. В 1995–1996 гг. открыто нефтяное месторождение Варандей-море (шельф Баренцева моря) [143].

В 1999 г. началась промышленная добыча шельфовой нефти на платформе «Моликпак» («Пильтун Астохская–А») – первой в России морской нефтедобывающей платформы (проект «Сахалин-2») [144].

Четвертый технологический уклад (1946–1990 гг.). для Каспийского региона может быть назван «Эпохой морской нефти». Перед морскими нефтяниками следующие задачи: активизацию поиска новых перспективных нефтяных месторождений, определение нефтеносности расположенных в открытом море структур, подготовку и реализацию принципиальной программы по эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений на территориях, примыкающих к Апшеронскому полуострову.

Издавна был известен факт естественного выхода нефти по трещинам на дне моря на морскую поверхность в районе Нефтяных Камней. 14 ноября 1948 г. начато бурение скважины №1 в районе Нефтяных Камней.

7 ноября 1949 г. здесь забил мощный нефтяной фонтан, ежедневный дебит которого составил 100 т, что стало фактом открытия всемирно известного нефтяного месторождения Нефтяные Камни и дало сильный толчок к развитию нефтяной промышленности в регионе [20, 25, 26, 101-104].

Впервые в мировой практике в открытом море был заложен уникальный морской промысел на основаниях. Эксплуатация этого крупного нефтяного месторождения в открытом море сыграла решающую роль в увеличении добычи нефти на море. В период разработки месторождений на Нефтяных Камнях и других территориях были созданы металлические эстакады, применены еще более усовершенствованные конструкции морских оснований на глубине моря до 15–20 м (Рисунок 2.25). Бурение наклонно-направленных скважин впервые было применено в Советском Союзе также на Нефтяных Камнях. Этот метод бурения широко использовался на других месторождениях Каспия.

В 1950–1960 гг. были определены основные нефтегазоносные структуры Каспия. В промышленную разработку вошли нефтяные месторождения: о. Артема, Банка Дарвина, площадь Южная, Гюргяны-море, о. Жилой, Нефтяные Камни, Грязевая сопка, Ази Асланова, Сангачалы-море, Дуванный-море, о. Булла, Песчаный-море, Южная, Бахар, Банка Жданова. Многие из этих нефтегазовых структур были разведаны еще в 1949–1950 гг., но промышленного притока нефти не удалось получить. Лишь правильно выбранные геолого-геофизические методы разведки нефтяных структур позволяли почти сразу перейти к разработке и оценке вновь открытых месторождений. Нефтепромысловые эстакады, необходимые для бурения скважин, разработанные российскими и азербайджанскими учеными и специалистами, сыграли важную роль в ежегодном увеличении объема нефтедобычи на Каспии.



Рисунок 2.25 – Морские эстакады на месторождении Нефтяные Камни

Нефтяные Камни и другие месторождения на Каспии сыграли решающую роль в ежегодном увеличении нефтедобычи в Азербайджане в 60-е гг. прошлого века. Это стало возможным благодаря первому в стране массовому бурению наклонно-направленных скважин в виде куста с одной площадки, впоследствии нашедших широкое применение при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

С 1970 г. началось разведочное бурение по всей акватории Каспийского моря, в том числе геологоразведочные работы и нефтегазодобыча в туркменистанском, казахстанском и российском секторах. Геофизическими исследованиями в период с 1971 по 1990 гг. была охвачена вся акватория туркменистанского сектора, было пробурено 56 эксплуатационных скважин, добыто около 2,2 млн т нефти с конденсатом и 3,1 млрд м³ газа (с учетом попутного). Поисковое бурение в туркменистанском секторе проводилось также и на структурах о-в Огурчинский, Западно-Эрдеклинская. Плановые разведочные геофизические работы в казахстанском секторе Каспия проводились на акватории Среднего Каспия (с 1973 г.), где был выполнен основной объем работ, и на акватории Северного Каспия (с 1981 г.). В целом, в казахстанском секторе Каспия были выполнены

сейсморазведочные работы в объеме 62,3 тыс. км, в результате которых выявлены 44 перспективные структуры и были пробурены 33 структурно-поисковые, 2 параметрические и 5 поисковых скважин.

Поисково-разведочные работы в пределах российского сектора проводились в течение 1972–1990 гг. Кроме разведочных геофизических работ, в основном сейсморазведочных, проводилось и структурно-поисковое бурение на двух площадях Инчхе-море и Инчхе-море-2. Были пробурены 9 структурно-поисковых скважин с общим метражом 13,2 тыс. м. В результате структурно-поискового бурения в 1972 г. было открыто нефтяное месторождение Инчхе-море в чокракских отложениях среднего миоцена.

Регулярная промышленная добыча нефти в Туркмении началась в 1933 году, после открытия месторождения Небит-Даг. После Второй мировой войны были открыты месторождения Кум-Даг (1948 г.), Котур-Тепе (1956 г.) и Барса-Гельмес (1962 г.), составившие основной фонд нефтяной промышленности республики. Добыча росла до середины 1970-х гг., достигнув максимума в 1975 г. (15,5 млн т), после чего начала снижаться.

14 ноября 1948 г. было начато бурение скв. №1 в районе Нефтяных Камней и 7 ноября 1949 г. здесь забил мощный нефтяной фонтан, ежедневный дебит которого составил 100 т, что стало фактом открытия всемирно известного нефтяного месторождения – Нефтяные Камни и дало сильный толчок к развитию нефтяного производства в регионе. Впервые в мировой практике в открытом море был заложен уникальный морской промысел на основаниях (рисунок 6.1). Эксплуатация этого крупного нефтяного месторождения в открытом море сыграла решающую роль в увеличении производства нефти на море. В период разработки месторождений на Нефтяных Камнях и других территориях были проведены металлические эстакады, применены еще более усовершенствованные конструкции морских оснований при глубине моря до 15–20 м.

Нефтепромысловые эстакады, необходимые для бурения скважин, сыграли важную роль в ежегодном увеличении объема нефтедобычи на

Каспии. Многолетняя практика эксплуатации многопластовых морских месторождений на Каспии доказала правильность выбора глубин моря до 10–14 м. Предложенные в 1949 г. крупноблочные морские основания, позволили начать поисково-разведочные работы на Каспии, благодаря которым были открыты месторождения Гюргян-дениз, Чиров-дениз, Банка Дарвина, Нефтяные Камни, Палчыг-пилпиляси, Сангачалы-дениз, Карадаг-дениз, Дуваный-дениз, Булла, Бахар, Гум адасы и другие нефтяные месторождения, а также увеличилась нефтедобыча.

Изготовленные на основе выдвинутых проектов, самостоятельно плавающие новые платформы, были весьма эффективны как с технической, так и с экономической точки зрения. Сотрудники Госморнефтьпроекта подготовили и передали Бакинскому судоремонтному заводу проект буровой, способной извлекать нефть с глубины 1800 м.

Из-за неэффективности работы эстакадного метода и автономно плавающих оснований в близлежащих от берега районах ученые проектировали современные дамбы с применением последних достижений гидротехнической науки, впервые использованные во время разработки месторождений в Карадагской части Каспийского моря. В 1960 г. таким способом было построено 6 и пробурено 18 нефтяных скважин. Протяженность же морских дамб составила 6 км.

Самым главным условием морской нефтедобычи считалось продолжение и усовершенствование всех проводимых на море строительномонтажных работ. Так, например, требовалось защитить от коррозии все объекты, построенные на морской поверхности.

До 1960 г. в морской нефтедобыче на Каспии использовались следующие методы: бурение скважин на морском побережье, создание искусственных песчаных островов, бурение скважин с индивидуальных оснований, бурение скважин на приэстакадных площадках. Во время бурения и изыскательских работ применялись методы: геолого-картографические, геофизической разведки, сейсмической разведки и структурных поисков. Кроме

этого, на морских нефтяных месторождениях применялись также методы наклонного бурения, кустового бурения, двуствольного бурения и фонтанный способ добычи сырья, причем особенно широко внедрялся последний. В 1955–1960 гг. около 70% всей добытой и 91% извлеченной нефти на месторождении Нефтяные Камни приходилось на долю фонтанного способа.

Система автоматического управления эксплуатации газлифтом впервые в СССР также была применена на Нефтяных Камнях. Были начаты работы по прокладке подводного трубопровода Нефтяные Камни–Дюбенди, после прокладки которого была устранена необходимость доставки нефти танкерами. Работа первой стационарной платформы, установленной на структуре Им. 28 Апреля, и плавучей буровой установки, проводящей поисково-буровые работы на структуре Нефтяные Камни-2, сегодня стала символом возрождения Нефтяных Камней.

Разработка морских нефтяных и газовых скважин предъявляет особые требования. Основным из них является согласование времени эксплуатации отдельных крупных стационарных платформ и гидротехнических сооружений – эстакад и приэстакадных площадок, отслуживших рабочий срок эксплуатации, поскольку стоимость этих сооружений очень высока, а строительство сложно. Необходимо решать и очень важную научно-техническую задачу – обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи пластов при малом количестве скважин, увеличить скорость разработки с минимальными расходами. Широкое распространение получили процессы поддержания пластового давления путем закачивания воды в месторождения и воздействия различными способами на призабойные зоны. Все основные горизонты месторождений – Нефтяные Камни и Палчыгпилпиляси (НГДУ Нефт Дашлары), Сангачалы – Дуванный-дениз, II горизонт (НГДУ им. Н. Нариманова); Гум адасы-дениз и Банка Дарвина (НГДУ Пираллахи) были охвачены искусственными процессами воздействия.

Добыча нефти с морских месторождений стала главным событием и завершающим этапом работ в нефтяной отрасли промышленности. С

момента сдачи в эксплуатацию морских нефтяных месторождений Каспийского моря до 1 января 1997 г. было добыто 422 млн т нефти. Из них 45 млн т относятся к рассматриваемому периоду. Но с 1949 г. и ранее нефть добывалась на прибрежных участках островов Пираллахи, Чилов и Биби-Эйбат. Извлечение нефти с месторождений о. Пираллахи началось в 1902 г., а в бухте Биби-Эйбат – еще в 1819 г. С месторождения Биби-Эйбат в 1834–1836 гг. было добыто 24.600 т, в 1863 г. – 560 т, в 1887 – 188.400 т, а в 1900 г. – 2.969.900 т нефти. В 1909 г. началась засыпка Биби-Эйбатской бухты, которая завершилась только в 1932 г. При этом в 1925 г. нефть, добываемая в Биби-Эйбате, составляла 10% всей нефти, извлеченной в Азербайджане. После сдачи в эксплуатацию в Каспийском море месторождений Гюргян, Банка Дарвина, Нефтяные Камни, Чилов, Гум адасы, Грязевой вулкан, Карадаг-дениз объем послевоенной нефти в Азербайджане вырос почти до 15 млн т.

В 1950-х гг. появились, позволяющие бурить глубокие нефтяные и газовые скважины, специализированные буровые суда (БС) и самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ), чуть позже – полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ) [89, 101, 102]. Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение на Каспии до 1990 г. велись, в основном, с гидротехнических сооружений при глубинах моря до 40 м. С помощью ПБУ «Азербайджан», «Хазар», «Баку», «60 лет Октября» велось поисково-разведочное бурение при глубинах моря до 70 м. Впервые в отечественной практике на глубине моря 84 м построена и введена в эксплуатацию стационарная платформа для поисково-разведочного бурения 10 скважин, с помощью которой открыто новое нефтяное месторождение им. 28 Апреля.

Первая отечественная СПБУ «Апшерон», введенная в эксплуатацию на Каспии в 1966 г., была предназначена для бурения скважин глубиной до 1800 м при глубине моря до 15 м. Немного времени спустя, была построена более мощная СПБУ «Азербайджан», оснащенная оборудованием для бурения скважин глубиной до 3000 м на глубинах моря до 22 м.

Общеизвестно, что конечным результатом поискового бурения является открытие новых нефтяных и газовых месторождений. Поэтому в целях ускорения обеспечения прироста запасов на глубоководных акваториях Каспия необходимо увеличить количество площадей, одновременно находящихся в бурении; это может быть достигнуто увеличением числа одновременно работающих СПБУ, ППБУ на разных площадях. Однако, несмотря на увеличение объемов поисково-разведочного бурения с СПБУ и с ППБУ, объемы бурения разведочных скважин со стационарных платформ в ближайшие годы останутся значительными.

На Каспийском море в 1980 г. введена в эксплуатацию самая глубокая в мире морская скв. №38, дающая ежедневно с глубины моря 6200 м около 1 млн м³ газа и 300 т конденсата. Проведение работ на больших глубинах и создание глубоководных стационарных платформ на уровне мировых стандартов стало возможным благодаря применению новых высокопроизводительных технических средств.

В последующем для производственного объединения «Азнефть» была построена, по контракту с голландской компанией «Джей Эйч Си Холланд» СПБУ «Хазар», позволяющая бурить скважины до 6000 м при глубине моря 60 м. А в 1975 г. была введена в эксплуатацию и отечественная самоподъемная плавучая буровая установка (СПБУ) подобного типа «Бакы». В 1979 году финской фирмой Rauma-Repola была построена полупогружная плавучая буровая установка (ППБУ) Caspmorneft, предназначенная для бурения разведочных скважин в Каспийском море при глубинах моря до 200 м. В производственном объединении «Азнефть» установка получила название «Шельф-1». Отечественная ППБУ «Шельф-2», на которой было установлено буровое оборудование заводов «Уралмаш» (буровая вышка, спускоподъемный комплекс, буровые насосы, привод) и «Баррикады» (комплекс подводно-устьевого оборудования «Поиск»), была сдана в эксплуатацию в 1982 г.

Применяемые в настоящее время технические средства бурения морских скважин и технологии предусмотрены для буровых работ на глубине до 6500 м. Объемы бурения, планируемые для последующих лет, связаны в основном с глубинами 5800–6000 м., что требует коренной реконструкции буровых предприятий, обеспечение их более мощными бурильными сооружениями [107-110].

2.5 Пятый технологический уклад.

Современное состояние нефтяной и газовой промышленности

Пятый технологический уклад (1990–2030 гг.) совпадает с четвертой промышленной революцией (Индустрия 4.0) и характеризуется внедрением инновационных технологий. Четвертая промышленная революция (Индустрия 4.0) предполагает новый подход к производству, с использованием искусственного интеллекта, основанного на массовом внедрении информационных технологий. В современном мире человечество во многом зависит от углеводородов, которые связаны с национальной стратегией, развитием экономики и технологического уклада мировой политикой и др. Углеводороды дают богатство государствам, делают их центром притяжения внутренних и внешних инвестиций, обеспечив им высокие доходы, наделяет политической властью.

Весьма существенный потенциал ископаемого углеводородного сырья, разведанный и в значительной мере введенный в разработку в континентальных нефтегазоносных провинциях Российской Федерации и их транзитных зонах, а также – прогнозируемый, в разной степени изученный в этих и перспективных провинциях и областях российских территорий и акваторий, является одним из ключевых ресурсов, на которых базируется текущее благополучие государства и возможности активного и устойчивого развития его экономики, энергетики, промышленной и социальной сфер. Этот потенциал является также важным фактором и залогом обеспечения его

многоуровневой, минерально-сырьевой, экономической, энергетической, промышленной и военно-политической, и национальной безопасности на обозримую государственно-стратегическую перспективу.

Значение этого вида минерального сырья в повседневной жизни современной России и других государств, обладающих углеводородными ресурсами, трудно переоценить. Добыча и поставка УВ сырья на внутренний и мировой потребительский рынок обеспечивает существенную для поступлений в федеральный бюджет (в разные годы – от 28 до 51 %) в период 2018–2022 гг. 46–35 % от общих поступлений). Они являются источником для получения моторных топлив для всех видов наземного, водного и воздушного транспорта, котельного топлива и горюче-смазочных материалов. Природный газ является самым чистым из ископаемых углеводородов теплоэнергетики, который напрямую используется в теплоэнергообеспечении социальной и промышленной инфраструктуры государства. Углеводороды являются ценным сырьем химической промышленности, используемых для производства более 5 000 наименований продукции, которая используется в строительстве машино- и приборостроении, лакокрасочном производстве, медицине, фармакологии и косметологии, сельскохозяйственной, пищевой и других отраслях промышленности. Наличие, объем, качество и текущее состояние минерально-сырьевой базы углеводородов формирует комплекс важных аргументов в установлении и поддержании определенных политических позиций Государства в системе межгосударственных (международных) отношений.

Последнее десятилетие нефтяной рынок находится в состоянии высокой волатильности (Рисунок 2.26).

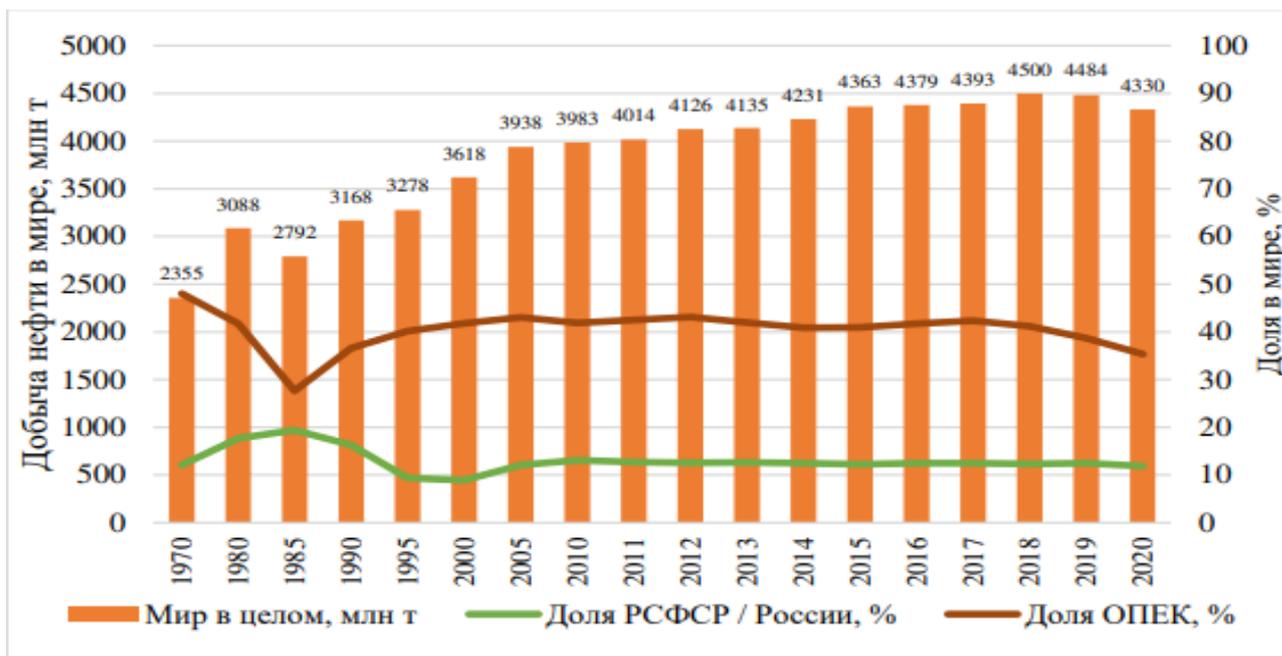


Рисунок 2.26 – Динамика добычи нефти в мире

Весь этот потенциал неравномерно распределен в 22 оцененных нефтегазоносных или перспективных провинциях и самостоятельных областях, полностью или частично расположенных в пределах территорий Российской Федерации, ее территориальных вод и акваторий ее исключительной экономической зоны.

Суммарный углеводородный потенциал России по состоянию на 01.01.2021 г., составил более 372 млрд т.у.т., в том числе около 110 млрд т.у.т. (или 29%) – извлекаемыми запасами всех категорий и более 250 млрд т.у.т. – некоторых ресурсов, относящихся к категориям подготовленных, перспективных и прогнозных (Таблица 2.11).

Таблица 2.11 – Состояние сырьевой базы углеводородов России в 2020 г.

Флюид	Извлекаемые запасы, категории			Убыль запасов			Воспроизводство запасов за счет разведки	Неоткрытые ресурсы			Сумма УВ			
	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	Всего	За счет добычи	За счет переоценки	Всего		Всего	Коэффициент воспроизводства	Подготовленные	Перспективные и прогнозные	Всего	Всего	В т.ч. запасы, %
										D ₀	D ₁ +D ₂			
Нефть и конденсат, млрд т	21,25	14,15	35,40	0,51	0,30	0,81	1,04	$\frac{1,28^*}{2,04}$	16,42	52,55	68,97	105,18	0,34	
Газ свободный, растворенный и газовые шапки, трлн м ³	47,67	23,35	74,42	0,70	1,52	2,22	0,77	$\frac{0,35}{1,1}$	30,34	160,15	190,49	267,73	0,27	
Сумма УВ, млрд т.у.т.	70,6	39,22	109,82	1,21	1,82	3,03	1,81	$\frac{0,6}{1,5}$	46,76	212,7	259,46	372,31	0,89	

**По Материалам Государственного доклада о состоянии и использовании сырьевых ресурсов РФ в 2020 г., в знаменателе – то же, без учета убыли запасов за счет переоценок.*

Часть углеводородного потенциала, относимая к категориям запасов, сосредоточена, в основном, в хорошо изученных, разведанных и в значительной степени освоенных недропользователями (по нефти на 95,5%, по свободному газу на 98%) континентальных провинциях и их транзитных или прибрежных мелководно-морских продолжениях. Потенциал некоторой части провинции или их крупных нефтегазогеологических подразделений в ранге областей, расположенных преимущественно в арктическом и дальневосточном регионах, ввиду их недостаточной геофизической и буровой изученности, оценен только по категориям ресурсов.

В составе извлекаемых запасов углеводородного сырья более 35 млрд т.у.т. (нефть более 314 млрд т; конденсат 3,98 млрд т) представлено нефтью и конденсатом, и более 74 трлн м³, газом (свободным, растворенным и в газовых шапках).

Нефть, согласно Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г.^{*} отнесена к группе полезных ископаемых, для которых достигнуть уровня добычи недостаточно обеспеченным запасами разрабатываемых месторождений до 2035 г. Более ранними решениями Правительства России она отнесена к стратегическому виду минерального сырья. Отмеченные выше запасы нефти и конденсата (Таблица 2.12), определяют шестое место России, которое она занимает в Мире по этому показателю.

Месторождения нефти и конденсата сосредоточены в восьми нефтегазоносных провинциях (Таблица 2.12) границы и внутреннее деление которых корректируются по мере накопления новых данных. В административно-территориальном и географическом отношении скопления жидких УВ выявлено в 37 объектах Российской Федерации и акваториях Балтийского, Баренцева, Карского морей, Хатангского залива моря Лаптевых (Енисейско-Анабарская провинции), в Охотском море, а также в акваториях Каспийского и Азовского морей.

^{*} Распоряжение Правительства РФ от 22.12.2018 г. №2914-р

Наибольшими запасами жидких УВ при текущем состоянии геолого-геофизической изученности и разведанности провинции характеризуются Западно-Сибирская (42% от общего объема запасов) Восточно-Европейская (16%) мегапровинции (Таблица 2.13)

Таблица 2.12 – Распределение запасов нефти и конденсата в нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях России в 2020 г.

Нефтегазоносные провинции и мегапровинции, НГП, НГМП	Запасы всех категорий, млрд т	Доля в суммарном объеме запасов РФ, %
Тимано-Печорская и Восточно-Баренцевская НГП	2,5	7
Восточно-Европейская НГМП	5,6	16
Западно-Сибирская НГП	17,4	42
Восточно-Сибирская НГМП	8,7	24
Охотоморская НГП	0,6	2
Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская и Балтийская НГП	0,6	2
Всего	35,4	100

В течение 2020 г. всеми недропользователями было добыто 506,3 млн т жидких УВ, в том числе 476,5 млн т нефти и 29,1 млн т конденсата. Максимальный объем добычи сырья традиционно приходится на Западно-Сибирскую провинцию (57% общего объема добычи в стране) и Восточно-Европейскую мегапровинцию (23%). В период 2010–2023 гг. наметилось ухудшение структуры запасов нефти Западно-Сибирской провинции, которые компенсируются вводом новых крупных добычных проектов в Восточной Сибири, на п-ове Ямал и на российском шельфе.

В 2020 г., по сравнению с предыдущим периодом 2016–2019 гг., когда годовая добыча составляла от 513 млн т (2016 г.) до 525,9 млн т (2019 г.)

произошел ее резкий спад, который связывается с общемировым падением спроса на нефть и нефтепродукты в условиях пандемии и выполнением Россией обязательств по сдерживанию объемов добычи в рамках соглашения ОПЕК.

Таблица 2.13 – Добыча нефти и конденсата в нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях России в 2020 г.

Нефтегазоносные провинции и мегапровинции, НГП, НГМП	Объем добычи, млн т	Доля в суммарном объеме добычи РФ, %
Тимано-Печорская НГП	31,4	6
Восточно-Европейская НГМП	112,68	23
Западно-Сибирская НГП	289,64	57
Восточно-Сибирская НГМП	38,11	8
Охотоморская НГП	22,4	4
Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская и Балтийская НГП	11,08	2
Всего	506,3	100

Для воспроизводства сырьевой базы жидких углеводородов признается целесообразным проведение геологоразведочных работ, и для повышения степени изученности выявленных перспективных площадей и в изученных, в том числе шельфовых регионах с низкой степенью разведанности ресурсов.

Природный газ, согласно Стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2035 года, относится к группе полезных ископаемых, запасы которого «при любых сценариях развития экономики достаточны для удовлетворения внутренних потребностей страны и обеспечения экспортных поставок на длительную перспективу».

Россия обладает крупнейшими запасами газа, которые составляют до четверти его мировых запасов и занимают одну из лидирующих позиций по

его добыче (уступая первенство по этому показателю только США) и ведущую роль в его поставках на мировой рынок. Запасы газа распределены в 9 нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях (Таблица 2.14).

Таблица 2.14 – Распределение запасов природного газа в нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях России в 2020 г.

Нефтегазоносные провинции и мегапровинции, НГП, НГМП	Запасы всех категорий, млрд м ³	Доля в суммарном объеме запасов РФ, %
Восточно-Баренцевская ГНП	4,89	6,57
Тимано-Печорская НГП	0,79	1,06
Восточно-Европейская НГМП	5,98	8,04
Западно-Сибирская НГМП	48,66*	65,39
Восточно-Сибирская НГП	8,15**	10,95
Берингоморская НГП	0,01	0,01
Охотоморская НГП	1,51	2,02
Япономорская НГП	0,005	0,01
Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская и Балтийская НГП	1,03	1,38
Растворенный газ, сумма	3,4	4,57
ИТОГО	74,42	100

* с учетом Ванкорского и Пелятинского месторождений

** без учета Ванкорского и Пелятинского месторождений

В административно-территориальном и географическом отношении они распределены в 36 субъектах Российской Федерации и в акваториях Азовского, Черного, Каспийского, Баренцева, Карского, Охотского и Японского морей.

Как и в отношении запасов жидких УВ, наибольшими запасами газа характеризуются Западно-Сибирская НГП (более 65% от их общего объема по России) и Восточно-Сибирская НГМП (около 11%). Значимыми запасами располагают также Восточно-Европейская НГМП (более 8%) и Восточно-Баренцевская ГНП (около 6,6%). При этом запасы газа отличаются крайне неравномерным территориальным распределением. Более 80% всех запасов сосредоточено в 19 уникальных и 74 крупных месторождениях Западно-Сибирской НГП и сконцентрировано на территориях Ямало-Ненецкого и Хантымансийского автономных округов, которые обеспечивают основной объем добычи газа.

Большая часть российского свободного газа представлена энергетическим газом на 97% или более состоящем из метана («сухой газ»), который может напрямую использоваться в качестве топлива без предварительного очищения.

Добыча газа в РФ в 2020 г. производилась в 7 нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях (Таблица 2.15). Ее осуществляли 260 предприятий, 15 из которых входят в структуру ПАО Газпром, 8 – в ПАО Новатэк, 76 – в состав вертикально интегрированных нефтяных компаний и три оператора СРП (Соглашение о разделе продукции). 158 компаний из указанного количества являются независимыми нефтегазодобывающими компаниями.

Наибольший объем добычи газа (более 82% суммарной годовой добычи в стране) приходится на Ямало-Ненецкую АО. Значительно меньший, но весомый вклад в суммарную добычу дают Охотоморская НГП (около 7%) и Восточно-Европейская НГМП (около 4%). С постепенным истощением рентабельных запасов газа в традиционных, континентальных районах газодобычи происходит постепенное продвижение с развитием инфраструктуры и наращиванием объемов добычи в труднодоступные регионы Восточной Сибири и Арктики, с выходом в транзитные зоны и прибрежные мелководья Ямала и Гыдани.

Таблица 2.15 – Добыча свободного и растворенного газа в нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях России в 2020 г.

Нефтегазоносные провинции и мегапровинции, НГП, НГМП		Запасы всех категорий, млрд м ³	Доля в суммарном объеме запасов РФ, %
Тимано-Печорская НГП	Свободный газ	2,03	0,3
Восточно-Европейская НГМП		27,4	3,9
Западно-Сибирская НГМП		575,63*	82,6
Восточно-Сибирская НГП		8,8**	1,3
Берингоморская НГП		0,1	0,01
Охотоморская НГП		31,4	4,5
Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская и Балтийская НГП		4,48	0,6
Суммарная добыча растворенного газа		47,4	6,79
Всего	697,24	100	

* с учетом Ванкорского и Пелятинского месторождений

** без учета Ванкорского и Пелятинского месторождений

В 2022 г. мировой спрос на газ вырос на 3,2% (около 125 млрд м³) и компенсирует снижение 2020 г. Доля России в мировом производстве природного газа в 2020 г. составила 18% (Рисунок 2.27), а добыча газа уменьшилась на 6% (45 млрд м³). Примерно 80% этого сокращения пришлось на первую половину года, когда добыча снизилась на 10% на фоне теплой зимы 2019–2020 гг. и резкого падения экспорта в Европу. Падение далее замедлилось до 2,5% во второй половине года в связи с восстановлением спроса на внутреннем рынке и поставок экспорта, которые к концу 2020 г. вернулись к уровням предыдущих лет. Необходимость дальнейшего расширения сырьевой базы нефте- и газодобычи, поддержания на

необходимом и достаточном уровне объемов добычи сырья и их расширенного воспроизводства за счет открытия новых скоплений нефти, газа и конденсата, в том числе крупных и уникальных по запасам, требует выявления, изучения, разведки и геологически обоснованной оценки новых перспективных на углеводороды районов территорий и акваторий Российской Федерации и новых горизонтов их геологического, что составляет важный комплекс решаемых задач геологов, работающих на этом минерально-сырьевом направлении.

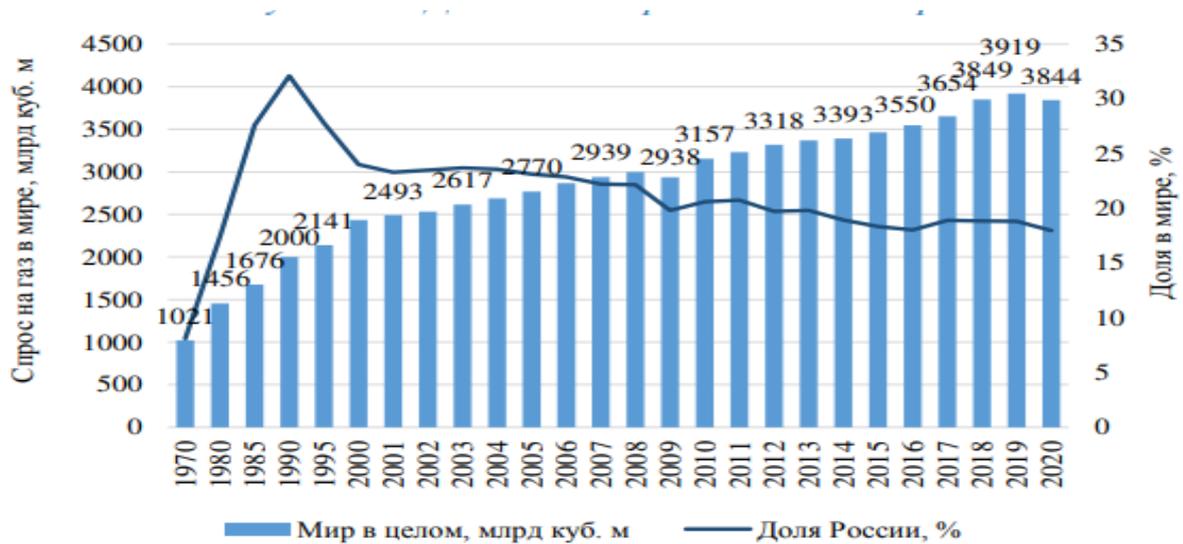


Рисунок 2.27 – Добыча газа в мире и России

За 2020 г. объем добычи нефти на российском шельфе не изменился, составив 28,0 млн т (Рисунок 2.28).



Рисунок 2.28 – Объем добычи и доля нефти на континентальном шельфе России

В настоящее время добыча нефти в Арктической зоне России составляет 67 млн т нефти в год, что ниже предыдущих двух лет, так как произошло системное сокращение объема добычи нефти по стране в целом.

Крупнейшим регионом по добыче нефти в Арктической зоне является Ямало-Ненецкий АО, на долю которого в 2020 г. пришлось более 55% (36,6 млн т). На долю Красноярского края в 2020 г. пришлось почти 24% добычи нефти Арктической зоны. В Ненецком АО в 2020 г. было добыто 11,4 млн т нефти, что составляет 17% от общей добычи нефти в Арктике (Рисунок 2.29).



Рисунок 2.29 – Объем добычи нефти в Арктической зоне

Искусственный интеллект для оптимизации производства становится одним из ключевых элементов стратегической повестки нефтяников. На современном этапе нефтегазовая отрасль накопила большой опыт по внедрению инновационных технологий (Индустрия 4.0) разработки нефтяных и газовых месторождений. Во внедрении информационных технологий в нефтегазовой отрасли, прежде всего, надо отметить проекты умных скважин и цифровых месторождений. В стране функционирует 27 «умных» месторождений, крупнейшие ВИНК разрабатывают собственные технологические стратегии, создают современные инжиниринговые центры. Использование IT-технологий на трубопроводном транспорте позволяет повысить безопасность, оптимизировать логистику и уменьшить эксплуатационные затраты.

В Каспийском регионе пятый технологический уклад начался в 1991 г а прибрежных государствах ближнего зарубежья, после приобретения независимости прибрежными республиками.

Современное состояние разработки и освоения месторождений нефти и газа в Каспийском море на российском, азербайджанском, казахстанском, туркменском и иранском секторах весьма различное. Если в азербайджанском секторе идет интенсивная добыча УВ, то в российском, наряду с добычей, ведется подготовка к промышленной разработке открытых месторождений, а в казахстанском и туркменском секторах проводятся в основном геологоразведочные работы. Подходы к привлечению компаний-разработчиков морских проектов в этих странах также различные [151–154]. Если Россия делает упор на участие в проектах отечественных крупных нефтегазовых компаний, то Азербайджан, Казахстан и Туркмения активно сотрудничают с иностранными компаниями.

В российском секторе Каспийского моря на начало 2022 г. разбурено 25 перспективных площадей и открыто 16 месторождений нефти, газа и конденсата, 14 из которых включены в Государственный баланс с суммарными извлекаемыми запасами около 2,58 млрд т у.т. (Таблица 2.16), из которых 78,3% представлены газом, а два месторождения, открытые в период 2017–2021 гг. на площадях Южная и Титонская, находятся на разных стадиях разведки и оценки запасов. В период 1995-2017 гг. в акватории Каспийского моря было открыто девять месторождений с запасами более 2 млрд т у.т. (месторождение им. Владимира Филановского, месторождение им. Юрия Корчагина, Хвалынское, Сарматское, Ракушечное и др.). Открытое в 2006 г. месторождение им. В. Филановского, является крупнейшим, открытым в России за последние 20 лет – его извлекаемые запасы превышают 200 млн т нефти. В ходе геологоразведочных работ выявлено 10 перспективных на нефть и газ структур. В настоящее время в этом секторе работают такие компании, как «ЛУКОЙЛ»; «Роснефть» (акционер «Каспийской нефтяной компании»); «Газпром» (является акционером

«ЦентрКаспнефтегаза» и ООО «Каспийская нефтяная компания»). Ниже показаны ключевые события в пятом технологическом укладе освоения в российском секторе Каспийского моря:

- 1995 г. – начало широкомасштабных геологоразведочных работ;
- 1999 г. – начало поисково-разведочного бурения;
- 2000 г. – открытие новой нефтегазовой провинции на Каспии (промышленный приток газа скв. 1 Хвалынская);
- 2000 г. – открытие месторождения им. Ю. Корчагина;
- 2001 г. – открытие месторождения Ракушечное;
- 2001 г. – открытие месторождения 170-й км;
- 2002 г. – открытие месторождения им. Ю.С. Кувыкина;
- 2005 г. – открытие месторождения им. В. Филановского;
- 2008 г. – открытие месторождений Западно-Ракушечное и Центральное;
- 2010 г. – начало промышленного освоения месторождения им. Ю. Корчагина;
- 2016 г. – начало промышленного освоения месторождения им. В. Филановского.

В этом секторе «ЛУКОЙЛ» активно внедряет на месторождениях Каспийского моря *интегрированные системы управления проектами*, которая позволяет эффективно реализовывать 16 крупных капитальных проектов. Помимо уникальных технологий, позволяющих наиболее эффективно использовать геологический потенциал скважин, здесь применяются интеллектуальные модели месторождений – совокупность организационных, технологических и информационных решений, позволяющих эффективно управлять месторождениями. Эффект от применения умных технологий является комплексным, так как применение инструментов моделирования влияет на рост наработки на отказ глубинно-насосного оборудования и увеличение межремонтного периода скважин, что влияет на снижение задействованных бригад текущего ремонта скважин, а это одна из составляющих, которая влияет на себестоимость добываемой продукции.

Таблица 2.16 – Характеристика морских и транзитных месторождений российского сектора Каспийского моря в 2021–2022 гг.

№ п/п	Наименование месторождения	Год открытия	Возраст продуктивных отложений	Запасы										Сумма УВ, млн т.у.т.	Год начала добычи (добываемый флюид)
				Нефть, млн т			Свободный газ и газовая шапка, млрд м ³			Конденсат, млн т					
				A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂			
1	170-й км	2001	J ₂ , I ₃ , K ₁	3,875	4,535	8,410	13,729	6,489	20,218	0,611	0,329	0,940	29,568	–	
2	Им. В. Грайфера (Ракушечное)	2001	K ₁	39,248	–	39,248	36,273	4,123	40,396	0,819	0,083	0,902	80,546	–	
3	Им. Ю. Кувькина (Сарматское)	2003	J ₂	1,717	4,592	6,309	141,764	17,002	158,766	12,18	0,738	12,918	177,993	–	
4	Им. Ю. Корчагина	2000 2001	J ₂ , I ₃ , K ₁ , □ ₁	18,517	0,300	18,817	32,573	11,420	43,993	2,159	0,474	2,633	65,443	2010 (Н)	
5	Хвальинское	2002	J ₃ , K ₁	1,956	34,329	36,285	166,887	155,452	322,349	5,928	5,241	11,169	369,803	–	
6	Им. В. Филановского	2005 2006	K ₁	122,837	0,319	123,156	25,488	0,068	25,556	1,094	0,002	1,096	149,808	2016 (Н)	
7	Рыбачье	2014	J-K	0,924	–	0,924	1,057	–	1,057	0,059	–	0,059	2,040	–	
8	Избербаш	1936	Ng ₁ , K ₂	0,900	–	0,900	–	–	–	–	–	–	0,900	–	
9	Инче-море	1974	Ng ₁	3,072	4,919	7,991	–	13,788	13,788	–	0,868	0,868	22,647	–	
10	Западно-Ракушечное	2008	K ₁ ?	6,024	5,011	11,035	–	–	–	–	–	–	11,035	–	
11	Центральное	2008	J ₃	6,404	84,512	90,916	6,874	34,811	41,685	0,406	2,053	2,459	135,060	–	
12	Морское	2008 2009	K ₁ ?	5,744	6,290	12,034	–	–	–	–	–	–	12,034	–	
13	Хазри	2017– 2018	J ₂ -K	–	–	–	–	–	48,00	–	–	8,20	56,20	–	
14	Северо-Ракушечное	2021	K ₁	–	–	8,74	–	–	0,13	–	–	–	8,87	–	
ИТОГО				256,18	88,11	353,03	1695,541	273,676	2017,347	178,918	19,055	206,173	2576,55		
Долевое распределение запасов по флюидному составу				13,7%			78,3%			8,0%			100%		

Для проектирования строительства скважин на месторождении имени Владимира Филановского в северной части Каспийского моря ЛУКОЙЛ применяет современные технологий и оборудования в области геологоразведки, предоставленные партнер по этому проекту - Шлюмберже. Разрабатываемое аппаратное и программное обеспечение повышает надежность моделей пластов-коллекторов, уточняет прогнозы перспектив их нефтегазоносности и сокращает геологические риски и неопределенности. В целях оптимизации комплексного освоения месторождений «ЛУКОЙЛом» разработана «Концепция обустройства месторождений и структур Северного и Центрального Каспия», разработаны схемы (Рисунок 2.30) обустройства месторождений – им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского, Сарматского и Хвалынского. В соответствии с этими схемами обустройства технологический комплекс будет обеспечивать добычу, подготовку и транспорт углеводородов с ряда близлежащих месторождений.

В настоящее время идет подготовка к вводу в эксплуатацию месторождения Хвалынское, которое осваивается «ЛУКОЙЛом» совместно с НК «КазМунайГаз», завершается разработка технологической схемы разработки и ТЭО СРП, решается вопрос отделения и утилизации сероводорода, который в небольшом количестве (0,6% мас.) содержится в продукции скважин.

Большие перспективы связаны с освоением ресурсов Центрального блока (521 млн т нефти и 91 млрд м³ газа), Яламо-Самурского блока (616 млн т нефтяного эквивалента), Инчхе-море (запасы нефти месторождения оценены в 9,3 млн т, газа – в 170 млн м³ – возможно увеличение до 830–1730 млн м³), Дербентский и Димитровский блоки (400 млн т нефтяного эквивалента), Избербашский и Сулакский блоки (200 млн т нефтяного эквивалента), Северо-Каспийский участок (300 млн т нефти и 60 млрд м³ газа) В пределах последнего выявлены 11 перспективных структур, наиболее крупными из которых являются Западно-Ракушечная, Карайская, Укатная, Жесткая и Восточно-Укатная (Таблица 2.16).

