

ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ:

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ,
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ



■ Недра ■

М. Д. БЕЛОНИН, О. М. ПРИЩЕПА, Е. Л. ТЕПЛОВ,
Г. Ф. БУДАНОВ, С. А. ДАНИЛЕВСКИЙ

ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ:
геологическое строение,
нефтегазоносность
и перспективы освоения



Санкт-Петербург

2004

Авторский коллектив

М. Д. Белонин, О. М. Прищепа, Е. Л. Теплов, Г. Ф. Буданов, С. А. Данилевский

Рецензенты

*А. А. Плотников, доктор геолого-минералогических наук**В. С. Лазарев, доктор геолого-минералогических наук*

Т41 Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М. Д. Белонин, О. М. Прищепа, Е. Л. Теплов и др. – С.-Петербург, Недра, 2004. – 396 с.

В монографии в соответствии с современными представлениями охарактеризованы особенности геологического строения (тектоника, стратиграфия, литология), нефтегазоносность (коллектора и покрывки, комплексы, районирование, геохимические условия) и дана характеристика типовых месторождений нефти и газа.

Сформулированы методические основы формирования стратегии освоения и воспроизводства запасов нефти и газа. Приведена современная оценка нефтегазового потенциала.

Предложена концепция освоения нефтегазового потенциала Тимано-Печорской провинции в соответствии с оценкой ресурсной базы, сценариями развития нефте-транспортной инфраструктуры, отвечающая задаче наращивания и долговременного поддержания добычи нефти и газа.

Изложены принципы формирования программ воспроизводства запасов нефти и газа и лицензирования на примере Тимано-Печорской провинции. Определены приоритетные направления региональных и геологоразведочных работ на период до 2020 г., позволяющие обеспечить простое воспроизводство запасов нефти и газа.

Ил. 95, табл. 27, библиограф. 99 назв.

ВВЕДЕНИЕ

Поддержание добычи нефти в Российской Федерации в соответствии с утвержденной Правительством «Энергетической стратегией России до 2020 г.» возможно только при форсированной подготовке новых запасов, что требует интенсивного проведения геологоразведочных работ и соответствующих затрат. Их объемы должны существенно превышать достигнутые в последние годы в России, когда подготовка новых запасов нефти значительно отставала от объемов добычи. В Тимано-Печорской провинции ситуация с воспроизводством запасов схожа с ситуацией в целом по России.

Из десяти крупнейших нефтегазовых бассейнов мира пять принадлежат России. Вслед за Западно-Сибирским нефтегазовым мегабассейном к их числу относятся Волго-Уральский, Лено-Тунгусский и Тимано-Печорский нефтегазовые бассейны (НГБ). Все они находятся на разных стадиях изученности и освоенности, но для всех характерен еще достаточно высокий ресурсный потенциал. Тимано-Печорский НГБ занимает среди указанных бассейнов особое положение, поскольку наиболее приближен к крупнейшим промышленным центрам Северо-Запада России.

Детальный анализ потенциала нефтегазовых провинций, наряду с разработкой государством стратегии восполнения запасов и координации деятельности в этом направлении, позволяет говорить с большей обоснованностью о перспективах роста и поддержания добычи нефти в долгосрочной перспективе.

Развитие нефтегазового комплекса Северо-Западного региона России играет важную роль в реализации энергетической политики стра-

ны, формировании новых нефтедобывающих районов и межрегиональной системы транспорта энергоносителей.

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн имеет стратегическое значение в топливно-энергетическом комплексе Северо-Запада России. Его промышленные запасы с учетом ресурсов шельфа Печорского моря будут играть в ближайшие годы значительную роль в топливно-энергетическом балансе России из-за выгодного географического положения и близости к рынкам сбыта.

В целом регион обладает значительным потенциалом для расширения сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности

Вместе с тем, для изучения и дальнейшего освоения нефтегазового потенциала необходимо дать ответ на ряд принципиальных вопросов, возникающих по мере получения новой геолого-геофизической информации, решение которых позволит обосновать направления поисково-разведочных работ и эффективную методику их проведения.

Переход к новой системе недропользования, произошедший в начале 90-х годов, к сожалению, не позволил как использовать огромный научный потенциал специалистов, работающих в геологоразведке, так и развивать их представления, определяющие новые направления ГРП в регионах. Все это привело к «топтанию на месте» с подготовкой новых запасов и посути к «проеданию» ранее подготовленных заделов.

Необходимость в подготовке настоящей монографии в значительной мере обусловлена отсутствием в последние 20 лет всеобъемлющей работы по территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, затрагивающей весь комплекс проблем нефтяной геологии и стратегию ее освоения.

Тимано-Печорский осадочный бассейн, безусловно, является уникальным как по сложности и многообразию геологических объектов, так и по условиям их образования. Здесь выявлены почти все типы залежей, как по разнообразию ловушек, коллекторов, так и по характеристикам углеводородов. Диапазон нефтегазоносности – от верхнепротерозойских до среднетриасовых отложений. Глубины залегания залежей варьируют от 5 км до 150 м. Такое разнообразие при выявлении основных закономерностей геологических явлений позволяет надеяться на открытие еще значительного количества месторождений.

В монографии отражены современные представления о геологическом строении, дана оценка нефтегазового потенциала, рассмотрены

вопросы подготовки запасов углеводородов и развития нефтедобычи в Тимано-Печорской провинции. Вопросы стратегического планирования базируются на самых современных оценках нефтегазового потенциала региона, учитывающих результаты геологоразведочных работ за период 1993–2003 гг. Все официально рассмотренные и прошедшие Государственную экспертизу оценки были выполнены в последние 30 лет ВНИГРИ и Тимано-Печорским Научно-Исследовательским Центром.

В настоящее время наиболее освоена южная часть провинции, северные же территории (Ненецкий автономный округ – НАО), характеризующиеся сложными географо-экономическими условиями, наличием высокой составляющей трудноизвлекаемых запасов и ресурсов нефти, отсутствием транспортной инфраструктуры, находятся на начальной стадии освоения. Несмотря на наличие ряда подготовленных к разработке крупных нефтяных месторождений, они не вовлекаются в освоение. Работы по переводу значительного объема прогнозных и перспективных ресурсов в разведанные запасы проводятся весьма ограниченно.

Главная причина сложившейся ситуации связана не с геологическими факторами, а с нерешенностью ряда ключевых проблем. Этим проблемам также посвящена значительная часть монографии.

При подготовке данной монографии использованы научные обобщения и геолого-геофизические материалы, выполненные в производственных (ГФУП «Ухтанефтегазгеология», ООО «Нарьянмарнефтегаз», ООО «Лукойл-Коми», ООО «Севергазпром», ОАО «Архангельскгеолодобыча») и научных организациях (ВНИГРИ, ТП НИЦ, ВНИГНИ, ИГиРГИ, ИГ Коми научного центра УрО РАН, МГУ, Печоринионефть, Севернинигаз), проводивших работы в регионе. Особо следует отметить постоянную поддержку и методическое руководство при проведении этих работ со стороны МПР Республики Коми и МПР РФ.

Настоящая монография – плод работы двух научных центров: ВНИГРИ и ТП НИЦ.

При написании отдельных глав использованы материалы, любезно предоставленные В. И. Богацким, А. П. Боровинских, Т. К. Баженовой, Г. А. Григорьевым, Н. А. Довжиковым, В. П. Елохиным, А. В. Курановым, В. Н. Макаревичем, А. В. Мартыновым, Н. М. Невской, Н. И. Никоновым, А. А. Отмасом, З. П. Складовой, С. Б. Старостиной, Ю. М. Трифачевым, за что авторы выражают им благодарность. Также при подготовке рукописи были использованы отдельные неопубликованные

материалы из отчетов, выполненных под руководством А.А.Султанаева и Л.Г.Каретникова.

Организация и научное руководство работой осуществлены членом-корреспондентом РАН, д.г.-м.н., профессором М.Д. Белониным, редактирование рукописи проведено к.г.-м.н. Г.Ф. Будановым. Окончательная редакция выполнена к.г.-м.н. О.М.Прищепой и к.г.-м.н. Е. Л. Тепловым.

В оформлении работы и подготовке таблиц приняли участие М. П Николаева, И.П.Лахтикова, Л.А.Орлова. Рисунки подготовлены в СКАЦ ВНИГРИ (С.А.Виноградов, В.А.Гофлин).

1. КРАТКИЙ ОЧЕРК ИСТОРИИ ОСВОЕНИЯ

В истории освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) выделяются несколько этапов, которые отражены различными авторами как в геологических отчетах, так и монографиях, посвященных проведению геологоразведочных работ на территории провинции (Кремс, 1974; Спиридонов, 1989; Панкратов, 1995; Теплов, 2000; Толкачев, 2000 и др.) [87].

В течение наиболее ранней стадии изучения Печорского края, с начала XIII века и до 1770 г., в так называемый «период рудознатцев», проводились незначительные по объему поисковые работы на различные полезные ископаемые: медные руды, соли, нефть. Первое достоверное упоминание о нефти на р. Ухта, левом притоке р. Ижма, приводится в Двинской летописи XV века. В литературе впервые о нефти на Ухте указывает Н. Витсен.

В своей книге, вышедшей в Амстердаме в 1692 г., он пишет, что на р. Ухте выделяется нефть, здесь же находится доманик, «который горит наподобие свечи».

Промышленное освоение ухтинской нефти началось в 1745 году, когда архангелогородский купец Ф. С. Прядунов построил «нефтяной завод», явившийся по сути дела первым в мире нефтеперегонным предприятием. Объем добычи нефти на Ухте составлял 4 тыс. пудов в год, из которых получали до 1 тыс. пудов светлых продуктов.

Более поздние исследования на нефть проводились крестьянином Ратовым и купцом Соболевым, обнаружившими нефтяные выходы на притоках рек Ухты и Ижмы. Однако эти находки не привели к основанию новых предприятий.

В 1843 г. первая крупная научная экспедиция в Печорский край была осуществлена А. А. Кейзерлингом и П. И. Крузенштерном. А. А. Кейзерлинг дал научное описание Ухтинского нефтеносного района, который он представлял как просто построенную пологую антиклинальную складку. Он установил, что нефтесодержащей породой является так называемый «доманик» мергельно-глинистый сланец, пропитанный нефтью.

Результаты работ А. А. Кейзейрлинга и П. И. Крузенштерна оказались настолько внушительными, что снова пробудили интерес к Ухтинскому нефтеносному району, который после прекращения деятельности прядуновского «нефтяного завода» был заброшен более чем на сто лет.

Крупный вклад в дело изучения и промышленного освоения Печорского края внес сибирский золотопромышленник М. К. Сидоров, проводивший исследования в бассейне р. Печоры в 1860–1882 гг. В 1865–1868 гг. он пробурил ручным способом первые разведочные скважины на Ухте, положив начало новой отрасли промышленности – добыче нефти. Скважинами глубиной до 52 метров во вскрытом разрезе было установлено 8 нефтеносных и 2 газоносных пласта.

Впоследствии большое значение имела знаменитая Тиманская экспедиция 1889–1890 гг. под руководством Ф. Н. Чернышева. Она положила начало целенаправленным научным исследованиям Тимана и, в частности, Ухтинского района. Детальное изучение выходов нефти в районе р. Ухты дало Ф. Н. Чернышеву основание сделать вывод о том, что нефтепроявления распределяются вдоль антиклиналей, образованной песчано-мергельным горизонтом, лежащим под домаником, опровергнув тем самым мнение А. Кейзейрлинга, который нефтеносным считал доманик.

Исследования Тимана Ф. Н. Чернышевым вновь пробудили интерес к ухтинской нефти у ряда частных предпринимателей, наиболее успешным из которых был А. Гансберг. В течение 1899–1909 гг. он лично руководил бурением на нефть в 14 различных точках, и практически везде им были отмечены нефтепроявления.

После Тиманской экспедиции Ф. Н. Чернышева последовали экспедиции А. П. Павлова и А. А. Чернова (1902 и 1904 гг.), П. И. Полевого (1907 г.), А. Н. Замятина (1909–1910 гг.), В. И. Стукачева (1910–1913 гг.). В результате проведенных работ был получен ценный материал по геологии и нефтегазоносности района, а также по качеству нефтей.

С целью дальнейшей добычи и переработки ухтинской нефти были образованы различные товарищества, в том числе Русское товарищество «Нефть» (1913–1917 гг.), которое продолжало работы в бассейнах рек Ухта и Чибью до 1922 г. Наиболее весомым достижением этого периода было получение нефти (около 40 пудов) из скважины № 1 РТН, пробуренной в 1916 году Русским товариществом «Нефть» близ р. Чибью, левого притока р. Ухты.

В 20-х годах XX века геологические исследования Печорского края продолжались, но, правда, в небольших объемах.

В 1925 году Е. Д. Сошкина указала на битуминозность каменноугольных пород в районе р. Большой и Малый Паток. В 1926 году, исследуя нижнекаменноугольные песчаники Точильной горы на р. Соплеск, А. А. Чернов установил проявления асфальтов и асфальтитов. Он высказал предположение о наличии нефти «в глубине этого обширного района битуминозных пород». В 1925 и 1927 гг. Т. А. Добролюбова изучала тектонические условия залегания каменноугольных образований верхнего течения р. Печоры. Большое значение имели исследования А. А. Черепникова (1925–1927 гг.), впервые занимавшегося изучением ухтинских газов, внимание на которые в 1918 году обратил И. М. Губкин.

Тем не менее, несмотря на значительный интерес к Ухтинскому району, продолжения геологоразведочных работ в его пределах на ближайшие годы не предусматривалось.

Толчком к началу планомерных геологоразведочных работ в ТПП явилось получение фонтанного притока нефти близ Чусовских Городков (Пермский округ) в 1926 г. Это открытие вызвало значительный интерес в центральных организациях к нефти Европейского северо-востока.

В современной истории развития геологоразведочных работ ТПП можно выделить несколько основных этапов, связанных с имевшимися на то время представлениями об особенностях геологического строения территории, перспективами её нефтегазоносности.

I этап (1929–1960 гг.)

Планомерное геологическое изучение региона было начато с 1929 года, с момента высадки на р. Ухту первой крупной геологоразведочной экспедиции ОГПУ под руководством С. Ф. Сидорова, которая уже в 1930 году открыла Чибьюское нефтяное месторождение. Первооткрывательница месторождения скважина № 5 была заложена Н. Н. Тихоновичем.

Значение открытия Чибьюского месторождения состояло не только в том, что это было первое промышленное месторождение в Коми крае, подтвердившее мнение геологов о высоких перспективах нефтегазоносности Ухтинского района, но и в том, что это была первая промышленная нефть, полученная из девонских отложений на территории СССР. Этот факт имел большое значение, так как позволил в дальнейшем ве-

сти настойчивые и уверенные поиски девонской нефти и в районах Волго-Уральской провинции, увенчавшиеся успехом.

После открытия Чибыюского месторождения поисковые работы на нефть в Коми АССР были развернуты на значительной площади.

Но до середины 1950-х гг. работы были сосредоточены на юго-восточном склоне Южного Тимана и в южной части Печорско-Кожвинского мегавала, где на дневную поверхность выходили породы верхнего палеозоя. Это было обусловлено тем, что именно в этих районах глубины залегания маркирующих горизонтов были доступными для структурно-поискового бурения.

В 1932 г. в свode крупной Ухта-Ижемской антиклинали на глубине порядка 200 метров в песчаниках среднего девона было открыто крупное Ярегское месторождение тяжелой нефти. На базе этого месторождения и ранее открытого Чибыюского начали развиваться добычные работы.

По результатам открытия Чибыюского и Ярегского нефтяных месторождений в 1934 г. была проведена научно-практическая конференция, возглавляемая президентом АН СССР академиком А.П. Карпинским, которая высоко оценила работу геологов Н.Н. Тихоновича, А. А. Аносова, И. Н. Стрижова и рекомендовала ускорить проведение геологоразведочных работ (ГРП) в Ижемском и Верхне-Ижемском районах.