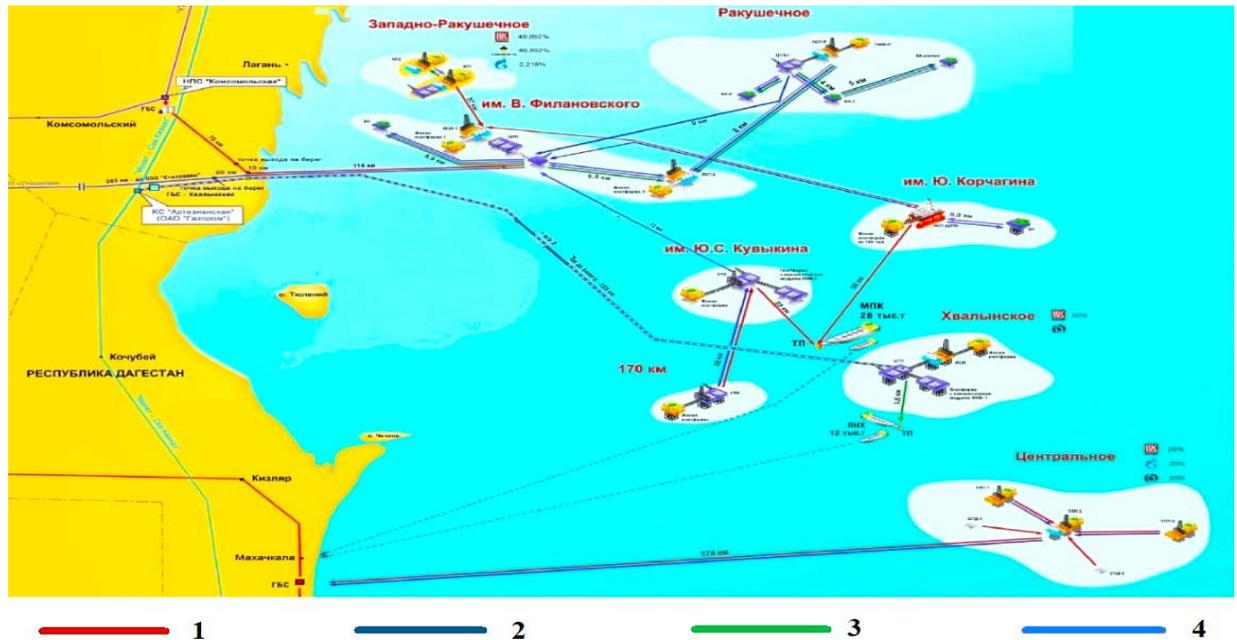
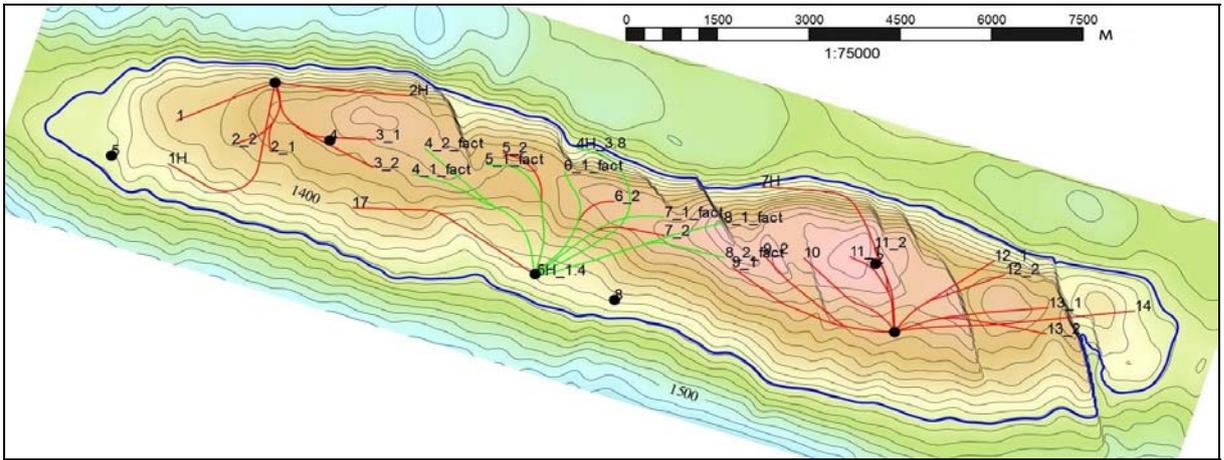


Рисунок 2.30 – Схема обустройства месторождений российской акватории Каспийского моря: 1 – нефтепроводы; 2 – газопроводы; 3 – водопроводы; 4 – мультифазные трубопроводы; КП – кустовая площадка (на искусственных островах); СДП – система подводной добычи; ТЛП (*TLP tension-leg platform*) – платформа, прикрепленная ко дну тросами; УТП – устьевая технологическая платформа; ТП – точечный причал; МПК – морской перегрузочный комплекс; ПНХ – плавучее нефтехранилище

Проекты разработки и освоения месторождений в российском секторе Каспийского моря отличаются технологической сложностью, самостоятельно реализуемый ЛУКОЙЛ с привлечением в основном российских поставщиков и подрядчиков. Месторождение им. В. Филановского – центральное звено Каспийской нефтегазоносной провинции, освоение которой произведена с использованием уникальных технических сооружений (Рисунки 2.31, 2.32). В соответствии с утвержденной Политикой ПАО «ЛУКОЙЛ» в части экологии используется система обращения с отходами по принципу нулевого сброса – все производственные отходы собираются и отправляются на берег, для дальнейших обезвреживания и утилизации.



а



б



в

Рисунок 2.31 – Схемы расположения скважин (а), обустройства (б) и общий вид обустройства (в) месторождения им. В. Филановского



а



б

Рисунок 2.32 – Технические сооружения на месторождении им. В. Филановского: *а – ледостойкая стационарная платформа-ЛСП-1, начало эксплуатации: 2016 г.; б – ледостойкая стационарная платформа-ЛСП-2, ввод в эксплуатацию: 2017 г.*

Наиболее важным элементом реализуемой компанией стратегии цифровой трансформации является программа «Цифровой ЛУКОЙЛ 4.0», важным инструментом которой является интегрированное моделирование [176].

Современное состояние технологического уклада (Таблица 2.17), в т.ч. разработки и освоения месторождений нефти и газа в Каспийском море в российском секторе и прибрежных государствах ближнего зарубежья- в азербайджанском, казахстанском и туркменском секторах весьма различное.

Таблица 2.17 – Пятый технологический уклад в нефтегазовой промышленности в Каспийском регионе (1990–2030 гг.)

Ключевые исследования и события	Технологии в нефтегазовой отрасли
<ul style="list-style-type: none"> – привлечение иностранных инвестиций в нефтяную и газовую промышленность Каспийского региона; – подписание Контракта века 1994 г. в Баку; – начало экспорта нефти (1997 г.) по трубопроводу Баку-Новороссийск; – сдан в эксплуатацию нефтепровод из Баку черноморский порт – Супсу; – началась (2006 г.) транспортировка азербайджанской нефти из турецкого порта Джейхан; – в 2018 г. подписана Конвенция о правовом статусе Каспийского моря — международного договора между Азербайджаном, Ираном, Казахстаном, Россией и Туркменистаном 	<ul style="list-style-type: none"> – внедрение инновационных технологий и компьютеризация; – использование компьютерных программ и моделирование при поисках, разведке, разработке и добыче УВ; – создание рациональных технологий и методов интенсификации добычи нефти и газа; – создание проектов разработки и освоения месторождений в Каспийском море, отличающихся технологической сложностью, с использованием уникальных технических сооружений; – использование системы обращения с отходами по принципу нулевого сброса; – разработана «Концепция обустройства месторождений

Значительный объем добываемого здесь сырья, развитая нефтегазодобывающая, перерабатывающая и нефтегазотранспортная инфраструктура Каспийского региона надежно связывают его с внутренними

и внешними потребителями УВ сырья и ставят его в число важных участников регионального и мирового топливно-энергетического рынков. В настоящее время на шельфе Каспийского моря ведется интенсивное бурение разведочных и эксплуатационных скважин. Компании-недропользователи пользуются различными технологиями и техническими средствами ППБУ, СПБУ, применяют морские основания, буровые суда и баржи

На прикаспийских территориях производится активная нефтегазодобыча и переработка углеводородного сырья. Здесь действует 11 морских и приморских нефтегазодобывающих центров, принадлежащих России, Казахстану, Туркменистану и Азербайджану, в приморских зонах этих государств расположены заводы по переработке углеводородного сырья. В регионе хорошо развитая нефтегазотранспортная инфраструктура, как танкерная, так и трубопроводная, которая связывает центры добычи сырья с потребителями, как на территории прикаспийских государств, так и в зарубежных государствах.

В сентябре 1994 г. в Баку руководители крупнейших транснациональных нефтяных компаний мира подписали Контракт века – соглашение о разработке нефтяных месторождений на глубоководном шельфе азербайджанского сектора Каспийского моря – Азери, Чираг и глубоководной части Гюнешли. В настоящее время заключен 21 контракт с 35 компаниями мира по принципу совместного производства и раздела продукции. Прогнозируемые зарубежные инвестиции только за счет 10 подписанных соглашений оценивались в 56 млрд долл. США.

В Казахстане с целью разработки гигантского месторождения Кашаган на шельфе Каспийского моря были привлечены крупные нефтяные и газовые компании: Шеврон-Тексако (Тенгиз), консорциум КПО (Карачаганак), Китайская национальная нефтяная компания (Жанажол), канадская Петро-Казахстан (Кумколь).

13 мая 2002 г. Казахстан и Россия подписали Протокол по делимитации дна Каспийского моря с целью недропользования. В соответствии с

протоколом углеводородные ресурсы структуры Курмангазы, находящейся под юрисдикцией Республики Казахстан, месторождение Хвалынское и структура Центральная, находящиеся под юрисдикцией Российской Федерации, будут разрабатываться совместно Национальной Компанией КазМунайГаз и специально уполномоченной российской компанией.

На данном этапе к освоению туркменской части Каспия привлечены компании Petronas, Dragon Oil, Buried Hill, RWE, «Итера

В азербайджанском секторе Каспия по состоянию на начало 2022 г., начиная с 1930–1940-х гг. было введено в разведку не менее 46 перспективных площадей, на которых было открыто 30 месторождений нефти, газа и конденсата (Таблица 2.18). Средняя успешность поисково-оценочного бурения составила 65 %.

Около 83% всех известных на сегодня морских месторождений было открыто здесь до 1991 г. Среди них – нефтяной гигант Азери-Чираг-Гюнешли (бывшее им. 28 апреля, Каверочкина и «26 бакинских комиссаров») и газовое месторождение Шах-Дениз (Бывшее Шахово-море). Позже, в период 1998 гг. было открыто несколько новых, в том числе крупных (Апшерон, Умид) месторождений (Таблица 2.18).

Доразведка, выполненная на отдельных площадях сектора, позволила прирастить разведанные ранее запасы и подтвердить наличие промышленных залежей УВ на глубинах более 6 км (Шах-Дениз). По текущим оценкам суммарный объем запасов УВ на месторождениях сектора превышает 4,2 млрд т.у.т., в составе которых 74% представлены газом.

Морские скопления углеводородов распределены в двух нефтегазоносных областях Южно-Каспийской провинции, расположенных вдоль бортовых зон одноименной впадины. Апшерон-Прибалханской (Апшеронской НГР) и Восточно-Азербайджанской, или Западного борта.

В настоящее время заключен 21 контракт с 35 компаниями мира по принципу совместного производства и раздела продукции.

Таблица 2.18 – Основные результаты геологоразведочных работ по нефтегазовым проектам в азербайджанском районе Каспийского моря

Лицензионный участок / блок/ проект	Перспективная структура / месторождение	Год открытия / бурения	Результаты бурения	Запасы
Блок АЧГ	Азери	1987	Накопленная добыча на 01.11.2017: нефть – 438 млн т, попутный газ – 138 млрд м ³	Извлекаемые А+В+С ₁ : нефть – 930 млн т, газ – 0,6 трлн. м ³ . Дополнительно- до 300 млрд м ³ в глубоких горизонтах.
	Чираг	1985		
	Гюнешли	1981		
Шах-Дениз	Шах-Дениз	1954	Дебит первой эксплуатационной скважины – 5,6 млн м ³ /сут. газа. Накопленная добыча на конец 2018 г. – 100 млрд м ³ газа и 196 млн бар.конденсата	Извлекаемые: газ - 815 млрд м ³ ; дополнительно- 500 млрд м ³ в глубоких пластах, конденсат - 240 млн т
Апшерон	Апшерон	2011	Нет данных	Извлекаемые: газ – 350 млрд м ³ конденсат – 45 млн т
Карабах	Карабах	2000	Нет данных	Извлекаемые: нефть - 16 млн т газ – 28 млрд м ³
Нахичевань	Нахичевань	2001	Непромышленные притоки	Геологические: газ – 300 млрд м ³ конденсат – 40 млн т
Ашрафи – Дан Улдузу	Ашрафи	1998	Дебит скважины-открывательницы – 620 тыс. м ³ /сут газа и 40 т/сут. нефти из 1-го пласта, 36 тыс. м ³ /сут газа и 460 т/сут. нефти из второго пласта	Извлекаемые: газ – 13 млрд м ³ конденсат – 17 млн т
Умид-Бабек	Умид	2010	Дебит 3-й скважины: 2,5 млн м ³ /сут. газа и 400 т/сут. конденсата	Извлекаемые: газ – 200 млрд м ³ конденсат – 30 млн т
	Бабек	-	Бурение не проводилось	Прогнозные ресурсы: газ – 400 млрд м ³ конденсат – 80 млн т
Бахар – Гум-Дениз	Бахар	1969	Нет данных	Остаточные: 25 млрд м ³ газа

Прогнозируемые зарубежные инвестиции только за счет 10 подписанных соглашений оценивались в 56 млрд долл. США Подписание «Контракта века», ознаменовавшее начало нового периода развития нефтяной индустрии и экономики Азербайджана, в целом, наметило динамический путь развития и процветания государства в XXI веке. «Контракт Века», заключенный президентом и общенациональным лидером Азербайджана Гейдаром Алиевым, успешно реализуемый его преемником нынешним Президентом Ильхамом Алиевым, позволил республике совершить значительный рывок в развитии и занять соответствующую геополитическую позицию в мире. Реализация «Контракта века» является ярким доказательством претворения в жизнь верной нефтяной стратегии, составляющей концепцию экономического развития независимого Азербайджана.

На двух блоках азербайджанской части Каспия, включающих наиболее крупные по запасам месторождения нефти и газа – Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) и Шах-Дениз – ведется добыча углеводородного сырья.

Анализ и обобщение содержащихся в разных источниках оценок фактических запасов углеводородного сырья в морских месторождениях национальных районов недропользования Каспийского моря позволяет говорить об их суммарном объеме, составляющем 10,82 млрд т.у.т., в том числе – 3,09 млрд т жидких УВ и 7,73 трлн м³ газа (Таблица 2.18).

К разработке нефтегазовых месторождений широко привлечены иностранные компании-инвесторы при сохранении контроля над ситуацией за государством. Контроль за участниками проектов организован за счет присутствия в их числе Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (ГНКАР) – доля ГНКАР в крупнейших проектах, следующая: Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) – 11,65%, и Шах-Дениз – 10%. Привлечение крупных транснациональных компаний решает проблемы инвестиций и технологий при разработке месторождений, причем на территории Азербайджана весьма часто применяется режим СРП.

Основными участниками проектов являются: BP (Азери-Чираг-Гюнешли, Шах-Дениз); Chevron (АЧГ); ExxonMobil (АЧГ); Amerada Hess (АЧГ); Iex Corp (АЧГ); Itochu Oil (АЧГ); StatoilHydro (АЧГ, Шах-Дениз); ТРАО (АЧГ, Шах-Дениз); ЛУКОЙЛ (Шах-Дениз); Total (Шах-Дениз, Апшерон); NICO (бывшая OIEC, Иран, Шах-Дениз) (Рисунок 2.33).



Рисунок 2.33 – Месторождения и перспективные площади в акватории Южного Каспия в освоении которых участвуют иностранные компании

В 2011 г. американская компания KBR заключила соглашение с BP о разработке нового добывающего проекта «Чираг» в рамках разработки месторождений «Азери-Чираг-Гюнешли». Добыча ведется с платформ: Чираг, Центральное Азери (ЦА), Западное Азери (ЗА) Восточное Азери (ВА) (Рисунок 2.34). На платформе Чираг эксплуатируются 19 скважин (13 нефтедобывающих и 6 водонагнетательных). На платформе ЦА эксплуатируются 15 скважин (12 нефтедобывающих и 3 газонагнетательных). На платформе ЗА эксплуатируются девять скважин, восемь из которых нефтедобывающие. С платформы ВА в настоящее время добывается нефть из семи нефтедобывающих скважин.

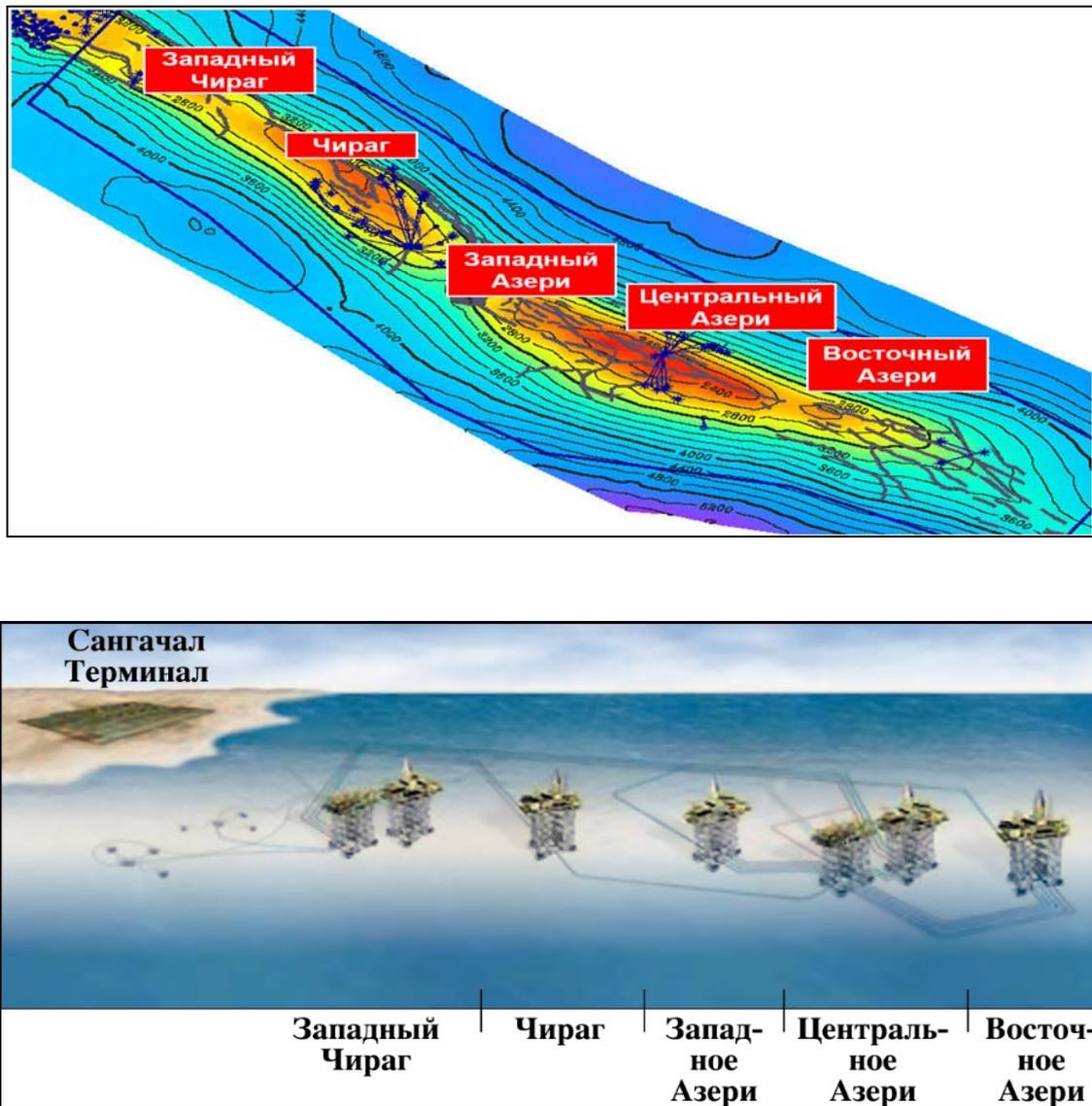


Рисунок 2.34 – Схема расположения скважин и обустройства месторождения Азери-Чираг

В апреле 2008 г. началась добыча на глубоководной части месторождения Гюнешли.

В целом, для поставки азербайджанской нефти из Каспийского моря на мировые рынки были построены нефтепроводы протяженностью до 1/10 экватора Земли: Баку-Новороссийск (1330 км), Баку-Супса – (833 км) и Основной экспортный нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан (1768 км) [20].

К 2010 г. производство нефти и газоконденсата достигло рекордного, при этом три четверти производства приходилось на блок АЧГ. Добыча выросла с 5,2 млрд м³ в 2005 г. до 18,2 млрд м³ в 2015 г. С 2007 г.

Азербайджан стал нетто-экспортером газа (9,8 млрд м³ потребляется на внутреннем рынке).

К началу 2020 г. в разработку блока «Азери-Чираг-Гюнешли» было инвестировано около 41 миллиарда долларов США, с этого блока добыто 546 млн т нефти, а также 49 млрд м³ попутного газа.

Подтвержденные запасы месторождения Шах-Дениз составляет 1,2 трлн м³ газа и 280 млн т газового конденсата.

В сентябре 2011 г. компания Total объявила об открытии месторождения Апшерон. Прогнозные запасы месторождения – 350 млрд м³ газа и 45 млн т конденсата (запасы/ресурсы).

Большие перспективы связаны с освоением ресурсов и запасов со структурой Инам (100 млн т нефти и 100 млрд м³ газа) и месторождением Умид (500 млрд м³ газа и 65 млн т конденсата). (несостыковка непонятная).

В казахстанском секторе *Каспия* к началу 2022 г. было разбурено не менее 23 перспективных площадей. При этом около половины их были введены в бурение в восточной, примангышлакской части Среднего Каспия в 70-е – 80-е гг. прошлого века, а на остальных, расположенных на востоке Северного Каспия, бурение выполнялось в 2000–2013 гг. (Таблица 2.19).

Большая часть месторождений выявлена в юрско-меловых отложениях надсолевого разреза. Три скопления Южно-Эмбенской области (Кашаган, Кашаган Западный, Кайран) установлены в подсолевых карбонатах каменноугольного возраста, имеющих отчасти рифогенное происхождение и относящихся к Кашаган-Тенгизской зоне развития биогерм разного масштаба.

Отсутствие положительных или коммерчески значимых результатов в скважинах, пробуренных в 1970–1980-е гг. вблизи Мангышлакского побережья Каспия, наряду с возможным естественно-геологическими причинами, отчасти могут быть отнесены так же и тем, что геолого-геофизическая подготовка площадей и точек бурения опиралась на существовавшие в тот период методы и технологии морской геофизической

разведки и не учитывала в полной мере характеристики и условия развития углеводородных систем.

Таблица 2.19 – Основные результаты геологоразведочных работ по нефтегазовым проектам в казахском секторе Каспийского моря

Лицензионный участок / блок / проект	Перспективная структура / месторождение	Год открытия / бурения	Результаты бурения	Запасы
1	2	3	4	5
Северо-Каспийский проект	Восточный Кашаган	2000	Дебит скважины-открывательницы: 600 м ³ /сут нефти и 200 тыс. м ³ /сут газа	Нефть и конденсат: геологические – 1755 млн т, извлекаемые – 761 млн т, газ – более 1 триллиона м ³
	Западный Кашаган	2001	Дебит скважины-открывательницы: 540 м ³ /сут нефти и 215 тыс. м ³ /сут газа.	
	Юго-Западный Кашаган	2003	Дебит скважины-открывательницы: 280,4 т н.э./сут	Конденсат: геологические - 20 млн т, извлекаемые - 6 млн т
	Каламкас-море	2002	Дебит скважины-открывательницы: 307,1 т н.э./сут	Нефть и конденсат: геологические – 19 млн т, вариант оператора, извлекаемые – 7 млн т; извлекаемые запасы 67 млн т
	Актоты	2003	Дебит скважины-открывательницы: 207 т н.э./сут	Конденсат: геологические – 30,4 млн т, извлекаемые – 15 млн т
	Кайран	2003	Дебит скважины-открывательницы: 133,5 т н.э./сут	Нефть: геологические – 44,3 млн т, извлекаемые – 14,1 млн т
Жемчужины	Хазар	2007	Приток нефти и газа	Извлекаемые (C ₁ +C ₂): нефть – 75,25 млн т; газ – 8,4 млрд м ³ (растворенный) и 1,7 млрд м ³ (газ. шапка)
	Ауэзов	2008	Приток нефти 683 т/сут.	Извлекаемые: нефть – 10 млн т, газ – 3 млрд м ³
Каратурун	Северо-Восточный Каратурун	2007	Промышленные притоки нефти и газа	C ₁ +C ₂ : Нефть – 9,5 млн т
	Каратурун Морской	Нет данных	Нет данных	

1	2	3	4	5
Жамбыл	Жамбыл	2013	Фонтанный приток нефти с дебитом 60 т/сут.	Извлекаемые, экспертная оценка: нефть ~ 30 млн т
Участок «Н»	Ракушечная-море	2010	Наличие УВ	Условные: нефть – 31,5 млн т; газ – 19 м ³
	Южный Нурсултан	2011	Наличие УВ	
Исатай	Исатай		Бурение не проводилось	Геологические перспективные ресурсы (P50) нефти 248 млн т
	Толкын		Бурение не проводилось	Перспективные геологические ресурсы (P50) нефти 161 млн т
	Сункар		Бурение не проводилось	Перспективные геологические ресурсы (P50) нефти 60 млн т
	Буруншик		Бурение не проводилось	Перспективные геологические ресурсы (P50): нефть – 64 млн т
Сатпаев	Сатпаев		Отрицательный результат Бурение не проводилось	Прогнозные геологические ресурсы: 250 млн т. н.э.
	Сатпаев Восточный			
Махамбет	Махамбет		Бурение не проводилось	Прогнозные геологические ресурсы: 114 млн т. н.э.
Бабек	Клавдия, Евгения, Евгения СВ		Бурение не проводилось	Прогнозные извлекаемые ресурсы: нефть – 32 млн т
Абай	Абай		Бурение не проводилось	Перспективные геологические ресурсы – 377 млн т. н.э.

В этом районе было открыто 9 месторождений нефти, газа и конденсата с суммарными извлекаемыми запасами немногим более 2 млрд т.у.т., при этом около половины этого объема представлены нефтью.

Практически все открытия нового века приходятся на морскую часть Прикаспийской НГО. В ее составе 4 месторождения открыты в Южно-Эмбенской НГО, а 5 связано с морским продолжением Астраханско-Калмыцкой НГО. На условиях СРП реализуется семь проектов по разведке и добыче углеводородов: Северо-Каспийский; Жамбай; Жемчужины; Бузачи Нефть (Северо-Восточный Каратурун); проект «Н» (Нурсултан); Жамбыл; Сатпаев. Для реализации перечисленных проектов широко привлечены иностранные компании. Их деятельность достаточно детально контролируется казахстанскими властями путем участия в них

государственной компании «КазМунайГаз». Российская компания «ЛУКОЙЛ» участвует только в проекте Жамбай.

В Северо-Каспийском проекте задействованы крупнейшие мировые компании: Total, ExxonMobil, Agip, Royal Dutch/Shell, ConocoPhillips, Inpex, это объясняется стремлением привлечь иностранные инвестиции, так и желанием казахстанской стороны получить доступ к передовым технологиям. Участники консорциума имеют лицензию на 11 каспийских блоков [155–159]. В настоящее время работы ведутся на шести блоках, включающих структуры Восточный Кашаган, Западный Кашаган, Юго-Западный Кашаган, Актоты, Кайран и Каламкас-море. На всех структурах, за исключением Западного Кашагана, открыты месторождения. Всего извлекаемые запасы в рамках проекта составляют 1 694 млн т нефти. Прогнозные запасы газа на месторождениях проекта – около 10 трлн м³. Глубина бурения колеблется в широком диапазоне. В частности, на Кашагане она находится в пределах 4,8–5,1 тыс. м³ (Рисунок 2.35).

Большие перспективы связаны с освоением ресурсов и запасов структуры Тюб-Караган (388 млн т.у.т.), в том числе 324,3 млн т нефти), Аташского блока (248,8 млн т.у.т., в том числе 141,7 млн т нефти) структуры Курмангазы (ресурсы нефти – от 300 млн т до 1,2 млрд т), а также проектов: «Бузачи Нефть» (Северо-Восточный Каратурун), «Жемчужины», «Жамбай», «Жамбыл» «Сатпаев», «Абай», «Исатай», «Шагала» «Махамбет», «Бобек» и «Дархан».

В туркменском секторе морское поисково-оценочное бурение осуществлялось на 12 перспективных участках в Прибалханском сегменте Апшеро-Прибалханской НГО Южно-Каспийской провинции, а 3 – в пределах потенциально нефтегазоносной области Туркменской ступени (Таблица 2.20). Проведенная в постсоветский период доразведка этих месторождений позволила существенно прирастить запасы этих месторождений, примерно до 1,77 млрд т.у.т., из них 77% представлены газом. Скважины, пробуренные на Туркменской террасе, не дали положительных или коммерчески значимых результатов.

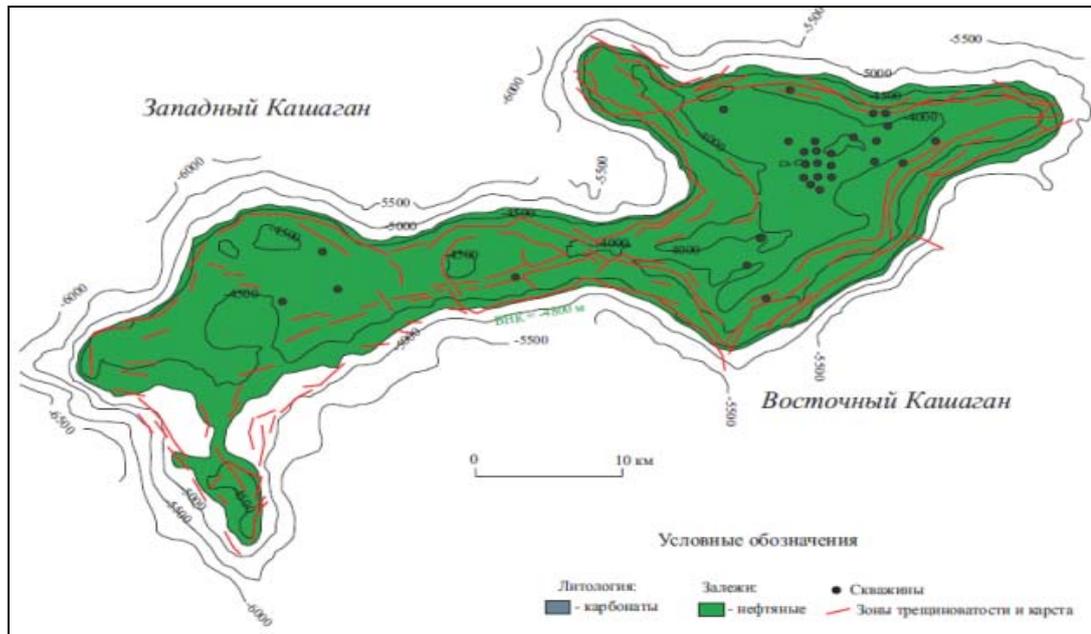


Рисунок 2.35 – Месторождение Кашаган

Месторождения сгруппированы на три блока. Первый включает пять площадей (Машрыков, Овез, Магтымкулы Диярбекир и Гарагол-Дениз (Таблица 2.20)). Второй – 3 площади (Джейтун, Джигалыбек, Челекеньгуммес). В третий блок входит месторождение Сердар (Кяпаз, Промежуточное), расположенное на границе туркменской и азербайджанской акваторий Южного Каспия. 21 января 2011 г. между правительством Туркменистана и Азербайджана был подписан Меморандум о взаимопонимании по его совместной разведке, разработке и освоению, в связи с чем оно получило новое наименование – Достлуг (Дружба). Для работы в этом секторе привлечены зарубежные нефтегазовые компании: Dragon Oil (Челекен); Petronas Charigali (блок 1); RWE (блок 23). По оценке Dragon Oil, месторождения содержат 177,8 млн баррелей доказанных запасов нефти и 40,132 млрд м³ газа. По результатам поисково-оценочного бурения, которое проводилось в период 1976–1986 гг. на перспективных площадях Прибалханского нефтегазоносного района было открыто 9 месторождений нефти, газа и конденсата (Рисунок 2.36).

После завершения программы разведочного бурения запасы блока 1 составляют, по крайней мере, 1 трлн м³ газа, более чем 200 млн т нефти и более чем 300 млн т газового конденсата. В контрактную территорию блока 1 входят месторождения Гарагол-Дениз (бывшее название – Губкин), Диярбекир (Баринов) и Магтымгулы (Восточный Ливанов).

Туркменские геологи связывают перспективы с освоением ресурсов и запасов месторождения Сердар (Блок 3), структур, включенных в Блоки 11,12 (200 млн т нефти и 500 млрд м³ газа), Блока 23, Блока 21 (219 млн т нефти, 92 млрд м³ попутного газа и 100 млрд м³ природного газа), Блоков 29, 30, 31.

В настоящее время на шельфе Каспийского моря ведется интенсивное бурение разведочных и эксплуатационных скважин. Для бурения и освоения месторождения УВ компании-недропользователи пользуются различными технологиями и техническими средствами ППБУ, СПБУ, применяют морские основания, буровые суда и баржи.

Таблица 2.20 – Основные результаты геологоразведочных работ по нефтегазовым проектам в туркменском и иранском районах Каспийского моря

Лицензионный участок/ блок/ проект	Перспективная структура / месторождение	Год открытия / бурения	Результаты бурения	Запасы
<i>Условный туркменский район</i>				
Блок 1	Диярбекир (Банка Баринава)	1976	Коммерческий приток УВ	Извлекаемые: нефть и конденсат – 75 млн т газ - 245 млрд м ³ Геологические: нефть более 200 млн т газ – 1 трлн. м ³ конденсат – 300 млн т
	Магтымгулы (Восточный Ливанов)	1973	Дебит 5-й скважины в рамках проекта – 791 т/сут нефти и 539 тыс м ³ /сут газа	
	Овез (Центральный Ливанов)	1972	Получен коммерческий приток УВ	
	Машрыков (Западный Ливанов)	н/д	Коммерческий приток УВ	
	Гарагол-Дениз (Банка Губкина)	1975	Коммерческий приток УВ	
Блок 2 (Челекен)	Джейтун (Банка ЛАМ)	1985	Дебит 1-й скважины 250 т/сут нефти	Около 85 млн т. нефти и 62 млрд м ³ газа Запасы
	Джигалыбек (Банка Жданова)	1985	Коммерческий приток УВ	
	Челекянгуммез (Причелекенский купол)		Нет данных	
Блок 3	Сердар (Кяпаз)-Достлуг-Промежуточное	1986	Коммерческий приток нефти 285 т/сут и газа 20 тыс т/сут	Прогнозные ресурсы: нефть ~ 185 млн т. газ ~ 30 млрд м ³
Блоки 19, 20	-	-	-	Прогнозные геологические ресурсы: нефть ~ 500 млн т, газ ~ 630 млрд м ³
Блок 21	-	-	-	Прогнозные извлекаемые ресурсы: газ – 800 млрд м ³ жидкие УВ – 95,5 млн т
Небитдаг (суша)	Бурун (прибрежное)	1991	~ 15 тыс. бар/день в 2018 г.	Начальные запасы: нефти – 50 млн т, газа – 30 млрд м ³
<i>Условный иранский район</i>				
Блок 6	Сардар-Джангал	2011	Пробурено 4 скважины в 2010, 2012, 2014 и 2015 гг.	Геологические: нефть ~ 270 млн т, газ – 1,4 трлн м ³ Извлекаемые: нефть ~ 68 млн т

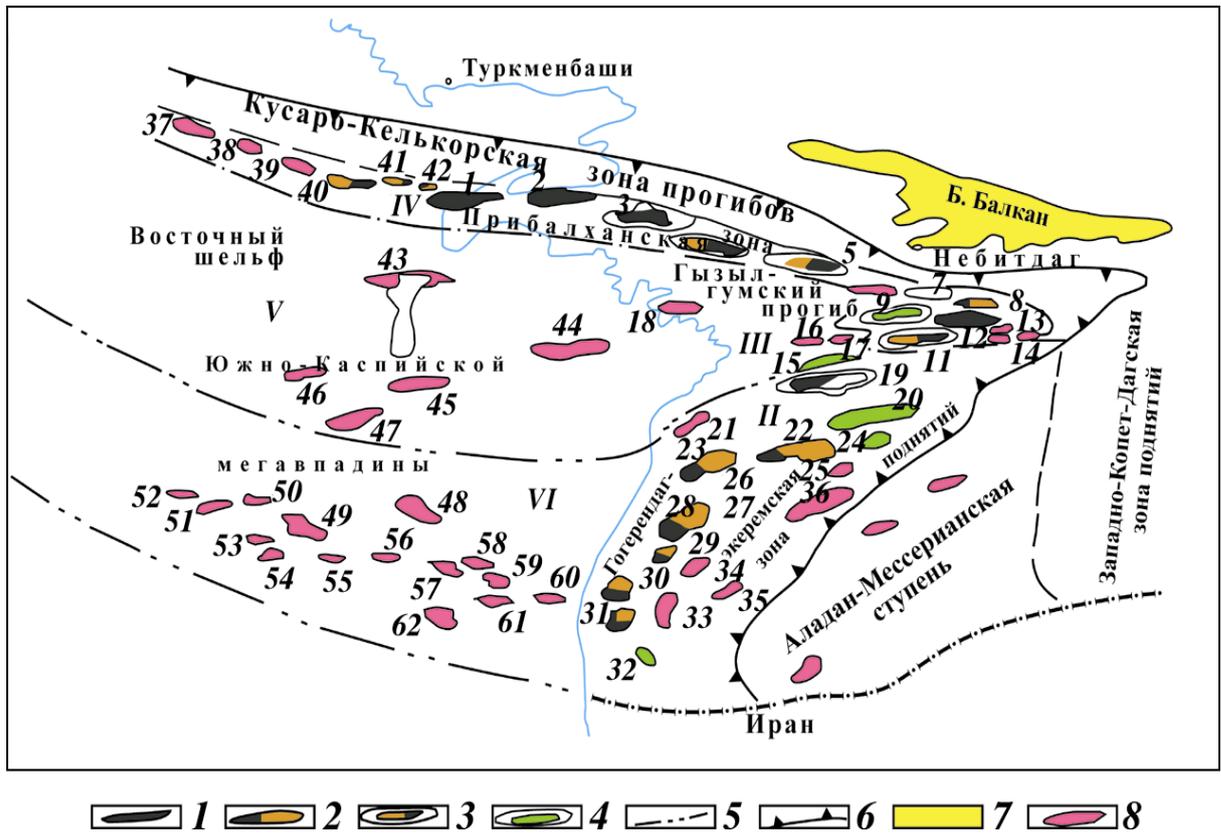


Рисунок 2.36 – Схема расположения месторождений и перспективных структур на восточном борту Южно-Каспийской мегавпадины:

I – Прибрежная зона поднятий; *II* – Гогерендаг – Экеремская зона поднятий; *III* – Гызылгумский прогиб; *IV* – Причелекено-Ливановская зона поднятий; *V* – Западно-Ордкли-Огурджинская зона поднятий; *VI* – Западно-Чекичлер-Ферсманская зона поднятий; 1 – нефтяные месторождения; 2 – газонефтяные месторождения; 3 – нефтегазовые месторождения; 4 – газовые месторождения; 5 – границы тектонических нарушений; 6 – границы восточного борта Южно-Каспийской мегавпадины; 7 – выход на дневную поверхность мезозойских отложений; 8 – локальные складки. Скважины: 1 – Челекенская; 2 – Восточно-Челекенская; 3 – Готурделенская; 4 – Барсагелмезская; 5 – Буруннебитдагская; 6 – Монжуклинская; 7 – Урунжукская; 8 – Гарадепенская; 9 – Гызылгумская; 10 – Гумдакская; 11 – Гуйджикская; 12 – Боядагская; 13 – Гобекская; 14 – Сыртланлинская; 15 – Ордеклинская; 16 – Малая Гогерендагская; 17 – Северо-Экеремская; 18 – Узундинская; 19 – Гогерендагская; 20 – Экизакская; 21 – Гарадашлинская; 22 – Гамышлджинская; 23 – Корпеджинская группа поднятий; 24 – Бугдайлинская; 25 – Ногайская; 26 – Южно-Гамышлджинская; 27 – Северо-Экеремская; 28 – Экеремская; 29 – Южно-Экеремская; 30 – Кеймирская; 31 – Акпатлаукская; 32 –

Чекичлерская; 33 – Акэсерская; 34 – Миассерская; 35 – Невчейдагская; 36 – Шахманская; 37 – Ливановская; 38 – Бариновская; 39 – Губкинская; 40 – Ламская; 41 – Ждановская; 42 – Причелекенская; 43 – Огуржинская; 44 – Западно-Ордеклинская; 45 – Южно-Огуржинская; 46 – Западно-Огуржинская; 47 – Ульская; 48 – Западно-Гамышлджинская; 49 – Ферсманская; 50 – Ханларовская; 51 – Наримановская; 52 – Годинская; 53 – Шатская; 54 – Бродская; 55 – Цеберская; 56 – Дмитровская; 57 – Западное; 58 – Фединская; 59 – Восточно-Чекичлерская; 60 – Западно-Чекичлерская; 61 – Западное; 62 – Коншинская.

Значительный объем добываемого здесь сырья, развитая нефтегазодобывающая, перерабатывающая и нефтегазотранспортная инфраструктура Каспийского субрегиона надежно связывают его с внутренними и внешними потребителями УВ сырья и ставят его в число важных участников регионального и мирового топливно-энергетического рынков.

На прикаспийских территориях производится активная нефтегазодобыча и переработка углеводородного сырья. Здесь действуют 11 морских и приморских нефтегазодобывающих центров, принадлежащих России, Казахстану, Туркменистану и Азербайджану, в приморских зонах этих государств расположены заводы по переработке углеводородного сырья (Рисунок 2.37). В регионе хорошо развитая нефтегазотранспортная инфраструктура, как танкерная, так и трубопроводная, которая связывает центры добычи сырья с потребителями, как на территории прикаспийских государств, так и в зарубежных государствах. Важным дополнением к объемам добываемого на суше сырья стало открытие и ввод в разработку крупных и уникальных по запасам месторождений нефти и газа, что способствовало приданию региону мирового значения на рынке углеводородного сырья.

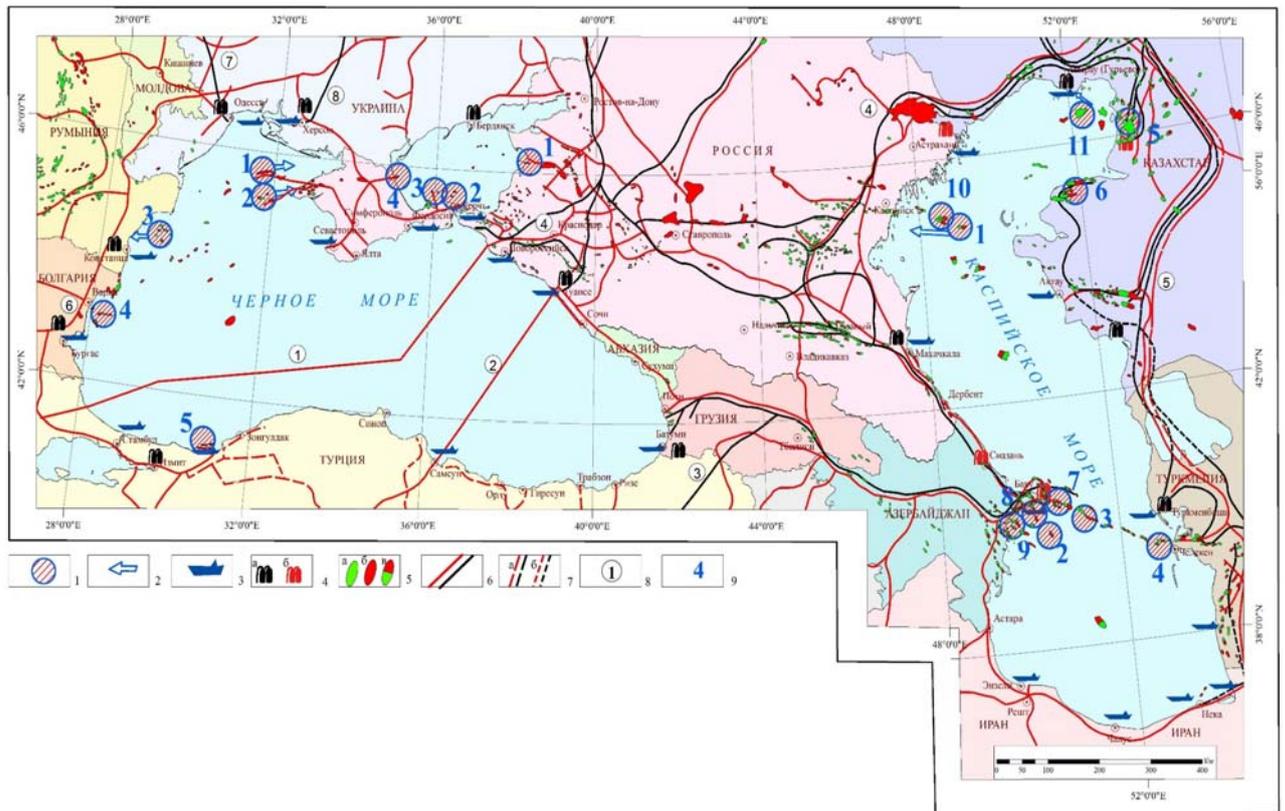


Рисунок 2.37 – Схема нефтегазодобывающей и транспортной инфраструктуры Черноморско-Каспийского региона: 1 – действующие центры нефтегазодобычи; 2 – направления транспортировки сырья; 3 – порты перевалки УВ; 4 – нефте- (а) и газо- (б) перерабатывающие заводы в приморских зонах; 5 – месторождения: а – нефти; б – газа; в – смешанного состава; 6 – линии действующих газо- (а) и нефтепроводов(б); 7 – линии газо- и нефтепроводов: а – строящихся, б – проектируемых; 8 – индексы нефтегазотранспортных систем; 9 – индексы морских центров нефтегазодобычи. Морские центры нефтегазодобычи: Азовское море: 1 – Бейсуг, 2 – Северо-Керченско-Северо – Булганакский, 3 – Восточно-Казантипский, 4 – Стрелковский. Черное море: 1 – Голицынский, 2 – Архангельско-Штормовой, 3 – Хистрия XVIII, 4 – Варненская впадина, 5 – Южная Акчакоджа. Каспийское море: 1 – им. Корчагина, 2 – Шах Дениз, 3 – Азери-Чираг-Гюнешлди (АЧГ), 4 – Блок 2, Челекен; 5 – Тенгиз-Прорвински, 6 – Бузачинский, 7 – Нефтяные Камни (НефтДашлары), 8 – Бахар, 9 – Булла Дениз, 10 – им. Филановского, 11 – Кашаган. Действующие и планируемые нефтегазотранспортные системы: 1 – Турецкий поток, 2 – Голубой поток, 3 – Баку-Тбилиси-Джейхан (BTC), 4 – Каспийский трубопроводный консорциум (КТК), 5 – Прикаспийская трубопроводная система, 6 – Варна-Бургас-Александропулос, 7 – Одесса-Броды, 8 – Дружба.

Выводы по главе 2

Определены основные направления достижения технологического суверенитета нефтегазовой промышленности путем ретроспективного анализа эволюции развития отрасли, дифференцировано по технологическим укладам.

В рамках первого технологического уклада в Каспийском регионе освоение нефтегазовых ресурсов осуществляется с применением колодезной добыча нефти, мускульная сила заменяется на энергию пара, а также внедряются новые технологии «Индустрии 1.0».

Второй технологический уклад нефтегазовой промышленности в России совпадает с «Индустрией 2.0» и характеризуется электрификацией и началом бурения в Каспийском регионе первой в мире нефтяной скважины в Биби-Эйбате Бакинского нефтяного района.

Третий технологический уклад знаменуется освоением нефти в акватории Каспийского моря, развитием системы турбинного бурения и передовой технологией нефтедобычи и нефтепереработки.

Четвертый технологический уклад содержит такие ключевые события, как развитие энергетики с использованием УВ, заложением уникального морского промысла на основаниях, созданием металлических эстакад, что обеспечило максимальные объемы добычи нефти с морских месторождений.

Пятый технологический уклад характеризуется внедрением инновационных технологий, использованием искусственного интеллекта, что обеспечило значительное увеличение объема добычи и доли нефти на континентальном шельфе России, а также открытие крупнейшего месторождения им. В. Филановского – центрального звена Каспийской нефтегазоносной провинции.

ГЛАВА 3
НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ
РОССИИ

**3.1. Пространственно-временные характеристики состояния недр
и элементов углеводородных систем**

Для анализа пространственно-временных характеристик состояния недр и элементов углеводородных систем Каспийского региона России были использованы результаты современных геолого-геофизических методов и технологий бассейнового анализа и численного моделирования. В наиболее полном виде концепция углеводородных систем развита в работах Л. Магуна и В. Дау [122]. Оценивая значение углеводородных систем, ученые-нефтяники и специалисты пришли к пониманию того, что осадочный бассейн сам по себе обеспечивает только наличие пород того или иного происхождения и состава, в которых существует (или отсутствует) сеть распределения углеводородных флюидов. Для понимания структуры и особенностей функционирования этой сети необходимо исследовать углеводородные системы, что обеспечивает успех поисков и разведки углеводородного сырья.

Наиболее корректно использовать термин генерационно-аккумуляционная углеводородная система – ГАУС - природная система, которая включает в себя очаг генерации УВ и все генетически связанные с ним углеводороды, а также все геологические элементы и процессы, обеспечивающие существование скоплений УВ. Система описывается элементами и процессами, которые формируют функциональные единицы, которые обеспечивают формирование залежей углеводородов. Основные элементы включают: нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), резервуары, покрышки и перекрывающие породы. Процессы определяют пространственно-временные характеристики состояния недр и включают:

генерацию, миграцию, аккумуляцию УВ, а также процесс формирования ловушек. Процессы в ГАУС протекают во времени и пространстве таким образом, чтобы ОВ, изначально содержащееся в НГМТ, смогли формировать залежи УВ.

3.1.1 Анализ пространственно-временных характеристик состояния недр по результатам современных геолого-геофизических методов

Наиболее общие черты вертикального (по разрезу) и горизонтального (по площади) распределения углеводородных (УВ) систем в Каспийском регионе, установлены путем анализа и обобщения данных о структуре и вещественном составе разрезов его осадочного чехла по результатам современных геолого-геофизических методов. Согласно результатам изучения вертикальной стратиграфической зональности их элементов, в регионе [123] наибольший стратиграфический интервал (Рисунок 3.1) распространения активных углеводородных систем – от нижнего палеозоя до кайнозоя, – характерен для Прикаспийской НПП и ее морского продолжения в Северном Каспии. Меньший интервал – от среднего-верхнего палеозоя до разных уровней кайнозоя (от эоцена-миоцена до плиоцена-плейстоцена) – присущ областям развития углеводородных систем Скифской плиты и восточной части Мизийской плиты. Наименьшим интервалом – от юры (предположительно) до плейстоцена – определяется область существования этих систем в границах Южного Каспия.

Наиболее широкое распространение нефтегазоматеринских толщ во всех рассмотренных провинциях свойственно двум укрупненным стратиграфическим интервалам – юрско-нижнемеловому и палеоген-миоценовому. В пределах этих интервалов нефтегазоматеринские комплексы могут занимать разное стратиграфическое положение (соответственно – от средней юры до нижнего мела и от палеоцена-эоцена до разных горизонтов майкопа и миоцена – в зависимости от конкретных геологических условий).

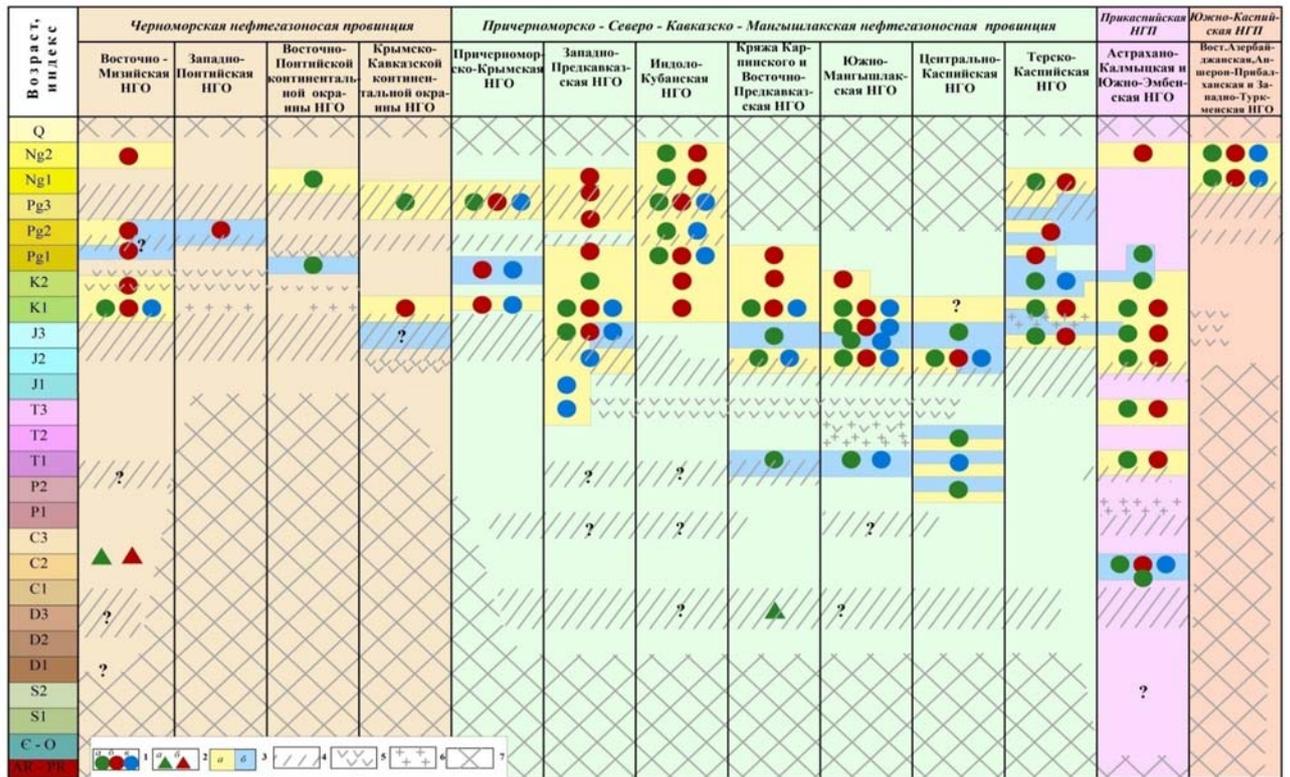


Рисунок 3.1 – Вертикальная стратиграфическая зональность элементов углеводородных систем и УВ продуктивность в разрезах нефтегазоносных провинций Черноморско-Каспийского региона [123]: 1 – промышленная продуктивность разреза: а – нефть, б – газ, в – конденсат; 2 – притоки УВ: а – нефть, б – газ; 3 – интервалы развития коллекторских толщ: а – терригенных, б – карбонатных, в том числе – рифогенных; 4 – установленные или предполагаемые интервалы развития нефтегазоматеринских толщ; 5 – интервалы развития вулканогенных и вулканогенно-осадочных комплексов; 6 – интервалы развития эвапоритовых комплексов; 7 – установленные или предполагаемые интервалы развития нижнего (подстилающего) и верхнего (перекрывающего) комплексов, ограничивающих область существования активных углеводородных систем

Более узким и нередко локальным распространением пользуются нефтегазоматеринские комплексы, связанные с палеозойскими и триасовыми интервалами. Палеозойские нефтегазоматеринские комплексы играют наиболее важную роль в морской части Прикаспийской нефтегазоносной

провинции, где они ответственны за формирование крупнейших скоплений УВ сырья, открытых в казахском секторе Северного Каспия.

Возможно, эти комплексы внесли определенный вклад в формирование месторождений и нефтегазопроявлений в триасовых и палеозойских отложениях Предкавказья.

Наибольшим разнообразием флюидного состава углеводородных скоплений характеризуются южные и восточные районы Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП, а также – Прикаспийская и Южно-Каспийская НГП.

Среди коллекторских толщ, с точки зрения стратиграфического интервала их распространения, во всех нефтегазоносных провинциях региона заметно преобладают терригенные (песчано-алевролитовые) отложения, которые наиболее развиты в майкопских и более высоких неогеновых горизонтах, а также – в интервале от мезозоя до палеогена. Карбонатные коллекторские толщи занимают более узкие стратиграфические интервалы в разрезах отдельных областей и наибольшую роль, по-видимому, играют пока в восточной (каспийской) части региона.

Дополнительно характеризуя общие черты территориального распределения таких важных элементов углеводородных систем Каспийского региона как нефтегазоматеринские толщи, отметим, что область установленного и предполагаемого распространения наиболее древних из них – палеозойских комплексов имеет наибольшие размеры в Среднем и Северном Каспии и Прикаспии, где она прослеживается в субмеридиональном направлении, простираясь далее на север вдоль Урала [11]. С этой областью сопряжены заливообразные участки возможного развития нефтегазоматеринских толщ этого хронологического интервала на Скифской плите, связанные с зоной кряжа Карпинского и другими, выходящими в Каспий, субширотными зонами.

Область развития мезозойских нефтегазоматеринских толщ на востоке региона представляется в виде субмеридионально-дугообразного пояса,

который протягивается от Прикаспийской впадины предположительно до Южного Каспия. В Северном и Среднем Каспии она отчасти согласуется с областями распространения палеозойских толщ, занимая в ареалах последних меньшие площади, и выходит за их пределы на юге этой части региона (Южный Каспий). Здесь область их распространения имеет северо-западное простирание, характерное для киммерийских и альпийских прогибов и кордильер Тетиса.

Области распространения кайнозойских нефтегазоматеринских комплексов практически полностью подчинены альпийскому структурному плану региона, занимая приорогенные депрессионные зоны платформ и межорогенные системы прогибов и впадин. Наиболее обширная область развития этих комплексов образует пояс субширотно-юго-восточного простирания, прилегающие к Большому Кавказу, районы Скифской плиты, западную часть Среднего Каспия и большую часть Южного Каспия.

Еще одна достаточно обширная область развития нефтегазоматеринских толщ в этом стратиграфическом интервале является область развития кайнозоя в Куринской межгорной депрессии, которая соединяется с Южно-Каспийской впадиной. В пределах последней, таким образом, происходит смыкание северного («скифского») и южного («черноморско-южно-каспийского») поясов распространения кайнозойских нефтегазоматеринских отложений.

Далее приводится обобщенная характеристика элементов углеводородных систем, свойственных каждой из представленных в Каспийском регионе нефтегазоносных провинций – Прикаспийской (Таблица 3.1), Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской (Таблица 3.2) и Южно-Каспийской (Таблица 3.3) нефтегазоносных провинциях для составления которых кроме собственных данных использована информация из работ [9; 15; 21; 37; 42; 43; 48; 109; 111; 112; 119; 132].

Таблица 3.1 – Сводная характеристика элементов углеводородных систем Прикаспийской НПП в границах Каспийского региона

Нефтегазоносный метаный комплекс	Нефтегазо-носный комплекс (НПК)	Нефтегазоматеринские толщи			Коллекторские толщи		Флюидоупоры: возраст (индекс), литология	Ловушки	Фактическая нефтегазоносность
		возраст (индекс), литология	содержание $\frac{\text{Сорг. \%}}{\text{тип ОВ}}$	катагенез	возраст (индекс), литология	Пористость, %			
Подольевый девонско-нижнепермский	девон-нижнекаменноугольный тригигенный (D-C ₁); девон-нижнекаменноугольный карбонатный (D-C ₁); каменно-угольно-нижнепермский карбонатный (C-P ₁); каменно-угольно-нижнепермский тригигенный (C-P ₁);	D ₂₋₃ , аргиллиты, известняки, песчаники	от 0,4-1,5 до 2,0-2,8 <u>0,7-1,0</u> сапропелевый, гумусово-сапропелевый	от МК ₁ -МК ₃ до МК ₄ -МК ₂	С-Р ₁ , карбонаты,	3,0-28,0	Части (узлы) рифовых построек на карбонатных платформах девонско-каменноугольного возраста	Более 50 миллионов тонн нефти, газа и конденсата в интервале от карбона до неогена, в том числе 8 - в акватории Северного Каспия (на 01.01.2022 г.); три уникальных по запасам месторождения в под-солевом комплексе: два сухопутных (газоконденсатное <i>Аст-раханское</i>) и нефтяное <i>Тенгиз</i> и одно морское (нефтяное <i>Кашаган</i>)	
		C ₁ , известняки, глинистые известняки, аргиллиты	0,22-2,5 до 6,37 (среднее – 1,1) сапропелевый, гумусово-сапропелевый	от МК ₁ -МК ₃ до МК ₄ -МК ₂	С-Р ₁ , терригенные породы – песчаники, алевролиты, гравелиты и др.	3,6-17,0			
Надольевый верхнепермско-мезозойский – Р ₂ -К	верхнепермско-триасовый тригигенный (Р ₂ -Т); юрско-меловой тригигенный (J-K)	(Р ₂ ?) - Т ₁ , глинистые и карбонатно-глинистые породы	0,23-0,5 гумусовый, сапропелево-гумусовый	МК ₁ -МК ₂	Р ₂ , Т, J _{1,2} , К ₁ , песчаники, режесчаные и карбонатные породы верхнего мела (К ₂)	17-32	Антиклинали над складками нагнетания (соляными куполами, штоками, диапирами, подушками) в эвапоритах кунгурского яруса); глинистые и карбонатные горизонты	Антиклинали над складками нагнетания (соляными куполами, штоками, диапирами, подушками) в эвапоритах кунгурского яруса); глинистые и карбонатные горизонты	
		J ₁₋₂ , глинистые и глинисто-алевролитовые породы	от 0,33-1,0 до 2,0-4,0 гумусовый, гумусово-сапропелевый	от ПК ₃ -МК ₂ до МК ₃					Р ₂ , Т, J _{1,2} , К ₁ , песчаники, режесчаные и карбонатные породы верхнего мела (К ₂)
		К ₁ , терригенно-карбонатные породы	<u>0,36-1,3</u> гумусово-сапропелево-гумусовый сапропелевый	ПК ₃ -МК ₁					
		К ₂ , известняки, алевролиты, песчаники	<u>0,04-0,7</u> ?	ПК-МК ₁					

Таблица 3.2 – Сводная характеристика элементов углеводородных систем Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской НПП

Нефтегазоносный мегакомплекс	Нефтегазоносный комплекс (НПК)	Нефтегазоматеринские толщи			Коллекторские толщи		Флюидоупоры: возраст (индекс), литология	Ловушки	Фактическая нефтегазоносность
		возраст (индекс), литология	содержание Сорг. % тип ОВ	катагенез	возраст (индекс), литология	Пористость, %			
Нижний (доп-лит-ный) перелит-ный (P ₂ -T ₁) (L ₁ ?)	P ₂ -T ₁₋₃ (?), пермско-триасовый, карбонатный; J ₁ , нижнеюрский терригенный	T ₁₋₂ , глинистые известняки, известковистые глины	0,4-0,9 до 2,0-2,5 сапропелево-гумусовый	от МК ₁ -МК ₂ , до МК ₃ -МК ₅	PZ, коры выветривания; T ₁ , карбонаты, местами – рифогенные; T ₂ , песчаники, алевролиты	До 10	Антиклинальные; сводовые, связанные со структурами облекания более глубоких позитивных структур; рифовые	Не менее 463 месторождений, в том числе 16 морских в интервале от траса до миоцена, включая уникальное по запасам морское <i>Хвалынского</i> газоконденсатное в юрско-меловой части разреза	
		J ₁ ?, J ₂ , аргиллиты, глинистые алевролиты, пропластки угля, битуминозные известняки	0,3-5,2 (среднее 1,0-1,2), локально до 4,0-10,0 <i>Равнинный Дагестан</i> : от 0,3-0,4 до 2,0 и более гумусовый, сапропелевый и смешанный от 0,05-0,72 до 2,7-3,0 ?	от МК ₁ -МК ₃ , до МК ₄ -МК ₅	J ₁₋₂ , пески, песчаники, алевролиты; гравелисты, измененные рыхлые диабазы	До 17,0-21,0	J ₂ -K ₁ , глинистые горизонты;		
Верхний плитный (киммерийско-альпийский) J ₂ -K ₁₋₂	J ₂ -K ₁ , юрско-нижнемеловой (подкомплексы: J ₁ , J ₂ песчано-глинистый; J ₃ оксфорд, карбонатно-галогенный, J ₃ , киммериджитон, пестроцветный; K ₁ , карбонатно-песчано-глинистый)	J ₃ оксфорд, карбонатно-песчано-глинистый.	0,45-2,0 гумусово-сапропелевый	МК ₁ -МК ₃ , местами МК ₄ -МК ₅	J ₃ , доломиты, известняки, песчаники	5,0-29,0 0,7-13,0 10,0-20,0	J ₃ , глинисто-карбонатные горизонты; эвапориты	Хвалынского газоконденсатное в юрско-меловой части разреза	
		K ₁ , баррем, аптальб, глины, аргиллиты	От 0,08-1,02 до 5,9-7,9 смешанный 0,3-6,5 Сапропелевый, гумусовый, смешанный	ПК-МК ₁ -МК ₃	K ₂ -K ₃ , карбонаты, алевролиты (от неокма до сеномана)	От 0,2-0,45 до 9,0-18,0 и более	K ₂ -K ₃ , известняки, мергели;		
Верхний плитный (киммерийско-альпийский) J ₂ -K ₁₋₂	K ₂ -K ₃ верхнемеловой эоценовый, преимущественно карбонатный;	K ₂ битуминозные мергели (Крым), K ₃ <i>кумская свита</i> , битуминозные сланцы мергели	0,26-8,35 (модальное 2,26-4,46) гумусово-сапропелевый	ПК-МК ₁ -МК ₃	K ₂ -K ₃ , карбонаты, алевролиты (от неокма до сеномана)	От 15,0-30,0 до 37,0-40,0 До 8,0-10,0	K ₂ -K ₃ , глинистые горизонты в низах разреза;	Хвалынского газоконденсатное в юрско-меловой части разреза	
		K ₃ -N ₁ , майкопская толща (<i>хвалынская свита и др.</i>); сланцы, мергели, глины							

Таблица 3.3 – Сводная характеристика элементов углеводородных систем Южно-Каспийской НПП

Нефтегазоносный мегакомплекс	Нефтегазоматеринские толщи		Коллекторские толщи		Флюидопоры: возраст (индекс), литология	Ловушки	Фактическая нефтегазоносность
	Нефтегазоносный комплекс (НПК)	возраст (индекс), литология	содержание Сорг. % тип ОБ	катагенез			
Довпадинский (альпийский) К-□	К ₂ -□ ₂ , верхнемерлово-эоценовый; □ ₂ -N, палеогеновый	К ₁ , мергели, аргиллиты, глины;	От 0,05-1,84 (среднее-0,22), смешанные, преимущественно гумусовые	?	К ₂ -□ ₂ , песчаники, алевролиты, карбонаты	10-20 до 0,9 18-22, до 32	112 месторождений в интервале от верхнего мела-палеогена (в межгорных прогибах и прочих суходолных депрессиях, относимых к провинции) до плиоцена, в том числе до 40 морских месторождений, в составе которых не менее 3 уникальных
		□ ₁ -□ ₂ , глины, известковые глины, мергели, битуминозные сланцы	или более, смешанные, преимущественно гумусовые	?	□ ₃ -N ₁ , песчаники, алевролиты		
Впадинский (новый) N(□?)	N ₂ среднеплиоценовый (продуктивная/красноцветная толща)	□ ₃ -N ₁ , майкопская серия, диатомовая свита	от 0,4-4,0 до 12,39 сапропелевый, гумусово-сапропелевый	от ПК ₃ -МК ₁ , до -АК; <i>Растянутая шкала катагенеза</i> : МК ₁ – на глубинах до 10 км, МК ₃ – до 12-13 км; метанообразование – до 20 км	N ₁ , N ₂ , песчаники, алевролиты	от 13-25 до 30 и более	Антиклинальные и комбинированные структуры в зонах развития палеодельт и глиняных диапиров, и обычные антиклинальные складки

3.1.2 Анализ пространственно-временных характеристик состояния недр и элементов углеводородных систем Каспийского региона России по результатам бассейнового анализа и численного моделирования

В Каспийском регионе со сложным геологическим строением и геодинамическим развитием весьма сложные условия для развития и распространения генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС). История геодинамического развития Большого Кавказа и Черноморско-Каспийского региона характеризуется чередованием периодов преимущественного растяжения, сжатия и относительной тектонической стабилизации, которые нашли отражение в геофлюидодинамической эволюции осадочных бассейнов региона [14]. Результаты выполненного бассейнового анализа показали, что начиная с середины юры, в Предкавказье устанавливается платформенный режим, и морской бассейн постепенно трансгрессирует в северо-западном направлении в сторону Восточно-Европейской платформы. Однако на фоне общей трансгрессии, которая достигла максимума в эоцене, осадочный чехол сформировался в результате серии регрессивно-трансгрессивных ритмов, которые с разной степенью интенсивности появлялись в пределах области исследований. Это обусловило широкое развитие хиатусов и размывов в мезозойской части разреза и привело к сложным стратиграфическим взаимоотношениям разновозрастных осадочных образований, а также элементов углеводородных систем, входящих в их составе. В результате численного моделирования и бассейнового анализа, с учетом особенностей геологического строения разреза в Каспийском регионе были разработаны трехмерные пространственно-временные модели структурного каркаса Северного и Среднего Каспия, и прилегающих территорий Восточного Предкавказья (Рисунок 3.2) выделены генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС): *средне-верхнеюрские* (Терско-Каспийская и Центрально-Каспийская); *титонско-неокомские* (Терско-Каспийская и Центрально-Каспийская); *альбско-неокомские* (Терская, Каспийская, Западно-Каспийская

и Центрально-Каспийская); *титонско-аптские* (Терско-Каспийская, Центрально-Каспийская); *альбско-верхнемеловые* (Терская, Каспийская, Западно-Каспийская и Центрально-Каспийская); *сеноманско-верхнемеловая* (Терская, Каспийская); *майкопская* (Терско-Каспийская) (Рисунок 3.3). Углеводородный потенциал НГМТ изучался методом численного моделирования, в задачи которого входило: выявление новых зон накопления УВ, анализ заполняемости выделенных геофизическими методами перспективных объектов антиклинального типа, а также стратиграфических ловушек.

По результатам моделирования исследованы состояния недр и элементы углеводородных систем Каспийского региона России.

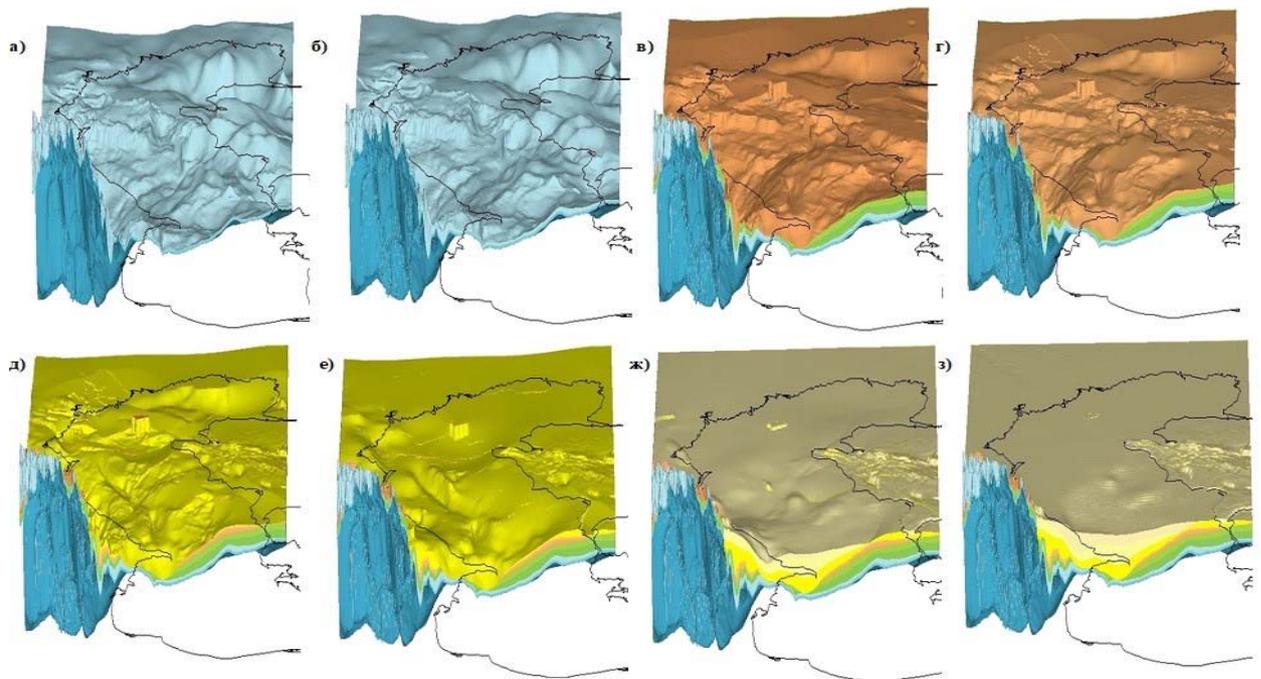


Рисунок 3.2 – Трехмерные пространственно-временные модели структурного каркаса Северного и Среднего Каспия, и прилегающих территорий Восточного Предкавказья на: *а* – начало средней юры; *б* – начало поздней юры; *в* – начало позднего мела; *г* – начало эоцена; *д* – начало майкопа; *е* – начало миоцена; *ж* – начало плиоцена; *з* – начало плейстоцена

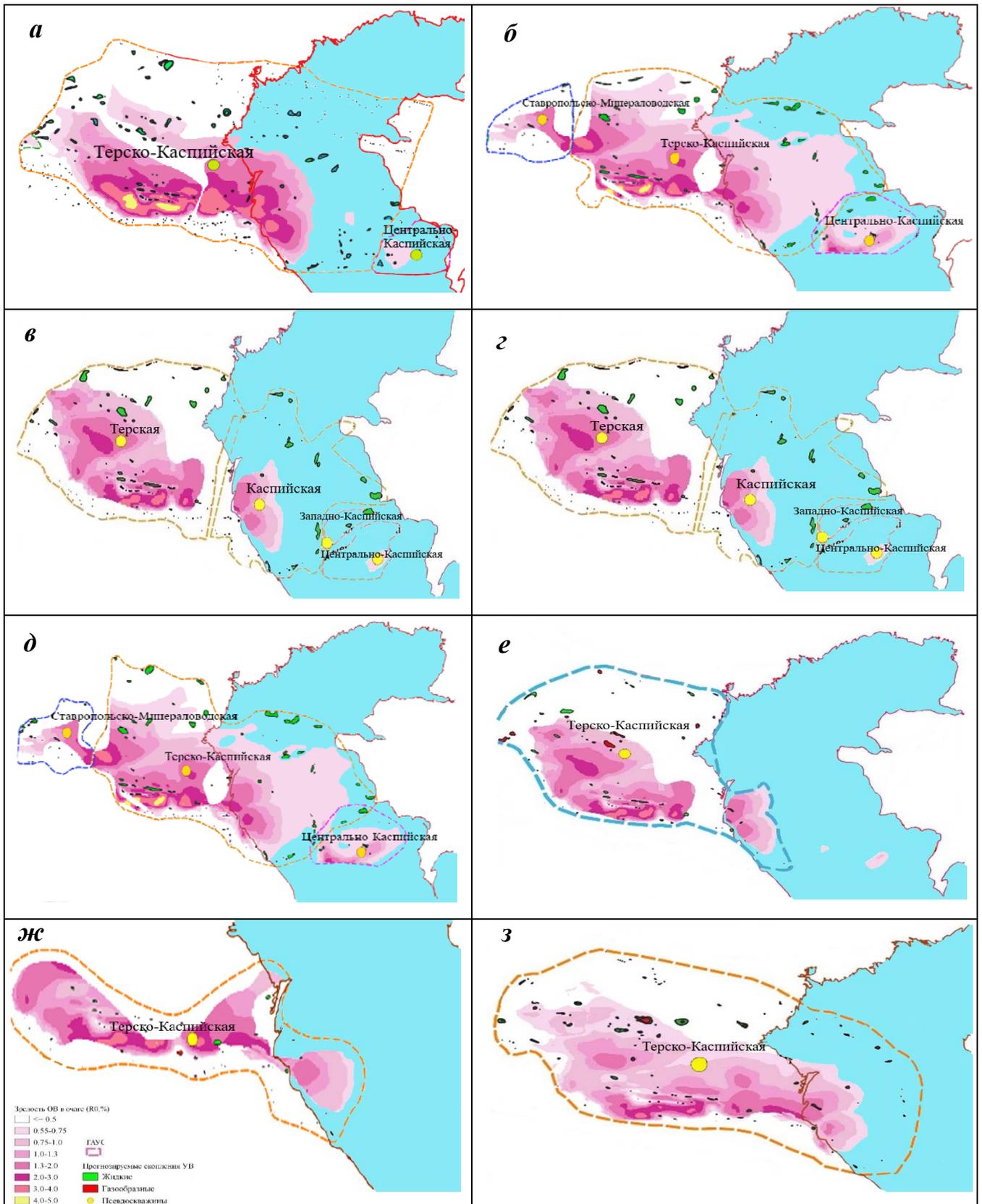


Рисунок 3.3 – Карта средне-верхнеюрских (Терско-Каспийская и Центральнo-Каспийская) (а), титонско-неокомских (Терско-Каспийская и Центральнo-Каспийская) (б), альбско-неокомских (Терская, Каспийская, Центральнo-Каспийская) (в), палеогеновых (г, д, е, ж, з)

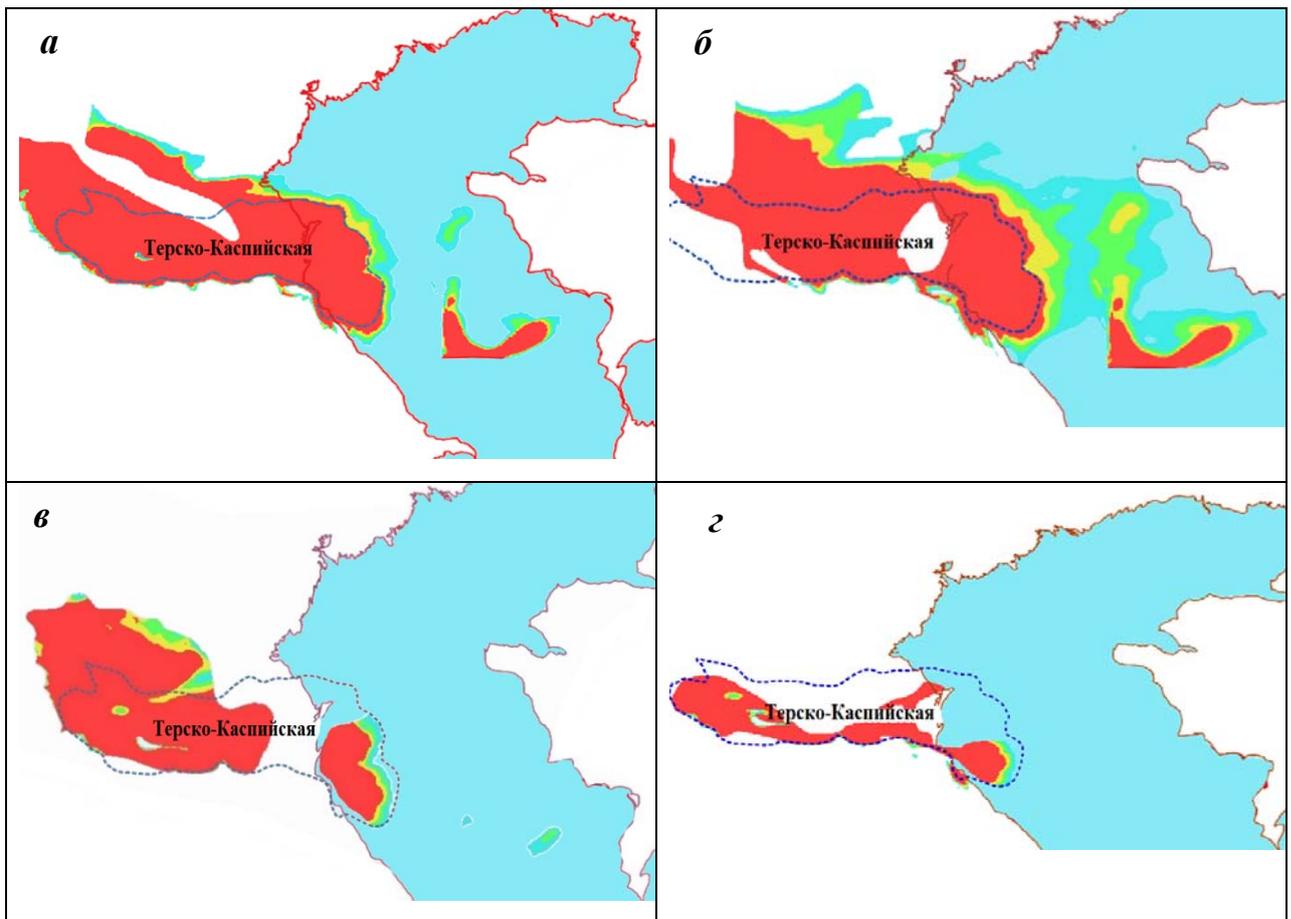
Западно-Каспийская и Центрально-Каспийская) (e), титонско-аптских (Терско-Каспийская, Центрально-Каспийская) (d), альбско-верхнемеловых (Терско-Каспийская) (e), сеноманско-верхнемеловых (Терско-Каспийская) (ж) и майкопских (Терско-Каспийская) (з) ГАУС. Зрелость ОВ в очаге (R0, %): 1 – до 0,5; 2 – 0,55-0,75; 3 – 0,75-1,0; 4 – 1,0-1,3; 5 – 1,3-2,0; 6 – 2,0-3,0; 7 – 3,0-4,0; 8 – 4,0-5,0; 9 – Жидкие скопления УВ; 10 – Газообразные скопления УВ; 11 – Псевдоскважины; 12 – ГАУС

Области преимущественного развития выделенных ГАУС представлены в Таблице 3.4.

Таблица 8.4 – Области развития ГАУС

Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы	Области развития
Средне-верхнеюрские (со второстепенным неокомским резервуаром)	Ограничены областью развития верхнеюрских (преимущественно в Восточном Предкавказье) и неокомских резервуаров (южная часть Предкавказья)
Титонско-неокомские	Ограничены областью развития неокомских резервуаров (южная часть Предкавказья)
Титонско-аптские	Развиты преимущественно в областях отсутствия неокомских резервуаров (Западное Предкавказье, северная часть Восточного Предкавказья)
Альбско-неокомские	Ограничены областью развития неокомских резервуаров (южная часть Предкавказья)
Альбско-верхнемеловые	Развиты в областях развития песчанистого сеномана (Восточное Предкавказье), складчатый борт Терско-Каспийского прогиба
Сеноманско-верхнемеловые	Развиты в областях разломно-блокового строения при благоприятном взаиморасположении с очагами генерации. Возможна только вертикальная миграция по зонам трещиноватости (складчатый борт Терско-Каспийского прогиба)
Майкопские с хадумской НГМТ	Развиты в Западном и Восточном Предкавказье

Углеводородный потенциал НГМТ изучался методом численного моделирования, в задачи которого входило: выявление новых зон накопления УВ, анализ заполняемости выделенных геофизическими методами перспективных объектов антиклинального типа, а также стратиграфических ловушек. По результатам моделирования, исследованы состояния недр и элементов углеводородных систем Каспийского региона России, определены степень преобразованности ОВ в НГМТ (индекса TR) являющийся одним из показателем генерационного потенциала НГМТ (Рисунок 3.4) и созданы численные модели аккумуляции УВ и прогнозируемый тип флюида в всех ГАУС (Рисунок 3.5). Для моделирования были составлены карты распределения органического углерода и водородного индекса среднеюрских отложений, учитывающие имеющиеся геолого-геохимические данные и проведенные палеогеографические реконструкции



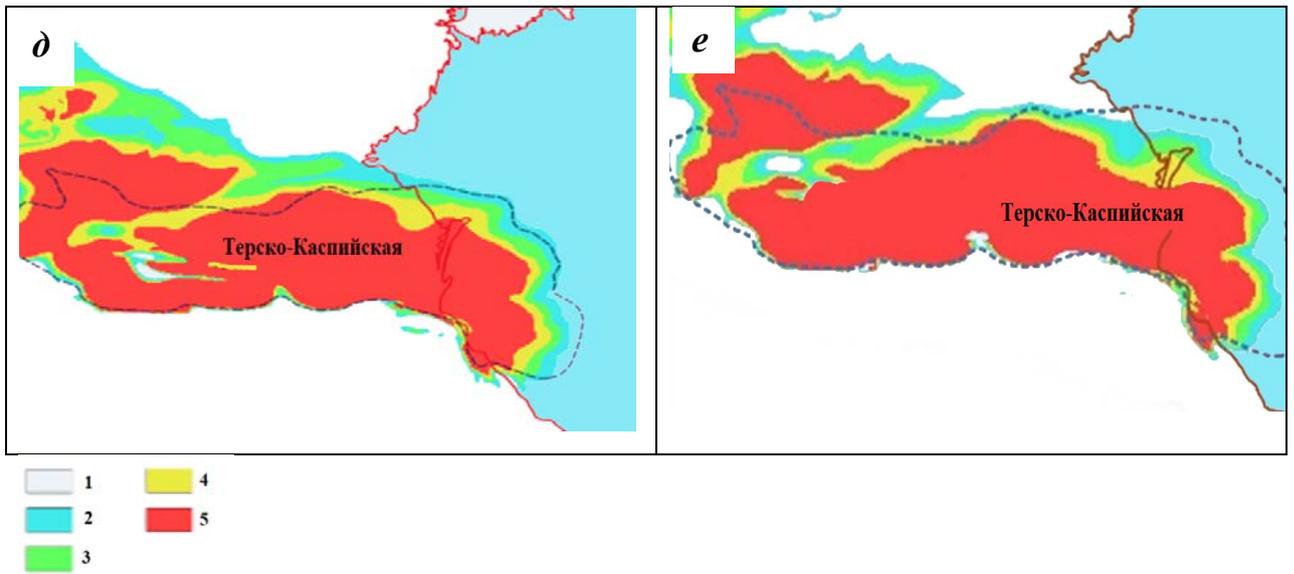
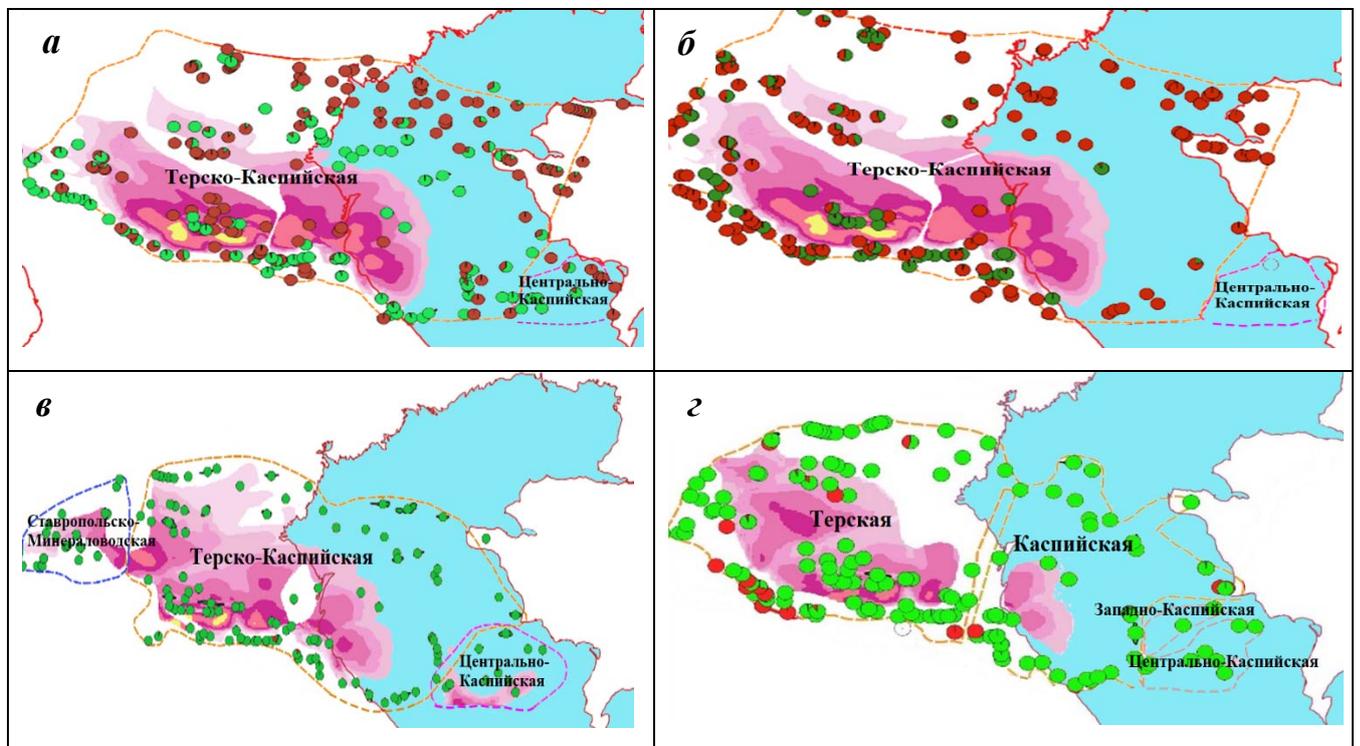


Рисунок 3.4 – Карты индекса TR (степень преобразованности ОВ) в НГМТ:
а – среднеюрской НГМТ; *б* – верхнеюрской НГМТ; *в* – альбской НГМТ;
г – сеноманской НГМТ; *д* – кумской НГМТ; *е* – майкопской НГМТ. Степень преобразованности ОВ НГМТ: 1 – до 20; 2 – 20-40; 3 – 40-60; 4 – 60-80; 5 – более 80



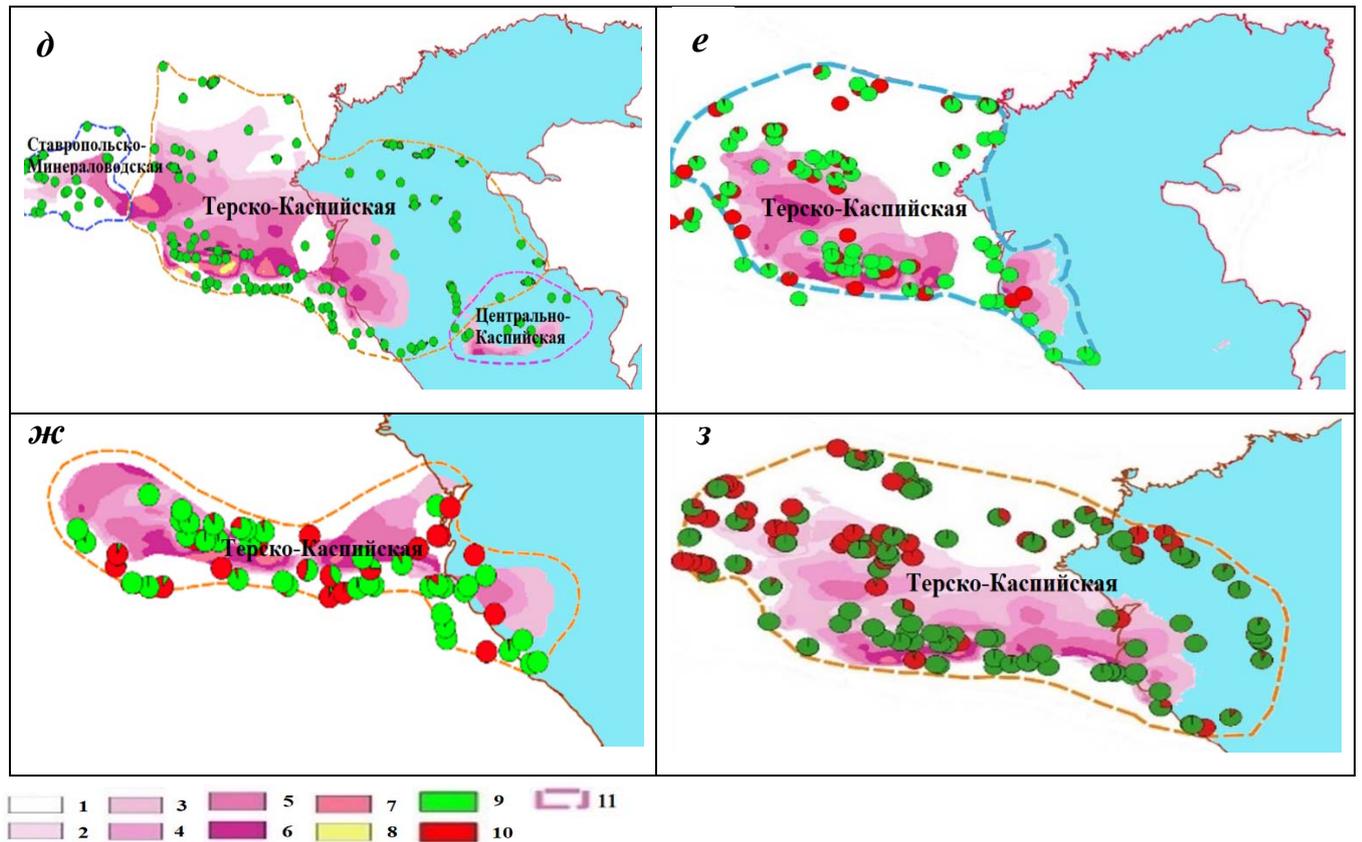


Рисунок 3.5 – Прогнозируемый тип флюида в: а – верхнеюрских резервуарах средне-верхнеюрских ГАУС; б – неокомских резервуарах средне-верхнеюрских ГАУС; в – Титонско-Неокомских ГАУС; г – альбско-неокомских ГАУС; д – титонско-аптских ГАУС; е – альбско-верхнемеловых ГАУС; ж – сеноманско-верхнемеловых ГАУС; з – майкопских ГАУС. Зрелость ОБ в очаге (R0, %): 1 – до 0,5; 2 – 0,55-0,75; 3 – 0,75-1,0; 4 – 1,0-1,3; 5 – 1,3-2,0; 6 – 2,0-3,0; 7 – 3,0-4,0; 8 – 4,0-5,0; 9 – Жидкие скопления УВ; 10 – Газообразные скопления УВ; 11 – ГАУС

3.2 Анализ и типизация горно-геологических условий формирования и распределения залежей нефти и газа в Каспийском регионе

Источниками информации для оценки условий формирования и распределения указанных категорий ловушек и залежей УВ в Каспийском регионе, стали: нефтегазогеологические характеристики морских и континентальных месторождений, собранных и систематизированных автором диссертации, а также информация содержащиеся в известных

справочных изданиях разных лет [137]; Северного Кавказа [6], Каспия и Прикаспия [10, 18; 138].