В 1935 году в верхнем течении реки Ижмы в 90 км к юго-востоку от г. Ухта в скважине № 1/39, заложенной по рекомендации Н. Н. Тихоновича и А. А. Аносова, из среднедевонских песчаников был получен мощный фонтан газа, возвестивший об открытии значительного по масштабам того времени Седьельского газового месторождения, на базе которого впоследствии был создан первый в СССР газовый промысел.

После 1935 года темп разведочного бурения был снижен, что связано с переориентацией на эксплуатацию месторождений, переработку нефти и т. д.

Некоторое оживление региональных, поисково-разведочных работ наблюдается в 1938–1941 гг. Так, в 1941 году пробурено 11,773 тыс. пог. м скважин. Во время Великой отечественной войны разведочные работы были приостановлены или проводились в незначительных объемах. В 1943 г. объем разведочного бурения сократился до 4,238 тыс. пог. м. Тем не менее, в 1943 году из нижних горизонтов франского яруса верхнего девона на Войвожской площади был получен фонтанный приток газа, возвестивший об открытии одноименного месторождения. В 1946 го-

ду на этой же площади была выявлена залежь легкой нефти в терригенных отложениях среднедевонского возраста.

Вслед за Войвожским нефтегазовым месторождением в Омра-Сойвинском нефтегазоносном районе в конце 1940-х, начале 1950-х гг. были выявлены Нямедское газовое (1947 г.), Верхнеомринское газонефтяное (1948 г.), Кужкодзское газовое (1950 г.), Нижнеомринское нефтегазовое (1951 г.), Северо-Седьельское газовое (1951 г.) месторождения.

Однако, после 1951 года, в течение нескольких последующих лет не было открыто ни одного месторождения, а открытые в 1956 гду Джебольское газонефтяное, Северо-Мылвинское нефтяное, Изкосьгоринское газовое и Вельюское нефтяное месторождения оказались мелкими по запасам.

Таким образом, юго-восточное направление, избранное ухтинскими геологами в начале пятидесятых годов, себя практически исчерпало. Лишь в южной части Ижма-Печорской впадины структурным бурением, проведенным по инициативе Б. Я.Вассермана, удалось выявить пологое Велью-Тэбукское поднятие и в его пределах впоследствии подготовить Западно-Тэбукскую антиклинальную складку. В пределах последней 22 августа 1959 г. из песчаников среднего девона в скважине № 2 Савинобор был получен мощный фонтан нефти, известивший об открытии Западно-Тэбукского нефтяного месторождения, расположенного в 70 км к востоку от г.Ухты.

К концу 50-х годов требования народного хозяйства вызвали необходимость проведения широких и всесторонних работ на неисследованных территориях севера ТПП с целью изучения их геологического строения и выяснения перспектив нефтегазоносности. Существующая в эти годы карта геологического строения изучаемой территории, составленная Авровым В. А. приведена на рис. 1 [30].

В 1958 году, во ВНИГРИ для осуществления правительственной программы (от 28.07.1953 г.) в соответствии с научными представлениями о перспективах нефтегазоносности северной части ТПП создается Тимано-Пайхойская экспедиция во главе с В. А. Дедеевым. Это была первая и единственная в то время экспедиция, проводившая поисковые работы на нефть и газ в северных районах ТПП. Начиная с 1958 года, Тимано-Пайхойская экспедиция регулярно выезжала на полевые работы в районы Ненецкого автономного округа. Первые же результаты анализа геологических и геофизических работ легли в основу первой количественной оценки углеводородов, произведенной в 1960 году во

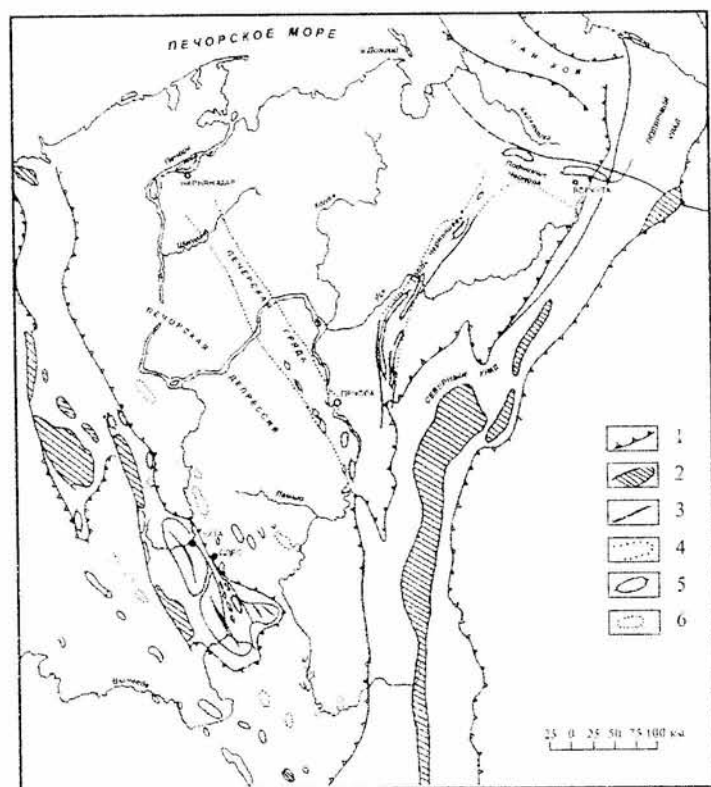


Рис. 1. Обзорная карта Тимано-Пайхойской области (составил В. А. Авров, 1958 г.). 1 – границы Тимана, Урала и Пай-Хоя; 2 – выступы метаморфических сланцев (свита «М»); 3 – разломы и другие тектонические контакты; 4 – контуры крупных структурных элементов в областях развития осадочного покрова; 5 – антиклинальные структуры, проверенные геологическими исследованиями; 6 – структуры, намеченные геофизическими исследованиями.

ВНИГРИ под руководством С.М. Домрачева. В 1961–1962 гг. коллективом авторов ВНИГРИ и УТГУ была составлена сводная карта прогноза нефтегазоносности Тимано-Печорского бассейна.

В 1963 году В. А. Дедеевым на основании анализа геологических и геофизических материалов, а также результатов работ Тимано-Пайхойской экспедиции (за 1958–1963 гг.) для северной части ТПП была составлена карта прогноза нефтегазоносности (рис. 2) [31].

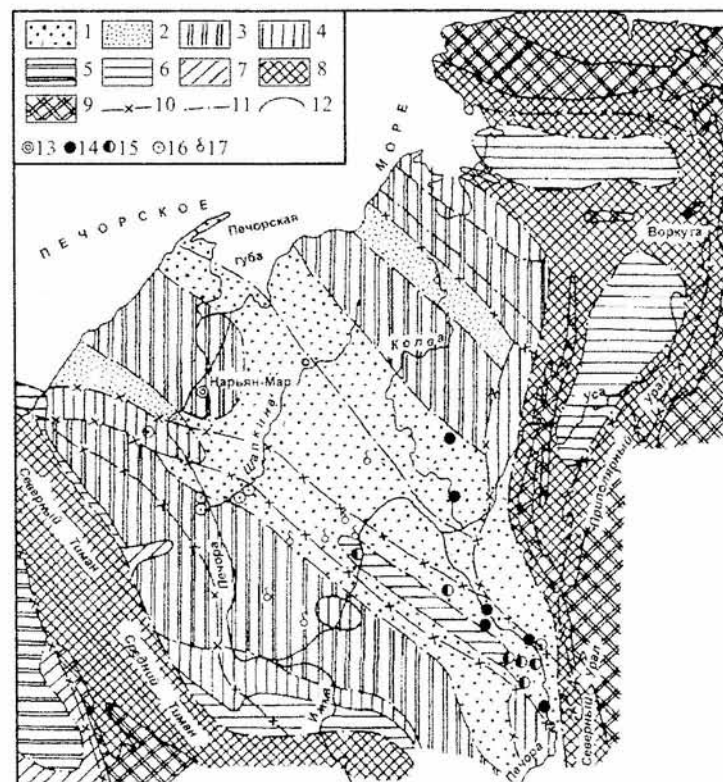


Рис. 2. Карта прогноза нефтегазоносности севера ТПП (составил В. А. Дедеев, 1963 г.). 1–7 – перспективные территории по степени перспективности от максимальной (1) до минимальной (7); 8 – территории неблагоприятные для образования и сохранения промышленных месторождений нефти и газа; 9 – территории, нефтегазоносность которых невозможна, ввиду отсутствия осадочных пород или широкого развития магматических и метаморфических пород; 10 – границы нефтегазоносных районов; 11 – границы зон нефтегазоаккумуляции; 12 – границы перспективных и бесперспективных земель; 13 – скважины; 14 – скважины с притоками нефти и газа; 15 – нефтепроявления в скважинах; 16 – газопроявления в скважинах; 17 – выходы спонтанных газов.

Подводя итоги I этапа, охватившего почти тридцатилетний период (1929–1960 гг.), необходимо отметить, что его следует рассматривать как подготовительный, заложивший основы геологоразведочных работ

на нефть и газ, для последующего наиболее значительного II этапа в истории поисков месторождений нефти и газа в ТПП.

За 30 лет объем опорного, поискового и разведочного бурения составил 669 тыс. пог.м, выявлено 5,5% от начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти и 5,1% – газа, что позволило нефтяникам и газовикам извлечь из недр 7,2 млн. т нефти и 12,2 млрд. м³ газа.

II этап (1961–1980 гг.)

Наиболее широкий разворот геологоразведочные работы (ГРР) получили в начале 60-х годов. Это позволило значительно расширить масштабы поисково-разведочных исследований, выйти с геофизическими работами и бурением в новые до сего времени районы, в короткое время выявить наиболее нефтегазоперспективные направления и сосредоточить на этих направлениях основные объемы работ.

Данный период характеризуется широким выходом крупномасштабных геофизических и буровых работ на всю территорию Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: от Тимана до западного склона Урала и от Пермской области до Баренцева моря (о. Колгуев).

Успехи научно-исследовательских работ, особенно 1958–1962 гг., позволили уверенно обосновать необходимость расширения ГРР, определить приоритетные районы для постановки геолого-поисковых и геофизических работ, в кратчайшие сроки выявить перспективные направления ГРР и сосредоточить на этих направлениях основные объемы работ.

Так, первые крупномасштабные тектонические карты, на которых были показаны основные структурно-тектонические элементы ТПП, выявленные к тому времени, были составлены во ВНИГРИ уже в 1960–1963 гг. (В. А. Дедеев, С. М. Домрачев) (рис. 3) и УТГУ в 1964 г. (А. Я. Кремс, Г. В. Чернявский) (рис. 4) [30, 31]. На их основе были составлены «Карты перспективных площадей ТПП» в 1961 и 1963 гг., не потерявшие своей актуальности вплоть до настоящего времени (рис. 5).

Были намечены перспективные площади в северных районах ТПП: на Печоро-Кожвинском и Колвинском мегавалах и Лайском валу. Здесь впоследствии были открыты такие значительные нефтяные и газонефтяные месторождения, как Возейское, Шапкинское, Лаявожское и другие.

Подтверждением высокой перспективности Ижма-Печорской впадины, о чем в свое время говорили Н. Н. Тихонович, В. М. Сенюков,

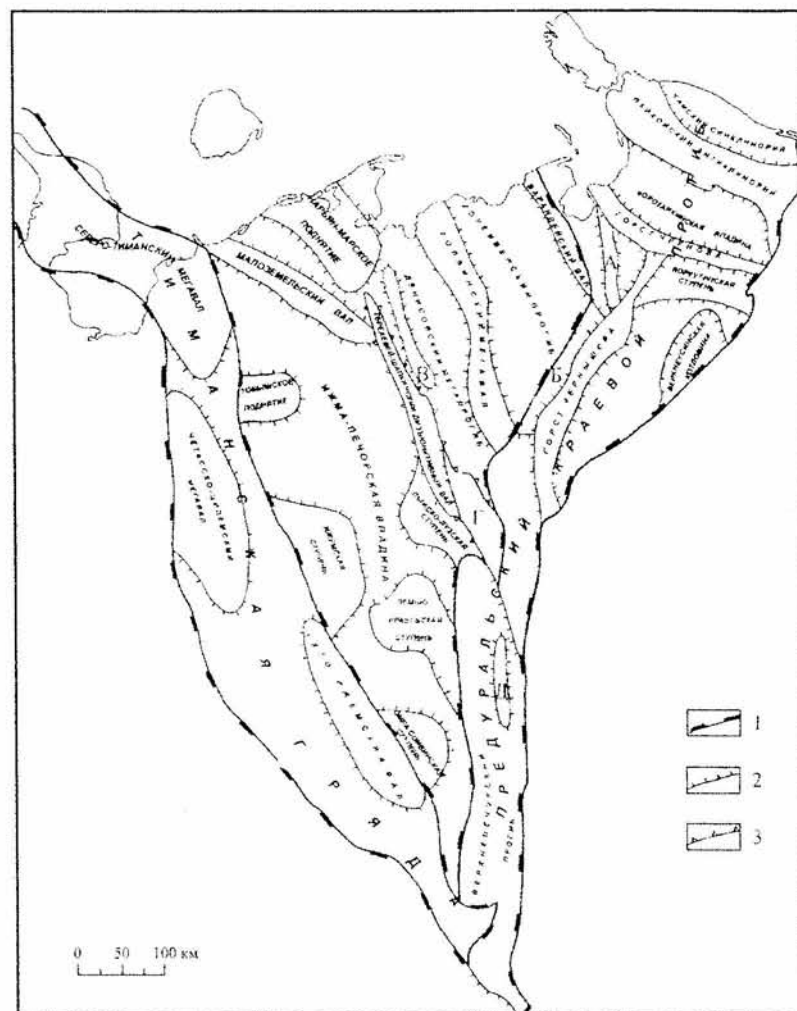


Рис. 3. Тектоническая карта севера Русской плиты (составили В. А. Дедеев и др., 1966 г.). Контуры платформенных структур: 1 – крупнейших (надпорядковых) структур и соединяющих их седловин; 2 – крупных структур (I порядка); 3 – авлакогенов; тектонические структуры: А – горст Гамбурцева, Б – Усино-Кушпорская антиклинальная зона, В – Шапкина-Юрьяхинский вал, Г – Лыжско-Кыртаельский дизъюнктивный вал, Д – Вуктыльский вал.

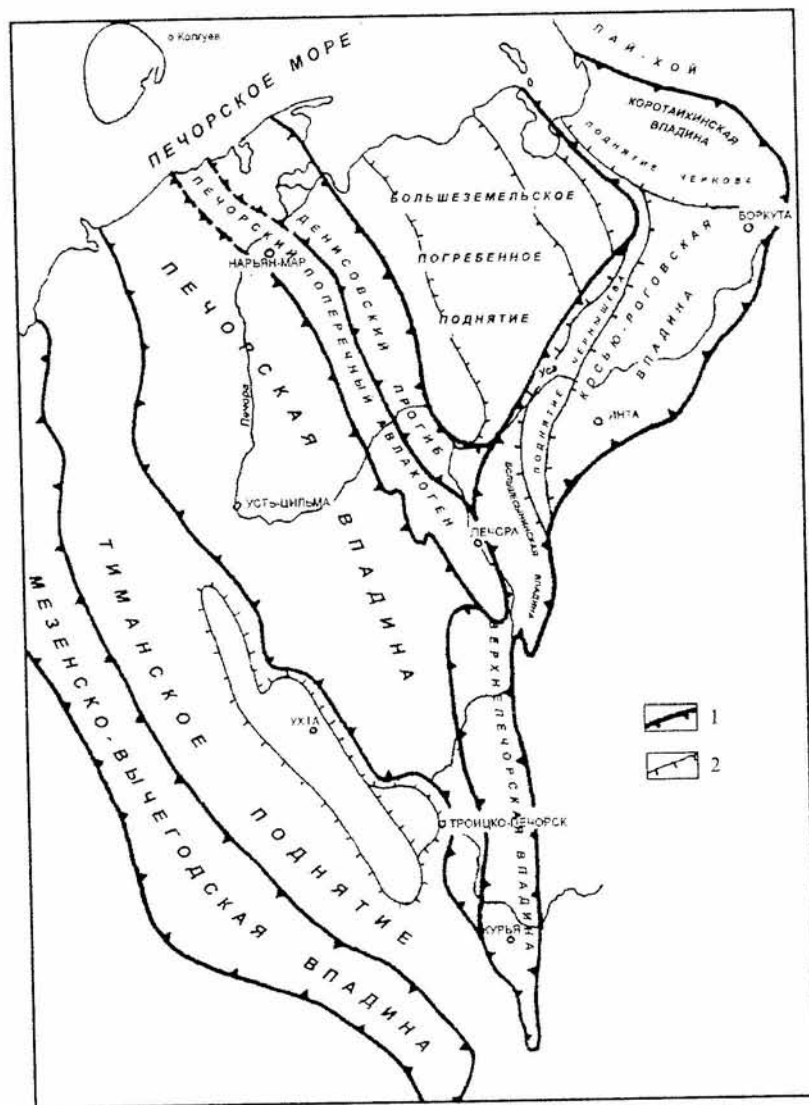


Рис. 4. Схематическая тектоническая карта Тимано-Печорской области (составили А. Я. Кремс, Г. В. Чернявский, 1964 г.). 1 – границы крупнейших (региональных, надпорядковых) структур; 2 – крупных структур (первого порядка).