Общая характеристика распределения месторождений УВ в нефтегазоносных провинциях и областях Каспийского региона по стратиграфическим интервалам и флюидному составу представлена на Рисунке 3.6.

Разнообразие типов ловушек и залежей углеводородов в месторождениях в нефтегазоносных провинциях и соответствующих областей Каспийского региона отражено в таблице 8.5. В соответствии с определениями и характеристиками некоторых типов ловушек и залежей, приведенными в разделе 8.1, а также данными о месторождениях разного флюидного состава и возраста вмещающих толщ в регионе, изложенных в справочных и прочих литературных источниках, вся совокупность анализируемых характеристик, отражающих принадлежность месторождения к тому или иному классу, распределена по отношению к двум факторам – структурному и седиментационному (литолого-стратиграфическому).

Первый фактор определяет полную конфигурацию месторождения в геологическом пространстве (т.е. обобщенную морфологию занимаемой им части этого пространства), второй, совместно с первым или самостоятельно – внутреннюю структуру месторождения, образуемую одной или несколькими залежами. К структурному фактору в процессе анализа отнесены приводимые в отмеченных выше справочных и научных публикациях типы структурных элементов в генерализованном, сокращенном до 5 основных форм варианте (антиклиналь, брахиантиклиналь, купол, диапировая структура, моноклиналь). Седиментационный (литолого-стратиграфический) фактор в указанной таблице представлен четырьмя основными типами элементарных (единичных) залежей – литологически ограниченными (ЛО), литологически экранированными (ЛЭ) стратиграфически экранированными (СЭ), связанными с биогенными выступами (БВ). При этом литологически экранированные залежи, вместе с литологически ограниченными при

анализе, включены в сводную условную группу литологически обусловленных.

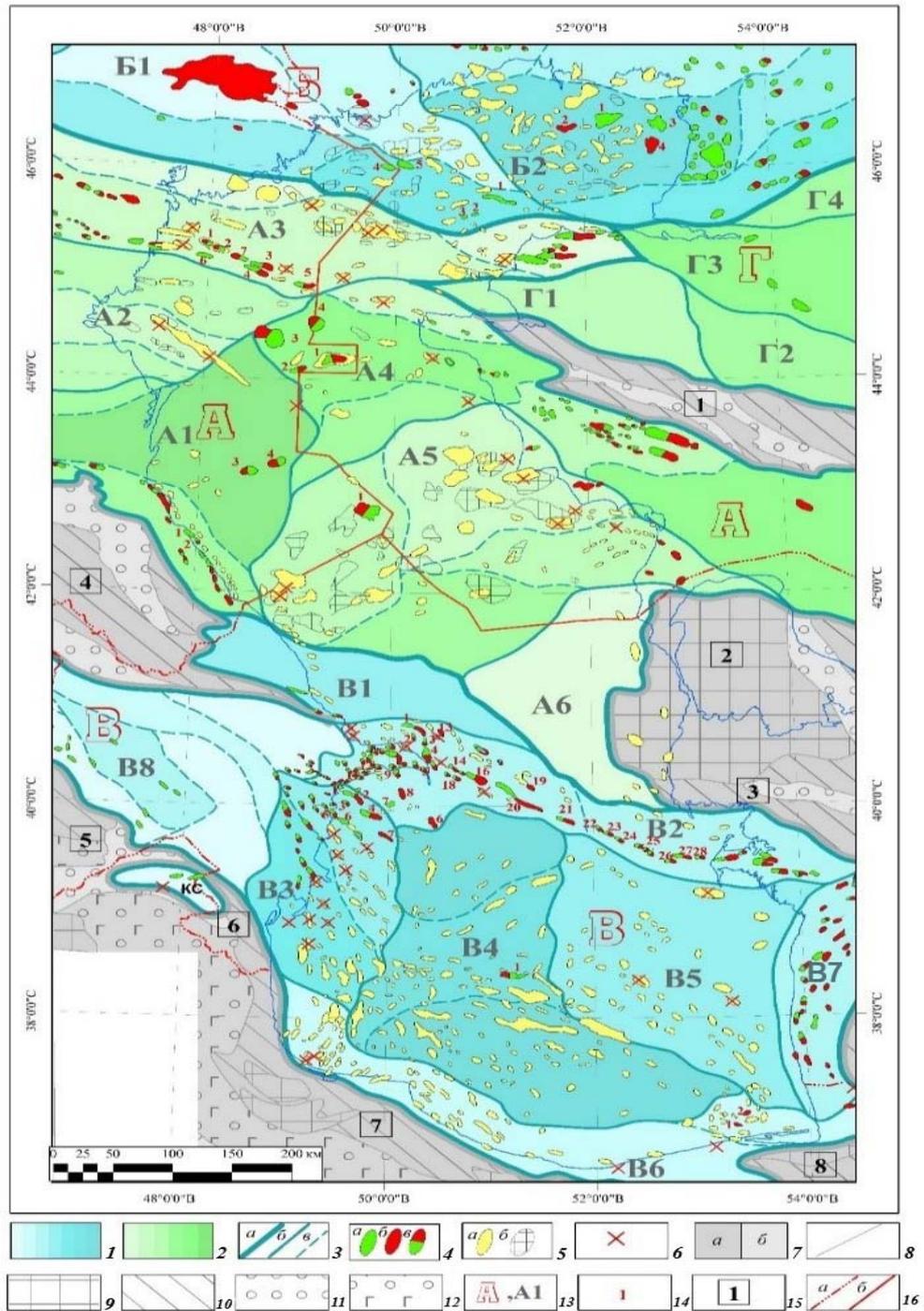


Рисунок 3.6 – Нефтегазоносные провинции и области Каспийского моря:
 1 – нефтегазоносные провинции перикратонных погружений и крупных альпийских впадин; 2 – нефтегазоносные провинции и области подвижных платформ; 3 – границы: а – провинции (НГП), б – областей (НГО), в – районов (НГР); 4 – месторождения: а – нефти, б – газа и конденсата, в – смешанного состава; 5 – потенциальные ловушки УВ: а – в верхнем

кайнозойско-мезозойском интервале разреза, б – в нижнем, мезозойско-палеозойском интервале; б – разбуренные площади, не давшие положительного или коммерчески значимого результата;

7 – неперспективные земли – тектонические элементы обрамления провинций: а – положительные, б – отрицательные; 8 – контуры разномасштабных и разнотипных тектонических элементов обрамления провинций; 9 – системы поднятий и антеклизы подвижных платформ; 10 – антиклинорискладчато-орогенных систем, гряды и зоны поднятий подвижной платформы; 11 – синклиории, наложенные впадины и шовные прогибы; 12 – вулканические пояса, впадины с вулканогенно-осадочным заполнением; 13 – индексы нефтегазоносных провинций и областей; 14 – индексы морских месторождений; 15 – индексы главных тектонических элементов обрамления провинций; 16 – государственные границы (а) и линии делимитации акваторий (б)

Нефтегазоносные провинции, области, морские месторождения (индексы на карте). А. ПРИЧЕРНОМОРСКО-СЕВЕРО-КАВКАЗСКО-МАНГЫШЛАКСКАЯ НГП. А1. Терско-Каспийская НГО: месторождения: 1 – Избербаиш, 2 – Инчхе-море, 3 – Хазри, 4 – Титонское (в разведке). А2. Восточно-Предкавказская НГО. А3. Кряжа Карпинского НГО: месторождения: 1 – Морское, 2 – Западно-Ракушечное, 3 – Ракушечное (им. Грайфера), 4 – им. Филановского, 5 – им. Корчагина, 6 – Рыбачье, 7 – Северо-Ракушечное. А4. Южно-Мангышлакская НГО: месторождения: 1 – Хвалынское, 2 – 170-й км, 3 – им. Кувыкина, 4 – Южное (в разведке). А5. Центрально-Каспийская НГО: месторождения: 1 – Центральное. А6. Западно-Карабогазская ПНГО. Б. ПРИКАСПИЙСКАЯ НГП. Б1. Астраханско-Калмыцкая ГНО: месторождения: 1 – Каламкас-море, 2 – Ауэзов, 3 – Хазар, 4 – Укатное, 5 – Жамбыл. Б2. Южно-Эмбенская НГО: месторождения: 1 – Кашаган, 2 – Кашаган Западный, 3 – Кайран, 4 – Актоты. В. ЮЖНО-КАСПИЙСКАЯ НГП. В1. Северо-Апшеронская НГО. В2. Апшерон-Прибалханская НГО: месторождения: 1 – Гарби-Апшерон, 2 – Агбурун-Дениз,

3 – Банка Дарвина, 4 – Пираллахи (Пирал-лаАдасы), 5 –Гюргяны-Дениз, 6 – Шах-Дениз; 7 – Сейяр, 8 – Бахар, 9 – ГумАдасы, 10 – им. 8-го марта, 11 – Кушхана, 12 – Биби-Эйбат, 13 – Хазри Азерб., 14 – ЧиловаДасы, 15 – Ази Асланова, 16 – НефтДашла-ры, 17 – Кануб, 18 – Южное/Якуб, 19 – Карабах, 20 – Азери-Чираг-Гюнешли/АЧГ, 21 - Кязаз/Сердар/Достлуг, 22 – Есенов, 23 – Овез-Магтымкулы-Маирыков, 24 – Диярбекир, 25- Гарагол-Дениз, 26 – Джейтун, 27 – Джигалыбег, 28 – Челекеныангуммез. В3. Восточно-Азербайджанская/Западного борта НГО: месторождения: 1 Мягчик, 2 – Сангачалы-Дениз, 3 – Аляты-Дениз, 4 – Булла-Дениз, 5 – Пирсагат, 6 – Хамамдаг-Дениз, 7 – Умид. В4. Южно-Каспийской котловины НГО: месторождения: 1 – Сардар-Джангал. В5. Туркменской ступени ПНГО. В6. Мазандаран-ская/Восточного борта НГО: месторождения: 1 – Майсам, 2 – Мехдад. В7. Западно-Туркменская/Восточного борта НГО. В8. Кобыстано-Куринская НГО. Г. АРАЛО-УСТЮРТСКАЯ НГП. Г1. Южно-Бузачинская НГО. Г2. Яркимбай-Арстановская НГО. Г3. Бейнеуская НГО. Г4. Мынсуалмасская ГО.

Структурно-тектонические элементы обрамления НГП: 1 – Мангыстау-Центрально-Устюртская система поднятий, 2 – Карабогазский свод, 3 – Кубадаг-Большебалханская зона поднятий, 4 – Меган-тиклинорий Большого Кавказа, 5 – Орогенно-складчатая система Малого Кавказа, 6 – Талышский ан-тиклинорий, 7 – складчато-орогенная область Эльбурса, 8 – «Горганская шпора».

Скопления углеводородов в Каспийском регионе распределены в трех нефтегазоносных провинциях (Рисунок 3.6, Таблицы 3.5, 3.6) [1]. В двух из них – Северо-Кавказско-Мангышлакская и Южно-Каспийская – практически полностью расположены в пределах региона. А одна, Прикаспийская – входит в него своей южной частью, географически соответствующей Северо-Каспийскому мелководью и прилегающим низменным территориям Прикаспийской впадины.

Таблица 3.5 – Типы ловушек и залежей УВ, распространенных на территории Каспийского региона

Класс	Группа и подгруппа месторождений, приуроченных:
1	2
Структурный	<ul style="list-style-type: none"> – к антиклиналям и куполам простого и ненарушенного строения; – к антиклиналям и куполам с несоответствием структурных поверхностей отдельных стратиграфических подразделений; – к структурам, характеризующимся смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; – к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей; – к антиклиналям и куполам, осложненным разрывной дислокацией; – к антиклиналям и куполам, осложненным соляной тектоникой; – к антиклиналям и куполам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом; – к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром; – к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром; – к антиклиналям и куполам, осложненным вулканогенными образованиями; – к моноклиналям; – к синклиналям
Рифогенный	<ul style="list-style-type: none"> – к одиночным рифовым массивам – к группе (ассоциации) рифовых массивов

1	2
Литологический	<ul style="list-style-type: none"> – к участкам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми (литологически экранированные): – к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; – к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми, в том числе запечатанными асфальтом; – к песчаным образованиям вдоль прибрежных частей палеоморей; – к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек; – к прибрежным валоподобным песчаным образованиям ископаемых баров; – к гнездообразно и линзообразно залегающим пластам-коллекторам
Стратиграфический	<ul style="list-style-type: none"> – к участкам стратиграфических несогласий на антиклиналях и куполах; – к участкам стратиграфических несогласий на моноклиналях; – к стратиграфическим несогласиям на участках эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
Литолого-стратиграфический	<ul style="list-style-type: none"> – к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых стратиграфически несогласно непроницаемыми отложениями более молодого возраста

С учетом принятых и приведенных выше условий по каждому из месторождений УВ Каспийского региона произведена выборка соответствующих анализируемых характеристик, которые собраны в таблице типов и стратиграфического распределения залежей и ловушек. При анализе полученных характеристик возникла необходимость принять дополнительное условие, исходя из наблюдаемых вариантов сочетания седиментационного и структурного факторов в строении месторождения. Из Таблицы 3.5 следует наличие трех вариантов, в соответствии с которыми устанавливается тип ловушки, определяющей все месторождение в целом:

1 – оно формируется только за счет седиментационного фактора (структурный фактор не выражен в характеристике);

2 – то же – за счет структурного фактора (седиментационный фактор не выражен в характеристиках);

3 – то же – за счет сочетания седиментационного и структурного факторов. В первом случае не только залежь, но и вся ловушка рассматриваются как неструктурная, то есть – литологическая, стратиграфическая или литолого-стратиграфическая. Во втором – как структурная, в третьем – как комбинированная - структурно-литолого-стратиграфическая.

Месторождения/скопления нефти, газа и конденсата, крайне неравномерно распределены по нефтегазоносным провинциям (Рисунок 3.5, Таблица 3.6). В частности, наибольшее число месторождений разного состава связано с новейшим (44%) и альпийским (около 40%) тектоно-седиментационными циклами и что в месторождениях развиты как газовая и конденсатная фазы флюидного состава, так и нефтяная.

В порядке детализации этой характеристики и на основе проведенного анализа необходимо добавить, что более половины всех месторождений региона (более 53%) связано с отложениями кайнозоя, в составе которого 28% скоплений приходится на средний плиоцен – Южно-Каспийской НГП и около 53% – на отложения олигоцена и миоцена (включая майкопскую

толщу и надмайкопский миоцен) Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП [16]. Оставшаяся часть месторождений распределена в палеоцен-эоценовых горизонтах разрезов, относящихся к Северо-Кавказско-Мангышлакской и Прикаспийской провинции. Немногим менее половины месторождений региона (около 46%) связано с отложениями мезозоя. В их составе наибольшее число месторождений (41%) выявлено в нижнемеловых отложениях [2]. Остальные скопления примерно в равных долях (13–16 % от общего числа месторождений) распределены между продуктивными горизонтами верхнего мела, верхней и средней юры и триаса.

Наименьшее количество месторождений (менее 1% от их общего числа региона) в границах рассматриваемого региона приходится на средне-верхнепалеозойские карбонаты морских и приморских районов Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Данные о компонентном (фазовом) составе углеводородных месторождений и проявлений в континентальных и морских областях Каспийского региона, дополненные материалами геолого-геохимического изучения их разрезов и результатами анализа размещения месторождений относительно разновозрастных структурно-геодинамических и бассейновых систем, позволяют представить прогнозную схему районов возможного преобладания разных типов флюида в составе потенциальных скоплений и проявлений УВ на территориях и в акваториях региона (Рисунок 3.7).

Согласно этой схеме и в соответствии с результатами проведенного анализа, разрезы субрегиона Каспийского моря, включающего и приморские территории западного, северного, северо-восточного и юго-восточного Прикаспия, могут содержать скопления, в которых в разных сочетаниях и количествах присутствуют нефть, газ и конденсат, а на отдельных участках преобладание нефтяной компоненты будет иметь абсолютный характер.

Таблица 3.6 – Распределение скоплений (месторождений) УВ в продуктивных стратиграфических интервалах осадочного разреза нефтегазоносных провинций и областей* Каспийского региона

Тектоно-сидиментационный цикл	Стратиграфический интервал продуктивности	Нефтегазоносные провинции (НГП) и области региона										ВСЕГО					
		Центральный (Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП)					Северный (Прикаспийская НГП)		Южный (Южно-Каспийская НГП)								
		A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B2	B3	B4		B6	B7	B8		
новейший	$N_1 - N_1$	7	1	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2	11
	N_2^2	-	-	-	-	-	1	-	-	64	15	1	2	13	2	2	98
	$\square_3 - N_1$	5	7	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	5	19	
	$\square - N(KZ?)$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	$\square_1 - \square_2$	2	3	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	3	10	32
альпийский	K_2	19	5	1	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	2	80	
	K_1	11	20	26	4	4	4	4	11	-	-	-	-	-	-	31	
киммерийский	J_3	5	16	4	2	1	1	1	3	10	-	-	-	-	-	44	
	J_2	-	21	9	1	-	3	10	-	-	-	-	-	-	-	5	
	J_1	-	5	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-	-	-	19	
	$T_2 - T_3$	-	11	-	-	1	-	-	2	-	-	-	-	-	-	21	
герцинский	$(P?) T_1 - T_2$	-	18	-	-	1	-	-	3	-	-	-	-	-	-	4	
	$D_{2,3} - C$	-	-	-	-	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	4	
Всего месторождений		49	107	41	7	7	7	10	42	65	17	1	2	13	14	375	
Итого в провинциях (в рамках региона)		211					52		112								

* Индексы и наименования НГО приведены на Рисунке 3.7

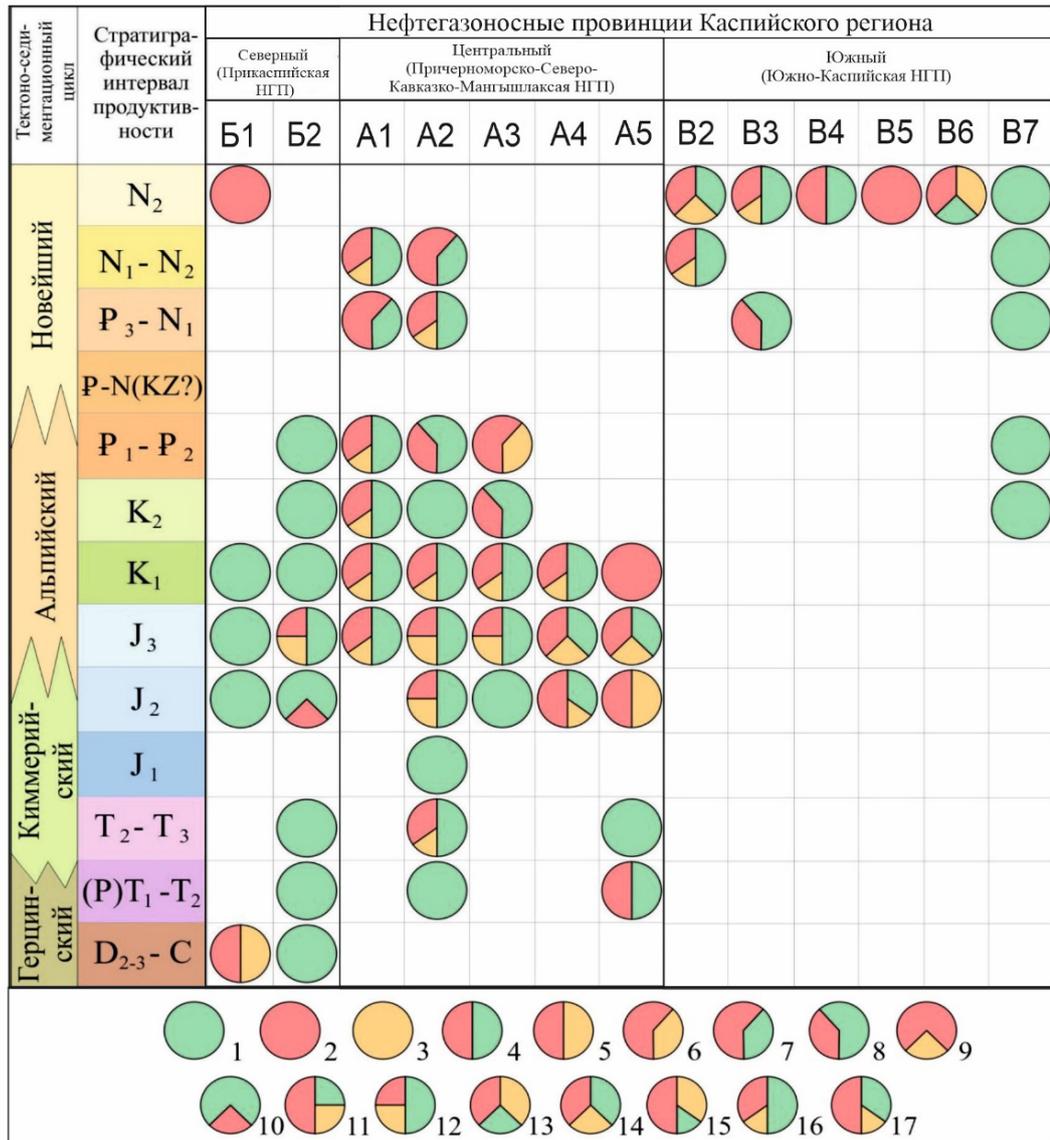


Рисунок 3.7 – Соотношения флюидных компонентов в продуктивных интервалах нефтегазоносных областей Каспийского региона:

1-3 – однокомпонентные скопления УВ: 1 – нефть (далее Н); 2 – газ (далее Г); 3 – конденсат (далее К). 4-10 – двухкомпонентные скопления УВ. 4 – примерное равенство числа залежей, $H \approx G$; 5 – то же, $G \approx K$; 6 – преобладание числа залежей одной из компонент, $G > K$; 7 – то же, $G > H$; 8 – то же, $H > G$; 9 – существенное (кратное) преобладание числа залежей одной из компонент, $G \gg K$; 10 – то же, $H \gg G$; 11-17 – трехкомпонентные скопления УВ. 11 – преобладание числа залежей одной из компонент над двумя другими, примерно равными по числу залежей компонентами, $G > (H \approx K)$; 12 – то же, $H > (G \approx K)$; 13 – преобладание двух примерно равных по числу залежей компонент над третьей, меньшей по числу залежей $(G \approx K) > H$; 14 – то же, $(G \approx H) > K$; 15 – преобладание одной из компонент над двумя другими, разными по числу залежей, $G > K > H$; 16 – то же, $H > G > K$; 17 – то же, $G > H > K$

В направлении на запад и северо-запад происходит сокращение площадей, где возможно присутствие в скоплениях нефтяной фазы, их замещение районами ожидаемого развития преимущественно газовых и газоконденсатных скоплений. На представленной схеме (Рисунок 3.7) эти районы образуют пояс, окаймляющий южную окраину Восточно-Европейской платформы.

Преобладающим газовым составом будут отличаться скопления Черноморской провинции, на что указывают и открытия последнего времени, сделанные в глубоководных секторах румынского и турецкого районов акватории. В то же время здесь намечаются и вероятные нефтяные тренды, приуроченные к северо-западному и восточному присклоновым районам глубоководной впадины.

С глубоководными впадинами Каспийского морей связаны также районы развития в верхней части осадочного чехла газогидратов [6]. Наиболее крупные из них предполагаются в Южно-Каспийской впадине.

Таким образом, что преимущественно в платформенных шельфовых условиях и на локальных участках относительной стабилизации или слабых колебательных движений образование литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек может быть связано с разнообразными аккумулятивными и эрозионно-аккумулятивными формами прибрежных и удаленных от берега обособленных мелководий [127]. Наконец, отдельные группы ловушек образуются в периоды относительной геодинамической стабилизации, в акваториях, где обеспечиваются условия карбонатакопления и образования биогенных сооружений.

Сводные количественные характеристики типов ловушек в нефтегазоносных провинциях Каспийского региона, а также распределение залежей в литолого-стратиграфических и комбинированных ловушках по стратиграфическим интервалам представлены в Таблицах 3.7, 3.8.

Из таблиц следует, что доля литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек в составе месторождений региона составляет немногим более 25% (Таблица 3.7) [141]. При этом число залежей литологического, стратиграфического, литолого-стратиграфического типов и связанных с биогенными выступами, превышает общее число литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек (Таблица 3.8), определяющих полный контур месторождения, что обусловлено наличием как однозалежных, так и многозалежных скоплений, локализованных в одной объединяющей их ловушке.

Доля собственно «неструктурных» ловушек, образование которых связано с действием седиментационных факторов (литологическое ограничение или экранирование, стратиграфическое экранирование, формирование биогерма – как формы и как резервуара), – составляет около 5% от общего числа месторождений региона. Существенное участие структурного фактора в формировании большинства комбинированных ловушек региона отчасти может объясняться высоким уровнем его тектоно-геодинамической активности в мезозое и кайнозое, которая была показана выше. Она обусловлена тесным соседством и взаимодействием молодой платформы и области альпийской и новейшей складчатости, с контрастными орогенными движениями и образованием высоких горных систем и глубочайших впадин. Это взаимодействие определяет не только разнообразие условий осадконакопления и формационного состава, размывов и несогласий в прилегающих к орогенным системам областях подвижной платформы, но также движения и структурообразование в этих областях, как на уровне блоков и глыб фундамента, так и на уровне осадочного чехла, как это было показано в предыдущих разделах данного Проекта.

Таблица 3.7 – Сводная характеристика распределения типов ловушек в нефтегазоносных провинциях и областях Каспийского региона

Типы ловушек	Центральная (Северо-Кавказско- Мангышлакская НГП)					Северная (Прикаспийская НГП)		Южная (Южно-Каспийская НГП)					Всего ти- пов лову- шек	в т.ч. ЛСК	
	A1	A2	A3	A4	A5	Б1	Б2	В2	В3	В4	В6	В7			В8
Антиклиналь	43	26	31	6	3	1	5	11	5				13	144	41
Брахантиклиналь	5	73	6	1		2	3	51	12	1	2	13	1	170	27
Куполовидная		5			1									6	2
Диапировая						7	29							36	
Моноклиналь	1	1	4					3						9	6
Рифовая (Биогенный выступ)							4							4	4
ВСЕГО	49	105	41	7	4	10	41	65	17	1	2	13	14	369	
В том числе литоло- го-стратиграфи- ческие и комбини- рованные (ЛСК)	12	23	4				7	7	1			1	5	53	53

Таблица 3.8 – Распределение залежей в литолого-стратиграфических и комбинированных ловушках по стратиграфическим интервалам и нефтегазоносным областям Каспийского региона

Типы ловушек	Центральная (Северо-Кавказско- Мангышлакская НГП)					Северная (Прикаспийская НГП)		Южная (Южно-Каспийская НГП)					Всего по стратиграфическим интервалам	
	A1	A2	A3	A4	A5	Б1	Б2	В2	В3	В4	В6	В7		В8
N_2^2								4	1			1		6
N_1-N_2	10	1						1					3	15
P_3-N_1		5											1	6
P_1-P_2	2												1	3
K_2		2					1							3
K_1	3	12	4				2							21
J_3	1	5												6
J_2		6	2				1							9
J_1														
T_{2-3}														
$(P?) T_1-T_2$														
D_{2-3-C}							4							4
Всего по НГО	16	31	6				8	5	1			1	5	73
Всего по НГП в пределах Каспийского региона	53					8		12					73	

Надо полагать, что в геодинамически более спокойных, удаленных от зон активной геодинамики и тектогенеза платформенных регионах роль «неструктурных» ловушек, образование которых контролируется преимущественно/или исключительно седиментационными (литологическими, стратиграфическими) факторами в формировании месторождений УВ, может быть более существенной.

Еще одной причиной относительно небольшой доли «неструктурных» ловушек, определяющих полную конфигурацию скопления УВ в составе месторождений региона, является, очевидно, установившаяся стратегия и тактика поисков УВ, которая ориентируется на поиски «локальных поднятий» – как главных объектов, определяющих результативность [142]. Этапы геофизических поисков, относительно просто локализуемых для определения их геометрических параметров, последующей ресурсной оценки и планирования дальнейших геологоразведочных работ.

Совершенствование геофизических методов, технологий сбора и обработки информации уже сегодня позволяющие получать достаточно детальную картину объемной (3D) структуры геологического разреза, очевидно, будет способствовать увеличению числа «неструктурных» ловушек в нефтегазоперспективных объектах региона.

3.3 Анализ запасов и ресурсов, объемные характеристики генерационно-аккумуляционных углеводородных систем в Каспийском регионе

Информационная база для анализа и характеристики ресурсной базы углеводородов Каспийского региона образована открытыми отраслевыми справочно-информационными материалами органов управления минерально-сырьевыми ресурсами России и сопредельных государств, а также – публикациями обобщающего и аналитического содержания.

К числу первых относятся:

– данные Государственного баланса запасов полезных ископаемых СССР и Российской Федерации за период 1987-1991 гг. и 2019-2021 гг.;

– серия справок о состоянии и использовании минерально-сырьевой базы расположенных в регионе субъектов Российской Федерации, которые подготовлены ФБГУ ВСЕГЕИ в 2019-2022 гг. по госзаданиям (049-00017-20-04; 00016-21-00; 00018-22-01) и представлены в Интернете;

– материалы близкого содержания по зарубежным частям региона;

– вторые включают издания, содержащие конкретные, в том числе количественные характеристики месторождений континентальных и морских областей региона и их статуса [9, 139, 11].

Месторождения УВ крайне неравномерно распределены на территориях и акваториях региона и в расположенных здесь административно-государственных образованиях, и с различной полнотой охарактеризованы в источниках информации.

Анализ материалов Государственного доклада о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов за последние 12-14 лет показал наличие противонаправленных трендов, характеризующих состояние и развитие сырьевой базы углеводородов на сухопутных территориях и акваториях Каспийского региона.

Для сегодняшнего состояния нефтяных ресурсов территорий, которые эксплуатируются в *промышленных масштабах* н с 1871 г. (месторождение Балаханы и Биби-Эйбат), характерны в целом: высокий уровень выработанности запасов разбуренных месторождений (более 80%); устойчивое снижение объемов добычи сырья, вовлечение в работу мелких и очень мелких месторождений, ухудшение структуры запасов, высокая степень обводненности ресурсов нефти, составляющей в среднем по региону около 60%.

Что касается газовых месторождений, то заметно меньший уровень выработанности эксплуатируемых месторождений (в среднем > 4,5%; Северо-Кавказский субрегион около 74%, континентальная часть Каспийского субрегиона $\geq 21\%$) и разведанности ресурсов (более 50%) отчасти могут быть обусловлены, наряду с распределением запасов преимущественно в мелких и

очень мелких месторождениях, невысокими потребительскими (эксплуатационными) характеристиками. В числе последних – повышенное содержание конденсата, тяжелых гомологов метана, сероводорода и других примесей, что существенно снижает интерес к разработке газовых месторождений в регионе со стороны недропользователей.

Перечисленные особенности состояния ресурсной базы нефти и газа на территориях регионов определяют негативный тренд ее развития, отсутствие высокой вероятности открытия крупных нефтяных скоплений и увеличения объемов добычи в традиционно разрабатываемых комплексах верхнего нефтегазоносного этажа.

Иными чертами характеризуется в целом сырьевая база углеводородов *акваторий* Каспийского моря.

Во всех национальных районах акваторий с начала активной и систематической морской геологоразведки на нефть и газ, то есть с начала 70-х гг. XX в. было открыто более 120 скоплений углеводородов с суммарными извлекаемыми запасами около 12 млрд т.у.т. [144]. В последние годы к ним добавилось еще несколько крупных и уникальных по запасам месторождений, открытых в глубоководных впадинах Каспийского моря. В числе открытых нефтяных и газовых месторождений 6 относятся к категории уникальных по запасам, а 5 из них расположены в казахском, российском, азербайджанском и иранском районах. С учетом новых открытий средние запасы УВ в расчете на одно месторождение составили 111,6 млн т.

В акваториях региона реализуется несколько крупных проектов по добыче углеводородного сырья на месторождениях Казахстана (Кашаган), России (им. Корчагина, им. Филановского) и Азербайджана (Азери-Чираг-Гюнешли).

Низкий уровень разведанности ресурсов акваторий, составляющий в среднем около 12%, определяет возможность открытия новых крупных и уникальных запасов углеводородного сырья. Что подтверждается сравнительно недавними открытиями крупных и уникальных скоплений газа

газоконденсатное месторождение Хазри (56 млн т.у.т., Россия) и нефтегазовое месторождение Сардар-Джангал в миоценовых отложениях (нефть – 68 млн т, газ – 1,4 трлн. м³).

Таким образом, сырьевая база морских акваторий региона, в отличие от относящихся к нему сухопутных районов, демонстрирует отчетливый положительный тренд развития, предполагающий возможность дальнейшего роста, как ресурсного потенциала акватории, так и объемов добычи углеводородного сырья на уже введенных в разработку месторождениях, так и на новых перспективных объектах.

В связи с рассмотренными выше различиями в состоянии и ожидаемых направлений развития сырьевой базы углеводородов континентальных территорий и акватории Каспийского моря, а также – с особенностями учета запасов и ресурсов в некоторых официальных документах, описывающих состав и структуру запасов, представляется целесообразным рассматривать более детальную характеристику ресурсного потенциала для морской акватории Каспийского моря.

3.3.1 Оценка углеводородного потенциала, запасы и ресурсы Каспийского моря

Почти за сто лет, прошедших со времени строительства в начале 20-х гг. прошлого века в азербайджанской акватории Южного Каспия первой деревянной буровой установки, [Керимов, Сенин, Богоявленский и др., 2016] до начала 20-х гг. XXI в., в Каспийском море открыто 64 промышленных месторождения углеводородного сырья (в том числе 38 – на рубеже веков или в первые десятилетия нового века) с суммарными извлекаемыми запасами около 11 млрд т УТ. Эта величина сопоставима с известными на сегодня суммарными извлекаемыми запасами всех пяти арктических морей Евразии, включая их российские и зарубежные зоны недропользования (12,6 млрд т.у.т.) и Мексиканского залива (11,1 млрд т КТ) [145].

Объективная оценка углеводородного потенциала необходима для оптимизации геологоразведочного процесса, для стратиграфического планирования крупномасштабной морской добычи в акватории Каспии [134, 135]. За период с середины XIX века в регионе (Азербайджан и Туркмения) извлечено порядка 2,8 млрд т углеводородов в нефтяном эквиваленте (н.э.), в том числе 1,9 млрд т нефти, 40,7 млн т конденсата, 719,4 млрд м³ свободного и нефтяного («попутного») газа (Таблица 3.9, рисунок 3.8).

Таблица. 3.9 демонстрирует экспертные оценки промышленного потенциала УВ по странам и ЮК бассейну в целом и их динамику во времени. В составе УВ всеми экспертами констатировано более чем двукратное преобладание газовой составляющей над нефтяной. Характерен весьма широкий диапазон оценок: Азербайджан – 2,76–30,00; Туркменистан – 1,23–16,50; Иран – 1,00–3,09, бассейн в целом – 6,66–49,59 млрд т н.э. Отмечается четкая тенденция их снижения во времени – по мере пополнения имеющейся геологической информации.

В российском секторе морского недропользования по состоянию на начало 2022 г. разбурено 25 перспективных площади и открыто 16 месторождений нефти, газа и конденсата, 14 из которых включены в Государственный баланс с суммарными извлекаемыми запасами около 2,58 млрд т.у.т. (Таблица 3.10) 78,3% которых представлены газом, а два месторождения, открытых в период 2017-2021 гг. на площадях Южная и Титонская, находятся на разных стадиях разведки и оценки запасов.

Анализ и обобщение содержащихся в разных источниках оценок фактических запасов углеводородного сырья в морских месторождениях национальных районов недропользования Каспийского моря позволяет говорить об их суммарном объеме, составляющем 10,82 млрд т.у.т., в том числе – 3,09 млрд т жидких УВ и 7,73 трлн м³ газа (Таблица 3.10).

Таблица 3.9 – Распределение потенциальных ресурсов углеводородов
(млрд т)

Государственные сектора	Континент	Море	Итого
Южно-Каспийский бассейн			
Азербайджана	9.0	15.0	24.0
Туркменистана	4.0	7.0	11.0
Ирана	2.0	5.0	7.0
Итого по бассейну	15.0	27.0	42.0
Среднекаспийский бассейн			
Азербайджана	□	3.0	3.0
Туркменистана	□	□	□
России	6.0	5.0	11.0
Казахстана	2.0	4.0	6.0
Итого по бассейну	8.0	12.0	20.0
Северо-Устюртский бассейн			
России	□	□	□
Казахстана	3.0	1.0	4.0
Итого по бассейну	3.0	1.0	4.0
Северо-Каспийский бассейн			
России	6.0	□	6.0
Казахстана	6.0	12.0	18.0
Итого по бассейну	12.0	12.0	24.0
Итого по государствам			
России	12.0	5.0	17.0
Казахстана	11.0	17.0	28.0
Азербайджана	9.0	18.0	27.0
Туркменистана	4.0	7.0	11.0
Ирана	2.0	5.0	7.0
Всего	38.0	52.0	90.0

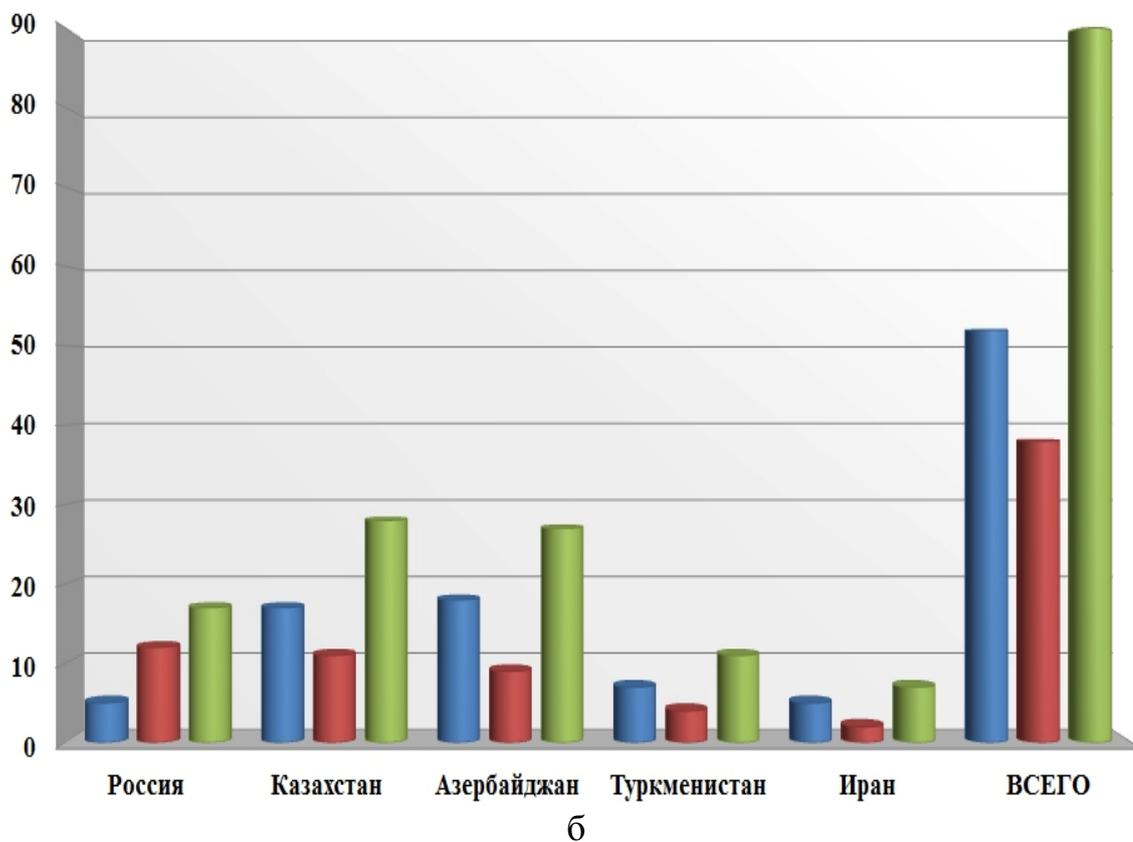
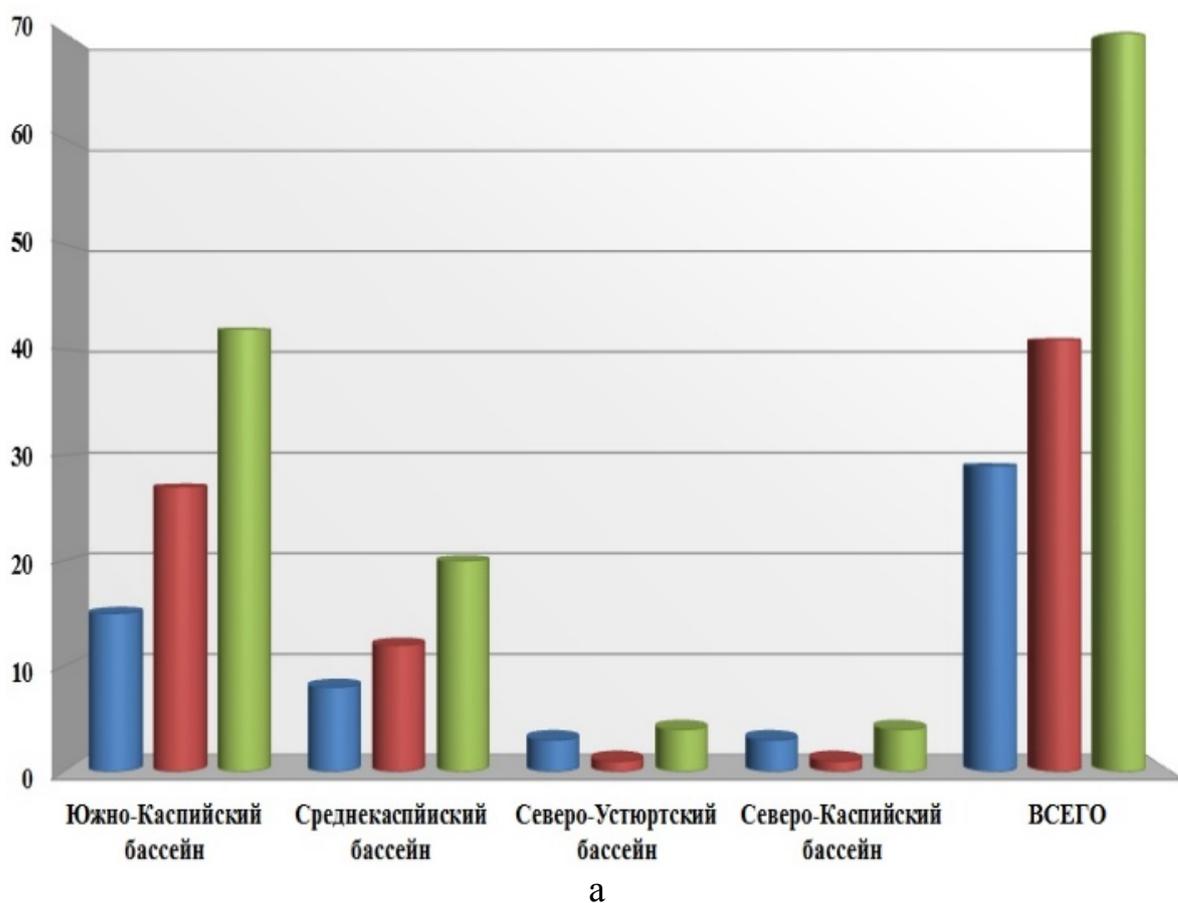


Рисунок 3.8 – Распределение потенциальных ресурсов углеводородов (млрд т): а – между нефтегазоносными бассейнами; б – между государственными секторами Каспийского региона

Наибольшим объемом запасов сырья в акватории (около 40%) располагает Азербайджан, наименьшим (около 2%) – Иран. Близкими по величине суммарных запасов углеводородов в морских месторождениях, обладают Россия, Казахстан и Туркменистан. При этом следует отметить, что указанные различия в объемах запасов лишь отчасти являются следствием особенностей геологического строения национальных районов акваторий. Большое значение в этом отношении имеет также история геологического изучения и разведки каждого из районов акватории и современный статус последней. В частности, как уже отмечалось выше, Азербайджан имеет почти столетнюю историю разведки и освоения морских месторождений Каспия, в то время как Иран приступил к изучению УВ ресурсов своей части недавно, но уже открыл первое в акватории крупное глубоководное месторождение и располагает, вероятно, как и другие государства региона, достаточно большим потенциалом новых открытий. Как показывает сводная характеристика структуры начальных суммарных извлекаемых ресурсов (Таблица 3.11), объем неоткрытых ресурсов Каспийского моря, составляющий 18,18 млрд т.у.т., дает основание ожидать здесь открытия новых, в том числе крупных и уникальных месторождений углеводородного сырья.