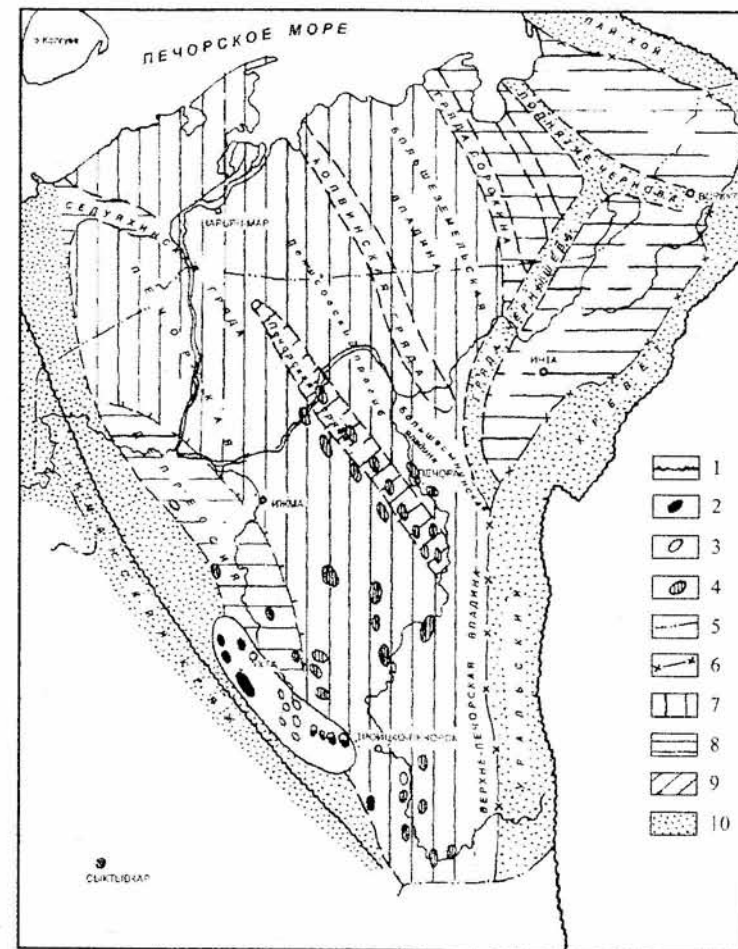


Рис. 5. Обзорная схематическая карта перспективных площадей и месторождений ТПП (составили А. Я. Кремс, Г. В. Чернявский, 1964 г.). 1 – горные сооружения (Тиман, Урал); 2 – нефтяные месторождения; 3 – газовые месторождения; 4 – выявленные структуры; 5 – границы Коми АССР; 6 – границы складчатого Урала и Пай-Хоя; 7 – перспективные площади; 8 – менее перспективные площади; 9 – площади, требующие окончательного выяснения перспектив; 10 – бесперспективные площади, требующие окончательного выяснения перспектив.

В. А. Левченко, О. А. Солнцев, В. А. Авров, С. М. Домрачев и др., служат открытые здесь месторождения нефти: Мичаюское (1961 г.), Восточно-Савиноборское (1962 г.), Северо-Савиноборское и Пашнинское (1963 г.).

Впервые была сделана удачная попытка «оторваться» от объектов Тимана и его восточного склона. Так, в южной части Колвинского мегавала в опорной скважине №1, пробуренной в устье р. Колва, была установлена нефтеносность фаменских и каменноугольно-нижнепермских отложений.

Оправдались прогнозы, высказанные В. А. Левченко, А. Н. Розановым, О. А. Солнцевым, А. А. Черновым, Г. А. Черновым, В. Я. Авровым, С. М. Домрачевым, В. А. Дедеевым и другими геологами, о перспективах нефтегазонасности северной части ТПП и Большеземельской тундры.

За пять лет с 1961 по 1965 г. запасы углеводородного сырья возросли на 84% по сравнению с предыдущим 30-летним периодом, в т. ч. по нефти (с учетом конденсата) более чем в 2,7 раза. Было пробурено 575 тыс. пог. м скважин, или в 1,7 раза больше, чем за предыдущий пятилетний период (табл. 1).

Большое развитие в эти годы получило параметрическое и опорное бурение. В 1956–1960 гг. была пробурена одна, в 1961–1965 гг. – 2 опорных и 25 параметрических скважин. Причем эти скважины были «выдвинуты» далеко на север, в неисследованные районы Предуральяского прогиба, Печорской тектонической гряды, в Большеземельскую и Малоземельскую тундры, а также в юго-западное Притиманье. Следует заметить, что значительно возросли глубины скважин. Так, Нарьян-Марская опорная скважина № 1 достигла глубины 3721,8 м. Это более чем на 1000 м глубже, чем самая глубокая стратиграфическая скважина № 1, завершенная проходкой 1958 г. на Израельской площади.

Однако в эти годы серьезную озабоченность вызывало состояние газовых ресурсов провинции. За 10 лет практически не было открыто ни одного крупного месторождения газа. Это привело к тому, что добыча газа в Коми АССР заметно снизилась. Если в 1958 г. было добыто 1,14 млрд. м³ газа (это максимальный уровень добычи с начала разработки газовых залежей в 1939 г.), то в 1965 г. – 0,8 млрд. м³, хотя по плану предполагалось получить в 1965 г. до 4,5 млрд. м³ газа. Выявленные в 1961–1963 гг. мелкие по запасам Курьинское, Печорожвинское

Таблица 1

Динамика объемов ГРП

Виды работ	Республика Коми												Ненецкий автономный округ												
	Прирост запасов нефти кат.С ₁ , млн.т	Прирост запасов нефти кат.С ₁ , млн.т (с учетом списания и пересечки)	Прирост запасов свободного газа кат.С ₁ , млрд.м ³	свободного газа кат.С ₁ , млрд.м ³ (с учетом списания и учета)	Объем глубокого бурения, всего, тыс.м	в том числе: на нефть	на газ	Объем сейсморазведки всего, тыс.пог.км	Разведанность НСР нефти	Разведанность НСР свободного газа	Эффективность, т.у.т/м	Открыто месторождений УВ, всего	Прирост запасов нефти кат.С ₁ , млн.т	Прирост запасов нефти кат.С ₁ , млн.т (с учетом списания и пересечки)	Прирост запасов свободного газа кат.С ₁ , млрд.м ³	свободного газа кат.С ₁ , млрд.м ³ (с учетом списания и учета)	Объем глубокого бурения, всего, тыс.м	в том числе: на нефть	на газ	Объем сейсморазведки всего, тыс.пог.км	Разведанность НСР нефти	Разведанность НСР свободного газа	Эффективность, т.у.т/м	Открыто месторождений УВ, всего	
1961-65	128	128	27	27	572	382	190	18,1	11,7	4,1	274	12	128	128	27	27	572	382	190	18,1	11,7	4,1	274	12	
1966-70	168	168	380	380	487	242	245	22,6	23	24,5	1211	3	168	168	380	380	487	242	245	22,6	23	24,5	1211	3	
1971-75	374	374	14	3	398	224	174	16,1	48,1	24,6	996	6	374	374	14	3	398	224	174	16,1	48,1	24,6	996	6	
1976-80	32	-64	25	25	686	377	309	19,0	43,8	26	—	6	32	-64	25	25	686	377	309	19,0	43,8	26	—	6	
1981-85	49	49	51	51	760	433	327	35,3	48,8	24,4	129	9	49	49	51	51	760	433	327	35,3	48,8	24,4	129	9	
1986-90	189	163	11	11	1000	769	231	60,9	49,5	39,9	176	37	189	163	11	11	1000	769	231	60,9	49,5	39,9	176	37	
1991-95	71	22	5	5	365,7	305,9	59,8	28,7	45,4	38,1	110	17	71	22	5	5	365,7	305,9	59,8	28,7	45,4	38,1	110	17	
1996-00	54	-0,6	22	11	203,9	185,6	18,3	6,66	45,6	39,0	231	29	54	-0,6	22	11	203,9	185,6	18,3	6,66	45,6	39,0	231	29	
2000	11,4	-4,1	8,4	-1	75,3	74,2	1,1	2,07	40,6	33,7	263	7	11,4	-4,1	8,4	-1	75,3	74,2	1,1	2,07	40,6	33,7	263	7	
2001	20,1	15,7	1,7	0,2	98,5	96,6	1,9	2,27	41,3	33,7	221	6	20,1	15,7	1,7	0,2	98,5	96,6	1,9	2,27	41,3	33,7	221	6	
2002	10,2	2,8	1,6	-3,1	65,6	64,4	1,2	2,48	41,4	33,6	180	3	10,2	2,8	1,6	-3,1	65,6	64,4	1,2	2,48	41,4	33,6	180	3	
1961-65	—	—	—	—	3	16	14	9,7	—	—	—	—	—	—	—	—	3	2,7	—	—	—	—	—	—	—
1966-70	—	—	3	3	30	16	14	9,7	—	0,1	100	1	—	—	3	3	30	16	14	9,7	—	0,1	100	1	
1971-75	87	87	203	203	185	92	93	20,4	7,2	8,9	1616	7	87	87	203	203	185	92	93	20,4	7,2	8,9	1616	7	

Неенецкий автономный округ

1961-65	—	—	3	—	—	2,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1966-70	—	—	3	3	3	30	16	14	9,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1971-75	87	87	87	203	203	185	92	93	20,4	7,2	8,9	1616	100	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Виды работ	Прирост запасов нефти кат. C ₁ , млн. т	Прирост запасов нефти кат. C ₁ , млн. т (с учетом списания и переоценки)	Прирост запасов свободного газа кат. C ₁ , млрд. м ³	свободного газа кат. C ₁ , млрд. м ³	учетом списания и кининия	Объем бурения, всего, тыс. м	в том числе: на нефть	на газ	Объем сейсморазведки всего, тыс. пог. км	Разведанность НСР нефти	Разведанность НСР свободного газа	Эффективность, т. у. т/м	Открыто месторождений в Б, всего
1976-80	184	177	234	234	234	542	385	157	25,3	22,0	18,8	771	11
1981-85	255	255	40	40	40	735	612	123	53,1	32,5	33,8	404	12
1986-90	264	264	3	3	3	1226	966	260	55,2	32,5	45,7	218	37
1991-95	125	41	2	-25	383	386	383	3	19,5	34,2	48,7	116	8
1996-00	21	14	24	24	25,3	25,3	25,3	—	1,5	34,8	51,2	1608	—
2000	1,7	1,7	—	—	—	6,4	6,4	—	0,04	30,7	47,0	4250	—
2001	17,5	17,2	—	—	—	19,2	19,2	—	0,21	31,3	47,3	1136	1
2002	7,9	7,9	—	—	—	30,7	30,7	—	0,22	31,6	47,3	527	—
Тимано-Печорская провинция													
1961-65	128	128	27	27	27	575	382	190	20,8	6,5	1,8	274	12
1966-70	168	168	383	383	383	517	258	259	32,3	12,7	10,9	1147	4
1971-75	461	461	217	206	206	583	316	267	36,5	29,9	15,8	1192	13
1976-80	216	113	259	259	259	1228	762	466	44,3	34,1	21,9	332	17
1981-85	304	304	91	91	91	1495	1045	450	88,4	40,3	28,1	264	21
1986-90	453	427	14	14	14	2226	1735	491	116,1	39,7	42,5	199	74
1991-95	196	63	7	-20	751,7	688,9	62,8	48,2	48,2	39,3	42,3	119	25
1996-00	75	13,4	46	35	229,2	210,9	18,3	8,16	39,6	39,6	43,8	379	29
2000	13,1	-2,4	8,4	-1	81,7	80,6	1,1	2,11	35,1	35,1	38,8	284	7
2001	37,6	32,9	1,7	0,2	117,7	115,8	1,9	2,48	35,8	35,8	38,9	345	7
2002	18,1	10,7	1,6	-3,1	96,3	95,1	1,2	2,7	36	36	38,8	248	3

и Печорогородское месторождения не могли кардинально изменить сложившуюся ситуацию. Перед геологами стояла задача дать народному хозяйству большой газ.

VII геологическая конференция Коми АССР, состоявшаяся в г. Сыктывкаре 6–11 апреля 1964 г., прошла под знаком решения, прежде всего, газовой проблемы. Конференция наметила основные направления поисков газовых и нефтяных месторождений. Они связывались с Верхнепечорской и Большесынинской впадинами, Денисовским прогибом и склонами сопряженных с ним поднятий (преимущественно на газ); с Печорской депрессией, особенно с зоной регионального выклинивания поддоманиковой продуктивной толщи, а также с зоной сочленения Печорской депрессии с Верхнепечорской впадиной (преимущественно на газ), с зоной регионального выклинивания поддоманиковой продуктивной толщи в Ижма-Печорской впадине и на Омра-Лузском поднятии (преимущественно на нефть).

Важный вывод был сделан о продуктивности новых для ТПП стратиграфических комплексов. В течение многих лет нефтегазоносность провинции связывалась исключительно с девонскими терригенными отложениями. Проведенные в 1959–1963 гг. исследования позволили значительно расширить стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности провинции. Так, поиски и разведку газа и нефти на северо-восточном склоне Печорской гряды, в прилегающей части Большесынинской впадины, в северной части Верхнепечорской впадины и в Денисовском прогибе (на Мишванском поднятии) рекомендовалось проводить не только в девонских, но и каменноугольных, пермских и, частично, на севере – в мезозойских отложениях; поиски и разведку нефти в пределах Велью-Тэбукской и Чикшинской ступеней, Мичаю-Савиноборского и Вольминского валов – в девонских и верхнепермских отложениях; поиски и разведку нефти и газа на Большеземельском своде – в девонских, каменноугольных, пермских и мезозойских отложениях. Эти рекомендации со временем в основном, подтвердились.

В 1962–1963 гг. на Вуктыльской площади практически одновременно были забурены 3 скважины. В 1966 г. из скважины № 3 на Нижневуктыльской и № 21 на Средневуктыльской площадях из каменноугольно-пермских отложений были получены мощные фонтаны конденсатного газа. Так было открыто уникальное высокодебитное Вуктыльское газоконденсатное месторождение.

В феврале 1968 г. произошло еще одно знаменательное событие – из среднедевонских песчаников разведочной скважины № 7 на Усинской площади ударил мощный фонтан легкой нефти. Это позволило по-новому оценить Усинское месторождение. Сейчас установлено, что это одно из самых крупных нефтяных месторождений ТПП.

В 1966–1970 гг. на территории провинции было пробурено 517 тыс. м скважин, что на 10% меньше, чем за предыдущие пять лет. Снижение объема бурения объяснялось выходом ГРП в новые труднодоступные районы, увеличением глубин скважин, усложнением горно-геологических условий.

На 1 января 1971 г. в Тимано-Печорской провинции было открыто 36 месторождений нефти и газа. К этому времени извлекаемые запасы углеводородного сырья увеличились в 3,7 раза по сравнению с предыдущим этапом, в т. ч. по нефти – почти на 75% и по газу – в 10,6 раза. Выдающимся достижением разведчиков недр было открытие Вуктыльского газоконденсатного месторождения, Усинского месторождения нефти и Лаявожского нефтегазоконденсатного месторождения. Открытие новой зоны нефтенакпления на Колвинском валу позволило поставить вопрос о создании нового нефтедобывающего района на севере Коми АССР.

Открытие новых перспективных районов было связано с выявлением залежей конденсатного газа в среднедевонских отложениях Печоро-Кожвинского мегавала и с нижнепермскими ассельско-сакмарскими, отложениями Шапкина-Юрьяхинского вала, где было открыто газовое Шапкинское месторождение. Здесь же впервые был получен фонтанный приток конденсатного газа из мезозойских отложений.

Главным направлением при поисках месторождений нефти и газа в период 1971–1975 гг. стали северные территории Тимано-Печорской провинции: Колвинский мегавал, Денисовская впадина, Шапкина-Юрьяхинский вал, Печоро-Кожвинский мегавал, Хорейверская и Косью-Роговская впадины. Это позволило в течение этих лет открыть 13 месторождений нефти и газа и значительно увеличить прирост запасов углеводородного сырья (табл. 1).

За эти годы помимо широкого географического размещения открытий резко расширился стратиграфический диапазон доказанной промышленной нефте-газоносности недр. Были открыты и подготовлены к разработке десятки залежей углеводородов в карбонатных отложениях новых для региона нефтегазоносных комплексов: каменноугольно-

нижнепермском, верхнедевонском, ордовикско-силурийско-нижнедевонском, а также в терригенных отложениях верхней перми и триаса.

Следует особо отметить, что промышленная нефтеносность карбонатов нижнего девона-силура- верхнего ордовика, выявленная в южной части Хорейверской впадины, доказана впервые в стране, а масштабы запасов крупных месторождений этого комплекса пока не имеют аналогов в мировой практике нефтегазопромысловых работ.

За 1971–1975 гг. были выявлены многочисленные залежи УВ в разнообразных по генезису и морфологии ловушках: рифогенных, структурно-стратиграфических и других. Глубины залежей, на которых была установлена промышленная нефтегазоносность, значительно увеличались: до 4200 м на Среднемакарихинском нефтяном месторождении и до 5629 м на Кочмесской площади, где газ был получен из подсолевых отложений верхнего ордовика.

Главным достижением геолого-поисковых работ этих лет явилось открытие новой крупной сырьевой базы на севере ТПП. В южной части Колвинского мегавала была завершена разведка и были подсчитаны запасы самого крупного в ТПП Усинского нефтяного месторождения. К северу от Усинского месторождения было открыто крупное Возейское месторождение и получены притоки нефти на Хорейверской и Ярейской локальных структурах, что свидетельствовало о промышленной нефтеносности всего Колвинского мегавала.

На Шапкина-Юрьяхинском и Лайском валах были открыты Василковское, Ванейвисское, Южно-Шапкинское, Верхне-Грубешорское и Кумжинское месторождения с газоконденсатными и нефтяными залежами.

За 15 лет (1961–1975 гг.) было пробурено 1675 тыс. пог. м поисково-разведочных скважин – почти вдвое больше, чем за предыдущие 30 лет (1930–1960 гг.), и открыто 29 месторождений (табл. 1). Запасы углеводородного сырья возросли в 16,2 раза, в т. ч. нефти в 16,8 раза, газа – в 15,7 раза. Это позволило добыть за 15 лет 83,1 млн. т нефти (с конденсатом) и 96,6 млрд. м³ газа. На рис. 6 показано состояние геологоразведочных работ в ТПП на 01.01.1976 г.

В течение 1976–1980 гг. была значительно расширена территория поисковых работ, особенно в слабо изученных северных и северо-восточных районах провинции – на Печоро-Кожвинском мегавале, Шапкина-Юрьяхинском вале, в Хорейверской, Косью-Роговской и Корота-

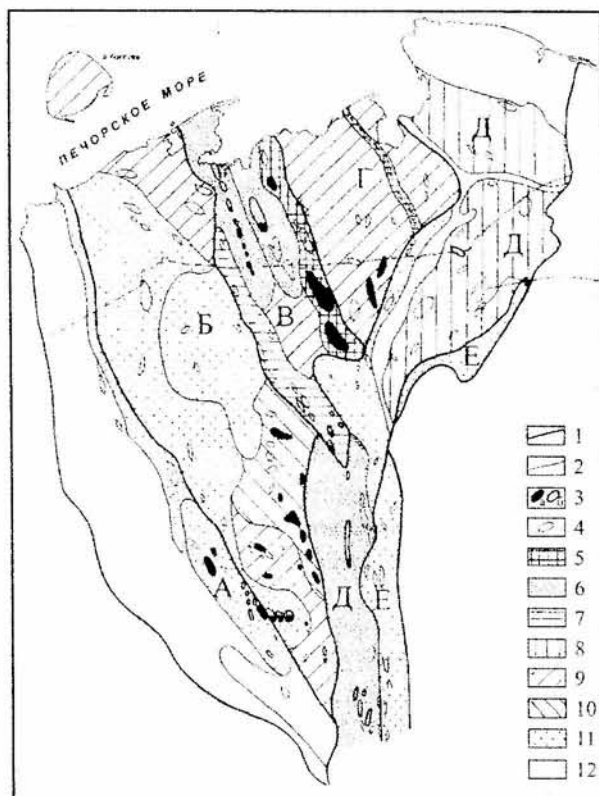


Рис. 6. Карта результатов и состояния ГРП на нефть и газ в ТПП (составил В. В. Невский по материалам АТГУ, УТГУ, Коминнефть, Комингазпром, ВНИГРИ по состоянию на 01.01.1976 г.). 1 – границы НГО: А – Тиманская, Б – Ижма-Печорская, В – Печоро-Колвинская, Г – Хорейвер-Морейноская, Д – Северо-Предуральская, Е – Западно-Уральская, возможно, нефтегазоносная область; 2 – границы нефтегазоносных районов; 3 – месторождения: а) нефтяные, б) газовые; 4 – локальные структуры; 5–11 – плотности текущих извлекаемых потенциальных ресурсов УВ от больших к меньшим; 12 – бесперспективные территории.

ихинской впадинах, Варандей-Адзвинской структурной зоне, северной части Колвинского мегавала и на западном склоне Урала.

Впервые установлена нефтегазоносность Косью-Роговской впадины: были открыты Интинское и Лемвинское газовые, Падимейское нефтяное месторождения, нефтяная залежь на Кочмесской площади.

Признаки нефтегазоносности были отмечены на Берганты-Мыльской структуре. В первой глубокой скважине, пробуренной в Коротайхинской впадине, были отмечены газопроявления.

Всего за период 1976–1980 гг. было пробурено 1228 тыс. пог. м скважин, открыто 17 месторождений и на 14 площадях во вскрытых разрезах установлены прямые признаки нефтегазоносности.

За время проведения ГРП второго этапа значительно расширилась площадь поисков новых месторождений и стратиграфический диапазон новых открытий. Этот период характеризуется переходом к поискам новых залежей УВ в сложнопостроенных карбонатных коллекторах верхнего девона. По результатам проведенных за эти годы ГРП, анализа полученных данных и их научного обобщения была объективно увеличена оценка нефтегазового потенциала ТПП, практически сохраняющаяся до сих пор.

III этап (1981–1990 гг.)

После 1981 года сложность геологоразведочных работ возрастает, что связано, главным образом, с уменьшением размеров выявляемых залежей, сложными горно-геологическими условиями, введением в опосредование и разведку комбинированных типов ловушек и коллекторов со сложными фильтрационно-емкостными свойствами, значительным удалением работ от основных промышленных центров.

В 1981–1985 гг. основными районами проведения поисково-разведочных работ становятся, в первую очередь, северные и северо-восточные районы провинции: Хорейверская впадина, северная часть Печоро-Колвинского авлакогена, Варандей-Адзвинская структурная зона, Косью-Роговская впадина, с сохранением довольно значительных объемов полевых геофизических исследований и глубокого бурения в Ижма-Печорской впадине. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование ТПП, принятое в те годы, показано на рис. 7 и 8.

В этом пятилетии произошло резкое, более чем в 2 раза увеличение объемов сейсморазведочных работ, вследствие которых было подготовлено порядка 150 преимущественно средних по ресурсам объектов к глубокому бурению. Продолжался значительный рост объемов бурения, достигших за пятилетие 1495 тыс. пог. м (табл. 1).

Более чем в два раза вырос объем параметрического бурения по сравнению с предыдущим периодом. Большинство параметрических сква-

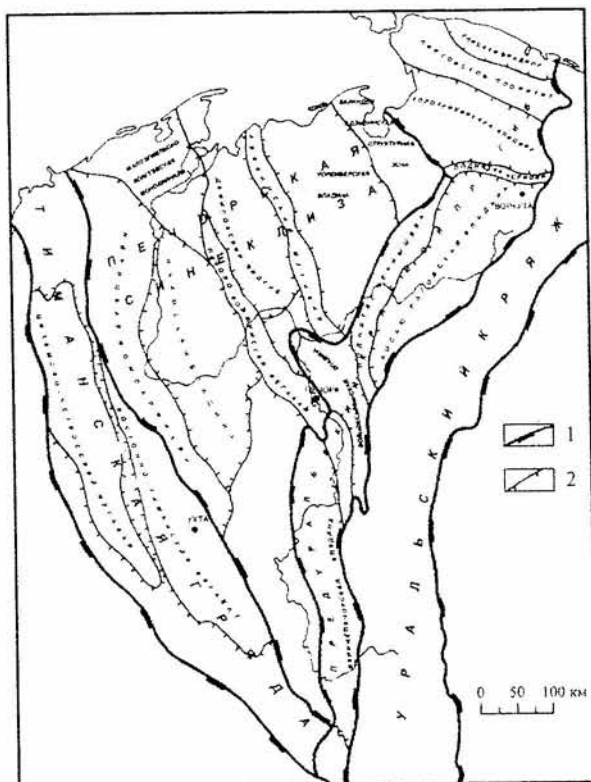


Рис. 7. Тектоническая карта Печорской плиты (ТПП) (составили В. И. Богацкий, В. А. Дедеев, 1985 г.). 1 – границы крупнейших (надпорядковых) структур; 2 – крупных структур (первого порядка).

жин закладывалось на выявленных или на подготовленных объектах, выполняя при этом роль первых поисковых скважин. В результате параметрическими скважинами были открыты многочисленные залежи УВ.

Главными объектами работ, обеспечивающими основную часть прироста промышленных запасов нефти и газа, явились карбонатные верхнеордовикские, ниже- и верхнедевонские отложения.

В этот период была открыта группа нефтяных месторождений в южной части Хорейверской впадины с залежами в нижнесилурийских, верхнедевонских и каменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях.

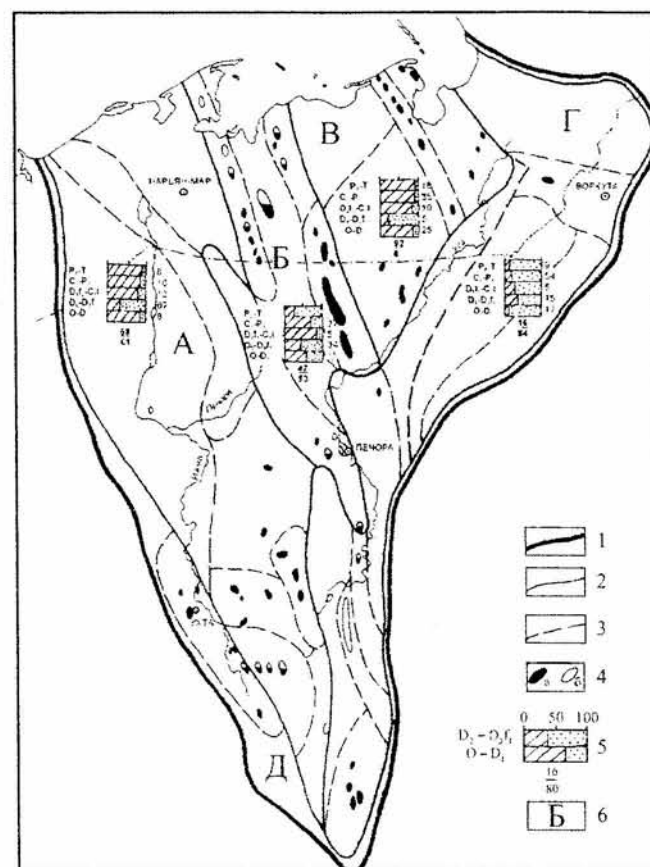


Рис. 8. Карта нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции (фрагмент карты нефтегазоносности СССР м-ба 1:2 500 000, 1988 г.). 1 – границы Тимано-Печорской провинции; 2 – границы НГО; 3 – границы НГР; 4 – месторождения: а) нефтяные, б) газовые; 5 – распределение извлекаемых ресурсов УВ по продуктивным и перспективным комплексам: слева от колонки возраст, справа извлекаемые ресурсы $C_3 + D$ по каждому комплексу в процентах от суммы по НГО, в основании колонки в числителе ресурсы нефти, в знаменателе запасы газа в процентах от ресурсов по НГО, штриховка нефть, крап газ; 6 – нефтегазогеологическое районирование: А – Ижма-Печорская НГО, Б – Печоро-Колвинская НГО, В – Хорейвер-Морейная НГО, Г – Северо-Прелуральская НГО, Д – Тиманская НГО.

ях: Верхневозейское (1986 г.), Сандивейское (1982 г.), Баганское (1984 г.), Лыдушорское (1990 г.) и др. В восточной части Хорейверской впадины выявлено Колвинское нефтяное месторождение, приуроченное к региональной зоне выклинивания нижнедевонских карбонатных пород.

В пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны выявлены значительные по запасам нефти месторождения вала Гамбургцева: Нядейское (1984 г.), Черпаяское (1984 г.) с залежами в силурійско-нижнедевонских отложениях.

В центральной части Ижма-Печорской впадины были выявлены нефтяные месторождения, связанные с региональной Аресско-Чикшинской зоной органогенных построек позднедевонского возраста – группа Аресских месторождений (1986–1988 гг.), Сотчемью-Талыйюская группа месторождений (1988–1989 гг.). В северо-западной части Ижма-Печорской впадины установлена Макарьель-Низевая зона нефтенакопления (1986–1989 гг.), также приуроченная к верхнедевонским органогенным постройкам.

На склоне Печоро-Кожвинского мегавала была выявлена зона развития верхнедевонских рифогенных построек, где было открыто Южно-Терсхевейское нефтяное месторождение.

Другим важным результатом ГРП явилось открытие на Колвинском мегавале крупного Южно-Хылуяуского месторождения, а также Среднехорейверского, Чедтыйского и крупного Инзырейского месторождений. Новый геологический материал был получен в пределах области сочленения Колвинского мегавала и Хорейверской впадины, где в приразломной зоне, разделяющей эти структурные элементы, был подготовлен к бурению ряд поднятий с перспективными объектами в карбонатных отложениях нижнего силура (Верхневозейское нефтяное месторождение).

Несмотря на то, что основная часть выявленных месторождений по запасам относится к категории средних и мелких, в числе открытых – Верхневозейское, Хасырейское месторождения, являющиеся крупными и характеризующиеся высокой продуктивностью скважин.