В Азербайджане и Иране основная часть указанных объемов сконцентрирована в море – соответственно 95,45 и 83,5 %, в Туркмении – на суше – 67,4%. По отдельным видам углеводородной продукции ситуация по странам выглядит следующим образом: в Азербайджане суммарные категориальные запасы нефти составляют 946,74 млн т, конденсата – 348,23 млн т, газа – 2632,87 млрд м³, УВ – 3927,83 млн т н.э.; в Туркмении, соответственно, – 272,77 и 40,61 млн т, 752,87 млрд м³, 1066,25 млн т н.э.; в Иране – 673,4 и 14,91 млн т, 788 млрд м³, 1476,31 млн т н.э.; по бассейну в целом: нефть – 1892,91 и 403,75 млн т, 4173,73 млрд м³, 6470,39 млн т н.э.

Таблица 3.10 – Характеристика морских и транзитных месторождений российского сектора Каспийского моря*
(по состоянию на 2021–2022 гг.)

№	Наименование месторождений	Год открытия	Возраст продуктивных отложений	Запасы						Сумма УВ, млн т.у.т.	Год начала добычи (добываемый флюид)			
				Нефть, млн т			Свободный газ и газовая шапка, млрд м ³					Конденсат, млн т		
				A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂			A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ +C ₂
1	«170 км»	2001	J ₂ , I ₃ , K ₁	3,875	4,535	8,410	13,729	6,489	20,218	0,611	0,329	0,940	29,568	-
2	Им. В. Грайфера (Ракушечное)	2001	K ₁	39,248	-	39,248	36,273	4,123	40,396	0,819	0,083	0,902	80,546	-
3	Им. Ю. Кувькина (Сарматское)	2003	J ₂	1,717	4,592	6,309	141,764	17,002	158,766	12,18	0,738	12,918	177,993	-
4	Им. Ю. Корчагина	2000	J ₂ , I ₃ , K ₁ , □ ₁	18,517	0,300	18,817	32,573	11,420	43,993	2,159	0,474	2,633	65,443	2010(н)
5	Хвальинское	2002	J ₃ , K ₁	1,956	34,329	36,285	166,887	155,452	322,349	5,928	5,241	11,169	369,803	-
6	Им. В. Филановского	2005	K ₁	122,837	0,319	123,156	25,488	0,068	25,556	1,094	0,002	1,096	149,808	2016(н)
7	Рыбачье	2014	J-K	0,924	-	0,924	1,057	-	1,057	0,059	-	0,059	2,040	-
8	Избербаш	1936	Ng ₁ , K ₂	0,900	-	0,900	-	-	-	-	-	-	0,900	-
9	Инче-море	1974	Ng ₁	3,072	4,919	7,991	-	13,788	13,788	-	0,868	0,868	22,647	-
10	Западно-Ракушечное	2008	K ₁ ?	6,024	5,011	11,035	-	-	-	-	-	-	11,035	-
11	Центральное	2008	J ₃	6,404	84,512	90,916	6,874	34,811	41,685	0,406	2,053	2,459	135,060	-
12	Морское	2008	K ₁ ?	5,744	6,290	12,034	-	-	-	-	-	-	12,034	-
13	Хазри	2017-2018	J ₂ -K	-	-	-	-	-	48,00	-	-	8,20	56,20	-
14	Северо-Ракушечное	Рис. 3.1 021	Рис. 3.2 1	-	-	8,74	-	-	0,13	-	-	-	8,87	-
Итого				256,18	88,11	353,03	1695,541	273,676	2017,347	178,918	19,055	206,173	2576,55	
Долевое распределение запасов по флюидному составу				13,7%			78,3%			8,0%			100%	

* по данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых, МПР России и материалов публикаций за период 2020–2022 г.

Примечание: в период 2017–2021 гг. в российском секторе Каспия выявлены и предварительно оценены также залежи УВ на площадях Южная и Титонская, находящиеся в разведке.

Таблица 3.11 – Сводная характеристика структуры начальных суммарных извлекаемых ресурсов УВ Каспийского моря

Установленный или условный район морского недропользования	Доказанные и предварительно оцененные запасы			Неоткрытые ресурсы, млрд т.т	Начальные суммарные ресурсы, млрд т.у.т
	Нефть и конденсат, млрд т.у.т.	Газ, трлн м ³	Сумма УВ, млрд т.у.т.		
Россия	0,56	2,02	2,58	3,00	5,58
Казахстан	0,97	1,06	2,03	15,18	23,42
Туркменистан	0,40	1,37	1,77		
Иран	0,07	0,14	0,21		
Азербайджан	1,09	3,14	4,23		
Каспийское море (сумма)	3,09	7,73	10,82	18,18	29,00

Источники: Россия: [49]; Каспий в целом и его зарубежные районы: [105]; [152].

По состоянию на 01.01.2011 коэффициенты выработки извлекаемых запасов «нефть + конденсат» и газа (отношение текущих извлекаемых запасов к начальным) составляют по суше и морю, соответственно: Азербайджан 0,952 и 0,527, 0,291 и 0,122; Туркмения – 0,710 и 0,294, 0,044 и 0,035. Из приведенных цифр следует, что в обеих странах наибольшие перспективы для наращивания добычи УВ имеют их морские секторы.

Выполненные оценки позволяют полагать, что по ПТ (КТ) еще неоткрытые перспективные (С₃) и прогнозные (Д₁) ресурсы извлекаемых УВ в Азербайджане в сумме составляют 589,17, в Туркмении - 159,94, в Иране – 324,69; по бассейну в целом – 1073,80 млн т. н.э. В том числе в акватории сконцентрировано: в Азербайджане – 95,7%, в Туркмении - 32,6%, в Иране – 88,1%, по региону в целом – 82,8%. При этом большая часть прогнозных ресурсов газа и конденсата в Азербайджане предполагается на отдельных морских поднятиях вала Аби́ха (блок Алов-Шарг-Араз) порядка 330 млрд м³

газа и 50 млн т нефти; перспективных ресурсов нефти – 25,5 млн т на суше Нижнекуруинской депрессии и 185 млн т на неразведанных площадях Северо-Апшеронской зоны поднятий Апшеронского архипелага (пл. Арзу, Айпара, Хамдем, Севиндж и, возможно, др.). Открытие новых залежей УВ в Туркмении с перспективными ресурсами примерно 110 млн т н.э. предполагается в основном на не пребывавших в разведке структурах Гограньдаг-Чикишлярской зоны поднятий (суша) и с прогнозными ресурсами на отдельных морских поднятиях Сары-Чикишлярского складчатого пояса - примерно 50 млрд м³; в Иране – в акватории Ленкарано-Горганского прогиба - 185 млн т н.э. по степени достоверности они представляются промежуточными между категориями перспективных и прогнозных ресурсов.

С учетом всего изложенного начальный геологический потенциал ЮКБ может быть оценен в 17,09 млрд т н.э. На долю Азербайджана приходится 11,22 (65,7%), в том числе в море – 8,00; Туркмении – 3,21 (18,8%), море – 0,77; Ирана – 2,65 (15,5%), море – 2,33 млрд т н.э. В общем объеме потенциала жидкая его фаза (нефть + конденсат) составляет 10,93 млрд т, газообразная – 6,15 трлн м³; по странам бассейна, соответственно: Азербайджан – 7,32 и 3,90 (море – 4,40 и 3,60); Туркмения – 2,02 и 1,19 (море – 0,49 и 0,28); Иран – 1,59 и 1,06 (море – 1,55 и 0,78). Общий извлекаемый потенциал УВ ПТ (КТ) региона во всем диапазоне глубин ее залегания – 8,5 км по состоянию на 01.01.2006 г., по нашим оценкам, составляет: Азербайджан - 4,52 (59,9%), Туркмения - 1,23 (16,3%), Иран - 1,80 (23,8%), ЮКБ в целом - 7,54 млрд т н.э. При этом на его акваториальную часть приходится: Азербайджан – 4,32 (69,2%), Туркмения – 0,40 (6,4%), Иран – 1,52 (24,4%), бассейн в целом – 6,24 млрд т н.э (82,8%). По отдельным странам региона в принадлежащих им морских секторах сосредоточены в: Азербайджане – 95,6%, в Туркмении – 32,5%, Иране – 84,3% от соответствующих потенциалов. При условии 100%-ной подтверждаемости извлекаемых запасов и ресурсов и достижения запланированных на 2010 г. уровней добычи, обеспеченность их по Азербайджану составляет: нефть +

конденсат – 24, газ – 101 год; Туркмения, соответственно, – 8 и 35 лет; Иран – 83 и 112 лет. Наиболее напряженная ситуация имеет место на месторождениях суши – 14 лет в Азербайджане и 7 лет в Туркмении.

На основе анализа результатов геологоразведочных работ в различных районах Каспийского моря за период 1991–2002 гг., изучения параметров основных ресурсообразующих (ключевых) структур и примыкающих к ним зон, с учетом всей совокупности регионально-геологических данных, И.Ф. Глумовым, Я.П.Маловицким, А.А.Новиковым, Б.В.Сениным (2004), была проведена оценка локализованных ресурсов (Рисунок 3.9).

Таким образом, Каспийский регион характеризуется высокими потенциальными ресурсами углеводородов, которые достигают в морской части осадочных бассейнов 50 млрд т н.э. Соотношение ресурсов между континентальными и морскими районами составляют 38 и 65 млрд т.у.т., что определяет приоритетное морское направление работ на ближайшую перспективу [20, 28, 32, 39, 50, 66, 93, 94].

3.3.2 Оценка углеводородного потенциала, запасы и ресурсы континентальных территорий Каспийского региона

В *российской* части континентальной территории Каспийского региона распределенных в 10 субъектах Российской Федерации. Начальные суммарные ресурсы месторождений насчитывают около 12,9 млрд т условного топлива, в составе которых около 6,9 млрд т составляют суммарные доказанные и оцененные запасы, до 2,1 млрд т – накопленная добыча и около 3,9 млрд т – неоткрытые ресурсы. В объеме суммарных запасов более 81% представлено газом, а оставшаяся доля – нефтью и конденсатом. Нефтяные залежи присутствуют в 261 нефтяном, или нефтегазосодержащем месторождении и распределены в стратиграфическом интервале от среднего карбона до мела в Прикаспийской и Днепровско-Припятской провинциях (Астраханская и Ростовская области) или от триаса до неогена – в остальных субъектах Федерации, расположенных в границах

Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции (Рисунок 3.9, Таблица 3.11).

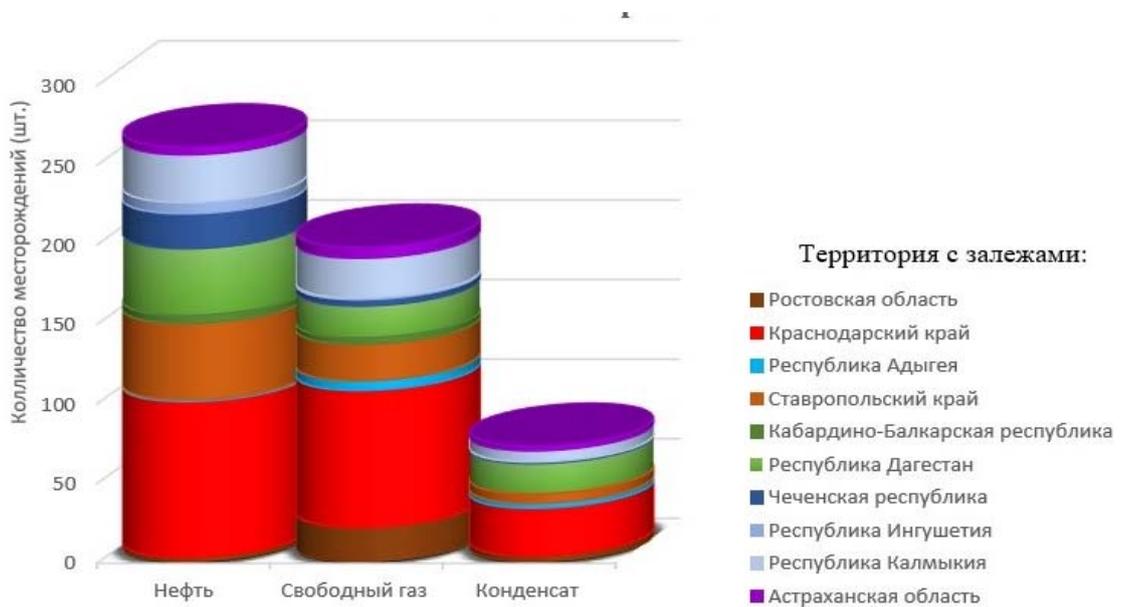


Рисунок 3.9 – Сведения о состоянии сырьевой базы углеводородов в осадочных бассейнах основных нефтегазодобывающих территорий российской части Каспийского региона

Наибольшее число нефтяных залежей связано с месторождениями Краснодарского и Ставропольского краев, Чеченской республики, Дагестана и Калмыкии, наименьшее – характерно для Адыгеи, Кабардино-Балкарской республики, Ингушетии и Астраханской области. Следует отметить, что количество залежей не является прямым показателем величины запасов, поскольку, например, запасы нефти одного открытого недавно в Астраханской области месторождения Великое (извлекаемые запасы нефти около 42,3 млн т) сопоставимы с текущими суммарными запасами всех залежей сырья на территориях пяти субъектов Российской Федерации (республики Крым, Дагестан, Кабардино-Балкария, Чеченская, Ростовская область).

Из общего числа нефтяных скоплений в период 2019–2022 гг. не менее 128 находятся в разработке и не менее 43 – в разведке. Остальная часть залежей относится к категориям выработанных или законсервированных.

Средний уровень выработанности нефтяных скоплений составляет около 63%. При этом наибольшей выработанностью, превышающей 75–80 %, характеризуются залежи Краснодарского края, Адыгеи, Ставропольского края, Дагестана, Чеченской республики и Ингушетии. Минимальная выработанность скоплений характерна для нефтяных залежей Астраханской области (Таблица 3.12), где, как отмечено выше, в последнее время были выявлены новые скопления нефти.

Средняя разведанность ресурсов нефти на российских территориях составляет немногим более 40%. Наиболее разведаны ресурсы Краснодарского и Ставропольского краев, Чеченской республики и Ингушетии (61,2–82,96 %). Близкий к среднему уровень разведанности имеют ресурсы Дагестана, а минимальной разведанностью – от 11,75 % до 12,61 % отличаются Ростовская и Астраханская области.

Газовые залежи распределены в 198 газовых или газосодержащих месторождениях и занимают стратиграфические интервалы от девона-карбона до мела-палеогена в нефтегазоносных провинциях Восточно-Европейской платформы (Ростовская и Астраханская области) и от триаса-юры до неогена в Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции (Таблица 3.12). Около половины общего числа газовых залежей находится в разработке, а 54 залежи – в разведке. Средний уровень выработанности месторождений превышает 50%, при наибольшем ее значении в Краснодарском и Ставропольском краях, республиках Адыгея и Ингушетия (83–99 %). Наиболее низкий уровень выработанности месторождений характерен для Астраханской области, где он составляет 8,53% (Таблица 3.12).

Средний уровень разведанности ресурсов газа, в условиях отсутствия данных по некоторым субъектам российской части региона, составляет, вероятно, не менее 26,6 %, при максимальной разведанности ресурсов газа в Краснодарском крае и республике Адыгея и довольно высоком уровне их разведанности в Астраханской области (Таблица 3.12).

Таблица 3.12 – Количественная характеристика сырьевой базы углеводородов континентальных территорий Каспийского региона в границах Российской Федерации (период 2019–2021 гг.)

Территория	Количество месторождений	Подтвержденные и оцененные запасы			Накопленная добыча, млн т.у.т.	Сумма УВ, млн т.у.т.	Неоткрытые ресурсы, млн т.у.т.	НСР, млн т.у.т.
		нефть, млн т	газ, млрд м ³	конденсат, млн т				
Республика Крым	28	6,92	36,82	1,43	?	45,17	81,33	126,5
Ростовская область	22	4,22	45,54	–*	17,08	66,84	93,06	159,9
Краснодарский край	185	46,94	71,84	0,88	594,14	713,8	306,4	1020,2
Республика Адыгея		–*	14,23	0,12	72,62	86,97	28,09	115,06
Ставропольский край	80	93,86	50,45	1,58	468,63	614,52	93,48	708,0
Кабардино-Балкарская республика	7	6,33	1,56	–	3,0	10,89	45,95	56,84
Республика Дагестан	47	10,02	102,63	6,56	98,71	217,92	236,0	453,92
Чеченская республика	22	13,11	20,28	0,07	354,77	388,23	123,87	512,1
Республика Ингушетия	7	8,36	0,05	–*	86,38	94,79	71,41	166,2
Республика Калмыкия	35	27,29	44,73	2,46	28,90	103,38	1109,92	1213,3
Астраханская область	15	362,55	5231,36	733,47	361,69	6689,07	1712,13	8401,2
ВСЕГО		579,6	5619,49	746,57	2085,92	9031,58	3901,64	12933,22

* продукт отсутствует или имеется в незначительных количествах.

Залежи конденсата связаны с 73 месторождениями российской части территории региона и наиболее широкий стратиграфический интервал – от триаса до неогена – занимают в Краснодарском крае, где участвуют в формировании запасов 30 месторождений углеводородного сырья. В прочих субъектах федерации залежи конденсата располагаются в ограниченных стратиграфических интервалах: каменноугольном в Ростовской и Астраханской областях; юрско-меловом в Адыгее и Ставропольском крае; мелу и кайнозойе – в республиках Чеченской, Дагестанской и Калмыкия. Данные о наличии и состоянии залежей конденсата в Кабардино-Балкарии и Ингушетии в изученных нами источниках отсутствуют.

Из числа известных залежей конденсата 35 находятся в разработке и 9 – в разведке. Средний показатель их выработанности по российской части территории составляет около 32 %, ее наибольшие показатели – от 81,0 до 97,95 % – характеризует скопления Краснодарского края и республики Адыгея, а наименьший – Астраханскую область и республику Калмыкия (12,61–16,01 %).

Источники: ГБЗ полезных ископаемых РФ, 2019-2021 гг. (ФБГУ Росгеолфонд) [32]; Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 г.» МПР России, Роснедра, М., 2021 [39]. Отчетные и справочные материалы ВСЕГЕИ 2019-2022 гг. (Госзадания №№049-00017-20-04; 049-00016-21-00; 049-00018-22-01) [118].

Средний уровень разведанности ресурсов конденсата составляет 25%. Однако ввиду отсутствия данных по отдельным субъектам Федерации региона и высоком уровне разведанности ресурсов в соседних районах, нельзя исключать вероятности более высокого значения этого показателя. Наименьшей разведанностью (1,38%) по имеющимся данным характеризуются ресурсы конденсата республики Калмыкия. Как уже отмечалось выше, суммарные доказанные и оцененные извлекаемые запасы УВ российской части Каспийского региона составляют 6,9 млрд т.у.т., из

числа которых около 9% запасов распределены в остальных субъектах РФ. Большая часть суммарных запасов УВ российской территории (около 81%), образована газом, остальные представлены нефтью и конденсатом в сопоставимых по величине объемах (нефть – около 0,57 млрд т, конденсат – около 0,75 млрд т). При этом наибольший объем этих флюидов приходится на Астраханскую область [142-147].

Среди прочих субъектов РФ на территориях Черноморско-Каспийского региона, наибольшими суммарными запасами УВ, превышающими 100 млн т.у.т., характеризуются Краснодарский и Ставропольский края, и Республика Дагестан. Наименьшие суммарные запасы УВ характерны для Кабардино-Балкарии (7,89 млн т), Ингушетии (8,41 млн т) и Адыгеи (14,35 млн т). По содержанию отдельных флюидных компонент наибольшими запасами (исключая Астраханскую область) обладают: по нефти – Ставропольский (93,86 млн т) и Краснодарский (46,94 млн т) края; по газу – Республика Дагестан (102,63 млрд м³) и Краснодарский край (71,84 млрд м³); Ставропольский край (50,45 млрд м³); по конденсату – республики Дагестан (6,56 млн т) и Калмыкия (2,46 млн т).

Дополнение рассмотренной характеристики сырьевой базы УВ российских территорий региона доступными данными о запасах и ресурсах, распределенных на зарубежных, главным образом, прикаспийских территориях, позволяет получить представление о порядках суммарных величин отдельных компонент углеводородного потенциала континентальных территорий региона, в целом, и возможности их прироста за счет открытия новых месторождений (Рисунок 3.10, Таблица 3.13).

В качестве проблем развития сырьевой базы нефте- и газодобычи в континентальных районах Черноморско-Каспийского региона в подавляющем большинстве источников называются: весьма высокий общий уровень выработанности месторождений в традиционно промысловых районах при существенном ухудшении структуры запасов; высокая степень разведанности ресурсов в этих районах, не способствующих открытию новых

крупных и рентабельных для освоения месторождений; связь остаточных запасов, разрабатываемых месторождений с горизонтами, имеющими низкие коллекторские свойства; высокая степень обводненности месторождений, достигающая местами 88%; отсутствие баланса между размещением и деятельностью горнодобывающих предприятий, сельскохозяйственной и рекреационной деятельностью, имеющей не только региональное, но и общегосударственное значение [148-150].

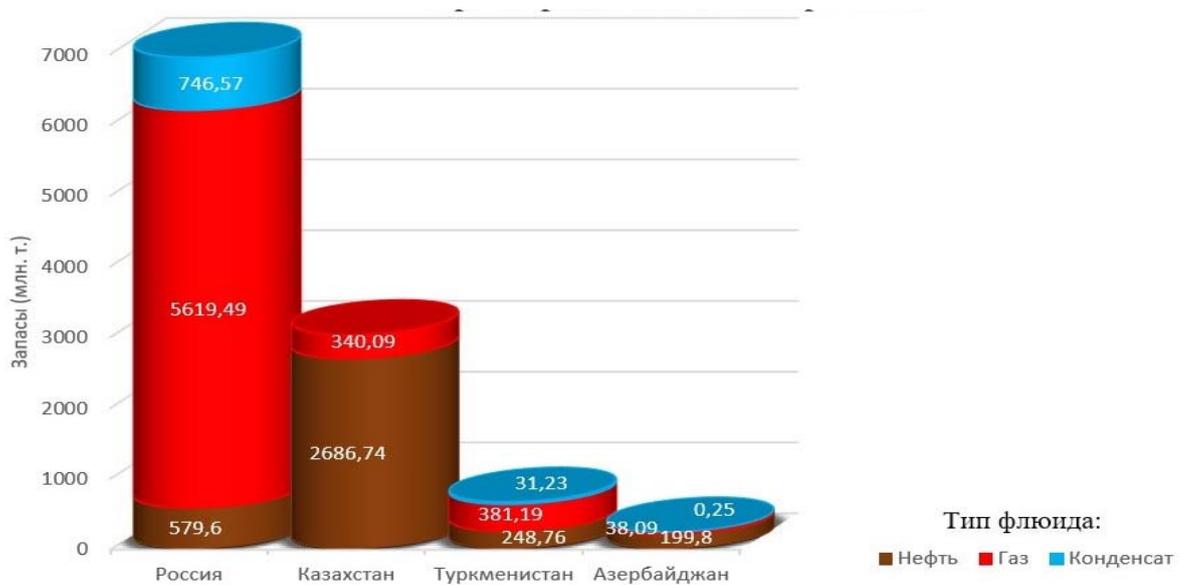


Рисунок 3.10 – Сводная сырьевая база углеводородов континентальных территорий Каспийского региона

Источники для зарубежных территорий: ГБЗ полезных ископаемых СССР, 1987–1991 гг. [112]; отчетные материалы ГУП ПО Союзморгео 2000 г. [130].

В качестве одного из наиболее перспективных направлений развития сырьевой базы региона рассматривается развитие геологоразведочных работ и нефтегазовых промыслов в акваториях региона, которое началось в Каспии в 1920–1940-х гг., но наиболее активное развитие получило во второй половине XX – начале XXI веков.

Таблица 3.13 – Сводная сырьевая база углеводородов континентальных территорий Каспийского региона

Территория	Количество месторождений	Запасы			Накопленная добыча, млн т УТ	Сумма УВ, млн т.У.Т.	Неоткрытые ресурсы, млн т.У.Т.	НСР, млн т.У.Т.
		нефть, млн т	газ, млрд м ³	конденсат, млн т				
Россия	448	579,6	5619,49	746,57	2085,92	9031,58	3901,64	12933,22
Казахстан	82	2686,74	340,09	-	?	3026,83	1006,62	4033,45
Туркменистан	22	248,76	381,19	31,23	?	661,18	153,14	814,32
Азербайджан	53	199,80	38,09	0,25	?	238,14	225,0	463,14
ВСЕГО	605	3714,9	6378,86	778,05	≥ 2085,92	12957,73	5286,4	18244,13

* данные по зарубежным территориям – по оценкам на период 1991-2000 гг.

3.3.3 Количественная оценка запасов и ресурсов Каспийского региона России по результатам моделирования

Как было указано выше, в Каспийском регионе России территориально выделяется три ГАУС – Терско-Каспийская, Центрально-Каспийская и Западно-Каспийская. Объемные характеристики ГАУС приведены в Таблице 3.14. Количество аккумулированных в системе УВ определяется, главным образом, размером ее очага. Наиболее высокие значения прогнозируются в Терско-Каспийской ГАУС. Количество жидких УВ существенно выше, чем газообразных.

Выводы по главе 3

Сырьевая база морских акваторий региона, в отличие от относящихся к нему сухопутных районов, демонстрирует отчетливый положительный тренд развития, предполагающий возможность дальнейшего роста, как ресурсного потенциала акватории, так и объемов добычи углеводородного сырья на уже введенных в разработку месторождениях, так и на новых перспективных объектах.

В качестве одним из наиболее перспективных направлений развития сырьевой базы региона целесообразно развитие геологоразведочных работ и нефтегазовых промыслов в акваториях региона, которое началось в Каспии в 1920–1940-х гг., но наиболее активное развитие получило во второй половине XX – начале XXI веков. Каспийский регион характеризуется высокими потенциальными ресурсами углеводородов, которые достигают в морской части осадочных бассейнов 50 млрд т н.э. Соотношение ресурсов между континентальными и морскими районами составляют 38 и 65 млрд т.у.т., что определяет приоритетное морское направление работ на ближайшую перспективу.

Таблица 3.14 – Количественная оценка ресурсного потенциала ГАУС Каспийского региона

Возраст	Площадь, км ²	Объем сгенерированных УВ, млн т.у.т.	Объем эмигрировавших УВ, млн т.у.т.	Объем аккумулялированных УВ, млн т.у.т.	Тип флюида	
					нефть	газ
Майкопский	346 523,31	91848,04	87 491,73	4512,25	88,80	11,20
Сеноманско-Верхнемеловой	102 768,32	8123,34	7842,23	668,98	81,82	18,18
Альбско-Верхнемеловой	288 534,91	46 038,60	44 841,61	7456,70	82,72	17,28
Титонско-Аптский	332 734,59	66 857,09	60 473,97	19 904,53	90,24	9,76
Альбско-Неокомский	211 290,41	35 661,37	35 661,37	8312,05	40,25	59,75
Титоно-Неокомский	327 697,94	66 674,87	60 298,21	17 614,52	90,32	9,68
Средне-Верхнеюрский	80245,36	35 155,93	33 191,96	10 231,87	84,56	15,44
Итого	1689794,84	350359,24	329801,08	68700,9		
Объемная характеристика Центрально-Каспийских ГАУС						
Титонско-Аптский	44 700,77	5277,50	4841,14	2700,34	90,41	9,59
Альбско-Неокомский	21 018,36	358,97	358,97	108,98	90,06	9,94
Титонско-Неокомский	44 700,77	5280,67	4846,12	2689,97	90,42	9,58
Средне-Верхнеюрский	427157,09	1245,83	1069,87	243,99	85,6	14,4
Итого	603296,12	12162,97	11116,1	8552,6		
Объемная характеристика Западно-Каспийской ГАУС						
Альбско-неокомский	139224,19	12367,08	12367,08	8571,75	42,49	57,51
Всего	2432315,15	374889,29	353284,26	85825,25		

ГЛАВА 4

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ

Нефтегазовая промышленность является основной структурой составляющей экономики России, и от ее развития зависят темпы, масштабы и экономические показатели национального производства, уровень научно-технического развития страны, значительная часть доходов федерального бюджета. Россия является одним из крупнейших производителей и поставщиков углеводородов на мировой рынок. При этом большая часть его ресурсов находится в северных и арктических регионах. Нефтегазовые ресурсы интересуют многие международные организации и страны, где стабильная поставка углеводородного сырья является важнейшим фактором экономического развития.

В настоящее время нефтегазодобыча в традиционных регионах, поставляющих основные объемы нефти и газа, характеризуется:

- концентрацией нефтедобычи на месторождениях с высокопродуктивными запасами;
- резким уменьшением доли активных и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти;
- снижением среднего коэффициента нефтеотдачи как по отдельным регионам, так и по стране;
- завершением эпохи месторождений-гигантов с уникальными запасами нефти и газа, эксплуатация которых началась в 1960-1970-е гг.;
- стремительным истощением запасов дешевого сеноманского газа традиционных месторождений Западной Сибири;
- исчерпанием нефтегазовых запасов на глубинах до 3 км [54]

Проведенные исследования и выявленные проблемы позволили выявить следующие тактические задачи и основные направления технологического развития нефтяной и газовой промышленности России [54]:

В области разведки месторождений нефти и газа задача прироста активных запасов может быть решена в результате активизации геологоразведочных работ в новых регионах (Восточная Сибирь, Арктический шельф) и промышленного освоения больших глубин.

В области разработки и технологий добычи нефти и газа для кардинального изменения ситуации в необходимо создать эффективные технологии добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов. Ухудшение структуры запасов можно компенсировать масштабным использованием современных инновационных методов увеличения нефтеотдачи – тепловых, газовых, химических, микробиологических и быстрого наращивания масштабов их применения.

Отсутствие необходимой современной техники и технологий – одна из важных причин, сдерживающих повышение эффективности добычи нефти (нефтеотдачи) при разработке месторождений, в том числе ее трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Необходимо создать условия для технологической модернизации нефтегазового комплекса с целью рентабельного освоения текущих запасов нефти, большая часть из которых относится к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ). Для интенсификации работы нефтяных и газовых скважин наиболее востребована технология гидроразрыва пласта (ГРП). Эта технология осуществляется с использованием комплекса оборудования, который состоит из мобильных насосных установок для закачки в скважины специальных жидкостей, станций управления контроля, полевой лаборатории и другой специализированной техники. Создание отечественного флота ГРП – часть программы импортозамещения Минпромторга России. Запуск серийного производства отечественных флотов ГРП запланирован в четвертом квартале 2023г. Ожидаемая потребность в них – 3-5 флотов в год. А количество работающих флотов увеличится со 130 в настоящее время до 170 к 2030 г.

К значительному повышению эффективности разработки нефтегазовых месторождений, включая ТРИЗ, приведет использование цифровых

технологий. В отличие от аналоговых, действующих на основе непрерывных сигналов, они работают с дискретными сигналами. Существуют оценки, согласно которым применение цифровых технологий на этапах добычи и переработки нефти и газа дает возможность поднять эффективность технического обслуживания оборудования на 20–30 %, сократить внеплановые простои оборудования на 15–20 %, увеличить показатели извлечения и объемы добычи нефти на 10%, снизить удельную себестоимость добычи нефти на 15%.

Применение цифровых технологий ведет к появлению проектов «умного» производства, которые реализуют крупные нефтяные компании: Smart Wells («умные скважины») – Schlumberger, Smart Field («умное месторождение») – Shell, Field of Future («месторождение будущего») – BP, «цифровое месторождение» – «Роснефть» совместно с «Башнефть» и др.

4.1 Проблемы развития нефтегазодобывающей промышленности в Каспийском регионе России

Анализ и характеристика ресурсной базы углеводородов Каспийского региона, представленные в предыдущем разделе настоящего проекта (см. главу 6), обозначили ряд общих проблем, определяющих возможности и перспективы ее развития на территориях и в акваториях этого региона.

Применительно к *континентальным территориям*, в особенности тем, которые характеризуются длительной историей интенсивной нефтегазодобычи (Предкавказье, Закавказье, некоторые районы Прикаспия) среди этих проблем могут быть выделены нижеследующие.

1. Высокая, местами на грани истощения, степень выработанности запасов разрабатываемых месторождений, при ухудшении их структуры и нередко переходе значительной части остаточных запасов в категорию трудноизвлекаемых, ввиду их принадлежности к горизонтам с низкими фильтрационно-емкостными свойствами; высокая степень обводненности (до 88 %) разрабатываемых месторождений.

2. Высокий средний уровень разведанности ресурсов территорий, обладающих наибольшим промышленно значимым для региона потенциалом начальных суммарных ресурсов УВ. Это обстоятельство в сочетании с истощенностью запасов и естественными геологическими ограничениями[□] распространения ресурсов в стратиграфическом интервале традиционной нефтегазодобычи (мел-кайнозой, до 80 % всех месторождений), дававший в течение длительного времени максимальный объем добычи сырья в регионе, не позволяет рассчитывать на вероятность открытия новых крупных и уникальных по запасам скоплений УВ, по крайней мере – в хорошо изученных отложениях указанного выше интервала продуктивности. Улучшению ситуации могла бы способствовать актуализация сейсмической изученности мел-кайнозойского этажа в регионально-поисковых масштабах, которая необходима для выявления и общерегионального прослеживания (с использованием материалов бурения), *перспективных литолого-формационных комплексов* и связанных с ними новых *седиментационных и комбинированных ловушек*. Решение этой задачи только с использованием переобработанных и переинтерпретированных данных сейсморазведки 60-х - 80-х гг., на структурные построения которой в региональном плане, как показывает анализ публикаций, в основном опираются современные представления о геологическом строении осадочного чехла Предкавказья, не представляется возможным по технико-технологическим условиям средств и разрешающей способности геофизической разведки того времени.

3. Недостаточная изученность региональных и локальных объектов, находящихся ниже стратиграфического интервала традиционной нефтегазодобычи и относящихся к низам плитного чехла молодой (подвижной) платформы, ее переходному комплексу и фундаменту, элементы строения которых определялись как нефтеперспективные еще по работам 60-80 гг. XX в. Доизучение и уточнение потенциала этих объектов

[□] по условиям тектоники и геодинамики, распределения осадочных бассейнов и свойственных им углеводородных систем

на основе использования современных методов и технологий разведки, моделирования и прогноза нефтегазоперспективности территорий также могла бы способствовать расширению сырьевой базы нефтегазодобычи региона.

4. Наличие проблем экологического характера, связанных с необходимостью установления баланса между развитием на территориях региона с одной стороны, горнодобывающих (в том числе нефтегазовых) производственных комплексов, а с другой – комплексов сельскохозяйственной (зерноводство, овощеводство, садоводство и виноградарство или животноводство) и рекреационной (курортно-оздоровительной) сферы, которые сегодня имеют не только региональное, но и общегосударственное значение.

Средняя выработанность запасов эксплуатируемых месторождений и разведанность УВ ресурсов *морских акваторий* региона, в отличие от месторождений суши, наоборот, находятся на низком, а местами и на очень низком начальном уровне ввиду относительно короткой истории их изучения, разведки и освоения. Это определяет перспективу выявления здесь новых разных по объему запасов (от мелких до уникальных) морских месторождений, что подтверждается открытиями последнего времени в акваториях Каспийского моря.

Открытые в морском акватории месторождения и, оцененные на текущий период их начальные суммарные ресурсы, образуют основной резерв для развития нефтегазодобычи в регионе на ближайшие десятилетия. Однако и здесь существует ряд проблем, связанных с выбором перспективных объектов и построением эффективных поисково-разведочных моделей и обусловленных меньшей, чем на прилегающих территориях геофизической и буровой изученностью акваторий и особенно – полной мощности и структуры перспективного разреза и его вещественного состава в их отдельных областях.

В Каспийском море основную проблему составляют преобладание ловушек с небольшим потенциалом и ограниченное число ловушек, способных содержать значительные по объему рентабельные для разработки запасы сырья, а также сложность строения резервуаров крупных ловушек, как в отношении их внутренней тектоники, так и в отношении литологического состава коллекторов. Известной проблемой является недостаточная изученность структуры и состава отложений пермо-триаса и подсолевого палеозоя западной части Северного Каспия (район морского дельтового фронта р. Волга) и переходного - триас-юрского (или триасового?) комплекса Среднего Каспия, на морских продолжениях нефтеносных трендов Прикумско-Тюленевской зоны и Песчаномыско-Ракушечной. А также – каменноугольно-пермских отложений в области предположительно выполаживающейся складчатости на морском продолжении кряжа Карпинского в Среднем - Северном Каспии, где редкие сейсмические профили указывают на вероятность развития крупных сводовых ловушек в этих отложениях.

Определенная проблема связана также с прогнозом состава флюидов и его характеристик. Наличие известного числа «сухих» скважин свидетельствует об использовании при размещении геологоразведочных работ в отдельных районах акватории недостаточно корректных общегеологических и нефтегазогеологических моделей как регионального, так и локального масштабов, а следовательно – о необходимости выполнения *целевой сейсморазведки*, специальных тематических и научных исследований, в том числе разномасштабного бассейнового моделирования 3D, учитывающих всю полноту современных геолого-геофизических данных по региону. В отсутствие таких исследований часть районов Среднего и Северного Каспия, несмотря на сделанные в них открытия, может быть отнесена к категориям высокого геологоразведочного риска по причине недостаточной изученности элементов их углеводородных систем.

4.2 Рекомендации по повышению эффективности освоения месторождений углеводородов в Каспийском регионе России

Приводимые в данном разделе рекомендации по повышению эффективности поисков и разведки месторождений ориентированы, преимущественно, на те области территорий и акваторий Каспийского региона, которые имеют длительную историю разведки и освоения углеводородного потенциала. И характеризуются, в основном, высокой степенью выработанности запасов эксплуатируемых месторождений, разведанности начальных суммарных ресурсов и наличием выраженных проблем с расширением сырьевой базы нефтегазодобычи. К ним относятся территории Северо-Кавказского федерального округов, прикаспийские области государств ближнего зарубежья, а также районы Каспийского моря. Однако изложенные здесь соображения авторов могут быть в какой-то мере полезны при организации и проведении работ и в других областях региона, где необходимость доизучения разреза в интересах расширения базы нефтегазодобычи не имеет той остроты и значимости, которые характерны для перечисленных выше областей.

Эффективность поисков и разведки месторождений в общем случае может регулироваться взаимодействием множества факторов объективного и субъективного характера. Наиболее важными из них являются, на наш взгляд, *природный (геологический), производственно-экономический, методологический, технико-технологический и человеческий.*

Природный фактор представляет собой совокупность естественных геологических условий региона, которые определяют принципиальную возможность формирования углеводородных флюидов разного типа и вероятность наличия скоплений, в том числе промышленных, в его разрезе. К числу этих условий относятся: состав и структура геологических формаций, образующих разрез; их литолого-петрографические, геохимические и нефтегазогеологические характеристики; основные черты истории и динамики формирования отложений и образуемых ими структур; наличие

или отсутствие в разрезе углеводородных систем, их компонентная полнота, активность и кондиции, необходимые для реализации процессов генерации, миграции, аккумуляции и консервации скоплений.

Наличие или отсутствие таких условий определяется состоянием изученности региона, которая должна быть достаточно полной и системной для того, чтобы формируемые на ее основе разномасштабные базовые модели геологического строения, нефтегазоносности и создаваемые на их основе поисково-разведочные модели имели реальную прогностическую ценность и эффективность. Системность геологического изучения достигается соблюдением последовательности этапов геологоразведочных работ на УВ (регионального, поискового, разведочного) и соответствующей этим этапам их стадийности. Эта последовательность, как известно, была обоснована трудами российских ученых, а ее эффективность в отношении открытия скоплений УВ подтверждена более, чем 60-летней геологоразведочной практикой в разных нефтегазоносных областях Российской Федерации, в том числе в Черноморско-Каспийском регионе.

На территориях и в акваториях этого региона по результатам системных исследований 50-х - 80-х гг. XX в.[□], с использованием широкого комплекса геофизических методов и глубокого бурения, установлено наличие благоприятных геологических условий для формирования разномасштабных скоплений УВ на разных этажах разреза – от верхних горизонтов герцинского фундамента и входящих в его структуру блоков докембрийской консолидации и структур переходного комплекса до горизонтов плиоцена и эоплейстоцена в альпийских морских впадинах (раздел 9.1).

Однако если рассматривать количественную и качественную стороны изученности каждого из указанных этажей, то следует признать, что основной объем выполненных на сегодня исследований относится к мел-

[□] С начала XX в. до 1941 г. изучение нефтегазоносности Предкавказья имело, в основном, хаотичный характер и развивалось преимущественно вокруг случайных фонтанов или естественных проявлений УВ [Геология нефтяных и газовых ..., 1966].

кайнозойскому этажу разреза, в котором сосредоточено до 80 % всех открытых на сегодня месторождений УВ и, который, преимущественно, и характеризуют показатели высокой степени выработанности запасов эксплуатируемых месторождений (средние значения по нефти до 86 %, по конденсату до 47 %, по газу до 57 %) и высокого уровня разведанности ресурсов (по нефти до 63 %, по конденсату до 59 %, по газу до 53 %) ^{□□□ □□}.

Высокий уровень разведанности ресурсов, с одной стороны, свидетельствует об исчерпанности лимита на выявление крупных ресурсоемких объектов в большинстве континентальных областей региона, однако, с другой – не отменяет вероятность открытия новых, мелких по запасам месторождений [Геология и нефтегазоносность ..., 2001], как в основном, юрско-кайнозойском продуктивном мегакомплексе разреза, так и на его более глубоких этажах. Представляется, что при хорошо развитой здесь нефтегазодобывающей и транспортной инфраструктуре пространственно сближенные мелкие и очень мелкие скопления могут объединяться в добычные кластеры и способствовать относительной стабилизации нефтегазодобычи в длительной перспективе.

На более глубокие этажи разреза приходится значительно меньшие объемы работ каждого из геологоразведочных этапов. Причиной тому являются, вероятно, два обстоятельства. Первое состоит в том, что в течение, как минимум полувека, с начала XX века до 40-х – начала 50-х гг. основным нефтепродуктивным элементом разреза в регионе считались кайнозойские отложения, к которым в начале 50-х гг. присоединились карбонатные и терригенные меловые отложения [Геология нефтяных и газовых ..., 1966]. Естественно, именно на изучение этих толщ были, прежде всего, ориентированы нефтегазопроисследовательские работы. Второе обстоятельство связано с технико-технологическими характеристиками геофизических методов эпохи 50-х – середины 70-х гг. XX в., когда в основных чертах выполнялись

^{□□□ □□} По: [Государственный доклад ..., 2021]; Справки о состоянии и перспективах использования МСБ субъектов Федерации, период 2020-2022 гг; см. также раздел 2.1.