На северо-востоке Хорейверской впадины в зоне стратиграфического выклинивания овинпармских карбонатных отложений нижнего девона открыты крупные месторождения – им. А. Титова и им. Р. Требса. Важные результаты, уточняющие геологическое строение и условия нефтегазоносности, были получены при поисках и разведке рифогенных

структур в пределах Центрально-Хорейверского поднятия. Здесь в органогенных отложениях позднефранско-фаменского возраста открыты Сихорейское, Западно-Хоседаюское, Северо-Хоседаюское, Сюрхаратинское и другие нефтяные месторождения.

В южной части вала Сорокина в карбонатных отложениях нижнего девона были открыты Осовейское, Хосолтинское, Подверьюское месторождения. Новыми открытиями для северо-востока Варандей-Адзвинской зоны являются залежи нефти в терригенных коллекторах среднего девона на Западо-Леккейягинской структуре и в нижнедевонских карбонатах Усть-Талотинского месторождения.

Концентрация ГРП на этих основных направлениях в 1986–1990 гг. привела к открытию 74 месторождений с суммарными начальными ресурсами УВ – 467 млн. т у. т. (рис. 8). Объем глубокого бурения составил 2226 тыс. пог. м, больше, чем за всю историю ГРП в Тимано-Печорском бассейне.

В целом же, третий этап ГРП характеризовался значительным увеличением объемов сейсморазведочных работ и глубокого бурения. Тем не менее, несмотря на положительные результаты ГРП, средняя эффективность за эти годы составила 199 т/м, что объясняется в основном, мелкими запасами открытых месторождений и большим объемом глубокого бурения (2226 тыс. пог. м).

В целом же, к началу 90-х годов в ТПП прирост запасов УВ сырья обеспечивал 2–3-х кратное восполнение добытых из недр объемов нефти и газа (при оптимальном значении 1,5), причем, 80% прироста осуществлялось в районах нефтегазодобычи.

К числу наиболее важных факторов целенаправленного проведения поисково-разведочных работ этого этапа, обеспечивших высокую успешность и совершенствование структуры размещения разведанных запасов, явилась разработка основной стратегии геологоразведочного процесса, которая сводилась к концентрации работ на следующих основных направлениях:

- в районах, обеспечивающих максимально возможные объемы прироста «активных» разведанных запасов, главным образом, в непосредственной близости от разрабатываемых месторождений и трасс нефтегазопроводов. Предполагая, что данные запасы могут быть вовлечены в освоение в минимальные сроки и с минимально возможными затратами;

- в районах создания новых сырьевых баз, организация добычи в которых может осуществляться в ближайшей перспективе;
- в новых, перспективных районах, в которых, как правило, еще не выявлены месторождения промышленной значимости;
- в районах с высокой оценкой прогнозных ресурсов, где проводятся геологоразведочные работы, как правило, регионального этапа.

И, наконец, несомненно, что одним из наиболее важных факторов целенаправленного проведения поисково-разведочных работ этого этапа, обеспечившего дальнейшее развитие сырьевой базы и совершенствование структуры размещения разведанных запасов, явилась систематически проводимая научная обработка всей накопленной геолого-геофизической информации.

Данные материалы явились реальной основой для осуществляемой один раз в пять лет сравнительной количественной и геолого-экономической оценкой НСР ТПП.

Начиная с 1976 г., на базе этих оценок был разработан и успешно реализован ряд «Комплексных проектов геологоразведочных работ на нефть и газ в ТПП». Проведение всего комплекса ГРР по единой для всего региона программе позволило объединить усилия всех производственных геологоразведочных предприятий, научных организаций, сконцентрировать объемы ГРР на наиболее перспективных направлениях и объектах, организовать совместную обработку и анализ полученной геолого-геофизической информации и обосновать выбор главных направлений проведения работ на перспективу.

IV этап (начало 90-х гг. — настоящее время)

Начиная с 1991–1992 гг. принципиально изменились условия проведения геологоразведочных работ, что связано с введением «Закона о недрах» Российской Федерации, который обусловил выполнение этих работ на лицензионной основе.

Этот период отмечен резким падением объемов всех видов геологоразведочных работ на нефть и газ из-за сокращения объемов финансирования, разделением мощных специализированных геологоразведочных организаций на множество мелких акционерных обществ.

Резко изменилась система финансирования ГРР. Вместо централизованного бюджетного финансирования пришло смешанное: как бюджетное, так и за счет собственных средств компаний. Все это очень сильно

повлияло на объемы и результаты ГРР. В 1991–1995 гг. произошло резкое сокращение объемов как сейсморазведочных, так и буровых работ. Если в предыдущем пятилетии объемы сейсморазведки в ТПП составляли 116,1 тыс. пог. км, то в данном пятилетии лишь 48,2 тыс. пог. км. Объемы глубокого бурения сократились до 751,7 тыс. м.

Несмотря на это, в начальный период этапа были получены и положительные результаты. По итогам сейсморазведочных работ было подготовлено 177 новых объектов, в основном, по отложениям домаников-турнейского и ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносных комплексов в Ижма-Печорской и Хорейверской НГО, хотя подавляющее большинство структур имели ресурсы категории C_3 , не превышающие 5 млн. т.

Продолжалась концентрация работ в северных и северо-восточных районах ТПП, в пределах Хорейверской впадины, где было открыто наибольшее число новых нефтяных месторождений и приращено почти 65% запасов нефти категории C_1 провинции.

На втором месте по концентрации поисково-разведочных работ находилась Печоро-Колвинская НГО. Принципиальное значение здесь имело открытие в северо-восточной части Колвинского мегавала месторождения им. Ю.Россихина с залежами нефти в терригенных коллекторах среднедевонско-саргаевского НГК.

Рассматривая итоги ГРР за 1991–1995 гг., необходимо отметить открытие большого количества нефтяных месторождений в Хорейверской впадине, среди которых Тэдинское нефтяное месторождение, являющееся средним по запасам. Всего в результате проведения ГРР было открыто 25 месторождений УВ (табл. 1).

Заключительный период IV этапа – 1996–2002 гг. – характеризовался небольшими объемами сейсморазведочных и буровых работ. Объем сейсморазведки составил 13,3 тыс. пог. км. Глубокое поисково-разведочное бурение на нефть преимущественно выполнялось на территории Республики Коми. При общем объеме глубокого бурения за 1996–2002 гг. 443,2 тыс. пог. м на территории РК было освоено 368,0 тыс. м. Такое положение, бесспорно, сказалось на результатах ГРР. В НАО за этот период было открыто 1 месторождение, в Республике Коми – 39.

Наибольшее число месторождений было выявлено на территории Омра-Лыжской седловины и в южных частях Печоро-Кожвинского мегавала, Хорейверской впадины и Колвинского мегавала. Месторождения в основном мелкие, с начальными разведанными запасами, не

превышающими 1 млн. т. К наиболее значительным относятся Западно-Сынатисское месторождение с начальными разведанными запасами 6,2 млн. т, Ошское – 2,2 млн. т и Центральновозейское – 3,99 млн. т, расположенные в центральной части Колвинского мегавала, а также Западно-Печоргородское – 2,3 млн. т в южной части Печоро-Кожвинского мегавала.

Небольшой прирост запасов в НАО был получен на разведываемых Мядсейском, Инзырейском, Тобойском, Южно-Хыльчуйском и Восточно-Харьгагинском месторождениях.

Итоги ГРП на этом этапе освоения ресурсов отличаются аномальным снижением объемов как в РК, так и, особенно, в НАО, что привело к исключительно низким темпам роста разведанности НСР. Запасы всех 40 открытых месторождений, за исключением Тэдинского, мелкие, в большинстве менее 3 млн. т (извл.). В то же время фактическая эффективность ГРП к концу этапа даже увеличилась, составив 238 т/м, что обусловлено концентрацией бурения на наиболее перспективных объектах вблизи выявленных месторождений и слабыми поисковыми работами новых территорий.

Анализируя отмеченные негативные процессы последнего десятилетия, следует отметить, что наиболее остро они проявились в традиционных районах нефтегазодобычи, то есть на территории РК. В то же время на севере провинции на территории НАО, где выработанность запасов УВ составляет 0,03, к разработке подготовлено большое количество запасов УВ. В связи с этим перспективы стабилизации нефтегазодобычи и ее увеличения в регионе следует связывать, прежде всего, с разработкой наиболее высокопродуктивных газовых и нефтяных месторождений НАО.

Вместе с тем, потенциальные возможности недр ТПП остаются достаточно высокими и возможности стабилизации объемов добычи углеводородного сырья, компенсированной ежегодным приростом промышленных запасов в пределах необходимой кратности при соответствующих инвестициях, вполне реальны.

Ближайшим резервом для прироста запасов категории C_1 являются предварительно оцененные запасы УВС категории C_2 , которые на 01.01.2003 г. составили 645,1 млн. т у. т, из них запасы нефти 563,2 млн. т (87,3%).

Важным фактором в освоении ТПП на данном этапе стало внедрение разрешительной практики распределения фонда недр, недрополь-

зование стало платным с комплексом условий, закреплённых соглашением между государством и недропользователем, ограниченное во времени и пространстве.

Затрагивая проблему финансирования геологоразведочных работ, надо отметить тот факт, что с 2002 года был упразднен действующий механизм ВМСБ. Это привело к тому, что федеральные задачи в области геологии были переведены на бюджетное финансирование, а субъекты Российской Федерации практически лишились источников инвестирования в изучении недр. Кроме того, увеличились риски иностранных и отечественных инвесторов от непредсказуемого изменения налоговой системы. Это создало опасность возврата к кризисной ситуации 1993–1994 гг. с той лишь разницей, что ранее сохранялась надежда на защиту со стороны действовавшего законодательства, а в нынешних условиях элементы защитного механизма ВМСБ упразднены полностью (Орлов и др., 2001).

Рассматривая результаты проведения геологоразведочных работ с 1961 по 2002 г., можно подвести следующие итоги: в регионе пройдено глубоким бурением почти 7,8 млн. пог. м, объем сейсморазведочных работ составил 400 тыс. пог. км, добыча углеводородного сырья составила почти 870 млн. т у. т. Максимальные объемы глубокого бурения и сейсморазведочных работ были достигнуты в период 1986–1990 гг., добычи УВ сырья в 1981–1985 гг. Минимальные объемы геологоразведочных и поисковых работ соответствуют, как уже отмечалось выше, периоду 1996–2002 гг.

2. ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ И ГЛУБОКИМ БУРЕНИЕМ

В целом изученность провинции или составляющих ее нефтегазоносных областей (НГО), нефтегазоносных районов (НГР) определяется изученностью ее комплексом геолого-геофизических работ, прежде всего методами сейсморазведки и глубоким бурением.

За семидесятилетний период проведения систематических геолого-разведочных работ на нефть и газ в ТПП выполнен значительный объем буровых работ и геофизических исследований.

Тем не менее, изученность ТПП сейсморазведочными работами и глубоким бурением по состоянию на 01.01.2003 г. в целом остается достаточно низкой, а в отношении отдельных НГО (и входящих в их состав НГР) и крайне неравномерной.

Изученность территории сейсморазведкой характеризуется плотностью сейсмических профилей, т. е. отношением общего количества сейсмических профилей в пределах территории к ее площади. Плотность сейсмопрофилей выражается в пог. км/км² и учитывается отдельно для МОГТ и совокупности МОВ + МОГТ.

В зависимости от средней плотности сейсмических профилей на территории ТПП выделены районы с низкой, средней, высокой и очень высокой плотностью.

Территории, где средняя плотность сейсмических профилей варьирует от 0,1 до 0,8 км/км², характеризуются как малоизученные сейсморазведочными работами МОГТ.

Районы, в которых средняя плотность сейсмических профилей колеблется от 0,81 до 1,5 км/км², являются районами со средней изученностью сейсморазведочными работами. Районы, где средняя плотность сейсмопрофилей варьирует в пределах 1,51–2,2 км/км², относятся к хорошо изученным сейсморазведочными работами территориям. Такую плотность имеют большинство подготовленных структур. Территории с плотностью более 2,2 км/км² характеризуются густой сетью профилей МОГТ (рис. 9).



Рис. 9. Соотношение объемов сейсморазведочных работ по НГО (по состоянию на 01.01.2003 г.).

В целом по ТПП на 01.01.2003 г. плотность сейсмопрофилей МОГТ составляет 0,917 пог. км/км². В среднем на территории РК плотность сейсмопрофилей достигает 0,768 пог. км/км², на территории НАО 1,214 пог. км/км² (табл. 2).

В абсолютном выражении всего по состоянию на 01.01.2003 г. по провинции отработано 296 991,2 пог. км сейсмопрофилей МОГТ, в том

Таблица 2

**Изученность территории ТПП сейсморазведкой
(по состоянию на 01.01.2003 г.)**

НГО, НГР, административная принадлежность	Площадь, тыс. км ²	Объем сейсмопрофилей, пог. км		Плотность сейсмопрофилей, пог. км/км ²	
		МОВ+ МОГТ	МОГТ	МОВ+ МОГТ	МОГТ
Республика Коми (в пределах ТПП)					
Тиманская НГО	10,4	2334,3	1971,3	0,224	0,190
Ижма-Печорская НГО	88,9	75200,8	53589,4	0,846	0,603
Печоро-Колвинская НГО	20,6	41973,9	30888,7	2,035	1,498
Хорейверская НГО	8,8	28970,3	24602,9	3,298	2,801
Северо- Предуральская НГО	75,8	68401,9	46363,9	0,876	0,611
Малоземельско- Колгуевский НГР	0,5	—	—	—	—
ВСЕГО по РК	205,0	216881,2	157416,2	1,058	0,768
Ненецкий автономный округ					
Ижма-Печорская НГО	16,1	2395,0	754,0	0,148	0,047
Печоро-Колвинская НГО	17,0	43204,6	31809,7	2,545	1,874
Хорейверская НГО	24,3	56153,8	50551,2	2,308	2,078
Варандей- Адзвинская НГО	11,2	26937,0	21587,0	2,406	1,928
Северо- Предуральская НГО	24,2	22606,6	16893,6	0,925	0,691
Малоземельско- Колгуевский НГР	21,9	25459,5	17979,5	1,163	0,822
в т. ч. остров Колгуев	5,0	7991,4	6350,4	1,604	1,275
ВСЕГО по НАО	115,0	176756,5	139575,0	1,537	1,214

Продолжение таблицы 2

НГО, НГР, административная принадлежность	Площадь, тыс км ²	Объем сейсмопрофилей, пог. км		Плотность сейсмопрофилей, пог. км/км ²	
		МОВ+ МОГТ	МОГТ	МОВ+ МОГТ	МОГТ
Тимано-Печорская провинция					
Тиманская НГО	10,4	2334,3	1971,3	0,224	0,190
Ижма-Печорская НГО	105,8	77595,8	54343,4	0,733	0,514
Печоро-Колвинская НГО	37,6	85178,5	62698,4	2,265	1,667
Хорейверская НГО	33,1	85124,1	75154,1	2,571	2,269
Варандей- Адзвинская НГО	11,2	26937,0	21587,0	2,406	1,928
Северо- Предуральская НГО	103,2	91008,5	63257,5	0,882	0,613
Малоземельско- Колгуевский НГР	22,4	25459,5	17979,5	1,137	0,803
в т.ч. остров Колгуев	5,0	7991,4	6350,4	1,604	1,275
ВСЕГО по ТПП	323,7	393637,7	296991,2	1,216	0,917

числе 157 416,2 пог. км на территории РК и 139 575,0 пог. км на территории НАО.

Наиболее изученными сейсморазведкой МОГТ являются Хорейверская (2,269 пог. км/км²), Варандей-Адзвинская (1,928 пог. км/км²) и Печоро-Колвинская НГО (1,667 пог. км/км²), где плотность сейсмопрофилей составляет выше среднего значения по ТПП (0,917 пог. км/км²) (рис. 10). Характерна сравнительно высокая (относительно ТПП в целом) и более или менее равномерная изученность всех входящих в состав НГО нефтегазоносных районов. Несколько ниже средней по ТПП оставалась изученность сейсморазведкой территорий Малоземельско-Колгуевского НГР и Северо-Предуральской НГО, составляя соответственно 0,803 и 0,613 пог. км/км² (рис. 10).

Наименее изученными современными методами сейсморазведки являются Ижма-Печорская (0,514 пог. км/км²) и Тиманская (0,190 пог. км/км²) НГО, что значительно ниже средней изученности в целом по ТПП.

Низкая изученность Тиманской НГО (Ухта-Ижемский НГР) связана с историей ее освоения.

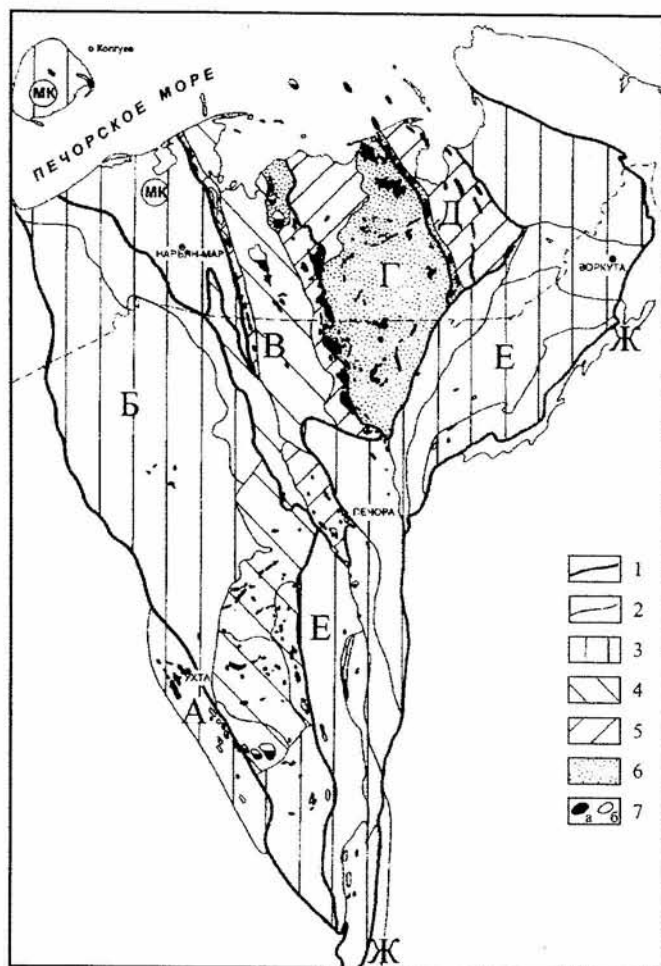


Рис. 10. Карта изученности территории ТПП сейсморазведкой МОГТ на 01.01.2003 г. (составлена по материалам ТП НИЦ). 1 – границы НГО: А – Тиманская, Б – Ижма-Печорская, В – Печоро-Колвинская, Г – Хорейверская, Д – Варандей-Адзвинская, Е – Северо-Предуральская, Ж – Западно-Уральская система, МК – Малоземельско-Колгуевский самостоятельный НГР; 2 – границы НГР; изученность территории сейсморазведочными работами МОГТ пог. км/км²: 3 – 0,1–0,8; 4 – 0,81–1,5; 5 – 1,51–2,2; 6 – более 2,2; 7 – месторождения: а) нефтяные, б) газовые.

Территория Ижма-Печорской НГО изучена сейсморазведочными методами крайне неравномерно, что и является причиной ее общей низкой изученности. Наряду с хорошо изученными Омра-Сойвинским, Велью-Тэбукским, Мичаю-Пашнинским и Омра-Лыжским НГР, изученность которых сейсморазведкой составляет 0,938–1,649 пог. км/км², практически не исследованными сейсмическими материалами остаются входящие в ее состав Тобышско-Нерицкий, Седухинско-Кипиевский, а также Джебольский НГР (изученность сейсморазведкой составляет 0,212–0,4 пог. км/км²).

Изученность территории глубоким бурением характеризуется показателями степени разбуренности (отношением суммарного объема глубокого бурения в пределах территории к ее площади, м/км²) и разведанности (отношение площади территории к общему количеству законченных бурением глубоких скважин, км²/скв.).

В абсолютном выражении суммарный объем глубокого бурения в пределах Тимано-Печорской провинции по состоянию на 01.01.2000 г. составлял 8332,3 тыс. пог. м (в том числе 5199,7 тыс. пог. м на территории Республики Коми и 3132,6 тыс. пог. м на территории Ненецкого автономного округа). По состоянию на 01.01.2003 г. суммарный объем глубокого бурения составил 8633,6 тыс. пог. м (в том числе 5439,1 тыс. пог. м на территории РК и 3194,5 тыс. пог. м на территории НАО) (табл. 3). Соотношение объемов глубокого бурения по НГО в целом по ТПП и субъектам Федерации (НАО и РК) приведено на рис. 11.

Общее количество законченных бурением поисково-оценочных скважин на 01.01.2000 г. составляло 3619, из них с забоем до 3 км 2443 скважины, с забоем до 5 км 1132 скважины, с забоем глубже 5 км 44 скважины.

Общее количество законченных бурением поисково-оценочных скважин по состоянию на 01.01.2003 г. составляло 3674, из них с забоем до 3 км – 2471 скважина, до 5 км – 1159 скважин, глубже 5 км – 44 скважины. Практически все скважины, пробуренные за период 2001–2003 гг., имеют глубины забоев менее 3 км.

Из всего объема глубокого бурения на период 1993–1999 гг. приходится 299,95 тыс. пог. м, из них на параметрическое бурение – 5,5 тыс. пог. м, поисковое (поисково-оценочное) – 206,73 тыс. пог. м, разведочное – 85,72 тыс. пог. м, структурно-поисковое – 2,0 тыс. пог. м. Наиболее значительный объем глубокого бурения был выполнен в эти годы на территории РК 207,0 тыс. пог. м, тогда как на территории НАО 92,95 тыс. пог. м.

Таблица 3

**Изученность территории ТПП глубоким бурением
(по состоянию на 01.01.2003 г.)**

НГО, НГР, административная принадлежность	Общая площадь перспективных земель, тыс. км ²	Суммарный объем глубокого бурения, тыс. пог. м	Разбуренность, м/км ²	Общее количество законченных бурением глубоких скважин, шт				Раведанность, км ² /скв.
				всего	забой до 3 км	забой до 5 км	забой больше 5 км	
Республика Коми (в пределах ТПП)								
Тиманская НГО	10,4	292,5	28,1	538	537	1	—	19,3
Ижма-Печорская НГО	88,9	1973,8	22,2	1169	1104	65	—	76,0
Печоро-Колвинская НГО	20,6	1168,9	56,7	367	160	204	3	56,2
Хорейверская НГО	8,8	725,4	82,6	207	60	146	1	42,4
Северо- Предуральская НГО	75,8	1278,5	16,9	352	105	212	35	215,5
Малоземельско- Колгуевский НГР	0,5	—	—	—	—	—	—	—
ВСЕГО по РК	205,0	5439,1	25,5	2633	1966	628	39	77,9
Ненецкий автономный округ								
Ижма-Печорская НГО	16,1	6,4	0,4	4	4	—	—	4034,0
Печоро-Колвинская НГО	17,0	1147,7	67,6	402	276	122	4	42,2
Хорейверская НГО	24,3	1009,5	41,5	278	29	248	1	87,5
Варандей- Адзвинская НГО	11,2	686,5	61,3	224	104	120	—	50,0
Северо- Предуральская НГО	24,2	117,2	4,8	33	11	22	—	740,8
Малоземельско- Колгуевский НГР	21,9	227,2	10,4	100	81	19	—	218,9
в т.ч. остров Колгуев	5,0	179,8	36,1	81	66	15	—	61,5
ВСЕГО по НАО	115,0	3194,5	27,8	1025	505	531	5	112,2

Продолжение таблицы 3

НГО, НГР, административная принадлежность	Общая площадь перспективных земель, тыс. км ²	Суммарный объем глубокого бурения, тыс. пог. м	Разбуренность, м/км ²	Общее количество законченных бурением глубоких скважин, шт				Раведанность, км ² /скв.
				всего	забой до 3 км	забой до 5 км	забой больше 5 км	
Тимано-Печорская провинция								
Тиманская НГО	10,4	292,5	28,1	538	537	1	—	19,3
Ижма-Печорская НГО	105,8	1980,2	17,9	1173	1108	65	—	92,1
Печоро-Колвинская НГО	37,6	2316,6	61,6	769	436	324	7	48,9
Хорейверская НГО	33,1	1734,9	52,4	485	89	394	2	68,3
Варандей- Адзвинская НГО	11,2	686,5	61,3	224	104	120	—	50,0
Северо- Предуральская НГО	103,2	1395,7	13,5	385	116	234	35	268,0
Малоземельско- Колгуевский НГР	22,4	227	10,1	100	81	19	—	224,0
в т.ч. остров Колгуев	5,0	179,8	36,1	81	66	15	—	61,5
ВСЕГО по ТПП	323,7	8633,6	26,7	3674	2471	1159	44	88,1

На протяжении последних нескольких лет сложившаяся тенденция определяет ежегодный объем глубокого бурения величиной 31,9–41,6 тыс. пог. км. Основной объем работ был связан с нефтеперспективными объектами (267,75 тыс. пог. м), в меньшей степени с газоперспективными (32,2 тыс. пог. м). По годам наибольший объем глубокого бурения приходится на 1993 год – 105,0 тыс. пог. м. В целом ежегодные объемы глубокого бурения составляли за указанный период 22,5–43,6 тыс. пог. м.

Значительный рост объемов глубокого бурения зафиксирован в 2000 г. – до 75,7 тыс. пог. м (все на нефть), в том числе параметрического 2,4 тыс. пог. м, поискового (поисково-оценочного) 56,4 тыс. пог. м, разведочного 11,4 тыс. пог. м, структурно-поискового 5,5 тыс. пог. м. Это



Рис. 11. Соотношение объемов глубокого бурения по НГО (по состоянию на 01.01.2003 г.).

позволило поставить на Госбаланс на территории ТПП за период 1993–2000 гг. 36 новых месторождений нефти и газа, в том числе за период 1993–1999 гг. 29 месторождений.

В 2001 г. объем глубокого бурения по провинции (в пределах Республики Коми) составил 102,12 тыс. пог. м (в том числе параметрического 2,52 тыс. пог. м, поискового 63,4 тыс. пог. м, разведочного 28,27 тыс. пог. м, структурно-поискового 7,93 тыс. пог. м).

Разбуренность ТПП в целом на 01.01.2000 г. составляла 25,8 м/км² (24,9 м/км² на 01.01.1993 г.), в том числе по территории РК 25,1 м/км² и по территории НАО 27,9 м/км². На 01.01.2001 г. этот показатель составил 26,1 м/км² за счет увеличения разбуренности по РК до 25,5 м/км², а на 01.01.2003 г. 26,7 м/км², в том числе по территории РК 25,5 м/км² и по территории НАО 27,8 м/км².

Наибольшей разбуренностью по состоянию на 01.01.2000 г. характеризовались Печоро-Колвинская НГО (57,3 м/км²), Варандей-Адзвинская НГО (54,8 м/км²), Хорейверская НГО (49,7 м/км²) что выше средней разбуренности по ТПП (25,8 м/км²). Эти нефтегазоносные области лучше всего изучены в совокупности методами сейсморазведки и глубоким бурением.

Наименьшая разбуренность была характерна для самостоятельного Малоземельско-Колгуевского НГР 10,2 м/км², Северо-Предуральской НГО 13,8 м/км² и Ижма-Печорской НГО 17,9 м/км². На территории Ижма-Печорской НГО наряду с хорошо изученными Омра-Сойвинским, Велью-Тэбукским, Мичаю-Пашнинским и Омра-Лыжским НГР (разбуренность 36,4–194,7 м/км²) практически неизученными остаются входящие в ее состав Тобышско-Нерицкий, Седухинско-Кипиевский, а также Джебольский НГР (разбуренность 1,2–15,8 м/км²). На Ижма-Печорскую НГО приходится наибольшее количество месторождений УВ, открытых в ТПП за период 1993–2000 гг., – 12 месторождений.

В 2000 г. глубокое бурение в разных объемах проводилось на территории всех нефтегазоносных областей, за исключением Варандей-Адзвинской НГО и Малоземельско-Колгуевского НГР.

Наибольшей разбуренностью по состоянию на 01.01.2003 г. характеризуются Печоро-Колвинская НГО (61,6 м/км²), Варандей-Адзвинская НГО (61,3 м/км²), Хорейверская НГО (52,4 м/км²) при средней по ТПП – 26,7 м/км². Эти же НГО в пределах ТПП в наибольшей степени изучены в совокупности методами сейсморазведки и глубоким бурением.

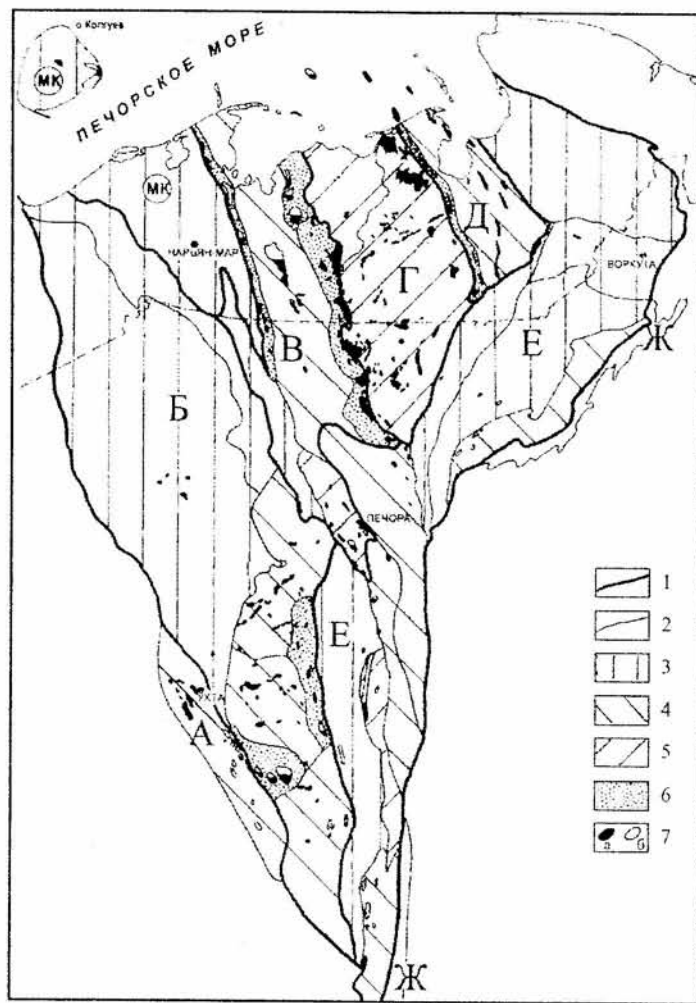


Рис. 12. Карта изученности территории ТПП глубоким бурением на 01.01.2003 г. (составлена по материалам ТП НИЦ). 1 – границы НГО: А – Тиманская, Б – Ижма-Печорская, В – Печоро-Колвинская, Г – Хорейверская, Д – Варандей-Адзвинская, Е – Северо-Предуральская, Ж – Западно-Уральский складчатый пояс, МК – Малоземельско-Колгуевский самостоятельный НГР; 2 – границы НГР; изученность территории глубоким бурением, м/км²: 3 – 1–10; 4 – 10–50; 5 – 50–100; 6 – более 100; 7 – месторождения: а) нефтяные, б) газовые.

ем. Высокой степени изученности этих НГО соответствует значительное количество открытых здесь месторождений нефти и газа, в том числе крупных.