и были завершены региональный и, в значительной мере, поисковый этапы нефтегазовой разведки больших пространств региона. Эти характеристики позволяли достаточно уверенно картировать структуру поверхностей раздела в его геологическом разрезе, но не давали возможности выявлять и прослеживать объекты седиментационного происхождения, наличие которых устанавливалось только бурением. Геологические задачи этой эпохи также ориентировались, прежде всего, на изучение главного продуктивного мегакомплекса, то есть – плитного чехла. Изучение более глубоких этажей разреза носило «факультативный» характер, хотя и принесло определенные результаты в отношении раскрытия потенциала низов разреза плитного чехла (юра) и переходного комплекса (триас).

В 70-е – 80-е гг. и позже, геофизические предприятия отработали здесь новый цикл региональных исследований с использованием сейсмических методов и технологий ОГТ, которые, наряду с уточнением некоторых черт структуры продуктивного разреза позволили получить информацию о латеральном распространении разнотипных седиментационных образований, таких как погребенные зоны шлейфовой и дельтовой разгрузки потоков, рифовые образования и другие элементы литолого-формационных элементов разреза, представляющие нефтегазопромысловый интерес. Однако и эти, новые для того периода технологии не обладали достаточными возможностями для расшифровки сложных структурно-седиментационных образований глубоких горизонтов разреза, особенно – в зонах форландов (складчатых бортов предгорных прогибов), некоторых приразломных, надразломных и других сложно построенных нефтегазоперспективных зонах.

Таким образом, до сих пор сохраняется определенная диспропорция в состоянии изученности и, соответственно в геоинформационной обеспеченности прогностических моделей геологии и нефтегазоносности между наиболее разведанной и интенсивно эксплуатируемой мелкайнозойской частью разреза региона и его более глубокими перспективными этажами в сторону лучшей изученности первой.

В связи с этим *повышению эффективности геологоразведки в части определения геологических условий нефтегазоносности* иных по глубинности и сложности строения, чем традиционно разрабатываемые, горизонтах и структурно-формационных комплексах *лежит на пути повышения степени и качества изученности этих горизонтов до уровня, позволяющего построить обоснованную модель перспективного районирования зоны нефтегазонакопления.*

Производственно-экономический фактор. Этот фактор объединяет действия по организации и выполнению геологоразведочных работ, включая формулирование конкретных геологических задач, определение условий и порядка проведения работ, их технико-технологическое и финансовое обеспечение.

Геологическое задание формулируется, исходя из предварительно определенных перспективных направлений поисковых и разведочных работ, на которых предполагается получение наибольшего производственного эффекта. В зависимости от планируемого масштаба и этапа работ он выражается в приросте объема, качества (ценности) и значимости новой геоинформации для перехода к очередному этапу или стадии геологоразведочных работ или в приросте объема и качества ресурсов или запасов УВ сырья.

Работы по изучению и геологическому обоснованию новых перспективных направлений поисков УВ в регионе носят, соответственно, регионально-поисковый характер и должны относиться к сфере ответственности региональных или федеральных органов управления недропользованием и ресурсами, поскольку:

– они обеспечивают возможность расширения сырьевой базы УВ и нефтегазодобычи и условия топливно-энергетического благополучия крупного региона;

– способствуют созданию новых возможностей для развития лицензионного недропользования и поддержания определенного уровня добычи и переработки УВ сырья в регионе.

Однако современное лицензионное состояние территории характеризуется огромным числом хаотично расположенных участков недропользования разного размера[□] и типа (включая разведку и добычу УВ). Это делает проблематичной отработку новых современных регулярных сетей специальных геофизических (сейсмических) исследований регионального и субрегионального масштаба, которые необходимы для получения данных о расположении и латеральном распространении основных литолого-формационных комплексов на разных этажах разреза, представляющих нефтегазопроисследовательский интерес в регионе.

Учитывая, что решение задач повышения изученности (регионально-поискового доизучения) глубинных сложнопостроенных горизонтов нефтегазоперспективного разреза и геологического обоснования новых перспективных направлений развития сырьевой базы углеводородов представляет интерес не только для государства и конкретного региона, но и действующего здесь недропользователя, *повышение эффективности геологоразведки по линии действия производственно-экономического фактора в регионе может быть связано с взаимодействием государства и недропользователя в рамках специальных консорциумов, создаваемых под эгидой органа управления недропользованием для реализации проектов по регионально-поисковому доизучению региона в соответствии со стратегией государственно-частного партнерства.*

В качестве одного из примеров подобного консорциума, созданного для решения конкретной задачи, – бурения параметрической скважины в одном из осадочных бассейнов Берингова моря (район США), можно назвать *объединение усилий 18 нефтяных компаний*, включая крупнейшие Эксон, Мобил Шелл и других, которые *разделили между собой расходы* по ее

[□] Единая карта недропользования РФ (rosgeolfond)

строительству [Керимов, Сенин, Богоявленский и др., 2016]. После завершения работ компания-оператор передала всем участникам консорциума и контролирующему федеральному органу США (Minerals Management Service /MMS) все данные каротажа, образцы керна, результаты их анализа и всю техническую информацию по проекту.

Методологический фактор. Применительно к рассматриваемому региону он представляет собой совокупность подходов, методов и приемов, необходимых для решения задач актуализации геологической и нефтегазогеологической моделей региона или его отдельной области и обоснование новых перспективных направлений поисков и разведки скоплений УВ на уровне районов и областей нефтегазонакопления.

Наиболее общим подходом к решению указанных задач, который, по мнению авторов, должен способствовать повышению эффективности поисков и разведки УВ, состоит в трехфазной организации геологоразведки, при которой фазе полевых работ предшествуют и последуют фазы камерально-тематических работ.

Первая фаза предусматривает выполнение критического анализа существующих моделей геологии и нефтегазоносности региона или его отдельной области, которые в текущий период, согласно существующей статистике, перестали обеспечивать необходимые приросты ресурсов углеводородного сырья.

В процессе анализа выявляются недостающие, проблемные (не обеспеченные достаточной информацией) или не работающие структурные, литолого-формационные, палеогеографические, нефтегазогеологические и другие элементы моделей, определяются пути повышения их качества за счет привлечения новых дополнительных данных, получаемых в результате выполнения специальных полевых работ или иными путями и способами. В течение этой фазы формулируются и обосновываются конкретные геологические задачи, оцениваются производственно-экономические показатели работ, необходимые для решения этих задач.

Вторая фаза заключается в проведении специальных полевых работ по доизучению (повышению изученности) нефтегазоперспективных комплексов геологического разреза региона или его отдельной области, которые в предшествующей истории исследований не получили достаточного фактографического освещения. Методы, используемые на этой фазе работ должны включать: основной комплекс разведочной геофизики (грави- и магниторазведка, сейсморазведка МОВ ОГТ 2D в современных модификациях сбора и обработки данных, с привлечением максимально возможного объема данных глубокого бурения и геофизических исследований скважин, достигших изучаемых комплексов разреза), который позволяет получить наиболее полную структурно-формационную характеристику разреза региона; возможно – методы дистанционного зондирования Земли и специальные геохимические исследования; другие методы, необходимость применения которых может быть определена на первой фазе.

Третья фаза состоит: в доработке или переработке (обновлении) геологической и нефтегазогеологической моделей региона или его части на основе данных, полученных по результатам полевых работ, с привлечением дополнительной геоинформации из других источников; уточнении ранее намеченных перспективных направлений исследований, выборе и обосновании наиболее перспективных участков, на которых возможен переход к разведочному этапу работ; моделировании и оценке их УВ потенциала и представлении их заказчику – органу управления недропользованием для включения в план (программу) лицензирования.

Технико-технологический фактор определяется комплексом технических средств и технологий, требуемых для получения необходимых геолого-геофизических данных, содержание и качество которых позволяет решить поставленные задачи. Возможности сейсморазведочной составляющей этого комплекса должны обеспечивать необходимую глубинность освещения разреза, максимально возможную детальность

отображения в волновом поле его вертикальной и горизонтальной (латеральной) дифференциации, которые позволяют различать структурные и литолого-формационные комплексы, а в их составе выявлять сложные ловушки структурного и седиментационного типов, в том числе связанные с корами выветривания на выступах древних блоков и гранитоидных массивах герцинского фундамента; органогенными постройками в подсолевых карбонатах юры и палеозоя и триасовых карбонатах переходного комплекса с русловыми, дельтовыми, шлейфовыми и турбидитными песчано-алевритовыми образованиями мезозоя и кайнозоя региона и другими образованиями.

Важной составной частью действия этого фактора является обдуманная, взвешенная и грамотная тактика применения технических средств и технологий, учитывающая специфику решаемых геологических задач, особенности геологического строения и горно-геологических условий района работ и прочие обстоятельства, способствующие или препятствующие получению качественной геологической информации.

Таким образом, повышение эффективности поисков и разведки УВ по линии технико-технологического обеспечения поисково-разведочных работ определяются использованием современных высокоэффективных средств и технологий сбора и обработки геолого-геофизической информации и тактически грамотным и обоснованным их применением, учитывающим геологические условия региона работ и специфику решаемых геологических задач.

Человеческий фактор определяется совокупностью профессионально-производственных (профессионализм, опыт, понимание задач, мотивированность, нацеленность на результат) и личностных (психология, психофизиология) характеристик участников проекта поисков и разведки месторождений УВ в регионе (исполнители, ведущие специалисты, руководители), их взаимосвязями и взаимоотношениями в команде. Эта совокупность характеристик и их связей и отношений способна оказывать

весьма существенное положительное или отрицательное влияние на результаты работ на каждой их фазе, и на конечный результат всего комплекса исследований.

Обычно действие этого фактора используется в негативном ключе – для объяснения причин возникновения некоторых аварийных и катастрофических событий в наземном, морском и воздушном транспорте, в строительстве, при разработке месторождений полезных ископаемых и т.д., которые стали причиной серьезных экологических проблем, повлекли за собой убытки и человеческие потери. Однако этот же фактор и в личностном, и командном варианте, при наличии соответствующей мотивации, часто играет и весьма положительную роль, способствуя высоким достижениям в промышленности, сельском хозяйстве, спорте и прочих сферах деятельности.

В связи с этим *повышение эффективности поисков и разведки месторождений УВ в Каспийском регионе по линии действия этого фактора обеспечивается наличием командной мотивированности на получение оптимального (лучшего) результата*, которым в данном случае является убедительное обоснование новых направлений прироста сырьевой базы УВ в регионе, выявление и оценка новых участков, на которых могут быть развернуты работы разведочного этапа. Мотивация команды при этом может иметь производственно-экономический, идейно-психологический или совместный характер, а достижение такой мотивации является заботой руководителя (производителя) работ.

Выводы по главе 4

В Каспийском море основную проблему составляет преобладание ловушек с небольшим потенциалом, сложности связаны также с прогнозом состава флюидов и их характеристик.

Для решения обозначенных проблем и повышения эффективности освоения месторождений углеводородов в Каспийском регионе даны следующие рекомендации: природного фактора (построение обоснованной

модели перспективного районирования зоны нефтегазонакопления); производственно-экономического фактора (усиление взаимодействия государства и недропользователя в рамках специальных консорциумов для реализации проектов по регионально-поисковому доизучению региона); методологического фактора (трехфазная организация геологоразведки, при которой фазе полевых работ предшествуют и последуют фазы камерально-тематических работ); технико-технологического фактора (использование современных высокоэффективных средств и технологий сбора и обработки геолого-геофизической информации); человеческого фактора (наличие командной мотивированности на получение оптимального (лучшего) результата).

ГЛАВА 5

**СТРАТЕГИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
КАК ПЕРЕХОДА К ШЕСТОМУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ УКЛАДУ**

Технологический суверенитет – один из главных приоритетов развития России. Сегодня нефтегазовая промышленность России, стоит на пороге шестого технологического уклада. Для получения максимально подробного облика нефтегазовой отрасли в рамках формирования новых технологических укладов необходимо выделить перспективные технологические направления, которые получат свое развитие в будущем.

Правительства РФ (постановлением от 15 апреля 2023 г. №603) утвердил приоритетные направления проектов технологического суверенитета и проектов структурной адаптации экономики России.

«Проект технологического суверенитета» - проект, направленный на создание новых производственных мощностей и технологий, расширение, и (или) модернизацию, и (или) повышение эффективности имеющихся производственных мощностей и технологий, строительство мощностей иных этапов производственного цикла (передела) на базе существующего производственного комплекса предприятия, действующего на территории Российской Федерации.

«Проект структурной адаптации экономики Российской Федерации» - проект, направленный на создание или модернизацию инфраструктуры, позволяющий предоставлять услуги и (или) переориентировать поставки российской продукции иностранным государствам, не входящим в перечень иностранных государств и территорий, совершающих в отношении Российской Федерации, российских юридических лиц и физических лиц недружественные действия.

В перечень проектов технологического суверенитета России включены 8 направлений для ключевых отраслей, в том числе: *нефтегазовое машиностроение* развитие, которой сыграет важную роль в технологическом

развитии нефтяной и газовой промышленности России. Выделяются следующие приоритетные направления нефтегазового машиностроения:

1 Технология, техника и сервисные услуги для бурения и геологоразведки

1.1 Производство оборудования и частей для проведения гидравлического разрыва пласта

1.2 Производство оборудования и материалов для бурения, цементирования скважин, капитального ремонта скважин

1.3 Производство оборудования для наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин - автоматизированное буровое оборудование и интеллектуальные системы с его применением

1.4 Геологоразведочное, геофизическое оборудование, сейсмическое оборудование (в том числе для работ на шельфе)

2 Технология и техника для производства оборудования для сжиженного природного газа

3 Производство оборудования для транспортировки нефти и газа

4 Производство механизмов и материалов для переработки углеводородного сырья

5 Производство оборудования для разработки морских, шельфовых и арктических проектов

5.1 Технологическое оборудование для плавучих буровых установок, судов

5.2 Системы подводных добычных комплексов

5.3 Агрегат насосный морской воды для пожаротушения с насосом подачи морской воды с дизельным приводом

5.4 Подводное устьевое оборудование

Переход к шестому технологическому укладу в нефтегазовой промышленности в России может быть осуществлен по следующим направлениям:

Шестой технологический уклад в нефтегазовой промышленности – в первую очередь, интенсификация производства, которая должна включать прорывные и информационные технологии. Основное отличие четвертой промышленной революции на этом этапе стоит в способности компьютеров обмениваться данными друг с другом и принимать решение без участия человека. Это делает реальным существование умных месторождений и скважин, на которых работают всего несколько человек, а все основные задачи выполняют роботы.

Интенсификация производства – тренд нашего времени. Чтобы обеспечить необходимые нормы прибыли в условиях падения спроса на углеводороды, нефтяным компаниям приходится повышать эффективность геологоразведочных работ. При этом существующие производственные процессы близки к своему технологическому пределу и не могут обеспечить требуемый прирост эффективности за счет их модернизации. Желаемый результат может принести внедрение в производство прорывных решений (рисунок 10.1) [1].

Стандартные технологии не могут обеспечить решение нестандартных задач, т.к. в этой области они крайне малоэффективны, - предполагают существенные временные и материальные затраты даже для обеспечения небольшого прироста в качестве. Преимущество прорывных технологий состоит в том, что они обеспечивают высокую производительность при решении как стандартных, так и нестандартных задач.

Активно развивающиеся компьютерные технологии и академическое знание формируют хорошую базу для возникновения инновационных идей. Однако, несмотря на существующий потенциальный запрос со стороны нефтяных компаний, создаваемые прорывные технологии не находят широкого применения в секторе upstream, и зачастую не преодолевают стадию прототипа, а цифровая трансформация производства, при этом, протекает медленно и не обеспечивает желаемый результат.



Рисунок 5.1 - Стандартные технологии (СТ) и Прорывные технологии (ПТ)

Внедрение прорывных решений в производство.

Основная причина, по которой многие прогрессивные идеи не трансформируются в рабочий технологический процесс, состоит в отсутствии механизма, позволяющего тестировать их в условиях производства. Традиционно апробация осуществляется в рамках единственного пилотного проекта, по результатам которого принимается решение о дальнейшем использовании, или не использовании тестируемого решения. Такой подход крайне малоэффективен, так как предполагает, что прорывную технологию можно разработать, отталкиваясь только от идеи, а тестирование на одном объекте не позволяет оценить устойчивость предлагаемого решения в различных геологических условиях. На самом деле создание технологии происходит в процессе преодоления текущих производственных проблем на множестве объектов. Ключевой момент здесь состоит в том, что реальные геологические задачи влияют на развитие технологии.

Вторым по значимости негативным фактором является абсолютная ориентированность производственного процесса на стандартные технологии. При подготовке программы исследований, технических или геологических заданий, заказчики работ формулируют задачи исходя из доступных инструментов и методов, а также сложившихся стереотипов. Зачастую такие документы содержат требования в деталях следовать определенному workflow, например, графу обработки сейсмических данных и, в худшем случае, предполагают использование конкретного программного обеспечения. Это, в конце концов, приводит к формированию шаблонных ТЗ, где меняется только название объекта исследования. А заказчик, из года в год, получает одни и те же результаты – 6-8 карт по опорным и 2-3 по целевым горизонтам, которые просто не могут снизить неопределенности при принятии решений, т.к. не привносят новой геологической информации.

Такая ситуация фактически исключает спрос на новые технологии, которые по своей сути нацелены не только на более эффективное решение стандартных задач, но и на возможность постановку более сложных, обеспечивающих извлечение большего количества полезной информации из геолого-геофизических данных и снижение рисков.

Пресловутый человеческий фактор также является существенным барьером на пути прорывных технологий. На уровне менеджмента логика очевидна, и при наличии ответственности за принятие решения об использовании традиционного или инновационного подхода в проекте, выбор будет сделан в пользу менее рискованного традиционного решения, которое с учетом прошлого опыта, может обеспечить ожидаемый результат за определенное время и деньги. На уровне экспертов и специалистов также понятна ментальная мотивация по сохранению устоявшихся технологических процессов, т.к. они являются экспертами и специалистами в области стандартных подходов и, зачастую, инициаторами и носителями существующих производственных практик. Любая инновация, привнесенная извне, рассматривается как конкурирующая и порождает конфронтацию.

Довершают картину правила закупочной деятельности нефтяных компаний, которые нацелены на решение двух основных задач: соблюдение федерального законодательства в соответствующей сфере и недопущение недобросовестных подрядчиков к участию в конкурсах. При этом предквалификационные критерии к потенциальным исполнителям формируются на основании существующих практик и стереотипов. Они, в частности, могут содержать требования к количеству персонала, наличию определенных вычислительных мощностей и программного обеспечения и даже необходимость наличия опыта работы с заказчиком. Эти требования окончательно закрывают дверь перед новыми технологиями по следующим основаниям:

- прорывные технологии, как правило, предлагаются новыми игроками на рынке услуг,
- инновационные подходы предполагают применение высокотехнологичных решений, обеспечивающих снижение сроков и себестоимости работ за счет автоматизации, т.е. уменьшения числа задействованного персонала, и применения алгоритмов, не требующих значительных производственных мощностей.

Стандартные технологии сейсмической интерпретации достигли своего технологического предела и не могут обеспечить требуемый в настоящее время уровень эффективности. Так, в целях оптимизации управления проектами и своевременного принятия решений, нефтяные компании нуждаются в двукратном сокращении сроков камеральных работ. При этом предполагается одновременное увеличение качества получаемых геологических моделей. Удовлетворение такого запроса за счет модернизации стандартных решений невозможно. Единственный путь – запуск инновационных прорывных технологий. Однако, даже при наличии таких технологий, их использование тормозится по ряду причин. Наиболее труднопреодолимой проблемой является сложность внедрения прорывных технологий в производство, т.к. обеспечиваемый скачек эффективности

результатирующего продукта предполагает и новый подход к достижению желаемого результата: смену устаревших парадигм и принципиальную модернизацию всего производственного процесса (Рисунок 5.2).

Речь идет об инновационной разработке - технологии полнообъемной сейсмической интерпретации «SAI-SVision», которая обеспечивает получение геологических моделей на качественно новом уровне и полностью меняет парадигму организации камеральных работ. Как любая прорывная технология, «SAI-SVision» полностью меняет саму парадигму организации производственного процесса.

При стандартном подходе последовательно выполняется серия процедур с неоднозначным результатом. Т.е. до завершения работы трудно оценить ее экономический эффект, т.к. неизвестно, сколько перспективных объектов будет выявлено, каков их ресурсный потенциал, насколько затратной окажется их разработка и т.д. [154].

В случае полнообъемной интерпретации информацию о наличии и размерах всех объектов как антиклинального, так и стратиграфического типа мы получаем уже через пару дней после завершения этапа обработки. В частности, на одном из пилотных проектов было продемонстрировано, что за 8 месяцев камеральных работ опытная сервисная компания, применяя стандартную технологию, не смогла предоставить дополнительной геологической информации об объекте исследования, по сравнению с той, которая была получена с применением технологии «SAI-SVision» через два дня после начала работ [166].

При проведении реорганизации существующих производственных процессов, существенный экономический эффект от внедрения технологии «SAI-SVision» может быть достигнут на текущем уровне ее развития, т.к. быстрое получение структурной модели позволяет сократить сроки работ за счет распараллеливания технологических процессов, привлечь больше методов для комплексирования, увеличить его эффективность за счет использования единой структурной основы.

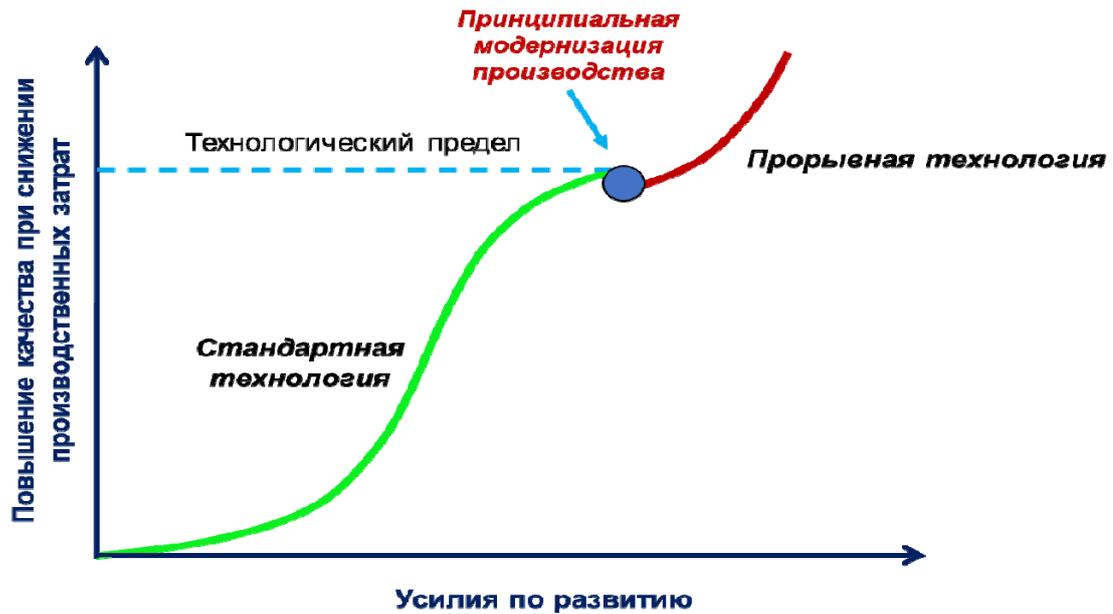


Рисунок 5.2 – Прорывная vs Стандартная технология

Дальнейшее развитие технологии в направлении ее применения на стадии обработки сейсмических данных позволит повысить качество глубинно-скоростной модели и соотношения «сигнал-шум», обеспечит еще большее сокращение сроков камеральных работ.

Последующая разработка и интеграция седиментационного модуля “SAI-SVision” позволит трансформировать сейсмические данные непосредственно в трехмерный грид литофаций - основу для детального прогнозирования флюдонасыщения, геомеханических характеристик разреза, моделирования резервуара.

Внедрение технологий искусственного интеллекта (ИИ) и условия цифровой трансформации геологоразведочных работ.

Основными векторами развития в этом направлении является следующее:

- создание современных интерактивных сред для обеспечения сбора, систематизации и анализа всей оперативной информации в режиме реального времени и обеспечение на этой основе проактивного управления

процессом строительства скважин(месторождений);

- автоматизация производственных процессов на основе внедрения систем искусственного интеллекта;
- создание и внедрение новых ИИ-инструментов для дистанционного мониторинга и управления операционной деятельностью;
- использование интегрированных кросс-функциональных показателей эффективности систем ИИ и деятельности компании в целом, позволяющих оптимизировать все этапы их операционной деятельности.

Основными цифровыми технологиями в настоящее время являются: Big Data, или «большие данные»; нейротехнологии и искусственный интеллект; системы распределенного реестра; квантовые технологии; новые производственные технологии; промышленный интернет; компоненты робототехники и сенсорики; технологии беспроводной связи; технологии виртуальной и дополненной реальности.

Все более широкое внедрение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин приводит к растущему в геометрической прогрессии количеству и большей специализации моделей искусственных нейронных сетей, настроенных на решение различных целевых задач: планирование разработки, оптимизация технологических режимов, прогнозирование различных типов осложнений при бурении (прихваты, поглощения, ГНВП, износ долота и др.) нефтяных и газовых скважин.

Очевидно, что для запуска цифровой трансформации в компании чрезвычайно важно, но недостаточно осознавать прикладную значимость прорывных технологий и понимать необходимость их внедрения в геологоразведку. Даже само по себе формирование подразделения по цифровизации не обеспечит желаемого эффекта, пока привлечение, развитие и внедрение инновационных подходов не станет неотъемлемой частью существующего производственного процесса [2].

Часть проблем, стоящих на пути цифровой трансформации, может быть решена на административном уровне, другие требуют глубокой проработки. Например, адаптировать правила закупочной деятельности в целом несложно.

Привлечение внешних креативных команд и организация их совместной работы со специалистами и экспертами компании над текущими проектами, позволит решить сразу две проблемы: «человеческого фактора» и «ориентированности производственного процесса на устоявшиеся практики». При этом тестирование прорывных технологий в рамках научно-исследовательских работ, одновременно с выполнением проекта по стандартной технологии, здесь представляется логичным, но не таким простым для реализации решением. Сложность состоит в том, что такой подход не оправдывает ожиданий, если не будет решен вопрос формализации независимых критериев и понятной количественной оценки эффективности применения тех или иных технологий.

Отталкиваясь, на наш взгляд, здесь следует от поставленных перед проектом геологических задач и основным критерием, соответственно, будет являться их решенность или нерешенность, второстепенными – сроки выполнения работ, экономический эффект, а также ценность полученной геологической информации с точки зрения снижения неопределенностей при принятии управленческих решений.

Внедрение в геологоразведочный процесс, разработку и эксплуатацию месторождений нефти и газа информационных технологий требует решения большого комплекса задач. Следует особо отметить фундаментальную роль направления **Big Data**. Основная задача информационных технологий заключается в снижении до минимума уровня затрат на добычу нефти и газа путем разработки и внедрения технологий разработки месторождений (**smart-технологии**).

Дальнейшее развитие технологий позволит постепенно включать в процессы геологоразведки, добычи и переработки когнитивные технологии,

предполагающие обучение компьютерных систем и выполнение задач, которые обычно требуют привлечения человеческого разума, элементы искусственного интеллекта. Новые технологии призваны повысить его эффективность за счет повышения качества использования, существующего энергопотенциала залегающих в пласте углеводородов и быстрого реагирования на малейшие изменения в углеводородных системах. Это применение в развитии нефтегазовой промышленности стран, входящих в Каспийский регион, нанотехнологий (нанофотоника, наноматериалы, оптические наноматериалы, наносистемная техника, наноборудование). В ИПНГ РАН разрабатывается технологическая платформа «Ресурсно-инновационная модель нефтегазового месторождения реального времени» с использованием системного подхода при внедрении отечественных и зарубежных прорывных технологий в нефтегазовую промышленность. Реализация данной технологической платформы создаст необходимый научно-технический базис для модернизации нефтегазовой отрасли экономики и прогресса во всей технологической цепочке производства нефти и газа. Создание умного нефтегазового комплекса требует нового мышления и технологий с тем, чтобы сделать нашу добычу нефти и газа более эффективной, интегрированной и экологически ответственной. Умный нефтегазовый комплекс ориентирован на существенный рост производительности труда, сокращение трудовых, материальных ресурсов, снижение капитальных и эксплуатационных затрат, нивелирование техногенного воздействия на окружающую среду.

«Умное месторождение», Smart Field (SF) – это комплекс программных и технических средств, который позволяет управлять нефтяным пластом с целью увеличения показателей добычи углеводородов. В основе системы лежит идея о бережном использовании месторождения, максимальном продлении периода его эксплуатации. Еще одна важная задача SF – повышение энергоэффективности оборудования и технологических процессов.

Количество умных скважин первого поколения в мире на 01.01.2013 г. составляет 900, из них 40 - в России. Умные скважины второго поколения позволят проводить мониторинг и контроль за выработкой запасов на протяжении всего жизненного цикла месторождения нефти и газа. На 01.01.2013 г. количество умных месторождений первого поколения (включая месторождения, на которых были частично внедрены элементы умных технологий) в мире достигло 250; количество умных месторождений второго поколения - 2. В РФ количество месторождений с элементами умных технологий первого поколения составило 13: Роснефть (Ванкорское; Приобское; Одопту - Сахалин I); TNK-BP (Уватская группа месторождений (Урненское); Каменное; Самоотлорское; Ваньеганское); Татнефть (Ромашкинское); Лукойл (Западная Курна II; Кокуйское ГНМ); Газпром (Пильтун- Астохское и Лунское НГМ - Сахалин II); Газпромнефть (Муравленское ГКМ, 2011).

Цифровая модернизация производства – это процесс преобразования нефтегазового дела путем интеллектуализации, производства, наилучшие из которых переносятся на всю нефтегазовую экосистему. Очевидно, что для запуска цифровой трансформации в компании чрезвычайно важно, но недостаточно осознавать прикладную значимость прорывных технологий и понимать необходимость их внедрения в геологоразведку. Даже само по себе формирование подразделения по цифровизации не обеспечит желаемого эффекта, пока привлечение, развитие и внедрение инновационных подходов не станет неотъемлемой частью существующего производственного процесса [2]. Часть озвученных проблем, стоящих на пути цифровой трансформации, может быть решена на административном уровне, другие требуют глубокой проработки. Например, адаптировать правила закупочной деятельности в целом несложно.

Привлечение внешних креативных команд, и организация их совместной работы со специалистами и экспертами компании над текущими проектами, позволит решить сразу две проблемы: «человеческого фактора» и

«ориентированности производственного процесса на устоявшиеся практики». При этом тестирование прорывных технологий в рамках научно-исследовательских работ, одновременно с выполнением проекта по стандартной технологии, здесь представляется логичным, но не таким простым для реализации решением. Сложность состоит в том, что такой подход не оправдывает ожиданий, если не будет решен вопрос формализации независимых критериев и понятной количественной оценки эффективности применения тех или иных технологий.

Отталкиваясь, на наш взгляд, здесь следует от поставленных перед проектом геологических задач и основным критерием, соответственно, будет являться их решенность или нерешенность, второстепенными – сроки выполнения работ, экономический эффект, а также ценность полученной геологической информации.

Основная задача информационных технологий заключается в снижении до минимума уровня затрат на добычу нефти и газа путем разработки и внедрения технологий разработки месторождений (smart-технологии), направленная на автоматизацию (измерение дебита скважины в устье, расхода воды, нефти и газа), проведение диагностики, управление различными системами в режиме реального времени. Smart-технологии реализуются через установку систем сверхточных датчиков и инструментов управления процессами в режиме online. Широкое внедрение технологии второй информационной революции – облачные хранилища данных, а также технологии бизнес-аналитики Big Data.

Концепция построения иерархической системы управления нефтегазовым комплексом [57] выделяет четыре уровня управления: (Рисунок 5.3).



Рисунок 5.3 – Иерархия управления умным нефтегазовым комплексом - режиме реального времени [57]

Для высокорентабельной разработки месторождений нефти и газа необходимо создание умных нефтегазовых комплексов, характеризующихся высокой степенью автоматизации, безлюдными добычными комплексами, интеллектуальными системами управления технологическими, энергетическими, транспортными, производственными процессами (умный транспорт, энергетические сети, использование воды, снабжение и маркетинг нефти, газа и нефтепродуктов).

Основные пути развития цифровых технологий [12–20] связаны с системами искусственного интеллекта (машинное обучение, углубленное машинное обучение), ботосферой (роботизация, боты, дроны) и виртуальной реальностью (дополненная реальность, цифровой двойник, смешанная реальность). Модели цифровой модернизации нефтегазового производства, используемые различными компаниями, близки между собой. Падение стоимости технологий добычи за счет цифровой модернизации сделает нефть и газ более дешевыми для конечного пользователя.

В настоящее время в области применения информационных технологий в нефтегазовой отрасли, сложился облик универсальных информационных систем – единая цифровая платформа с возможностью

создания программного интерфейса API для взаимосвязи с объединенными ресурсами компании разработчика и потребителей разных уровней. В отличие от этого в области ИИ отсутствуют единые подходы по объединению специализированных систем, методов и решений (ИНС, методы машинного обучения, системы поддержки принятия решений, экспертные системы), на базе единой цифровой платформы ИИ, позволяющей работать с большими объемами неструктурированных данных. При этом основным проблемным вопросом является интеграция специализированных моделей искусственных нейронных сетей и методов машинного обучения в единую систему, обеспечивающую эффективное решение заданного комплекса задач в условиях априорной неопределенности, связанной с конкретными геолого-геофизическими, техническими и технологическими условиями и факторами. Применительно к проблеме реализации системного подхода при внедрении методов ИИ - для решения задач повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин встает вопрос о том, на какой основе возможно объединение таких разнородных моделей как прогнозирование различающихся по своей природе осложнений: прихватов, поглощений, газонефтеводопроявлений и др.?

Поэтому, основным направлением решения данной проблемы в нефтегазовой отрасли является агрегирование разнородных программно-алгоритмических комплексов (ПАК) ИИ в единую систему. Под агрегированием разнородных ПАК ИИ понимается их объединение в самообучающуюся систему на основе унифицированных алгоритмов самоорганизации ИИ, образующих единую Smart среду (платформу) в информационно-управляющем пространстве технологическими процессами нефтегазовой отрасли.

Основные принципы и технологии проектного управления.

Прежде чем внедрять проектное управление, необходимо проанализировать и определить стадию жизненного цикла, которую

проходит в своем развитии любая организация. Необходимо четко понимать, на какой стадии жизненного цикла находится компания и способна ли она в настоящий момент к подобным изменениям или нет. За основу можно взять модель жизненного цикла организации (Рисунок 5.4), которую предлагает И. Адизес в своей книге «Управление жизненным циклом корпорации». Согласно этой модели, каждая компания проходит через 10 стадий жизненного цикла: выхаживание, младенчество, «давай-давай», юность, расцвет, стабильность, аристократизм, ранняя бюрократизация, бюрократизация и смерть. Основные процессы компаний и предприятий, занятых геологоразведочными работами, поисками, разведкой и добычей углеводородов, определяются жизненным циклом месторождения (Рисунок 5.4).



Рисунок 5.4 – Жизненный цикл организации (Адизес, 2014)

Внешний вид этого цикла порождает аналогии с жизненными циклами других объектов (информационной системы, здания, продукта или услуги и т.д.), включающими инвестиционную стадию (направленную на создание объекта), стадию эксплуатации объекта (направленную на извлечение дохода) и стадию ликвидации объекта.



Рисунок 5.5 – Технологии моделирования и программы анализа информации на отдельных этапах геологоразведочных работ и разработки месторождений углеводородов

Моделирование и математические методы для решения задач, стоящих перед каждым этапом и стадией жизненного цикла месторождения углеводородов (Рисунок 5.5) зависят от избранной платформы анализа данных и компьютерных технологий. Численное моделирование углеводородных систем проводится на разных этапах геологоразведочных работ, путем применения серия проектов направленных на реализацию задач отдельных стадий и этапов, на основе анализа данных и разработки новых, и адаптации существующих технологий.

Организационная структура нефтяных и газовых компаний и предприятий выстроена по функциональному принципу, поэтому реализация процессов в этих областях осуществляется соответствующими профильными подразделениями: предприятиями-подрядчиками и субподрядчиками. Это означает, что часть работ, непосредственно влияющая на успешность выполнения комплексного проекта, вынуждено выпадает из зоны влияния

руководителя проекта, оставаясь при этом в зоне его ответственности. Организация этой части работ полностью является прерогативой функциональных руководителей соответствующих подразделений. Возможно (но не обязательно), эти работы в свою очередь будут организованы как проекты, которые станут подпроектами комплексных проектов: «Геологоразведочные работы» или «Поиск месторождения» и др.

В настоящее время проектное управление прочно вошло в жизнь многих российских компаний, в том числе в нефтегазовой отрасли. В настоящий момент многие компании активно внедряют практику проектного управления в свои бизнес-процессы и постоянно обучают своих сотрудников техникам управления проектами. Сегодня, чтобы стать профессионалом практически в любой области бизнеса, каждому специалисту абсолютно необходимо владеть навыками проектного управления. Сейчас это входит в базовый набор компетенций высококлассного сотрудника в любой компании, независимо от ее размера и отрасли.

Переход к низкоуглеродной энергетике, использованию нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Одним из направлений перехода к шестому технологическому укладу в нефтегазовой отрасли является переход к низкоуглеродной энергетике. Мировая экономика в настоящее время взяла курс на переход к рациональному сочетанию традиционных и новых источников энергии. Энергопотребление в мире к 2025 году может возрасти до 30-38 млрд т.у.т., а к 2050 г. - до 60 млрд т.у.т. Характерной тенденцией развития мировой экономики в этот период будет систематическое снижение доли органического топлива и компенсирующий рост доли возобновляемых энергетических ресурсов (Huttrer, 2000, Lund, Freeson, 2000).

К нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии относятся: солнечная, ветровая, геотермальная, энергия морских волн, приливов и океана, энергия биомассы и др. Низкоуглеродные альтернативы, такие как ветер и солнечная энергия, достигли ценовых уровней, при которых они

экономически конкурентоспособны на рынке. Потенциальные возможности нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире огромны. Одной из главных задач шестого технологического уклада является переход к новой энергетической парадигме, основанной на технологиях, которые не способствуют изменению климата. Как важнейший вариант решения предлагается *«энергоэкологическая революция»*. Необходимо активно сокращать выбросы от унаследованных активов, которые, вероятно, будут продолжать играть значительную роль в мировом энергетическом балансе в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

Важнейшим направлением является переход к водородной энергетике. Ключевым моментом осуществления *«водородной экономики/водородной цивилизации»* будет наличие «дешевых», экологически приемлемых и целесообразных методов его получения. Наиболее логично было бы для получения такого экологически чистого энергоносителя как водород использовать возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Наряду с совершенствованием промышленных способов получения водорода, перспективы связаны с поиском и добычи скоплений природного водорода, непрерывно генерируемых из недр Земли. В настоящее время в России выявлено более 2 тыс. точек выходов водорода из недр. Для мониторинга водородной дегазации Земли на территории суши и морских акваторий, а также при геологоразведочных работах на водород рекомендуется внедрение трехуровневой системы мониторинга, диагноза и прогноза, включающей: космический, с беспилотных аппаратов и подземной геологической среды на базе геофизической обсерватории в реальном масштабе времени.

Крупнейшие нефтегазовые компании мира и России на протяжении последних десятилетий активно диверсифицируют деятельность за счет включения в проектный портфель проекты по производству альтернативной энергии, как для собственных нужд, так и для продажи (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Альтернативные источники энергии в декарбонизации российских нефтегазовых компаний (данные на 2021, 2022 гг.)

Компания	Основные текущие проекты	Планируемые проекты
ПАО «Роснефть»	Ветрогенераторы с интегрированными солнечными батареями на месторождениях компании	Определение перспективности проектов по производству «чистых» продуктов, включая «голубой» водород, аммиак и другие виды устойчивого топлива
ПАО «Газпром»	<p>Более 2500 энергоустановок на базе ВИЭ, общий объем электроэнергии, выработанной на этих энергоустановках, составил более 5500 тыс. кВт ч.</p> <p>Использование солнечных батарей на площадке Ямсовейского месторождения</p>	<p>Изучение перспективности дальнейшего использования ВЭС, СЭС для собственных нужд и в коммерческих целях</p> <p>Развитие водородной энергетики на основе природного газа</p>
ПАО «Газпромнефть»	<p>Солнечная электростанция (СЭС) на Омском нефтеперерабатывающем заводе мощностью 1 МВт, планируется увеличение мощности до 20 МВт</p> <p>Первая автозаправочная станция на солнечных батареях в Ярославской области мощностью 5 кВт</p> <p>60 геотермальных скважин, в том числе 4 скважины для коммерческого использования (сербская компания)</p>	<p>Реализация «зеленых» проектов в составе Ассоциации развития возобновляемой энергетики</p> <p>Определение перспективности внедрения проектов ВИЭ на 80 площадках компании</p>
ПАО «Сургутнефтегаз»	Солнечные коллекторы для обеспечения собственных объемов	Реализация проектов по использованию солнечных панелей для подзарядки аккумуляторных батарей на производственных объектах
ПАО «Новатэк»	<p>Более 140 энергоустановок на базе ВИЭ (солнечные панели и ветрогенераторы)</p> <p>Замещение энергии из традиционных источников энергии на энергию из ВИЭ, покупаемой у сторонних организаций на СПГ-заводе ООО «Криогаз-Высоцк»</p>	<p>Определение перспективности проектов производства водорода из природного газа, а также других проектов с производством водорода методом электролиза от ВИЭ (рассматривается вопрос о строительстве ВЭС мощностью 200 МВт)</p> <p>Реализация проекта ВЭС на заводе «Ямал СПГ»</p>
ПАО «Лукойл»	7 СЭС в России и в других странах присутствия компании, в том числе СЭС расположенные на территории Волгоградского НПЗ и Краснодарской ТЭЦ. Установленная мощность СЭС 41 МВт, в том числе 15 МВт используются для собственных нужд, 4 ГЭС, 1 ВЭС (не на территории России)	Изучение низкоуглеродных энергоресурсов (биотопливо и водород), перспективности дальнейшего использования ВЭС, СЭС и ГЭС для собственных нужд и в коммерческих целях
ПАО «Татнефть»	Использование СЭС, использование малых гидроэлектростанций	<p>Оценка ветросолнечного энергетического потенциала в регионах присутствия</p> <p>Определение перспективности строительства ветропарков</p>

Компании, попавшие в выборку, являются крупнейшими и в силу масштабов деятельности, осознания ответственности перед обществом, выбранные российские нефтегазовые компании имеют наибольшие стимулы и возможности для декарбонизации своего бизнеса. Сейчас российскими компаниями реализуются небольшие проекты по развитию использования ВИЭ для собственных нужд, изучается перспективность использования возобновляемой энергии на производственных объектах компаний. При этом реализация водородных инициатив является стратегической целью развития большинства из них.

Увеличение объемов добычи, транспортировки, переработки нефти и газа в России, ухудшение геолого-технологических условий их освоения и снижение качественных характеристик углеводородов, вызванное увеличением доли трудноизвлекаемых запасов приводит к росту потребления энергии нефтегазовыми компаниями и делает необходимым решение вопросов энергосбережения, повышения энергоэффективности и экологичности производства. Указанные обстоятельства, а также существенный потенциал АИЭ делают необходимым более активное их использование нефтегазовыми компаниями России в отдаленных регионах добычи углеводородов, в которых отсутствует соответствующая инфраструктура, и обеспечение объектов нефтегазодобычи, транспортировки и переработки энергией является дорогостоящим процессом. АИЭ в данном случае являются конкурентоспособными по следующим параметрам: отсутствие при эксплуатации выбросов вредных веществ в окружающую среду, минимизация эксплуатационных затрат, высокий уровень автономности.

Направления возможного использования АИЭ, сгруппированы по основным секторам технологической цепочки нефтегазового бизнеса (upstream, midstream, downstream) (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Использование альтернативных источников энергии в производственной деятельности нефтегазовых компаний

Сектор нефтегазового бизнеса	Направление использования альтернативных источников энергии	Альтернативный источник энергии	Накопленный опыт использования
Upstream	Обеспечение работы скважин, производственные операции, электроснабжение объектов инфраструктуры	Солнце, ветер, гибридные установки	Существенный
		Тепловая энергия Земли, отходы производства	Не очень значительный
	Применение методов нефтеотдачи	Ветер	Существенный
		Солнце, Тепловая энергия Земли	Не очень значительный
	Энергообеспечение морских платформ	Ветер	Значительный
Midstream	Морские логистические операции	Водород	Пилотные перспективные проекты
		Аммиак	
	Объекты инфраструктуры (хранилища, отгрузочные терминалы)	Солнце, ветер, гибридные установки	Существенный
Энергообеспечение транспортировки			
Downstream	Производственные операции, электроснабжение объектов инфраструктуры	Солнце, ветер, гибридные установки	Существенный
		Биогаз	Единичные проекты

Выводы по главе 5

Стратегическими направлениями технологического развития в нефтегазовой промышленности как перехода к шестому технологическому укладу являются: внедрение прорывных решений в производство (технологии полнообъемной сейсмической интерпретации «SAI-SVision»), технологий искусственного интеллекта (ИИ) для цифровой трансформации геологоразведочных работ (Big Data, умное месторождение, Smart Field (SF)), технологии проектного управления, а также переход к низкоуглеродной энергетике, использовании нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в производственной деятельности нефтегазовых компаний.