Наименьшей разбуренностью характеризуются самостоятельный Малоземельско-Колгуевский НГР 10,1 м/км², Северо-Предуральская НГО 13,5 м/км² и Ижма-Печорская НГО 17,9 м/км². На территории Ижма-Печорской НГО наряду с хорошо изученными Омра-Сойвинским, Велью-Тэбукским, Мичаю-Пашнинским и Омра-Лыжским НГР (разбуренность 36,2–191,0 м/км²) практически неизученными остаются входящие в ее состав Тобышско-Нерицкий, Седухинско-Кишиевский, а также Джебольский НГР (разбуренность 1,7–16,1 м/км²) (рис. 12).

Другой показатель изученности территории – разведанность в целом по ТПП на 01.01.2000 г. – достигал величины 89,2 км²/скв. (на 01.01.1993 г. – 92,2 км²/скв.), в том числе по РК – 79,7 км²/скв., по НАО – 109,6 км²/скв. На 01.01.2001 г. разведанность территории ТПП составила 88,8 км²/скв. за счет увеличения разведанности по РК до 79,6 км²/скв.

На 01.01.2003 г. разведанность в целом по ТПП составляет 88,1 км²/скв., в том числе по территории РК – 77,9 км²/скв. и по территории НАО – 112,2 км²/скв.

В наибольшей степени разведаны Тиманская НГО 19,3 км²/скв., за ней следуют Печоро-Колвинская (49,4 км²/скв.) и Варандей-Адзвинская НГО (50,7 км²/скв.), что превышает среднее значение по ТПП, в наименьшей степени – Северо-Предуральская НГО (268,0 км²/скв.) и самостоятельный Малоземельско-Колгуевский НГР (224,0 км²/скв.).

3. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

3.1. Строение земной коры

В 1970-х гг. при проведенном во ВНИГРИ анализе тектонического строения ТПП и прилегающих районов по структурным особенностям и характеру дислокаций осадочного чехла были выделены относительно просто построенные зоны, названные стабильными, и более дислоцированные, относительно подвижные. С запада на восток это стабильные Притиманская, Ижма-Печорская и Большеземельская зоны (или области), чередующиеся с более подвижными Тиманской, Печоро-Колвинской и Предуральской зонами [81]. Впоследствии было высказано предложение, что насыщенность той или иной зоны (области) пликтивными или дизъюнктивными структурами разных масштабов, их взаимоотношения, простирания, удлинения, интенсивности в совокупности характеризуют тектонический режим рассматриваемой территории и может служить индикатором стабильности или мобильности основания. Под основанием понимается не только фундамент, но и вся толща земной коры, движения которой и процессы, происходящие в ней, приводят к образованию тектонических элементов и обуславливают характер и масштабы нефтегазоносности в образованиях осадочного чехла [92].

В дальнейшем в связи с увеличением объемов геофизических исследований, в частности сейсморазведочных работ, позволяющих осветить глубинное строение региона, было доказано, что выделенные области приурочены к блокам земной коры различной тектонической активности.

В настоящее время, благодаря успехам геофизических методов разведки (сеймики, гравитики, магнитометрии) концепция блокового строения Восточно-Европейской платформы, в том числе и ТПП, является общепринятой. Однако еще не выработаны критерии выделения блоков, их иерархии и соподчиненности и т. д. Поэтому разные авторы приводят различные схемы блокового строения ТПП [82, 85, 86,].

Нами в качестве основного критерия принята тектоническая активность блоков земной коры, нашедшая отражение в степени дислоциро-

ванности перекрывающих их образований осадочного чехла, а также, в значительной мере, характер ограничивающих их вертикальных неоднородностей земной коры.

Характеристика строения земной коры Тимано-Печорского геоблока приводится по данным обработанных во ВНИГРИ профилей ГСЗ-КМПВ с привлечением материалов по ранее проведенным трассам ГСЗ, а также результатов работ КМПВ, МОГТ, МОВЗ и других геофизических данных.

Слоистое строение земной коры. Земная кора имеет четырехслойное деление (снизу вверх): 1. Линза коро-мантийной смеси; 2. Гранулитометабазитовый комплекс («базальтовый» слой); 3. Гнейсо-гранулитовый комплекс («гранитный» слой); 4. Осадочный чехол. Более детальное деление отражает существование слоев (оболочек) земной коры подчиненных рангов.

Следует отметить, что традиционное деление консолидированной земной коры на «базальтовый» и «гранитный» слои не отвечает уровню современных знаний, поскольку петрографические характеристики этих слоев являются условными и, скорее всего, отвечают не составу вещества, сколько другому его физическому состоянию. Особенно это относится к образованиям, погруженным на глубины, превышающие 10–15 м.

Коро-мантийная смесь достоверно установлена на обработанных профилях ГСЗ-КМПВ и, очевидно, имеет широкое площадное распространение, поскольку она установлена и в пределах других геоблоков; Кольско-Мезенского и Восточно-Уральского [42], граничащих с Тимано-Печорским геоблоком.

Коро-мантийная смесь наблюдается в низах коры в диапазоне глубин от 38 до 55 км, где она образует своеобразную линзу средней мощности около 10 км. Интервальные скорости внутри линзы занимают промежуточное положение между скоростями «базальтового» ряда и скоростями в верхней мантии: их значения колеблются между 7 и 8 км/с. Строение линзы характеризуют отражающие горизонты группы М, среди которых выделяются M_1 , M_2 и другие. Они отвечают зоне перехода от верхней мантии к земной коре.

Наличие подобного геологического образования, которое мы интерпретируем как линзу коро-мантийной смеси, свидетельствует о развитии процессов физико-химической переработки земной коры в ходе ее геологической эволюции.

Гранулит-метабазитовый комплекс в кровельной своей части ограничивается горизонтами группы К (граница Конрада), которые прослеживаются фрагментарно на глубинах около 20 км. Пластовая скорость отражающей границы К колеблется в пределах 6,7–7,2 км/с.

Горизонты группы K_1 располагаются внутри гранулит-метабазитового комплекса и отвечают расслоенности земной коры второго порядка. Эти горизонты выделяются почти повсеместно, но гипсометрическое положение их меняется от 25 до 33 км. По всей видимости, с горизонтами группы K_1 связано разделение комплекса на два подкомплекса (или слоя): нижнебазитовый и верхнебазитовый.

Гнейсо-гранулитовый комплекс подразделяется на два подкомплекса. Нижний, гранулитовый, отличается несколько повышенными плотностью и интервальными скоростями. Границы в его толще имеют наложенный характер, что свидетельствует о том, что слагающие его породы в процессе метаморфизма утратили первичную структуру.

Верхний, гранито-метаморфический, подкомплекс характеризуется развитием унаследованных границ, сохранивших древние структурные формы и состав пород. В прикровельной части подкомплекса практически повсеместно наблюдаются горизонты группы А, которые характеризуются пластовыми скоростями 6,2 км/с и граничными скоростями 6,6–7,0 км/с. Интервал глубин прослеживания составляет от 10 до 16–18 км. Природа горизонтов может оказаться двойкой. В одних случаях, они рассматриваются как унаследованные границы, отвечающие кристаллическим породам архейско-нижнепротерозойского фундамента, погруженного на большие глубины. В других – они могут отвечать наложенным границам, образовавшимся в результате взаимодействия различных физических полей, например, как фронт метаморфизма.

Горизонты группы Ф выделяются на глубинах до 8 км. Их граничные скорости 6,5–6,2 км/с. Одни исследователи интерпретируют эти границы как поверхность архейско-нижнепротерозойского фундамента, другие – в качестве отражающих горизонтов, связанных с поверхностью рифейского комплекса.

Осадочный чехол в основании представлен глинистыми сланцами, кварцито-песчаниками и доломитами рифейского комплекса, трактуемого нами в качестве промежуточного (или переходного) комплекса [14, 41]. Условия его залегания характеризуют отражающие границы группы VI. Значения граничных скоростей имеют широкий разброс: от 5,7 до 6,9 км/с, что зави-

сит от состава пород, их плотностных свойств, степени метаморфизма и дислоцированности.

В вышезалегающей толще платформенного комплекса, представленного исключительно осадочными породами, выделяются семь структурно-формационных комплексов, образованию каждого из которых отвечает определенный этап тектонического развития региона. Снизу вверх это: терригенный вендско-нижекембрийский (?), терригенный нижнеордовикский (условия его залегания характеризует поведение отражающего горизонта V_1), карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский (горизонты групп V, IV и III₁), терригенный и карбонатный среднедевонско-турнейский (горизонты группы III), карбонатный визейско-артинский (горизонты группы II), терригенный кунгурско-триасовый (горизонты групп I и А), терригенный среднеюрско-нижнемеловой (горизонты групп Б и В).

Блоковое строение земной коры (рис. 13). Земная кора, субвертикальными границами – зонами-глубинных разломов, разбита на ряд соподчиненных блоков различного ранга, отличающихся друг от друга размерами, строением, историей и режимом геотектонического развития. Как наиболее крупные единицы членения земной коры выступают геоблоки. Геоблоки в свою очередь подразделяются на более дробные единицы: мегаблоки, отвечающие определенным подтипам земной коры, и блоки.

В зонах глубинных разломов, являющихся межблоковыми границами, происходят различные тектонические смещения, наблюдаются интенсивные процессы миграции жидких и газообразных флюидов. К ним же приурочены зоны активного конвективного выноса тепла, структурно-формационных замещений, выклинивания геологических тел и изменение других характеристик земной коры и происходящих в ней процессов.

Отсюда, модель слоисто-блокового строения земной коры подчеркивает основную форму деления ее субвертикальными и субгоризонтальными поверхностями. К этим поверхностям приурочены скачкообразные изменения термодинамических и физико-химических свойств вещества литосферы и, возможно, форм его залегания.

Совокупность горизонтальных поверхностей, или границ, «слоев» разного ранга, и секущих их субвертикальных поверхностей (глубинных и других разломов) образуют пространственную, ячеистую структуру литосферы.

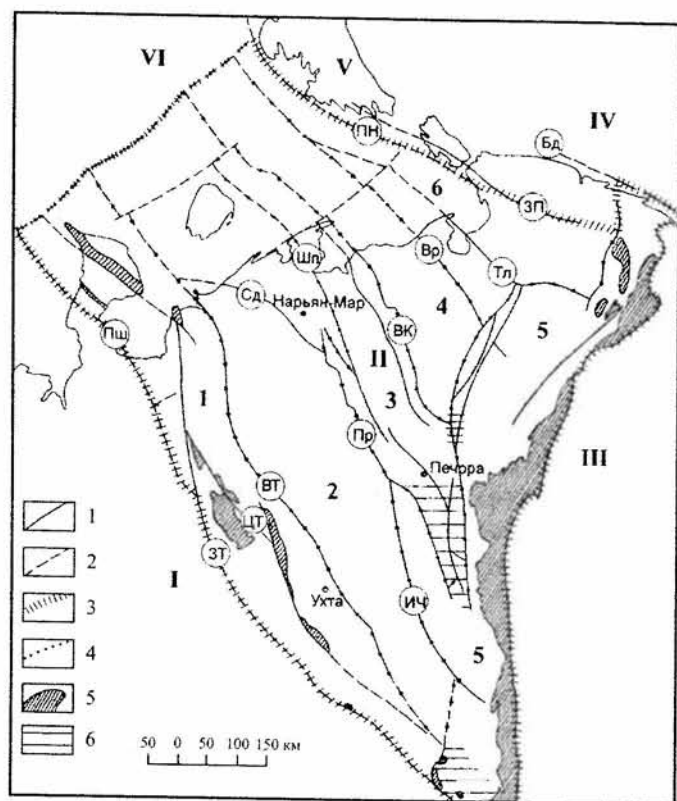


Рис. 13. Схема блокового строения европейского севера РФ. Важнейшие глубинные разломы: 1 – проникающие в верхнюю часть осадочного чехла; 2 – в акватории, в материковой части, затрагивающие нижнюю часть осадочного чехла; межблоковые зоны: 3 – на границах геоблоков; 4 – на границах мегаблоков; 5 – выходы на поверхность образований рифейского комплекса; 6 – поперечные поднятия; геоблоки: I – Кольско-Мезенский, II – Тимано-Печорский, III – Восточно-Уральский, IV – Карско-Енисейский, V – Новоземельско-Пайхойский, VI – Баренцевоморский; мегаблоки: 1 – Тиманский мобильный, 2 – Ижма-Печорский стабильный, 3 – Печоро-Колвинский мобильный, 4 – Большеземельский стабильный, 5 – Северо-Предуральский, 6 – Предновоземельский; глубинные разломы: Пш – Пешский, ЗТ – Западно-Тиманский, ЦТ – Центральнo-Тиманский, ВТ – Восточно-Тиманский, ИЧ – Илыч-Чикшинский, Пр – Припечорский, Сд – Седухинский, Шп – Шапкинский, ВК – Восточно-Колвинский, Вр – Варандейский, Тл – Талотинский, ЗП – Западно-Пайхойский, ПН – Предновоземельский, Бд – Байдарацкий.

Слоисто-блоковая концепция строения земной коры нефтегазоносных бассейнов наиболее полно отражает их тектонические неоднородности, которые определяют условия генерации и последующих стадий онтогенеза УВ. К ним, в частности, относятся скорость накопления и мощности осадков, формационный состав образований осадочного чехла, степень концентрации органического вещества в них, термобарические условия и т. д.

На северо-востоке Европейской части РФ в качестве наиболее крупных единиц литосферы рассматриваются Кольско-Мезенский, Тимано-Печорский и Восточно-Уральский геоблоки земной коры.

Западная граница Тимано-Печорского геоблока проводится по глубинному Западно-Тиманскому разлому, фиксирующемуся в геофизических полях по резкой смене положительного магнитного поля Кольско-Мезенского геоблока отрицательным Тиманским минимумом. В плане разлом выражен в виде серии оперяющихся или кулисообразно расположенных разрывов, ширина зоны которых составляет 10–15 км. Установлено надвигание по разлому Тимано-Печорского геоблока на более жесткий Кольско-Мезенский с амплитудой смещения от 1,5 км на северо-западе и до 4,0 км на юго-востоке. По положению в литосфере Западно-Тиманский разлом является корово-мантийным: по данным ГСЗ и МОВЗ он прослеживается на глубину до 80 км.

Восточная граница Тимано-Печорского геоблока проводится по Главному Уральскому глубинному разлому. В современном плане он сопровождается меридионально ориентированной цепочкой выходов на поверхность пород офиолитовой ассоциации.

С северо-востока Тимано-Печорский геоблок ограничен системой Предновоземельского и Западно-Пайхойского глубинных разломов. Глубина разломов оценивается в 35 км, то есть, проникая до подошвы земной коры, они являются коровыми.

Северная граница протягивается от п-ова Св.Нос на Кольском п-ве (на юго-западе) до п-ова Гусиная Земля на Новой Земле (на северо-востоке). К этой линии приурочена система глубинных разломов, образующих межблоковую зону между Тимано-Печорским и Баренцевоморским геоблоками. По глубине проникновения (до 35 км) разломы являются коровыми [88].

Тимано-Печорский геоблок земной коры системой глубинных разломов преимущественно северо-западного направления разбит на ряд мегаблоков (рис. 13). Но прежде, чем перейти к их характеристике, не-

обходимо для сравнения указать, что в пределах Кольско-Мезенского геоблока, находящегося к западу от Тимано-Печорского, земная кора имеет строение, характерное для древних платформ и относится к типу континентальной. Консолидированная часть коры границами, Ф, А, К и K_1 отчетливо подразделяется на слои различного состава, или, точнее, различного физико-химического состояния.

Тиманский мобильный мегаблок (1100×150 км) представляет собой вытянутую в север-северо-западном направлении узкую линейную геоструктуру, глубоко погруженную по системам ограничивающих ее глубинных разломов: Западно-Тиманскому и Восточно-Тиманскому. Максимальная мощность рифейских отложений оценивается здесь в 10–12 км, средняя в 8 км. Следовательно, архейско-нижнепротерозойский фундамент залегает здесь на глубинах, с учетом погруженных блоков, где накапливались платформенные отложения мощностью до 1,0–1,5 км, несколько более 10–12 км. Результаты профильных работ МОВЗ, проведенных в последние годы на Среднем Тимане, дают близкие значения до 13 км. Поверхность «Мохо» в северной части мегаблока приподнята до глубины 35 км. Это на 5 км выше, чем в прилежащем Кольско-Мезенском геоблоке, где поверхность «Мохо» фиксируется на глубинах 40 км и более.