Цифровая модернизация производства основана на преобразовании нефтегазового дела путем интеллектуализации и применения цифровых технологий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе исторического анализа динамики технологического развития нефтегазовой промышленности России представлена эволюция технологических укладов, установлены основные этапы развития научных знаний, технологий и техники разработки, освоения и добычи нефти и газа, сформулированы закономерности технологического развития, на основе которых выделены пять технологических укладов.
2. Определены стратегические направления технологического развития и главные задачи, стоящие перед нефтегазовой промышленностью при переходе к шестому технологическому укладу, характеризующемуся интенсификацией производства и внедрением технологий искусственного интеллекта (ИИ), а также решения, включающие прорывные и информационные технологии, используемые для оптимизации производства и создания умных нефтегазовых комплексов для высокорентабельной разработки месторождений нефти и газа. Цифровая модернизация производства основана на преобразовании нефтегазового дела путем интеллектуализации и применения цифровых технологий.
3. Показано, что основные направления технологического развития нефтяной и газовой промышленности России на современном этапе связаны с созданием инновационных технологий и новой техники как для решения задач разведки и освоения месторождений нефти и газа, так и в области разработки технологий добычи и переработки углеводородов:
 - *в области разведки месторождений нефти и газа* – освоение ресурсов Арктики с развитием инфраструктуры и транспортных артерий. Для эффективной разработки углеводородных ресурсов на шельфе Арктики нужны новые, прорывные, технологии и технические решения, обеспечивающие существенное снижение издержек

производства. Другим важным направлением является новые научно-технические и технологические решения как для обоснования нефтегазоносности глубин 7–10 км, так и для возможности реальной нефтегазодобычи с этих глубин;

– *в области разработки и технологий добычи нефти* – необходимо создать эффективные технологии добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов, обеспечить масштабное использование современных инновационных методов увеличения нефтеотдачи – тепловых, газовых, химических, микробиологических и быстрого наращивания масштабов их применения. К значительному повышению эффективности разработки нефтегазовых месторождений, включая ТРИЗ, приведет использование цифровых технологий;

– *в области транспорта нефти и газа* – для хранения и транспортировки метана использовать новые формы углерода на основе доступного сырья, что позволит усовершенствовать способы хранения сжатого газа, увеличить объем транспортируемого газа в существующих емкостях либо уменьшить объемы хранилищ;

– *в области нефтепереработки и газохимии* – развитие нефтеперерабатывающей промышленности за счет увеличения глубины нефтепереработки, а также за счет создания новых технологий по каталитическому реформированию бензинов, гидроочистке топлив для реактивных и дизельных двигателей, изомеризации, алкилированию, гидродепарафинизации и деароматизации, получению кислородсодержащих высокооктановых добавок;

– *в области сжижения природного газа* – производство малотоннажного СПГ для расширения возможностей газификации России, развитие автомобильного, железнодорожного, речного транспорта СПГ как альтернативы строительству газопроводов системы, что будет способствовать освоению мелких месторождений, отдаленных от системы магистральных газопроводов.

4. Предложены рекомендации по повышению эффективности освоения ресурсов УВ в Каспийском регионе, дифференцированные по направлениям действия пяти основных факторов: природного, производственно-экономического, методологического, технико-технологического и человеческого.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 25-летие «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» (1879-1904).– СПб., 1904.
2. 30 лет деятельности «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель». 1879- 1909.– СПб., 1909.
3. Абасов М.Г. Баку в годы Великой отечественной войны (1941-1945гг.).– Баку: Азернешр, 1967.
4. Агагусейнов Ю.А., Вишневская Э.Л., Кулиев И.П. Самоподъемные плавучие буровые установки.– М.: Недра, 1979.
5. Академия Наук Азербайджанской ССР /Под редакцией Г.Б. Абдуллаева.– Баку: Изд-во Элм, 1976.– 100 с.
6. Акты, собранные Кавказской археографической комиссией (АКАК). Под редакцией А. Берже. В 12 т.– Тифлис, 1866–1904 гг.
7. Акты, собранные Кавказской археографической комиссией. Т.9, С. 651.
8. Алиев И. Г. Каспийская нефть Азербайджана.– М.: Известия, 2003.– 712 с.
9. Алиева С.А., Авербух Б.М., Серикова У.С., Мустаев Р.Н. Геология и нефтегазоносность Каспийской впадины.–М.: ИНФРА-М, 2019.– 486 с.
10. Алиева Э.Г. Прогноз глубинных зон образования и накопления углеводородов в центральной части Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа.– 2003.– №5.– С.20-31.
11. Алиханов Э.Н. Нефтяные и газовые месторождения Каспийского моря.– Баку: Азерб. Гос. Изд-во, 1964, 383 с.
12. Алияров С.С. Нефтяные монополии в Азербайджане в период Первой мировой войны.– Баку: Изд-во АГУ, 1974.
13. Архивы Бакинских нефтяных фирм (XIX-начало XX века).– М.: Модест КОЛЕРОВ, 2009.– 290 с.

14. Асташенков П.Т., Курчатов.– М.: Изд. ЦК ВЛКСМ «Молодая гвардия», 1967.– 200 с.
15. Афанасенков А.П., Скворцов М.Б., Никишин А.М., Мурзин Ш.М., Поляков А.А. Геологическая история и нефтяные системы Северного Каспия // Вестник Московского Университета. Сер. 4, Геология.– 2008.– №3.– С.3-9.
16. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона.– М., Научный мир, 2007.– 172 с.
17. Ахундов Б.Ю. Монополистический капитал в дореволюционной бакинской нефтяной промышленности. – М.: Изд-во Соцэкгиз. – 1959.
18. Ашумов Г.Г. Азербайджанские нефти.– Баку: Изд. АНАзерб. ССР, 1961.
19. Ашурбейли С.Б. Очерки истории средневекового Баку.– Баку: Изд. АНАзерб. ССР, 1964.
20. Бабаев Э.А. Современная ресурсная модель экономического роста Республики Азербайджан (инновационный подход) // Проблемы и пути социально-экономического развития: город, регион, страна, мир: Сборник статей VIII международной научно-практической конференции аспирантов и студентов, Санкт-Петербург, 05–06 июня 2019. – С. 6-10.
21. Баженова О.К., Фадеева Н.П., Петриченко Ю.А., Суслова Э.Ю. Закономерности нефтеобразования в осадочных бассейнах Кавказско-Скифского региона // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества.– 2004.– С. 1.
22. Байбаков Н.К. Дело жизни: записки нефтяника.– М.: Советская Россия, 1984.– 348 с.
23. Балаев С.Г. Нефть страны вечного огня.– Баку: Азернешр, 1969.
24. Большая Энциклопедия. В 22 т.– СПб.: Книгоиздательское товарищество «Просвещение» под редакцией С.Н. Южакова.– 1896-1909.

25. Брилинский А. Краткий исторический и статистический обзор. Баку, 1915.
26. Ванъян Л.Л., Павленкова Н.И. Слой пониженной скорости и повышенной электропроводимости в основании верхней части земной коры Балтийского щита // Физика Земли.– 2002.– №1.– С.37-45.
27. Вассоевич Н.Б., Нейман Г.В. О зависимости свойств измененных нефтей от их запасов в залежах // Геология нефти и газа.– 1964.– №7.– С.13.
28. Владимиров А.И. Высшее нефтегазовое образование. Проблемы, перспективы.– М., 1999.– С.11-12.
29. Воздвиженский Б.И., Коньчев М.И., Борисович В.Т. Морское бурение геологоразведочных скважин.– М.: Недра, 1969.– 98 с.
30. Вышетравский С.А. О нефтяном хозяйстве России в связи с будущностью Апшеронского полуострова.– Баку, 1915.
31. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А. Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений.– М.: Изд-во Академии горных наук, 2005.– 436 с.
32. ГБЗ полезных ископаемых РФ, 2019-2021 гг. (ФБГУ Росгеолфонд) [Электронный ресурс] // <https://rfgf.ru/bal/>
33. Геодекян А.А. Масштабы нефтеобразования в Южно-Каспийском бассейне/ В кн. Генезис нефти и газа.– М., Наука, 1968.
34. Геология и нефтегазоносность Предкавказья. (Под ред. В.Е. Орла).– М., ГЕОС, 2001.– 299 с.
35. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа / Под ред. М.С. Бурштара и С.П. Максимова.– М.: Недра, 1966.– 424 с.
36. Глумов И. Ф., Гулев В. Л., Сенин Б. В., Карнаухов С. М. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. В 2-х ч.– М., Изд. Дом Недра, 2014. Ч.І, 279 с.; Ч.ІІ, 181 с.

37. Глумов И. Ф., Маловицкий Я. П., Новиков А. А., Сенин Б. В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря.– М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004.– 342 с.
38. Нефтяное хозяйство.– 1933.– Т.24, №2.
39. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 г.– М.: Минприроды РФ, Роснедра, 2021.– 569 с.
40. Губкин И.М. Учение о нефти.– Л.: ОНТИ, 1937.– 181с.
41. Гулиев И.С. Все о нефти.– Баку, 2010.
42. Гулиев И.С. Углеводородные ресурсы Каспийского региона в глобальной системе энергообеспечения // Кавказ & глобализация.– 2009.–Т.3, вып. 2-3.– С.82-91.
43. Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ).– Баку: Nafta-Press, 2003.– 127 с.
44. Гулиев И.С., Гусейнов Д.А., Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Серикова У.С. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением.– М.: Издательский дом Недр., 2015.– 404 с.
45. Гурвич Л.Г. Научные основы переработки нефти.– М.: Гостоптехиздат, 1940.– 544 с.
46. Гусейнов А.Н., Ширинов Ф.А. Нефтегазоносные бассейны Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство.– 1977.– №8.
47. Гусейнов Ч.С., Иванец В.К, Иванец Д.В. Обустройство морских нефтегазовых месторождений: учебник для вузов.– М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.– 606 с.
48. Дальян И. Б., Посадская А.С. Геология и нефтегазоносность восточной окраины Прикаспийской впадины.– Алма-Ата. Изд-во «Наука Казахской ССР», 1972.– 192 с.

49. Данные МПР России, Роснедра, ГБЗПИ 2020, 2021 [Электронный ресурс] // <https://www.rosnedra.gov.ru>.
50. Джумагалиев Т.Н., Голов А.А., Кирюхин Л.Г. Особенности формирования и размещения залежей нефти и газа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины.– М.: Недра, 1984.
51. Дистанова Л.Р. Геохимия органического вещества эоценовых отложений: на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона: дис. на соискание уч. степени канд. геол.– мин. наук.– М., 2007.
52. Дмитриевский А., Свейн Хансен, Костиков В., Сургучев Л. и др. Компримированный газ – потенциальная технология для разработки месторождений арктического шельфа и транспортировки газа / Труды Межд. конф. RAO/CIS OFFSHORE, 2005. Санкт-Петербург, 2005.– С.193-196.
53. Дмитриевский А.Н. Девонские отложения юга Прикаспийской впадины – новый перспективный объект поиска залежей нефти и газа // Наука и техника в газовой промышленности.– 2005.– №3.– С. 42 – 46.
54. Дмитриевский А.Н. Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности России // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 3-12.
55. Дмитриевский А.Н., Волож Ю.А. Ресурсные загадки каспийского региона // Мировая энергетика.– 2008.– №10.– С.56.
56. Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Баланюк И.Е. Концепция флюидного режима в верхней коре (гипотеза корового волновода) // Доклады Академии наук.– 2000.– №4.– С.62-66.
57. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Инновационные технологии освоения нефтяных месторождений в режиме реального времени // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика.– 2013.– №1(7).– С.7.
58. Дьяконова И.А. Нобелевская премия «забила» из нефтяного фонтана. // Нефть России.– 1994.– №2.– С.38-40.
59. Дьяконова И.А. Нобелевская корпорация в России.– М.: Мысль, 1980.– 160 с.

60. Дьяконова И.А. Нобелевская премия «забила» из нефтяного фонтана. // Нефть России.– 1994.– №2.– С.38-40.
61. Евдошенко Ю.В. Неизвестное «Нефтяное хозяйство». 1920-1941 гг. Очерки по истории нефтяной промышленности СССР и отраслевого научно-технического журнала.– М.: Нефтяное хозяйство, 2010.– 344 с.
62. Ибрагимов И.А., Аббасов А.Н. Пятьдесят славных лет.– Баку: Азернешр.– 1971.
63. Ибрагимов М.Д. Нефтяная промышленность Азербайджана в период империализма.– Баку: Изд-во Элм, 1984.
64. Иголкин А.А. Отечественная нефтяная промышленность в первой трети XX века // Труды Института российской истории РАН. 1999-2000. Вып. 3 / Российская академия наук, Институт российской истории; отв. ред. А.Н.Сахаров. М.: ИРИ РАН, 2002.– С. 139-156.
65. История Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина / Под ред. А.И. Владимирова, В.Н. Виноградова.– М.: ФГУГТ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2005.– 443 с.
66. Калмурзаев К.Е., Юдахин Ф.Н., Чернявский Г.А. и др. Глубинные слои повышенной электропроводности в литосфере Киргизского Тянь-Шаня по данным магнитотеллурического зондирования // Изв. АН Кирг. ССР.– 1983.– №1.– С.31-36.
67. Каракин А.В. Влияние коровых волноводов на геологические процессы в земной коре // Изв. секции наук о Земле РАЕН.– 1998.– Вып.1.– С.181-188.
68. 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.
69. Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Кн. 1.– М.: ВНИГНИ, 2010.– 832 с.
70. Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.– 2001.– №8.– С.24-38.

71. Кострин К.В. Почему нефть называется нефтью.– М.: Недра, 1967.– 121с.
72. Крылов Н.А. Переходные комплексы платформ // Вести газовой науки.– 2018.– №3 (35).
73. Кудинов В. И. Основы нефтегазопромыслового дела.– Ижевск : Ижевский полиграфкомбинат, 2005.– 727 с.
74. Левин Л. Э., Сенин Б. В. Глубинное строение и динамика осадочных бассейнов в Каспийском регионе // ДАН.– 2003.– Т.338, №2.– С.216-219.
75. Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Среднекаспийский и Южно-Каспийский бассейны: геолого-геофизические параметры нефтегазоносных систем и распределение потенциальных ресурсов углеводородов. // Современные проблемы геологии нефти и газа.– М.: Научный мир, 2001.– С.278-286.
76. Летавин А.И., Крылов Н.А. О переходном комплексе Предкавказья // Доклады АН СССР.– 1959.– Т.125 (4).
77. Летников Ф.А. Дегазация Земли как глобальный процесс самоорганизации // Матер. Междунар. конф. памяти акад. П.Н. Кропоткина.– М.: ГЕОС, 2002.
78. Летопись жизни и деятельности Д.И. Менделеева.– Л: Наука, 1984.– 516 с.
79. Лисенко К.И. Нефтяное производство, составленное по новейшим данным.– СПб.: Типография бр. Пантелеевых, 1878.
80. Лисичкин С.М. Выдающиеся деятели отечественной нефтяной науки и техники.– М.: Недра, 1967.– 284 с.
81. Лисичкин С.М. Нефтяная промышленность США.– М.: Недра, 1969.– 317 с.
82. Лисичкин С.М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. Дореволюционный период.– М.-Л.: Недра, 1954.– 402 с.

83. Луканова О.О. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеоцен-эоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья: дисс. ... канд. геолого-минералог. н.– Краснодар, 2011.– 168 с.
84. Люди русской науки. Ч. II / Под редакцией И.В. Кузнецова.– М.-Л.: ОГИЗ, 1948.– 196 с.
85. Малая Советская Энциклопедия. В 10 т. Под редакцией Н.Л. Мещерякова.– М.: ОГИЗ, 1931-1932.
86. Мамедов Б.М., Махмудов Д.М. Гасанов А.Б. Бурение скважин на морских нефтяных месторождениях.– М.: Недра, 1968.– 367с.
87. Матвейчук А.А. Неизвестная Нобелевская премия. // Нефть России.– 1999.– №5.– С.96-103.
88. Менделеев Д.И. Нефтяная промышленность в Пенсильвании и на Кавказе. Сочинения. Т.10.– М.: Изд-во АН СССР, 1949.– С.89-112.
89. Менделеев Д.И. Проблемы экономического развития России.– М.: Соцэклит, 1960.
90. Мерке Ф. Черная кровь.– М.: Наука, 1978.
91. Мир-Бабаев М.Ф. Азербайджанское нефтяное дело (до 1920г.). // Территория Нефтегаз.– 2003.– №3.– С.44-48.
92. Мир-Бабаев М.Ф. Апшеронская нефть. Развитие нефтяного дела в Азербайджане // Химия и технология топлив и масел.– 1993.– №3.– С.36-37.
93. Мир-Бабаев М.Ф. Бакинская нефть и Ротшильды // Нефтяное хозяйство.– 2002.– №1.– С.93-95.
94. Мир-Бабаев М.Ф. Владимир Шухов и российское нефтяное дело. // Территория Нефтегаз.– 2004.– №10.– С.60-63.
95. Мир-Бабаев М.Ф. Дмитрий Менделеев и российское нефтяное дело. // Территория Нефтегаз.– 2002.– №10.– С.44-48.
96. Мир-Бабаев М.Ф. Императорское русское техническое общество и бакинское нефтяное дело. // Территория Нефтегаз.– 2002.– №9.– С.38-44.

97. Мир-Бабаев М.Ф. История черного золота. // Consulting & Business.– 2006.– №8.– С.26-32.
98. Мир-Бабаев М.Ф. Краткая история азербайджанской нефти.– Баку.: Азернешр.– 2009.– 287 с.
99. Мир-Бабаев М.Ф. Краткая хронология истории азербайджанского нефтяного дела.– Баку, 2004.
100. Мир-Бабаев М.Ф. Научный подвиг гения (к 100-летию со дня рождения Ю.Г. Мамедалиева) // Consulting & Business.– 2005.– №8.– С.8-12.
101. Мир-Бабаев М.Ф. Первые нефтяные месторождения (колодцы) Апшерона. // Территория Нефтегаз.– 2003.– №1.– С.44-48.
102. Мир-Бабаев М.Ф. Петр Первый и азербайджанская нефть // Территория Нефтегаз. 2002.– №6-7.– С.46-50.
103. Мир-Бабаев М.Ф., Фукс И.Г. Братья Нобели и азербайджанская нефть (к 120-летию основания фирмы). // Химия и технология топлив и масел.– 1999.– №4.– С.51-53.
104. Мир-Бабаев М.Ф., Фукс И.Г., Матишев В.А. Иностраный капитал в нефтяном деле России (Апшерон до 1917г.). // Наука и технология углеводородов.– 2000.– №5.– С. 75-80.
105. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела. В 2 т.– М.: День серебра, 2009.
106. Мировой Атлас данных (Кноема) [Электронный ресурс] // <https://ru.knoema.com/atlas>.
107. Монополистический капитал в нефтяной промышленности России 1914-1917гг. Т. 2.– Л.: Наука. – 1973.– 552 с.
108. Морская нефть. Развитие технических средств и технологий / Э.М. Мовсумзаде и др.– СПб.: Недра.– 2005.– 235 с.
109. Мурадалиева Э.Б. Кровь земная – нефть Азербайджана и история. Кн. 1.– Баку: Мутарджим, 2005.
110. Мурзин Ш.М., Никишин А.М., Паньков С.Ю., Поляков А.А. Хроностратиграфия и история формирования углеводородных систем юрско-

меловых отложений акватории Среднего Каспия // Геология нефти и газа.– 2010.– №1.– С.41-50.

111. Нардова В.А. Начало монополизации нефтяной промышленности России (1880-1890 годы).– Л.: Наука.– 1974.– 151 с.

112. Нефтегазоносные провинции СССР.– М.: Недра, 1983.– 272 с.

113. Нефтяные и газовые месторождения СССР. / Под ред. С.П. Максимова.– М.: Недра, 1987. Кн. 1 – 358 с. Кн. 2 – 303 с.

114. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред.– М.: Недра, 1984.– 232 с.

115. Орландо де Руддер. Альфред Нобель.– Ростов на Дону: Феникс, 1997.

116. Орлов П.А. Указатель фабрик и заводов окраин России: Царства Польского, Кавказа, Сибири и Среднеазиатских владений.– СПб., 1895.

117. Оруджев С.А. Глубоководное крупноблочное основание морских буровых платформ.– М.: Гостоптехиздат, 1962.– 192 с.

118. Осбрник Б. Империя Нобелей: история о знаменитых шведах, бакинской нефти и революции в России.– М.: Текст, 2003.– 287 с.

119. Отчетные и справочные материалы ВСЕГЕИ 2019-2022 гг. [Электронный ресурс] // <https://bus.gov.ru/public/rgz/download.html?id=104076>.

120. Пайразян В.В. Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). М.: Спутник, 2010.– 153 с.

121. Полонский Л.А. Банкирский дом братьев Ротшильд в Баку. Кн.1.– Баку: Природа, 1876.

122. Рагозин В.И. Нефть и нефтяная промышленность.– СПб., 1884.– 561 с.

123. Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина / Под ред. проф. А.И. Владимирова и проф. В.Н. Виноградова. — М.: ФГУГТ. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2005.– 440 с.

124. Россия в конце XIX века. Под редакцией В.И. Ковалевского.– СПб.: Изд-во министерства финансов, 1900 с.

125. Самедов В.А. Нефть и экономика России (80-90-е гг. XIX в.).– Баку: ЭЛМ, 1988.
126. Самедова Ф.И. Азербайджанские нефти и их компонентный состав.– Баку: ЭЛМ, 2002.
127. Самедова Ф.И., Мир-Бабаев М.Ф. Высокомолекулярные гетероатомные соединения нефтей Азербайджана.– Баку: Нефис, 1992.
128. Самсонов В. Семья Нобель. Их называли «генераторами новых идей».– // Нефть России.– 1996.– №11.– С. 42-44.
129. Сенин Б.В. Нефтегазоносность акваторий южных морей и прилегающих территорий России / Труды Южного Научного Центра. Т. 1. Геология.– Ростов-на-Дону: Изд-во ЮНЦ РАН, 2006.– С.41-75.
130. Сенин Б.В., Керимов В.Ю., Богоявленский В.И., Леончик М.И., Мустаев Р.Н. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий.– М.: «Издательский дом Недра», 2020.– 340 с.
131. Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошерова Н.А. Основные итоги геологоразведочных работ и перспективы развития сырьевой базы углеводородов в акваториях Черноморско-Каспийского региона. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление.– 2018.– №2.
132. Серикова У.С. Становление и развитие нефтегазового комплекса Каспийского региона.– М.: ООО «Издательский дом Недра», 2015.– 246 с.
133. Силантьев В.В. Зональная шкала пермских отложений Восточно-Европейской платформы по неморским двустворчатым моллюскам // Стратиграфия. Геологическая корреляция.– 2014.– Т.22, №1.– С.3-30.
134. Советская Историческая Энциклопедия, тт. 1-2.– М., Советская Энциклопедия, 1961-1962.
135. Список судов Каспийского наливного флота с указанием емкости.– Баку.: Изд-во Совета съезда бакинских нефтепромышленников, 1912.
136. Старцев Т.Е. Бакинская нефтяная промышленность. Историко-статистический очерк.– Баку: Типография «Ароръ», 1901.

137. Султанов Ч.А. Выстояли бы СССР и Европа против фашизма, в случае потери бакинской нефти? (К 60-летию победы).– Баку.: Нафта-Пресс, 2005.– 371 с.
138. Сульман Рагнар. Завещание Альфреда Нобеля. История Нобелевских премий.– М.: Мир, 1993.
139. Трошин А.К. История нефтяной техники в-России (17 в.– вторая половина 19 в.).– М.: Гостоптехиздат, 1958.– 133 с.
140. Труды Бакинского отделения Императорского русского технического общества (БО ИРТО).– Баку, 1886-1917.
141. Фукс И.Г., Матишев В.А. Иллюстрированные очерки по истории российского нефтегазового дела. Часть I. Север и Юг европейской части России (до 1917г.).– М: Нефть и Газ, 2000.– 176 с.
142. Харичков К.В. О составе и технических свойствах нефтей русских месторождений.– Баку: Изд-во Совета съезда бакинских нефтепромышленников, 1902.
143. Хронограф отечественной нефтяной и газовой промышленности: Сборник статей под редакцией Б. Останина и Б. Янгфельда.– Стокгольм.: Изд-во Шведского Института, 1998.
144. Хронограф отечественной нефтяной и газовой промышленности. 1273–2016 гг.– Ухта, 2017. – 188 с.
145. Штейнер С. Бакинские мастера нефти на Кубани в 1833 г. // Азербайджанское нефтяное хозяйство.– 1952.– №5.– С.20.
146. Энглер К. Бакинская нефть // Горный журнал.– 1886.– Т.4.– С. 66.
147. Энциклопедический Словарь Ф.А. Брокгауза и И.А. Ефрона.– СПб.: Типолитография И.А. Ефрона, 1897.– Т. ХХА.– С. 937-942.
148. Юдахин Ф.Н. Геодинамические процессы в земной коре и сейсмичность континентальной части Европейского Севера // Литосфера.– 2002.– №2.
149. Юдахин Ф.Н., Беленович Т.Я. Тектоническая расслоенность литосферы. Литосфера Тянь-Шаня.– М.: Наука, 1986.– С.97-102.

150. Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба // Георесурсы.– 2017.– №5.– С.227- 239.
151. Bergengren Erik. Alfred Nobel.– Edinburgh: Thomas Nelson & Sons Ltd., 1962.
152. EIA (The US Energy Information Administration) [Электронный ресурс] // <https://www.eia.gov>
153. Guliyev S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the earth: scales and consequences // Mining Journal.– 2018.– №11.– Pp.38-44.
154. Kerimov V.U., Mustaev R.N., Serikova U.S. Reducing exploration risk in the offshore areas // Oil gas and business.– 2016.– №8.– Pp.12-19.
155. Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure // 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014: 16, Gelendzhik, 08–11 сентября 2014 года. – Gelendzhik, 2014. – EDN UFDNNF.
156. Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.S., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. Physico-chemical properties of the shale strata of the Maykop series of the Pre-Caucasus // Solid Fuel Chemistry.– 2017.–V.51(2).– Pp.122-13.
157. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev, N.Sh ., Kozlova E.V. Prospects of shale hydrocarbons in the low-permeable Khadum formation of the Pre-Caucasian oil industry // Oil Industry.– 2015.– №10.– Pp.50-53.
158. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of the parameters of secondary filtration of low-permeable shale formations of the Maikop series of the Central and Eastern Precaucasia based on the results of geomechanical modeling. Oil Economy // Oil Industry.– 2016.– №9.– Pp.18-21.
159. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V., Rachinsky M.Z. Criteria for predicting the dynamics of oil and gas occurrence in the basins of the Alpine mobile belt // Reports of Earth Sciences.– 2017.– V.476, №1.– Pp.1066-1068.

160. Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of oil systems in regions with complex geological structure // 16th Scientific and Practical Conference on geological exploration and development of oil and gas fields, GEOMODEL 2014.– P.201.

161. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluidodynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // Reports on Earth Sciences.– 2016.– V.471, №1.– Pp.1123-1125.

162. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z., Shilov G.Ya., Mustaev R.N. Geological exploration in the Turkmen water area of the Southern Caspian – failures, prospects and challenges // Oil, gas and business.– 2011.– №11.– Pp.17-24.

163. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S. Thermobaric conditions for the formation of hydrocarbon accumulations in low-permeable oil reservoirs of the Khadum formation of the Pre-Caucasus // Oil Economy— Oil Industry.– 2016.– №2.– Pp.8-11.

164. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural bitumen: physico-chemical properties and production technologies // Solid Fuel Chemistry.– 2018.– V.52, №6.– Pp.344-355.

165. Lavrenova E.A., Gorbunov A.A., Kerimov V.Yu., Shatyrov A.K. «Svision» - a new reality in stratigraphic traps delination // Eurasian Mining.– 2023.– №2.– Pp.14-17.

166. Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system / The petroleum system – from source to trap, vol. 60.– Tulsa: AAPG Memoir; 1994.– Pp.3-24.

167. Mir-Babayev M.F. Azerbaijan's oil history: Brief oil chronology since 1920. P.2. // Azerbaijan International. Sherman Oaks, C A (US) AI 11.2.– Summer 2003.

168. Mir-Babayev M.F. Russian oil business and Nobel brothers // Oil Gas Chemistry.– 2004.– №1.– Pp.51-55.

169. Mir-Babayev M.F. The prizes of Nobel family // Oil Gas Chemistry.– 2001.– №4.– Pp.42-46.

170. Schuck H., Sohlman R. The life of Alfred Nobel.– London: Heinemann Ltd., 1929.

171. Tolf Robert W. The Russian Rockefellers. The Saga of the Nobel Family and the Russian Oil Industry.– Calif Hoover Inst. Cop. Stanford, 1976.

172. Росконгресс [Электронный ресурс] // roscongress.org/materials/tekhnologicheskiiy-suverenitet-kak-klyuch-k-ustoychivomu-razvitiyu-rossii-v-xxi-veke/.

173. Первая нефть Сибири и царские Указы Петра Великого [Электронный ресурс] // viperson.ru/articles/pervaya-neft-sibiri-i-tsarskie-ukazy-petra-velikogo.

174. Нефтяная промышленность России: история создания и тенденции развития [Электронный ресурс] // viperson.ru/articles/neftyanaya-promyshlennost-rossii-istoriya-sozdaniya-i-tendentsii-razvitiya.

175. Как Россия становилась нефтегазовой державой: история развития отрасли [Электронный ресурс] // 1tmn.ru/greater_tumen/kak-rossija-stanovilas-neftegazovoj-derzhavoj-4159677.html.

176. Инновационные технологии в зарубежной нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] // <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/694455-innovatsionnye-tekhnologii-v-zarubezhnoy-neftegazovoy-otrasli>.

**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ
технологического развития нефтяной и газовой промышленности
Российской Федерации на период до 2030 года**

**1. Основные направления достижения технологического
суверенитета**

Технологический суверенитет – это способность государства располагать ключевыми технологиями, которые считаются критически важными для обеспечения благосостояния и конкурентоспособности. Это «достигнутый уровень реальной независимости страны в областях науки, техники и технологий, чем обеспечивается беспрепятственная реализация национальных интересов в техносфере с учетом существующих и перспективных угроз». Условием выживания любой крупной страны является достижение технологического суверенитета.

Суверенитет следует рассматривать как цель для тех технологий, которые вносят решающий вклад в потенциал, являющийся ключевым для критической функции стратегического сектора. Технологический суверенитет касается различных секторов и широкого круга новых технологий, которые по своей природе широко распространены.

Реализовать концепцию технологического суверенитета в каждом стратегическом секторе можно посредством пятиэтапного подхода: идентификация соответствующих технологий посредством анализа связей между функциями/возможностями/технологиями; выбор соответствующих цепочек добавленной стоимости; определение соответствующего уровня и формы контроля над цепочкой добавленной стоимости; выявление пробелов и зависимостей, которые могут подрвать суверенитет; подготовка и реализация мер по обеспечению желаемого уровня контроля.

Одним из стратегических секторов России является нефтяная и газовая промышленность – основная структура, составляющая экономику страны. От ее развития зависят темпы, масштабы и экономические показатели национального производства, уровень научно-технического развития страны, значительная часть доходов федерального бюджета. Россия является одним из крупнейших производителей и поставщиков углеводородов (УВ) на мировой рынок. Укрепление позиций российской нефтяной и газовой промышленности в мировой системе энергетического хозяйства связано с внедрением новых технологий и техники, которые затрагивают все аспекты функционирования предприятий данного комплекса. Постановлением Правительства РФ от 15 апреля 2023 г. №603 утверждены приоритетные направления проектов технологического суверенитета и проектов структурной адаптации экономики Российской Федерации. В перечень проектов технологического суверенитета России включены 8 направлений для ключевых отраслей, в том числе: нефтегазовое машиностроение, развитие которого сыграет важную роль в технологическом развитии нефтяной и газовой промышленности России.

2. Этапы технологического развития нефтегазовой промышленности России и технологические уклады

Этапы технологического развития нефтегазовой промышленности связаны «технологическими укладами», которые представляют собой совокупность технологий, характерных для определенного уровня развития производства, охватывающего замкнутый воспроизводственный цикл от добычи природных ресурсов и профессиональной подготовки кадров до непроизводственного потребления. Критерием отнесения производства к определенному технологическому укладу является использование в данном производстве технологий, присущих этому укладу, либо технологий, обеспечивающих выпуск продукции, которая по своим техническим либо

физико-химическим характеристикам может соответствовать продукции данного уклада.

Технологический уровень производства на каждом из технологических укладов тесным образом связан промышленными революциями. Промышленные революции за свою более чем 250-летнюю историю буквально перевернули мир до неузнаваемости. В истории становления и развития нефтегазовой промышленности России выделяются пять технологических укладов:

Первый технологический уклад (1710–1840 гг.). *Первая промышленная революция (индустрия 1.0).*

Второй технологический уклад (1840–1920 гг.). *Вторая промышленная революция (индустрия 2.0). «Эпоха нефти».*

Третий технологический уклад (1920–1946 гг.). *«Эпоха стали».*

Четвертый технологический уклад (1946–1990 гг.). *Третья промышленная революция (индустрия 3.0). «Эпоха морской нефти».*

Пятый технологический уклад (1990–2030 гг.). *Четвертая промышленная революция (индустрия 4.0). Современный этап развития нефтегазовой промышленности России.*

Первый технологический уклад (1710–1840 гг.) совпадает с первой промышленной революцией, связанной с использованием энергии воды, что привело к механизации труда – замене мускульной силы на энергию пара и внедрению новых технологий «Индустрия 1.0». Первая промышленная революция началась в 1780-х гг. и продолжилась до середины XIX в. Научные открытия и механизация производства (XVIII в.) – вот основные предпосылки промышленного переворота, за которыми последовали «изобретение» чугуна, первый телеграф, токарный, фрезерный станки и многое другое. Начало революции положило изобретение парового двигателя Джеймсом Уаттом и русского инженера Ивана Ивановича Ползунова. Универсальность машины позволила внедрить ее в самые разные отрасли, в том числе в нефтедобывающую промышленность. В Россию промышленная

революция пришла в 1830-е гг. В 1745 г. в районе Ухты был организован первый кустарный нефтепромысел в России.

Дальнейшее развитие нефтяной промышленности России связано с присоединением Кавказа к Российской империи в 1806 г. Количество добываемой черной нефти на Кавказе тогда составляло 3930 т/год, а белой – только 41 т/год. В Российскую империю вошли Бакинское и Дербентское ханства с их богатейшими нефтяными ресурсами. В этот период в окрестностях Баку функционировали 72 нефтяных колодца, а также ряд других нефтяных источников вдоль западного побережья Каспия. В 1813 г. число колодцев составляло 116, в 1825 г. – 125. Этот этап характеризуется усилением российского влияния в регионе. Технологическое развитие в этом укладе тесно связано с научными исследованиями и проектами российских ученых, инженеров и предпринимателей.

Второй технологический уклад (1840–1920 гг.) совпадает со второй промышленной революцией («Индустрия 2.0»), связанной с электрификацией, ставшей знаменем второй промышленной революции. Вершина промышленного развития в эти годы – двигатель внутреннего сгорания.

В Каспийском регионе в 1846 г. впервые в мире, на 10–11 лет раньше, чем в Пенсильвании (США), было начато бурение нефтяной скважины на Биби-Эйбате. Так, **14 июля впервые в мире была пробурена нефтяная скважина (глубина до 21 м)** ударно-штанговым способом с ручным приводом бурового станка. Эту первую нефтяную скважину принято считать началом нефтяной промышленности России. По сведениям 1843 г., годовая добыча в районе Баку составляла 3,4 млн кг черной нефти и 14,143 млн кг белой нефти. В 1879 г. Александр II подписал «Высочайше утвержденный Устав «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель»», в соответствии с которым император разрешил Людвигу Эммануиловичу Нобелю в Санкт-Петербурге, Роберту Эммануиловичу Нобелю в Баку учредить «Товарищество на паях».

Применение механического способа бурения способствовало возрастанию добычи нефти. Если за 50 лет с 1821 по 1872 г. в России было добыто всего 361 тыс. т нефти, то уже за один 1879 г. добыча нефти составила 402 тыс. т, в 1882 г. – 827 тыс. т, а в 1892 г. – 4670 тыс. т.

1864 г. стал особой вехой отечественной нефтяной промышленности и ознаменовался переходом от ручного привода станков для бурения нефтяных скважин к машинному. 6 октября 1893 г., из скважины на Старо-Грозненской площади получен мощный нефтяной фонтан. Скважина была пробурена ударно-канатным способом. Началась промышленная добыча и переработка нефти в Грозненском нефтяном районе.

В 1914 г. в России было добыто 8,9 млн т нефти, а переработано всего лишь 6,56 млн т, то есть 74% от общей добычи. Остальная нефть была использована как котельное топливо. При этом из 6,56 млн т переработанной нефти на долю мазута приходилось 4,48 млн т, то есть 58%. В 1918 г. удельный вес нефтяных районов в общеимперской добыче нефти по регионам составлял: Азербайджан – 82,6%, Грозный и Дагестан – 13,1%, Средняя Азия – 2,0%, Казахстан – 1,3%, Азово-Черноморский край – 1,0%. После упадка в 1905 г. добыча бакинской нефти в 1909 г. поднялась до 8,2 млн т, затем в 1913 г. понизилась до 7,2 млн т, а в 1914 г. дошла до 7,0 млн т.

В конце 1909 г. началась засыпка песком Биби-Эйбатской бухты, что позволило добывать нефть на Каспийском море. Техническое совершенствование бурения скважин и добычи нефти является прямым отражением развития нефтепромышленности в целом. После отмены откупной системы наблюдается интенсивный рост числа буровых скважин и пройденных саженей. Рекордным был 1900 г., когда в Баку было пройдено 83 140 саженей.

Наиболее важным достижением нефтяной промышленности России в 1880–1890 гг. стал прорыв каспийской нефти на мировой рынок. После нефтяной реформы (1872 г.) рост добычи существенно повлиял на российский экспорт нефти и нефтепродуктов в Каспийском регионе.

Второй технологический уклад характеризуется в целом множеством открытий и изобретений, сыгравших важную роль в технологическом развитии нефтяной и газовой промышленности России.

Третий технологический уклад (1920–1946 гг.) является продолжением развития технологий, начатых в период второго технологического уклада, и получил название эпохи стали. Основным ключевым событием в России в 1917 году после Октябрьской революции и установления советской власти стала национализация нефтедобывающей промышленности. В свою очередь, 1920–1930 гг. для советской нефтяной промышленности стали годами важных технологических достижений.

Судьбоносную роль для всей страны сыграла национализация бакинской нефтяной промышленности, проведенная в начале июня 1918 г. В момент перехода нефтяных районов под контроль советской власти были получены огромные запасы нефти и нефтепродуктов – 310 млн пуд. в Баку, 43 млн пуд. в Грозном, 14 млн пуд. в Эмбенском районе. Это значительно больше, чем годовая добыча в 1918 или 1919 г.

Для советской нефтяной промышленности 1920–1930 гг. стали годами важных технологических достижений. Повсеместно стала применяться система турбинного бурения и передовая технология нефтедобычи и нефтепереработки. Во вторую пятилетку (1932–1937 гг.) значение нефтяной промышленности в народном хозяйстве СССР резко возрастает. Быстрый рост потребления светлых нефтепродуктов (бензина, лигроина, керосина), автотракторных масел, вызванный автомобилизацией и тракторизацией страны, а также развитие авиации, значительное увеличение потребности промышленности в маслах высокого качества, мазах и других специальных нефтепродуктах, возникновение спроса на целый ряд совершенно новых нефтепродуктов – все это предъявляло серьезные требования к нефтеперерабатывающей промышленности и системе нефтеснабжения страны.

В 1931 г. нефтедобыча достигла 22,4 млн т – нефтяная пятилетка оказалась выполненной первой среди всех отраслей промышленности. Однако произошло это только в результате бездумной и расточительной эксплуатации недр, нарушения минимально необходимых правил нефтедобычи. И расплата за это не могла не наступить. Уже в 1932 г. добыча нефти упала до 21,4 млн т, почти такой же она оставалась в 1933 г., а в 1937 г. вместо запланированных в июле 1932 г. 73 млн т добыча составила лишь 28,5 млн т.

Третий технологический уклад (1920–1946 гг.) для советской нефтяной промышленности пришелся на годы важных технологических достижений. Повсеместно стала применяться система турбинного бурения и передовая технология нефтедобычи и нефтепереработки.

Самым производительным и технологичным являлся фонтанный способ, который использует энергию пласта. К 1928–1929 гг. 43,7 % всей нефти добывалось именно этим способом, в то время как в 1913 г. – 4,5 %, добыча механическим способом уменьшилась на 10,6%, а фонтанным – возросла почти в 15 раз. Особенно существенно добыча нефти фонтанами возросла в Грозненском районе – в 34 раза. Механизированная добыча в Бакинском районе уменьшилась на 12,7%, а фонтанная – возросла в 8 раз. В сентябре 1929 г. в Бакинском районе в эксплуатации находилось 3714 скважин (в 1913 г. их было 3512). Увеличилась добыча нефти в засыпанной части Биби-Эйбатской бухты до 11,3%.

В результате проведенных научно-технических изысканий, после 1933 г. стали применять металлические основания для бурильных работ в морских условиях. Широкое внедрение различных конструкций металлического фундамента для эксплуатации морских нефтяных месторождений дало своеобразный толчок для рождения нового поколения бурильно-набивных подпорок, связанных между собой сетью перемычек. С их помощью бурение наклонно-направленных скважин для разработки морских нефтяных месторождений впервые стало широко применяться в 1930-е гг.

В 1935–1936 гг. впервые сооружаются морские основания и после завершения буровых работ данные участки начинают выдавать ежедневно 150–300 т сырья.

Четвертый технологический уклад (1946–1990 гг.). Основным ресурсом этого уклада является энергия УВ. Она характеризуется дальнейшим развитием энергетики с использованием нефти и нефтепродуктов, газа, средств связи, что требовало увеличения добычи УВ. Начиная с 1946 г., идет интенсивная работа над вводом в эксплуатацию обнаруженных в морских акваториях нефтяных месторождений. Правительство поставило перед морскими нефтяниками следующие задачи: активизацию поиска новых перспективных нефтяных месторождений, определение нефтеносности расположенных в открытом море структур, подготовку и реализацию принципиальной программы по эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений. За очень короткий срок в СССР были спроектированы и построены корабли с кранами большой грузоподъемности, специальные строительные краны для прокладки эстакад, специализированные строительные платформы для сбора блоков отдельных оснований, созданы предприятия по изготовлению металлических конструкций с антикоррозийными покрытиями, специализированный транспорт и нефтепромысловая флотилия.

В 1960-х гг. после того, как экономика стран оправилась от двух мировых войн, с задержкой начинается третья промышленная революция («Индустрия 3.0»). Благодаря электронно-вычислительным машинам (ЭВМ) промышленное производство вступило в эру автоматизации всех процессов.

В 1948 г. открыто крупное нефтяное месторождение в Татарии (Татарстане) – Ромашкинское. К началу 1950-х гг. добыча нефти во «втором Баку» превысила нефтедобычу в Баку первом. Максимального годового объема добычи нефти в стране удалось достичь в 1988 г. – 624 млн т, из них в Западной Сибири добывалось 408,6 млн т. Наша страна занимала первое место в мире по добыче нефти.

В разработку последовательно стали вовлекаться новые месторождения в Башкортостане – Туймазинское и Шкаповское, в Татарстане – Бавлинское и Ромашкинское. Позже в эксплуатацию вступили месторождения в Самарской области – Мухановское и в Пермской области – Яринское. С середины 50-х гг. прошлого столетия главным нефтедобывающим районом страны стала территория между Волгой и Уралом.

В восточных районах СССР в 1948–1950 гг. на всех широтах Тюменской области от юга до Северного Ледовитого океана работали экспедиции и производственные объединения «Главтюменьгеологии». В 1948 г. была основана Тюменская нефтеразведочная экспедиция, в 1949 г. пробурена первая поисковая скважина. В результате того исследований геологи нашли пластовую воду. Первая нефть промышленного значения в Тюменской области получена в 1960 г. около с. Шаим Кондинского района.

В 1960 г. получен первый нефтяной фонтан на Шаимском месторождении, а в 1961 г. – первый нефтяной фонтан на Мегионском месторождении в Западной Сибири. Открыты Усть-Балыкское нефтяное месторождение и Сургутский нефтегазоносный район. С 1964 г. в Советском Союзе началась промышленная эксплуатация Западно-Сибирских месторождений нефти. В Западной Сибири находятся несколько десятков крупнейших месторождений мира. Среди них такие известные, как Самотлор, Усть-Балык, Шаим, Стрежевой, которые расположены в Тюменской области.

В июле на месторождении Жетыбай в Мангистауской области Казахской ССР на п-ове Мангышлак ударил первый нефтяной фонтан. Открыты Курьинское газовое Мичаюское нефтяное месторождения в Тимано-Печорской провинции. В 1962 г. открыто Тазовское нефтегазоконденсатное месторождение – первое из открытых в Заполярье и в Ямало-Ненецком автономном округе.

С 1967 г. началось глубокое поисковое бурение на подсолевые отложения в пределах Астраханского свода. Группой научных сотрудников

отдела геологии Астраханского Поволжья и Калмыкии Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики совместно с ведущими специалистами «Нижеволжскгеология», Астраханской нефтегазоразведочной и геофизической экспедиций дано научное обоснование перспектив нефтегазоносности подсолевого комплекса Астраханского свода.

В 1969 г. открыты Харьягинское нефтяное, Южно-Шапкиноское газоконденсатное (27 апреля) и Северо-Харьягинское нефтяное месторождение в Ненецком национальном округе Архангельской области и Среднемакарихинское нефтяное месторождение в Коми АССР.

В 1995–1996 гг. открыто нефтяное месторождение Варандей-море (шельф Баренцева моря), а в 1999 г. началась промышленная добыча шельфовой нефти на платформе «Моликпак» («Пильтун-Астохская А») – первой в России морской нефтедобывающей платформе (проект «Сахалин-2»).

Четвертый технологический уклад (1946–1990 гг.) для Каспийского региона может быть назван эпохой морской нефти. Перед морскими нефтяниками стояли следующие задачи: активизация поиска новых перспективных нефтяных месторождений, определение нефтеносности расположенных в открытом море структур, подготовка и реализация принципиальной программы по эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений на территориях, примыкающих к Апшеронскому п-ову.

Издавна был известен факт естественного выхода нефти по трещинам на дне моря на морскую поверхность в районе Нефтяных Камней. Так, 14 ноября 1948 г. было начато бурение скв. 1 в районе Нефтяных Камней. Через год, 7 ноября 1949 г., там забил мощный нефтяной фонтан, ежедневный дебит которого составил 100 т, что стало фактом открытия всемирно известного нефтяного месторождения Нефтяные Камни и дало сильный толчок к развитию нефтяной промышленности в регионе.

Впервые в мировой практике в открытом море был заложен уникальный морской промысел на основаниях. Эксплуатация этого крупного

нефтяного месторождения в открытом море сыграла решающую роль в увеличении добычи нефти на море. В период разработки месторождений на Нефтяных Камнях и других территориях были созданы металлические эстакады, применены еще более усовершенствованные конструкции морских оснований на глубине моря до 15–20 м. Бурение наклонно-направленных скважин впервые было применено в Советском Союзе также на Нефтяных Камнях. Этот метод бурения широко использовался на других месторождениях Каспия.

С 1970 г. началось разведочное бурение по всей акватории Каспийского моря, в том числе геологоразведочные работы и нефтегазодобыча в туркменистанском, казахстанском и российском секторах.

Поисково-разведочные работы в пределах российского сектора проводились в течение 1972–1990 гг. Кроме разведочных геофизических работ, в основном сейсморазведочных, проводилось и структурно-поисковое бурение на двух площадях Инчхе-море и Инчхе-море-2. Были пробурены девять структурно-поисковых скважин с общим метражом 13,2 тыс. м. В результате структурно-поискового бурения в 1972 г. было открыто нефтяное месторождение Инчхе-море в чокракских отложениях среднего миоцена.

В 50-х гг. прошлого столетия появились позволяющие бурить глубокие нефтяные и газовые скважины специализированные буровые суда (БС) и самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ), чуть позже – полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ). Впервые в отечественной практике на глубине моря 84 м построена и введена в эксплуатацию стационарная платформа для поисково-разведочного бурения десяти скважин, с помощью которой открыто новое нефтяное месторождение им. 28 Апреля. Первая отечественная СПБУ «Апшерон», введенная в эксплуатацию на Каспии в 1966 г., была предназначена для бурения скважин глубиной до 1800 м при глубине моря до 15 м. Немного времени спустя была построена более мощная СПБУ «Азербайджан», оснащенная оборудованием для бурения скважин глубиной до 3000 м на глубинах моря до 22 м. На

Каспийском море в 1980 г. введена в эксплуатацию самая глубокая в мире морская скв. 38, позволяющая добывать ежедневно с глубины моря 6200 м около 1 млн м³ газа и 300 т конденсата.

3. Современное состояние нефтяной и газовой промышленности - пятый технологический уклад

В технологическом развитии российской экономики с начала 90-х годов до настоящего времени следует выделить 2 крупных этапа.

Первый этап (90-е годы) - дезинтеграция и выживание научно-технологической системы.

Распад СССР и попытки фронтальной либерализации российской экономики запустили ряд инерционных деструктивных процессов в научной и технологической сферах, которые не удавалось преодолеть до середины 2000-х годов. Важнейшими из указанных процессов являлись:

- распад организационных форм взаимодействия и интеграции научной, образовательной и производственной деятельности в гражданской сфере;
- отток научных кадров, связанные с резким сокращением финансирования;
- распад организационных форм взаимодействия и интеграции научной, образовательной и производственной деятельности в гражданской сфере;
- переход производства к модели "импорт технологий в обмен на сырье";
- деградация системы управления наукой и технологиями как единым комплексом, в результате чего была утрачена возможность реализации крупных научно-технологических и промышленных проектов;
- деградация инженерного образования и инженерных школ.

Фактически научный сектор выполнял социальную функцию - предоставление рабочих мест и оплата труда научным сотрудникам. Это привело к тому, что научный сектор практически утратил способность быть источником инноваций.

Второй этап (с середины 2000-х годов по настоящее время) - встраивание в глобальное научное пространство и глобальные производственно-технологические цепочки.

В Российской Федерации был предпринят ряд системных действий по реформированию научной и инновационной сфер и ускорению технологического развития, нацеленных на интеграцию в мировое научное и технологическое пространство. Эти действия, как правило, опирались на заимствования сложившихся зарубежных институтов и практик, в частности, были предприняты комплексные усилия по интеграции научного и образовательного секторов, реализованы проекты и программы, направленные на создание и настройку элементов национальной инновационной системы.

Реализация технологических приоритетов означает необходимость проведения новой технологической политики государства, самостоятельной по отношению к научно-технической и промышленной политике.

Источниками формирования технологических приоритетов являются:

- в части сквозных технологий - научный прогноз (форсайт);
- в части критических технологий - потребности страны в производстве системно значимых видов высокотехнологичной продукции, таких как микроэлектроника, станки и оборудование, турбины и другие.

Требование достижения технологического суверенитета не отрицает, а предполагает формирование взаимовыгодного партнерства с развитыми дружественными странами в научной и технологической сферах. При этом такое партнерство строится исходя из собственных технологических приоритетов.

Для реализации новых приоритетов необходимо сформировать принципиально новые типы субъектов технологического развития, которые станут опорой при решении задач технологического развития.

Если в рамках второго этапа основными субъектами технологического развития являлись отраслевые компании, научные организации и образовательные организации высшего образования, институты развития и стартапы, то на новом этапе критически необходимо развивать комплексные организационные формы управления и сетевой формат их взаимодействия.

Пятый технологический уклад (1990–2030 гг.) совпадает с четвертой промышленной революцией («Индустрия 4.0») и характеризуется внедрением инновационных технологий. Четвертая промышленная революция («Индустрия 4.0») предполагает новый подход к производству, с использованием искусственного интеллекта, основанного на массовом внедрении информационных технологий. Искусственный интеллект для оптимизации производства становится одним из ключевых элементов стратегической повестки нефтяников. На современном этапе нефтегазовая отрасль накопила большой опыт по внедрению инновационных технологий разработки нефтяных и газовых месторождений. Во внедрении информационных технологий в нефтегазовой отрасли, прежде всего, надо отметить проекты «умных скважин» и «цифровых месторождений». Практически все вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) России в той или иной степени вовлечены в процесс цифровой трансформации бизнеса. В стране функционирует 27 «умных» месторождений, крупнейшие ВИНК разрабатывают собственные технологические стратегии, создают современные инжиниринговые центры. Использование IT-технологий в области трубопроводного транспорта позволяет повысить безопасность, оптимизировать логистику и уменьшить эксплуатационные затраты.

Значение углеводородного сырья в повседневной жизни современной России трудно переоценить. Добыча и поставка УВ сырья на внутренний и мировой потребительские рынки обеспечивает существенную долю поступлений в федеральный бюджет (в разные годы от 28 до 51 %, в период 2018–2022 гг. – 46–35 % от общих поступлений). Суммарный углеводородный потенциал РФ на 01.01.2021 составил более 372 млрд т условного топлива (УТ)*, в том числе около 110 млрд т.у.т., или 29 % извлекаемыми запасами всех категорий и более 250 млрд т.у.т.

Весь этот потенциал неравномерно распределен в 22 оцененных нефтегазоносных или перспективных провинциях и самостоятельных областях, полностью или частично расположенных в пределах территорий Российской Федерации, ее территориальных вод и акваторий ее исключительной экономической зоны. В составе извлекаемых запасов углеводородного сырья более 35 млрд т.у.т. (нефть – более 314 млрд т; конденсат – 3,98 млрд т) представлено нефтью и конденсатом и более 74 трлн м³ – газом (свободным, растворенным и в газовых шапках).

Нефть, согласно Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035г., отнесена к группе полезных ископаемых, для которых достигнуть уровня добычи недостаточно обеспеченным запасами разрабатываемых месторождений до 2035 г. Более ранними решениями Правительства России она отнесена к стратегическому виду минерального сырья.

Отмеченные выше запасы нефти и конденсата определяют шестое место России, которое она занимает в мире по этому показателю.

Месторождения нефти и конденсата сосредоточены в восьми нефтегазоносных провинциях, границы и внутреннее деление которых корректируются по мере накопления новых данных. В административно-территориальном и географическом отношении скопления жидких УВ выявлены в 37 объектах РФ и акваториях Балтийского, Баренцева, Карского морей, Хатангского залива моря Лаптевых (Енисейско-Анабарская провинция), в Охотском море, а также в акваториях Каспийского и

Азовского морей. Наибольшими запасами жидких УВ при текущем состоянии геолого-геофизической изученности и разведанности провинции характеризуются Западно-Сибирская (42% от общего объема запасов) и Восточно-Европейская (16%) мегапровинции.

Добычу нефти и конденсата на российских месторождениях в 2020 г. вели нефтегазодобывающие предприятия, из числа которых 98 входят в состав 11 ВИНК, а остальные позиционируются как предприятия независимые или совместно с долевым участием ВИНК.

В течение 2020 г. всеми недропользователями было добыто 506,3 млн т жидких УВ, в том числе 476,5 млн т нефти и 29,1 млн т конденсата. Максимальный объем добычи сырья традиционно приходится на Западно-Сибирскую провинцию (57% общего объема добычи в стране) и Восточно-Европейскую мегапровинцию (23%). В период 2010–2023 гг. наметилось ухудшение структуры запасов нефти Западно-Сибирской провинции, которые компенсируются вводом новых крупных добычных проектов в Восточной Сибири, на п-ове Ямал и на российском шельфе.

В 2020 г. по сравнению с периодом 2016–2019 гг., когда годовая добыча составляла от 513 млн т (2016 г.) до 525,9 млн т (2019 г.) произошел ее резкий спад, который связывается с общемировым падением спроса на нефть и нефтепродукты в условиях пандемии и выполнением Россией обязательств по сдерживанию объемов добычи в рамках соглашения ОПЕК.

Природный газ, согласно указанной выше Стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2035 г., относится к группе полезных ископаемых, запасы которого «при любых сценариях развития экономики достаточны для удовлетворения внутренних потребностей страны и обеспечения экспортных поставок на длительную перспективу» (Государственный доклад..., 2021).

Россия обладает крупнейшими запасами газа, которые составляют до четверти его мировых запасов, и занимает одну из лидирующих позиций по его добыче (уступая первенство по этому показателю только США) и

ведущую роль в его поставках на мировой рынок. Запасы газа распределены в девяти нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях.

В административно-территориальном и географическом отношении они распределены в 36 субъектах РФ и в акваториях Азовского, Черного, Каспийского, Баренцева, Карского, Охотского и Японского морей.

Как и в отношении запасов жидких УВ, наибольшими запасами газа характеризуются Западно-Сибирская НГП (более 65% от их общего объема по России) и Восточно-Сибирская НГМП (около 11%). Значимыми запасами располагают также Восточно-Европейская НГМП (более 8%) и Восточно-Баренцевская ГНП (около 6,6%). При этом запасы газа отличаются крайне неравномерным территориальным распределением. Более 80% всех запасов сосредоточено в 19 уникальных и 74 крупных месторождениях Западно-Сибирской НГП и сконцентрировано на территориях Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, которые обеспечивают основной объем добычи газа.

Добыча газа в Российской Федерации в 2020 г. производилась в семи нефтегазоносных провинциях и мегапровинциях. Ее осуществляли 260 предприятий, 15 из которых входят в структуру ПАО «Газпром», 8 – в ПАО «НОВАТЭК», 76 – в ВИНК и три оператора СРП (Соглашение о разделе продукции). При этом 158 компаний из указанного числа являются независимыми нефтегазодобывающими компаниями.

Наибольший объем добычи газа (более 82 % суммарной годовой добычи в стране) приходится на Ямало-Ненецкий АО. Значительно меньший, но весомый вклад в суммарную добычу дают Охотоморская НГП (около 7 %) и Восточно-Европейская НГМП (около 4 %). С истощением рентабельных запасов газа в традиционных, континентальных районах газодобычи происходит постепенное продвижение с развитием инфраструктуры и наращиванием объемов добычи в труднодоступные регионы Восточной Сибири и Арктики, с выходом в транзитные зоны и прибрежные мелководья Ямала и Гыдани.

В 2022 г. мировой спрос на газ вырос на 3,2% (около 125 млрд м³) и компенсирует снижение 2020 г. Доля России в мировом производстве природного газа в 2020 г. составила 18%, а добыча газа уменьшилась на 6% (–45 млрд м³). Примерно 80 % этого сокращения пришлось на первую половину года, когда добыча снизилась на 10 % на фоне теплой зимы 2019–2020 гг. и резкого падения экспорта в Европу. Падение далее замедлилось до 2,5% во второй половине года в связи с восстановлением спроса на внутреннем рынке и поставок экспорта, которые к концу 2020 г. вернулись к уровням предыдущих лет.

За 2020 г. объем добычи нефти на российском шельфе не изменился, составив 28,0 млн т. В предыдущие годы прирост добычи был связан с развитием промышленной добычи нефти на месторождении им. Филановского в российском секторе дна Каспийского моря. Также в 2019 г. наблюдался рост добычи нефти в Баренцевом море на Приразломном месторождении, обусловленный вводом в эксплуатацию новых добывающих и нагнетательных скважин.

Введение с 2014 г. секторальных санкций послужило фактором, сдерживающим освоение шельфовых проектов в России, прежде всего арктических. Развитие арктического шельфа столкнулось с ограничениями, связанными с отсутствием собственных технологий, оборудования, кадров, а также низкой степенью геологической изученности и инфраструктурной обеспеченности прилегающих территорий. В настоящее время добыча нефти в Арктической зоне России составляет 67 млн т нефти в год, что ниже предыдущих двух лет, так как произошло системное сокращение объема добычи нефти по стране в целом. Крупнейшим регионом по добыче нефти в Арктической зоне является Ямало-Ненецкий АО, на долю которого в 2020 г. пришлось более 55 % (36,6 млн т). На долю Красноярского края в 2020 г. пришлось почти 24 % добычи нефти Арктической зоны. В Ненецком АО в 2020 г. было добыто 11,4 млн т нефти, что составляет 17 % от общей добычи нефти в Арктике.

В российском секторе Каспийского моря на начало 2022 г. разбурено 25 перспективных площадей и открыто 16 месторождений нефти, газа и конденсата, 14 из которых включены в Государственный баланс с суммарными извлекаемыми запасами около 2,58 млрд т УТ, из которых 78,3% представлены газом, а два месторождения, открытые в период 2017–2021 гг. на площадях Южная и Титонская, находятся на разных стадиях разведки и оценки запасов. В период 1995–2017 гг. в акватории Каспийского моря было открыто девять месторождений с запасами более 2 млрд т УТ (месторождение им. Владимира Филановского, месторождение им. Юрия Корчагина, Хвалынское, Сарматское, Ракушечное и др.). При этом открытое в 2006 г. месторождение им. В. Филановского является крупнейшим месторождением в России за последние 20 лет его извлекаемые запасы превышают 200 млн т нефти. Кроме того, в ходе геологоразведочных работ выявлено десять перспективных на нефть и газ структур. В настоящее время в этом секторе работают такие компании, как ЛУКОЙЛ, Роснефть (акционер Каспийской нефтяной компании), Газпром (является акционером ЦентрКаспнефтегаза и ООО «Каспийская нефтяная компания»).

4. Вызовы текущего десятилетия

Технологическое развитие Российской Федерации в среднесрочной перспективе будет находиться под воздействием с одной стороны ряда внешних и внутренних угроз технологического отставания и деградации российской экономики, с другой - открывающихся новых возможностей ускорения ее инновационно ориентированного роста.

Следует выделить следующие ключевые угрозы для технологического развития Российской Федерации в период с 2023 по 2030 год.

Первой угрозой является недостаточная способность национальной экономики адаптироваться к глобальным трендам, имеющим системный

характер, что приводит к структурным деформациям экономики и повышает социальную напряженность:

- резкое ускорение процесса создания и распространения качественно новых технологий, в том числе цифровых, радикально меняющих рынки и производственные системы;
- усложнение технологий, особенно в области микроэлектроники, вычислений, новых материалов, системотехники, требующее развития соответствующих компетенций и глубокой кооперации исследований;
- влияние на глобальную экономику климатических изменений, стимулирующих распространение энергосберегающих и "зеленых" технологий, а также ограничительные меры на импорт и потребление углеводородов и сырьевых товаров;
- системные нарушения баланса спроса и предложения на ряде глобальных товарных рынков, включая рынки энергоносителей, металлов, удобрений, продовольствия;
- формирование в наиболее развитых странах новых стандартов уровня и качества жизни, в том числе в сфере здравоохранения, образования, жилья и безопасности.

Ключевым ответом на происходящие системные изменения является применение новых, прежде всего сквозных, технологий, в том числе искусственного интеллекта. Применение сквозных технологий позволяет существенно увеличить скорость адаптации отечественных компаний и корпораций и российской экономики в целом к глобальным трендам, повысить энергетическую эффективность, справиться с возникающим дефицитом ресурсов, что в свою очередь создает возможность развивать сквозные технологии, производить инновационную продукцию на их основе.

В Российской Федерации также развернуты работы по развитию сквозных технологий, в том числе с использованием принципов государственно-частного партнерства. Вместе с тем Российская Федерация

в целом отстает от наиболее развитых стран в развитии и внедрении сквозных технологий.

Так, например, Российская Федерация находится в первой десятке стран по патентной и публикационной активности в области технологий генерации и передачи энергии, квантовых технологий и новых материалов, и в середине второго десятка в области цифровых технологий - искусственного интеллекта, новых производственных технологий, перспективных мобильных сетей связи, интернета вещей, а также медико-биологических и фармацевтических технологий. Вместе с тем важно отметить, что в абсолютных значениях индикаторов патентной и публикационной активности имеет место кратное отставание Российской Федерации от стран-лидеров - Соединенных Штатов Америки, Китайской Народной Республики и стран Западной Европы.

Вторая угроза - отставание от наиболее развитых стран в темпах инновационно ориентированного экономического роста, что обусловлено низкой мотивацией разработчиков технологических решений к созданию соответствующих производств в силу слабой защищенности технологических предпринимателей, недостатка финансовых ресурсов и относительно небольшой емкости внутреннего рынка высокотехнологичной продукции, а также компаний и корпораций - к исследованиям и технологическим инновациям, прежде всего в силу низкой конкуренции и возможности покупки готовых технологических решений за рубежом (до применения санкций).

В наиболее развитых странах мира в последние 20 лет развитие и внедрение новых технологий стало ключевым фактором роста экономики и повышения уровня жизни населения. Использование новых технологий направлено как на повышение эффективности существующих процессов и бизнес-моделей, так и на создание новых рынков. Следует отметить, что технологии стали ключевым фактором привлечения инвестиций и рыночной капитализации компаний и корпораций. При этом основными

средствами для обеспечения роста капитализации бизнеса являются создание и оборот результатов интеллектуальной деятельности в сфере новых технологий.

Таким образом, инновационная активность компаний и корпораций, прежде всего в сфере технологических инноваций, определяет их устойчивую конкурентоспособность и потенциал роста. Низкая инновационная активность бизнеса в долгосрочной перспективе означает потерю рынков сбыта, снижение производительности труда, отток наиболее квалифицированных кадров.

Значения индикаторов, характеризующих инновационную активность бизнеса в России, существенно отстают от лидирующих стран. Так, в 2021 году удельный вес инновационных товаров (услуг) в общем объеме отгруженных товаров (услуг) в Российской Федерации составил 5%, в то время как в ведущих европейских странах превысил 15%.

Другим важным индикатором заинтересованности бизнеса в развитии технологий является объем венчурных инвестиций, направляемых на реализацию инновационных проектов в сфере технологий. По доле венчурных инвестиций в процентах к валовому внутреннему продукту Российская Федерация в 11 раз уступает среднему показателю по странам Организации экономического сотрудничества и развития, по объему венчурных инвестиций - в 43 раза.

По показателю уровня инновационной активности бизнеса Российская Федерация отстает от большинства наиболее развитых стран - в 2021 году его величина составила 11,9%, в то время как в Канаде - 79,3%, Германии - 68,8%, США - 64,7%, Франции - 54,8%, Японии - 54,2%, Великобритании - 47,3%, Китае - 40,8%.

По оценкам федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования "Национальный исследовательский университет "Высшая школа экономики", отдача от инвестиций в технологические инновации в Российской Федерации на треть

ниже, чем в странах Организации экономического сотрудничества и развития. Как свидетельствуют данные Глобального инновационного индекса за 2022 год, имеющийся в стране инновационный потенциал используется на 61%, что объясняется недостаточной эффективностью национальной инновационной системы, институциональных условий и регулирования инновационной деятельности.

Отставание Российской Федерации по указанным показателям имеет тенденцию к нарастанию, что говорит о необходимости радикально менять условия деятельности бизнеса в сфере технологических инноваций с целью повысить мотивацию компаний и корпораций и обеспечить их необходимыми ресурсами для разработки и внедрения технологий как основного фактора роста прибыли и капитализации компаний и корпораций.

Третья угроза - отток талантов и высококвалифицированных кадров за рубеж, уменьшающий возможности научного и технологического развития страны, конкурентоспособность российской экономики.

"Утечка умов" — это глобальная проблема, с которой сталкивались и продолжают сталкиваться на разных фазах своей экономической активности не только Российская Федерация, но и другие страны с формирующимися и развитыми рынками. В последнее десятилетие научно-технологическое развитие оказывает существенное влияние на международное разделение труда, которое определяет изменения в отраслевой структуре экономик стран, связанные с возникновением новых технологических рынков, формирует запрос на кадровое обеспечение этих процессов. В связи с этим структура миграции человеческого капитала претерпевает изменения. В частности, в потоке свободной трудовой миграции возрастает доля высококвалифицированных специалистов с высоким интеллектуальным потенциалом, которые становятся участниками уже не национального, а глобального рынка труда (в их числе молодые исследователи, инженерные кадры, ИТ-специалисты).

В научном секторе наиболее распространенными причинами оттока исследователей становятся несоответствие уровня оплаты труда ожиданиям соискателей, устаревание научной инфраструктуры, дефицит источников и объемов финансирования исследований.

Реализация целей технологического развития потребует большого количества высококвалифицированных специалистов. У ведущих ученых и специалистов расширятся возможности самореализации, а также возможности роста благосостояния. Государство при этом должно предусмотреть механизмы, которые позволят эти возможности реализовать.

Четвертая угроза – нарушение функционирования производственных систем (разрыв производственных цепочек) под воздействием санкционных ограничений в области технологий.

В 2022 г. РФ столкнулась с беспрецедентным и долгосрочным санкционным давлением. Введен запрет на экспорт в Российскую Федерацию широкого круга товаров и технологий, на приобретение товаров третьих стран, созданных при помощи западных технологий. Ограничены поставки и обслуживание программного обеспечения.

В настоящее время критическая инфраструктура Российской Федерации, а также производство и потребление ряда жизненно необходимых товаров обеспечиваются в значительной степени импортируемой техникой и программным обеспечением, которые в Российской Федерации не производятся. Если же эта техника производится на территории страны, то по зарубежным технологиям (конструкторской и технологической документации), с критической долей импортируемых комплектующих и материалов, на импортируемом производственном оборудовании (включая компьютерные средства проектирования и обеспечения технологических процессов).

Имеющиеся в стране технические средства, включая средства производства, постепенно исчерпывают свой ресурс, морально и физически изнашиваются. Процесс исчерпания ресурса ускоряется при прекращении

регулярного обслуживания и поставки запасных частей. В результате возникают следующие угрозы:

- технологическая деградация производственных систем в широком круге отраслей, которая вызвана в том числе сокращением поставок инвестиционного оборудования и технологий (75% инвестиций в машины и оборудование относились к их импорту на территорию Российской Федерации), что делает технически невозможной реализацию ряда инвестиционных проектов;
- нарушение безопасности инфраструктуры, продукции и производственных процессов, включая информационную безопасность;
- ограничение развития собственных научных исследований из-за сужения возможностей научной кооперации, взаимодействия с иностранными компаниями - технологическими лидерами, ограниченного доступа к патентам, лабораторному оборудованию.

Вместе с тем необходимо отметить, что в условиях ускорения научно-технического развития для России в ближайшие 10 лет открываются новые возможности. Российская Федерация обладает значительным кадровым потенциалом и существенными научно-техническими заделами по важнейшим направлениям развития технологий, что определяет следующие ключевые возможности для ускорения технологического развития:

- локализация производств в высокотехнологичных отраслях в условиях сокращения импорта и ухода иностранных компаний;
- использование и внедрение в отраслях экономики научных результатов благодаря имеющимся научно-технологическим заделам по ряду сквозных технологий и созданию опытных образцов в условиях неразвитых возможностей по созданию опытных и экспериментальных производств, масштабированию производства и выходу в серийное (массовое) производство;
- привлечение к масштабным задачам технологического развития профессиональных инженерно-технических кадров. В Российской

Федерации имеются исторически сильные инженерные и естественно-научные школы и высокий уровень базового физико-математического образования, что позволяет удерживать высокие позиции в сфере создания и развития программного обеспечения, в области физики и математики.

На фоне ухода с российского рынка ряда зарубежных производителей отечественные технологические компании получили возможность увеличить объем продаж производимой продукции. Сдерживающим фактором в такой ситуации является необходимость оперативно масштабировать производство и осуществлять доработку выпускаемых продуктов для полноценного удовлетворения нужд заказчиков. С учетом низкого уровня развития венчурного рынка, недостаточно развитых инструментов долевого и долгового финансирования технологических компаний задача масштабирования производства не может быть решена технологическими компаниями, в том числе малыми, в короткие сроки самостоятельно, без привлечения государственной поддержки.

Таким образом, исходя из анализа угроз и возможностей в сфере технологического развития формулируются цели, задачи и механизмы их решения.

5. Принципы, цели и индикаторы технологического развития

5.1. Принципы технологического развития

Разработка и реализация рекомендаций базируются на принципах, которые позволяют принимать управленческие решения с учетом обозначенных вызовов и текущей ситуации, а также в состоянии высокой неопределенности и возможного отсутствия данных для принятия таких решений. Такими принципами являются:

– принцип концентрации, означающий переход от фронтального движения по широкому спектру вызовов научно-технологического развития

страны к приоритизации ограниченных ресурсов на выбранных задачах и механизмах их решения;

- принцип приоритета поддержки частной инициативы в рамках сотрудничества государства и бизнеса;

- принцип разумной конкуренции - поощрение конкуренции производителей инновационной продукции, поощрение конкурирующих технологических решений и коллективов, а также необходимость оказания поддержки на основе конкурентных процедур;

- принцип целостности инновационного цикла, предусматривающий в рамках экосистемы технологического развития предоставление и обеспечение «бесшовности» мер поддержки на всех стадиях создания и внедрения технологий от научных исследований и разработок до внедрения в реальный сектор экономики (переход к инновационно ориентированному экономическому росту);

- принцип экономической целесообразности технологических разработок, предусматривающей сочетание экономичности (минимизации затрат времени и иных ресурсов на выполнение технологических разработок), продуктивности (экономической эффективности технологических разработок) и результативности (степени достижения конечных целей деятельности). Этот принцип может не применяться для отдельных долгосрочных некупаемых проектов;

- принцип признания права на риск, допускающий возможность недостижения запланированных результатов технологических работ, включая научно-исследовательские работы, при условии отсутствия умысла в таком недостижении.

5.2. Цели технологического развития.

К концу второго десятилетия XXI века Российская Федерация должна обладать:

- собственной научной, кадровой и технологической базой критических и сквозных технологий;
- компаниями, корпорациями и предпринимателями, проявляющими высокоинтенсивную инновационную активность, опирающуюся на комфортную регуляторную среду;
- устойчивой быстроразвивающейся производственной базой национальной экономики, обеспечивающей производство необходимой номенклатуры высокотехнологичной продукции, включая микроэлектронику (российские чипы), высокоточные станки и робототехнику, авиакосмическую технику, беспилотники, лекарства и медицинское оборудование, телекоммуникационное оборудование и программное обеспечение, ускорители и детекторы заряженных частиц.

Речь идет о достижении к 2030 году 3 ключевых целей.

Первая цель - обеспечение национального контроля над воспроизводством критических и сквозных технологий.

Критические технологии обеспечивают сегодняшнее решение важнейших производственных задач по созданию системно значимых видов высокотехнологичной продукции. К ним, в частности, относятся отраслевые технологии - технологии в области микроэлектроники, станкостроения, биоинженерии, обработки материалов и другие.

Сквозные технологии - перспективные технологии межотраслевого значения, определяющие будущий облик экономики и отдельных отраслей в среднесрочной перспективе. К ним относятся технологии искусственного интеллекта, новых материалов, квантовых вычислений и коммуникаций, накопления энергии, систем связи, космических систем.

Показателями достижения этой цели к 2030 году являются:

- достигнутый уровень технологического суверенитета по видам продукции;
- достигнутый уровень развития критических и сквозных технологий (в соответствии с установленным перечнем);

– снижение коэффициента технологической зависимости в 2,5 раза; рост внутренних затрат на исследования и разработки (в сопоставимых ценах) не менее чем на 45%.

Вторая цель - переход к инновационно ориентированному экономическому росту, усиление роли технологий как фактора развития экономики и социальной сферы.

Третья цель - технологическое обеспечение устойчивого функционирования и развития производственных систем.

Предусмотренный для реализации национальных целей развития Российской Федерации экономический рост к 2030 году не менее чем на 20% требует:

– восстановления производственно-технологических цепочек за счет углубления локализации их основных элементов;

– проведения технологической модернизации производственной системы экономики, в том числе на основе внедрения наилучших доступных технологий для обеспечения ее глобальной конкурентоспособности.

Показателями достижения этой цели к 2030 году являются:

– рост несырьевого неэнергетического экспорта (в сопоставимых ценах) в 1,5 раза;

– увеличение доли организаций обрабатывающей промышленности, осуществляющих технологические инновации, в 1,6 раза;

– увеличение доли высокотехнологичной промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации, в общем объеме потребления такой продукции до 75%;

– достижение удельного веса товаров, произведенных с использованием наилучших доступных технологий, - до 100% (на промышленных объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, отнесенных к I категории).

Указанные цели технологического развития взаимосвязаны и достижение каждой из этих целей является необходимым условием для достижения остальных целей.

7. Проблемы развития нефтяной и газовой промышленности России

Нефтяная и газовая промышленность России на рубеже двух веков оказалась перед невиданными вызовами, которые создают необходимость смены парадигмы технологического развития нефтегазового комплекса России.

В настоящее время нефтегазодобыча в традиционных регионах, поставляющих основные объемы нефти и газа, характеризуется: концентрацией нефтедобычи на месторождениях с высокопродуктивными запасами; резким уменьшением доли активных и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти; снижением среднего коэффициента нефтеотдачи как по отдельным регионам, так и по стране; завершением эпохи месторождений-гигантов с уникальными запасами нефти и газа, эксплуатация которых началась в 60–70-е гг. XX в.; стремительным истощением запасов дешевого сеноманского газа традиционных месторождений Западной Сибири; исчерпанием нефтегазовых запасов на глубинах до 3 км.

Проведенные исследования и выявленные проблемы позволили определить следующие тактические задачи и основные направления технологического развития нефтяной и газовой промышленности России:

В области разведки месторождений нефти и газа – освоение Арктики, предполагающее развитие инфраструктуры и транспортных артерий, а также использование ресурсов этой территории. Необходимо проведение активных геологоразведочных работ на всем арктическом шельфе. Для эффективной разработки углеводородных ресурсов на шельфе Арктики нужны новые, прорывные технологии и технические решения, обеспечивающие существенное снижение издержек производства. Другим важным

направлением являются новые научно-технические и технологические решения как для обоснования нефтегазоносности глубин 7–10 км, так и для возможности реальной нефтегазодобычи с этих глубин.

В области разработки и технологий добычи нефти – создание эффективных технологий добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов, масштабное использование современных инновационных методов увеличения нефтеотдачи – тепловых, газовых, химических, микробиологических и быстрое наращивание масштабов их применения. К значительному повышению эффективности разработки нефтегазовых месторождений, включая трудноизвлекаемые, приведет использование цифровых технологий.

В области транспорта нефти и газа – для хранения и транспортировки метана предлагается использовать новые формы углерода, фуллерены, нанотрубки и нановолокна, разработанный в России новый материал (углеродное волокно на основе доступного дешевого сырья), позволяющий усовершенствовать способы хранения сжатого газа, увеличив объем транспортируемого газа в существующих емкостях либо уменьшив объем хранилища и транспортного средства в сравнении с существующим в 1,5–2 раза.

В области нефтепереработки и газохимии – развитие нефтеперерабатывающей промышленности за счет увеличения глубины нефтепереработки, а также за счет создания новых технологий по каталитическому реформированию бензинов, гидроочистке топлив для реактивных двигателей и дизельных топлив, изомеризации, алкилированию, гидродепарафинизации и деароматизации, получению кислородсодержащих высокооктановых добавок. Использование оптимального варианта технологического процесса глубокой переработки матричной нефти в низкокипящие фракции способом прямой каталитической гидрогенизации.

В области сжижения природного газа – производство малотоннажного СПГ расширит возможности газификации России, поскольку

транспортировать СПГ автомобильным, железнодорожным, речным транспортом – более эффективный вариант относительно строительства газопроводной системы, способствует освоению мелких месторождений природного газа, отдаленных от системы магистральных газопроводов.

В диссертации также рассмотрены проблемы развития сырьевой базы нефтегазодобычи в Каспийском регионе применительно к его континентальным территориям и морским акваториям. На континентальных территориях намечено четыре основных направления, ориентированных на целевое изучение трендов нефтегазоперспективности верхней зоны герцинского фундамента молодой (подвижной) платформы, ее переходного комплекса, нижней (доверхнемеловой) части плитного чехла и его верхней (мел-кайнозойской) части. Предложены рекомендации по повышению эффективности освоения ресурсов УВ в Каспийском регионе, дифференцированные по направлениям действия пяти основных факторов: природного, производственно-экономического, методологического, технико-технологического и человеческого.

8. Основные направления технологического развития в нефтегазовой промышленности (переход к шестому технологическому укладу)

Технологический суверенитет – один из главных приоритетов развития России. Сегодня нефтегазовая промышленность России, стоит на пороге **шестого технологического уклада**. Для получения максимально подробного облика нефтегазовой отрасли в рамках формирования новых технологических укладов необходимо выделить перспективные технологические направления, которые получат свое развитие в будущем.

Правительство РФ (постановлением от 15 апреля 2023 г. №603) утвердило приоритетные направления проектов технологического суверенитета и проектов структурной адаптации экономики Российской Федерации. В перечень проектов технологического суверенитета России включены 8 направлений для ключевых отраслей, в том числе: *нефтегазовое*

машиностроение, развитие которой сыграет важную роль в технологическом развитии нефтяной и газовой промышленности России. Выделяются следующие приоритетные направления нефтегазового машиностроения:

1 Технология, техника и сервисные услуги для бурения и геологоразведки:

1.1 Производство оборудования и частей для проведения гидравлического разрыва пласта;

1.2 Производство оборудования и материалов для бурения, цементирования скважин, капитального ремонта скважин;

1.3 Производство оборудования для наклонно-направленного и горизонтального бурения скважин - автоматизированное буровое оборудование и интеллектуальные системы с его применением;

1.4 Геологоразведочное, геофизическое оборудование, сейсмическое оборудование (в том числе для работ на шельфе);

2 Технология и техника для производства оборудования для сжиженного природного газа;

3 Производство оборудования для транспортировки нефти и газа;

4 Производство механизмов и материалов для переработки углеводородного сырья;

5 Производство оборудования для разработки морских, шельфовых и арктических проектов:

5.1 Технологическое оборудование для плавучих буровых установок, судов;

5.2 Системы подводных добычных комплексов;

5.3 Агрегат насосный морской воды для пожаротушения с насосом подачи морской воды с дизельным приводом;

5.4 Подводное устьевое оборудование.

Основное отличие технологического развития на этом этапе состоит в способности принимать решение без участия человека. Это делает реальным

существование «умных» месторождений и скважин, на которых работают всего несколько человек, а все основные задачи выполняют роботы.

Переход к шестому технологическому укладу в нефтегазовой промышленности в России должен быть осуществлен по следующим направлениям:

– *Интенсификация производства и внедрении прорывных решений* – тренд нашего времени. Шестой технологический уклад в нефтегазовой промышленности – в первую очередь должен включать прорывные и информационные технологии. Преимущество прорывных технологий состоит в том, что они обеспечивают высокую производительность при решении как стандартных, так и нестандартных задач. интенсификация производства которая должна включать прорывные и информационные технологии используемые в научном инжиниринге и генной инженерии.

– *Внедрение технологий искусственного интеллекта (ИИ)*. Создание «умных» нефтегазовых комплексов для высокорентабельной разработки месторождений нефти и газа, характеризующихся высокой степенью автоматизации, безлюдными добычными комплексами, интеллектуальными системами управления технологическими, энергетическими, транспортными, производственными процессами («умное месторождение», «умная скважина», «умные транспорт и энергетические сети» и др.).

«Умное месторождение» (Smart Field (SF)) – это комплекс программных и технических средств, который позволяет управлять нефтяным пластом в целях увеличения показателей добычи УВ. В основе системы лежит идея о бережном использовании месторождения, максимальном продлении периода его эксплуатации. То есть подразумевается разумное повышение объемов добычи, а не хищническая эксплуатация недр. Еще одна важная задача SF – повышение энергоэффективности оборудования и технологических процессов.

Создание «умных скважин» второго поколения находится на стадии опытно-пилотных испытаний. Десятки тысяч оптоволоконных сенсоров в

«умной скважине» второго поколения фиксируют все трубные напряжения, в том числе: осевые нагрузки (сжатие и напряженность); смятие труб (потеря овальной формы); температуру; давление. «Умная скважина» второго поколения позволит проводить мониторинг и контроль за выработкой запасов на протяжении всего жизненного цикла месторождения нефти и газа.

– *Цифровая модернизация производства* – это процесс преобразования нефтегазового дела путем интеллектуализации, суперкомпьютеризации, оптикализации и роботизации счет смены его парадигмы развития, которая приводит к массовой и масштабной смене моделей нефтегазового бизнеса и производства, наилучшие из которых переносятся на всю нефтегазовую экосистему. Внедрение информационных технологий заключается в снижении до минимума уровня затрат на добычу нефти и газа путем разработки и внедрения технологий разработки месторождений (**smart-технологии**), направленных на автоматизацию (измерение дебита скважины в устье, расхода воды, нефти и газа), проведение диагностики, управление различными системами в режиме реального времени. Внедрение в геологоразведочный процесс, разработку и эксплуатацию месторождений нефти и газа информационных технологий требует решения большого комплекса задач, таких как: сбор, передача, хранение, обеспечение доступа, обработка, интерпретация и защита огромного массива данных, принятие на их основе управленческих решений, контроль над их исполнением. Следует особо отметить фундаментальную роль направления **Big Data**.

– *Переход к низкоуглеродной энергетике* – использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Потенциальные возможности нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в мире огромны и составляют миллиарды тонн условного топлива. Одной из главных задач шестого технологического уклада является переход к новой энергетической парадигме, основанной на технологиях, которые не способствуют изменению климата. Важным направлением является переход к водородной энергетике. Ключевым моментом осуществления «водородной

экономики/водородной цивилизации» будет наличие дешевых, экологически приемлемых и целесообразных методов его получения.

9. Управление технологическим развитием (функциональная модель)

Система управления должна обеспечивать достижение цели технологического развития на основе интеграции управления 2 мета-процессами - научно-исследовательской деятельностью и производственно-технологической деятельностью. В целях обеспечения интегрированного подхода при формировании системы управления требуется описать функциональную модель.

Функции системы управления можно разделить на следующие группы:

- стратегическое управление;
- операционное управление (исполнение);
- мониторинг и контроль.

Стратегическое управление предусматривает:

- прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на долгосрочный период в увязке с прогнозом социально-экономического развития;
- общее целеполагание научно-технологического развития в рамках Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 1 декабря 2016 г. №642 "О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации", в увязке с национальными целями развития;
- определение технологических приоритетов;
- определение основных направлений международного научно-технического взаимодействия.

Операционное управление предусматривает механизмы и инструменты технологического развития, которые реализуются в рамках:

- Единого плана по достижению национальных целей развития

Российской Федерации на период до 2024 года и на плановый период до 2030 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 октября 2021 г. №2765-р, в части выполнения задач технологического развития;

- функциональных инструментов управления, таких как государственная программа научно-технологического развития, государственная программа экономического развития и инновационной экономики, программа развития цифровой экономики, программы институтов развития;
- отраслевых государственных программ и корпоративных программ и проектов, включающих научно-технологические разделы;
- проектов и программ структурного развития - соглашения по развитию сквозных технологий, проекты-маяки, передовые инженерные школы и другие;
- управления нормативно-справочной информацией (определение перечней критических и сквозных технологий, формирование справочников наилучших доступных технологий, формирование таксономии проектов технологического суверенитета).

Мониторинг и контроль предусматривает:

- мониторинг исполнения проектов и программ в рамках государственной автоматизированной системы управления;
- мониторинг уровня развития технологий и производства высокотехнологичной продукции по критическим и сквозным технологиям;
- научно-техническую экспертизу и оценку результатов в сфере исследований и разработок, в том числе с привлечением федерального государственного бюджетного учреждения "Российская академия наук";
- статистическое обеспечение мониторинга технологического развития и инновационной деятельности.

Проведенные исследования и выявленные проблемы в рамках диссертационной работы позволили определить следующие практические задачи и основные направления технологического развития нефтяной и газовой промышленности России:

В области разведки месторождений нефти и газа – освоение Арктики, предполагающее развитие инфраструктуры и транспортных артерий, а также использование ресурсов Арктики. Необходимо проведение активных геологоразведочных работ на всем арктическом шельфе. Для эффективной разработки углеводородных ресурсов на шельфе Арктики нужны новые, прорывные, технологии и технические решения, обеспечивающие существенное снижение издержек производства. Другим важным направлением является новые научно-технические и технологические решения как для обоснования нефтегазоносности глубин 7 – 10 км, так и для возможности реальной нефтегазодобычи с этих глубин.

В области разработки и технологий добычи нефти – создание эффективные технологии добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов, масштабным использованием современных инновационных методов увеличения нефтеотдачи – тепловых, газовых, химических, микробиологических и быстрого наращивания масштабов их применения. К значительному повышению эффективности разработки нефтегазовых месторождений, включая ТРИЗ, приведет использование цифровых технологий.

В области транспорта нефти и газа - для хранения и транспортировки метана предлагается использовать новые формы углерода, фуллерены, нанотрубки и нановолокна, разработанный в России новый материал – углеродное волокно на основе доступного дешевого сырья, позволяющий усовершенствовать способы хранения сжатого газа, увеличив объемы транспортируемого газа в существующих емкостях, либо уменьшив объем хранилища и транспортного средства в сравнении с существующим в 1,5 – 2 раза.

В области нефтепереработки и газохимии - развитие нефтеперерабатывающей промышленности за счет увеличения глубины нефтепереработки, а также за счет создания новых технологий по каталитическому реформированию бензинов, гидроочистке топлив для реактивных двигателей и дизельных топлив, изомеризации, алкилированию, гидродепарафинизации и деароматизации, получению кислородсодержащих высокооктановых добавок. Использование оптимального варианта технологического процесса глубокой переработки матричной нефти в низкокипящие фракции способом прямой каталитической гидрогенизации.

В области сжижения природного газа - производство малотоннажного СПГ расширит возможности газификации России, поскольку транспортировать СПГ автомобильным, железнодорожным, речным транспортом – более эффективный вариант относительно строительства газопроводной системы, способствует освоению мелких месторождений природного газа, отдаленных от системы магистральных газопроводов.