Земная кора Тиманского мегаблока по составу близка к континентальной, но по строению относится к рифтогенному подтипу. Это подтверждается значительными мощностями образований рифейского комплекса, грабенообразным характером приразломных зон, прослеживающихся вплоть до верхней мантии, уменьшением мощности земной коры.

Ижма-Печорский стабильный мегаблок (1000×200 км) с запада ограничен Восточно-Тиманским глубинным разломом корового типа (глубина проникновения до 20 км), с востока – коро-мантийными Илыч-Чикшинским и Припечорским глубинными разломами (глубина проникновения 45–50 км). Предполагаемая мощность рифейского комплекса оценивается в 2–6 км, причем нарастание мощности идет с востока на запад, в сторону Тиманского мегаблока. Мощность образований платформенного комплекса напротив увеличивается с запада на восток от первых сотен метров до 3,6 км.

В северной части мегаблока отчетливо, по корово-мантийному Седухинскому разлому, выделяется самостоятельный Малоземельско-Колгуевский блок, восточная граница которого совпадает с Шапкинским глубинным разломом. Судя по строению рифейского комплекса и

нижней части платформенного комплекса, блок в ранние этапы геологической истории развивался отлочно от остальной части Ижма-Печорского мегаблока

Земная кора Ижма-Печорского геоблока принадлежит континентальному типу, хотя наблюдаются некоторые аномалии, такие как гомогенизация земной коры, увеличение интервальных скоростей и т. д.

Поверхность «Мохо» отмечается на глубинах несколько больших 40 км.

Печоро-Колвинский мегаблок (300×125 км), выделенный в центральной части Тимано-Печорского геоблока, ограничивается системами параллельных глубинных разломов: Припечорского и Шапкинського на западе и Восточно-Колвинского на востоке. Мощность рифейского комплекса оценивается в 8–10 км, мощности образований, платформенного комплекса колеблются в зависимости от погружения подстилающих блоков от 4,2 до 8,4 км.

Поверхность «Мохо» образует относительно малоамплитудное, но выраженное и протяженное поднятие на глубине 36 км. По этим признакам земная кора мегаблока, как и Тиманского, относится к рифтогенному подтипу. В пределах мегаблока отмечается сокращение мощности гнейсо-гранулитового («гранитного») слоя, в результате чего граница гранулит-метабазитового («базальтового») слоя поднимается до глубины 16 км.

Большеземельский стабильный мегаблок (600×125 км) при изучении его в материковой части, где в его пределах развит Большеземельский погребенный свод, представляется изометричной структурой. Но при прослеживании его в акватории Печорского моря он, как и все другие мегаблоки Тимано-Печорского геоблока, представляет собой линейную, вытянутую в северо-западном направлении, геоструктуру. Западная ее граница определяется Восточно-Колвинским глубинным разломом, юго-восточная разломами в тектонически ослабленной зоне на границе стабильного Большеземельского мегаблока и мобильного Северо-Предуральского, восточная граница проходит по Варандейскому глубинному разлому корово-мантийного типа, поверхность сместителя которого погружается в северо-восточном направлении.

Поверхность архейско-протерозойского фундамента по геофизическим данным предполагается в материковой части на глубинах от 6 км до 8 км. Мощность рифейского комплекса оценивается от первых со-

тен метров в наиболее приподнятой части мегаблока до 4 км в опущенных частях. Мощность платформенного комплекса составляет от 4,0 км до 6,2 км, увеличиваясь в акваториальной части.

В пределах Большеземельского блока земная кора, принадлежащая к континентальному типу, становится заметно аномальной, тенденции к чему проявлялись в пределах Ижма-Печорского мегаблока. Происходит отчетливая гомогенизация и базификация земной коры. Пропадают или становятся менее четкими промежуточные границы в консолидированной ее части с одновременным увеличением интервальных скоростей до 7 км/с. Эта величина не оставляет места для пород с «гранитными» скоростями в сколько-нибудь значительных интервалах разреза. Скорость оказывается хорошо выдержанной по разрезу всей толщи земной коры, включая самые ее низы.

Северо-Предуральский мобильный геоблок до последнего времени рассматривался нами как мобильное основание, большую часть своей геологической истории развивавшееся в режиме перикратонного опускания, на которое в результате Уральского орогенеза был наложен компенсационный Предуральский краевой прогиб. Восточная граница мегаблока условно проводилась нами по системе нарушений Главного Уральского надвига.

Однако, судя по исследованиям последних лет, Северо-Предуральский мегаблок (перикратон) простирается и далее на восток вплоть до современного Главного Уральского глубинного разлома, по которому и проводится восточная граница Тимано-Печорского геоблока. Таким образом в осадочном чехле мегаблоку соответствуют (с запада на восток): 1. Предуральский краевой прогиб; 2. Западно-Уральская мегазона (западный склон Урала), характеризующаяся широким развитием шарьяжей с несколькими уровнями срыва в платформенном чехле; 3. Центрально-Уральская мегазона, в которой широко развиты на поверхности докембрийские (рифейские) образования, нередко надвинутые на породы Западно-Уральской мегазоны [70].

В историко-генетическом отношении мегазоны представляют собой структуры, наложенные на восточный, внутренний, борт перикратонного опускания (мегаблока), вовлеченного в уральскую складчатость.

В этом объеме Северо-Предуральский мегаблок (перикратон) должен бы именоваться по-другому, но пока мы условно оставляем за ним ставшее традиционным название.

В результате интенсивных тектонических движений Уральского орогенеза западная часть мегаблока расчленилась на ряд отдельных блоков, фиксируемых в современном рельефе по поверхности рифейского комплекса. Это (с юга на север): Полудовское поперечное поднятие, Верхнепечорская впадина, Среднепечорское поперечное поднятие, Большесынинская впадина, поднятие Чернышева, Косью-Роговская впадина. Мощность образований рифейского комплекса оценивается от 6–8 км в Верхнепечорской впадине и до 10–12 км в Косью-Роговской. Мощность платформенного комплекса составляет от 4 до 12 км.

Кора Северо-Предуральского блока принадлежит к континентальному типу, перикратонному подтипу, который выделяется по резко отрицательным аномалиям гравитационного поля. Ему соответствуют большие мощности осадочного чехла и резкое увеличение глубины залегания поверхности “Мохо” – более 48 км. Поверхность “базальтового” слоя под Уралом не прослежена.

Припайхойский мобильный мегаблок (700x100 км) прослеживается вдоль юго-восточной части Пайхойско-Новоземельского геоблока [80] в виде линейной, клиновидной в плане, геоструктуры. В материковой его части выделяются Варандей-Адзвинский и Кортаихинский блоки, имеющие согласное со структурой Пай-Хоя простиранье.

Варандей-Адзвинский блок находится в тектонически ослабленном участке земной коры между стабильным Большеземельским мегаблоком и Кортаихинским мобильным блоком. Специфическое положение блока обусловили его сложную геологическую историю и сложное геологическое строение структур, развитых в его пределах. В отличие от структур Косью-Роговского блока, имеющих субмеридиональное направление, все структурные элементы Варандей-Адзвинского блока подчинены северо-западному, пайхойскому, простиранью.

Варандейский глубинный разлом, ограничивающий с запада Варандей-Адзвинский блок, прослеживается на глубину 50 км. От Кортаихинского блока Варандей-Адзвинский блок ограничивается серией коровых разломов, которым в осадочном чехле соответствует Талотинский надвиг.

Мощность рифейского комплекса в пределах блока составляет 6 км, мощность платформенного комплекса 6,2–7,4 км.

Кортаихинский блок изучен недостаточно. Мощность рифейского комплекса в его пределах оценивается в 2–4 км. По поверхности ри-

фейских образований в современном плане он представляет блок, надвинутый на юго-запад по региональному Талотинскому надвику. Поверхность блока по поверхности рифейских образований погружается на северо-восток под структуры Пай-Хойского поднятия на глубины 6 км до 11,5 км.

Результаты работ по профилю ГСЗ–КМ1В 1990 г. явились в отношении Предпайхойского мегаблока несколько противоречивыми. Во-первых, обращает на себя внимание отсутствие линзы коро-мантийной, обуславливающее простой и резкий переход от верхней мантии к земной коре. Во-вторых, появление, хотя и не всегда отчетливых, промежуточных границ в коре. Наряду с тем наблюдаются повышенные интервальные скорости в консолидированной земной коре, близкие по своим значениям к 7 км/с.

По нашему мнению земная кора мегаблока, приближающаяся к континентальной, должна относиться к перикратонному подтипу, как это имеет место в Северо-Предуральском мегаблоке. Поверхность «Мохо» по приведенному профилю закономерно погружается на северо-восток от 39 км в западной части Варандей-Адзвинского блока до 48–50 км под надвигами Пай-Хоя.

Выделенные мегаблоки и блоки отличаются различной тектонической активностью и различным строением не только консолидированной коры, но и перекрывающей ее осадочной оболочки. Это несомненно влияет на масштабы и характер ее нефтегазоносности [15]. Так, в пределах мобильных мегаблоков сосредоточена большая часть начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти до 73%, газа до 90%. Подавляющее количество нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений приурочено именно к мобильным мегаблокам.

В настоящее время из почти 200 месторождений, открытых в ТПП, несколько меньше половины (48%) известно в пределах мобильных мегаблоков, но этаж и масштаб нефтегазоносности месторождений в мобильных мегаблоках выше. Так, к мобильным мегаблокам приурочено 62% выявленных залежей, и на одно месторождение приходится в среднем 3,3 залежи против 1,6 в стабильных. То же самое относится и к классу месторождений по крупности: основная доля крупнейших, крупных и средних месторождений, составляющая более 20% от всех открытий, приходится на мобильные мегаблоки. К этим месторождениям приурочено до 90% запасов.

Богатство недр или концентрация УВ, выражающаяся в тыс. т у. т., приходящихся на 1 км³ осадков, значительно выше в мобильных геоблоках, где оно составляет от 20 до 82 тыс. т у. т./км³ против 6–13. тыс. т у. т./км³ в стабильных.

Генерация УВ существенным образом зависит, помимо непосредственной геодинамики недр, от температурного потока, а также от количества и качества флюидов, проникающих в осадочный чехол. Это непосредственно коррелируется со строением и составом земной коры и ее дизъюнктивной тектоникой. Последняя выступает как показатель мобильности недр, и как зона разгрузки недр, как зона усиленного массо- и теплообмена.

Миграция УВ существенным образом зависит от общего геодинамического режима, связанного со степенью мобильности блоков земной коры различного ранга.

В процессах аккумуляции и консервации УВ также отражаются факторы развития земной коры, в частности, интенсивность ее движений, что может привести и приводит к деструкции образовавшихся залежей.

Исходя из концепции слонсто-блокового строения земной коры, нельзя не утверждать, что все процессы, происходящие в осадочном чехле, являются отзвуком процессов, происходящих в пределах консолидированной коры. Поэтому при прогнозе нефтегазоносности на различных уровнях должно учитываться не только строение осадочной оболочки или ее частей, но и всей толщи земной коры и происходящих в ней процессов, в той или иной степени оказывающих влияние на характер нефтегазоносности осадочной оболочки и на стадии онтогенеза УВ, происходящие в нем.

3.2. Тектоническое районирование и краткая характеристика основных структур

Тектоническим строением осадочного чехла Печорской плиты со времени опубликования первого научного труда по тектонике севера европейской части СССР (Тектоника, 1969) занимались многие геологические организации: ГПП «Архангельскгеология», ГПП «Ухтанефтегазгеология», ГПП «Полярноуралгеология», ГПП «Печорагеофизика», НПО «Севморгеология», «Аэрогеология», АО «Коминнефть», ПО «Севергазпром», Западный геофизический трест, институты ВНИГРИ,

ВНИГНИ, ВСЕГЕИ, ГИН РАН, ИГД РАН, Институт геологии Коми НЦ УрО РАН и др. За этот период появилось большое количество новых работ по геологическому строению осадочного чехла этой обширной территории. Вышли в свет многочисленные публикации (Дедеев, Запорожцева, 1985; Структура платформенного чехла..., 1982; Тектонические критерии..., 1986; Тектоническая карта..., 1985; Тектоника..., 1989; Юдин, 1994; и др.) [39, 79, 82, 83, 84, 94]. Составлены структурные и тектонические карты под редакцией В. И. Башилова, В. В. Бронгулеева, Б. Я. Вассермана, И. Б. Грановича, В. А. Дедеева, Н. В. Неволлина, К. Ф. Рахманова; под руководством Л. Т. Беляковой, В. И. Богацкого, Г. Ф. Буданова, А. С. Бушуева, С. А. Данилевского, Б. Г. Должанского, А. В. Журавлевой, И. В. Запорожцевой, О. А. Кондайна, К. А. Кривоцова, М. И. Островского, Л. И. Писаревой, Ф. Н. Снисарь, В. Л. Соенко, В. Г. Черного и др. (рис. 3, 4, 7).

Отличительной чертой, определяющей тектоническое строение осадочного чехла ТПП, является наличие в его основании мегаблоков консолидированной земной коры, отличающихся различным геотектоническим режимом. Мегаблоки и подчиненные им блоки различных масштабов оказали существенное влияние на строение осадочного чехла, а также характер и масштабы его нефтегазоносности. Мобильным мегаблокам соответствуют области с развитием в осадочном чехле удлиненных интенсивных высокоамплитудных структур разных порядков, подчиненных единому простиранию. Большую структурообразующую роль играют дизъюнктивные нарушения.

Большую структурообразующую роль играют дизъюнктивные нарушения. Относительно стабильным геоблокам отвечают области, в осадочном чехле которых преобладают пологие малоамплитудные структуры различных простираний, имеющие изометричные в плане очертания. Преобладают пликативные деформации.

Большинством исследователей в пределах территории провинции выделяются следующие категории структур (рис. 14):

Региональные:

- Тимано-Печорская эпибайкальская плита;
- Предуральский краевой прогиб;
- Предновоземельский передовой прогиб;
- Новоземельская складчатая система;
- Уральская складчатая система.

Надпорядковые (в пределах плиты):

- Тиманский кряж;
- Ижма-Печорская синеклиза;
- Печоро-Колвинский авлакоген.

Самостоятельные тектонические элементы I порядка:

- Малоземельско-Колгуевская моноклираль;
- Хорейверская впадина;
- Варандей-Адзвинская структурная зона.

В пределах крупнейших тектонических элементов установлены более мелкие структуры разных порядков. В качестве структур I порядка выделены мегавалы, прогибы, впадины, седловины и т. д.

К средним структурам (II порядка) отнесены валы, депрессии, ступени и др., а к локальным (III порядка) – купола, мульды, брахиантклинали, структурные носы.

Немаловажная роль в тектоническом районировании принадлежит разломам разных категорий, являющихся во многих случаях естественными границами между тектоническими элементами.

Тиманский кряж является западным структурным ограничением Печорской плиты. Его протяженность вместе с полуостровом Канин достигает 1100 км при ширине до 150 км. Кряж является наиболее приподнятой областью залегания рифейского фундамента, разбитого по разнонаправленным системам разломов на ряд приподнятых и опущенных блоков. Маломощный платформенный чехол подчинен структуре фундамента. Крупным блокам в осадочном чехле фундамента соответствуют эродированные поднятия, разделенные узкими депрессиями. Бурением лучше всего изучена область юго-восточного Предтиманья, с выделенной в ее пределах структурой II порядка – инверсионным **Ухта-Ижемским валом (250×50 км)**. Самой крупной структурой вала является Ухтинская складка, осложненная более мелкими брахиантклиналями (Ярегская и др.).

Ижма-Печорская синеклиза (800×200 км) расположена между Тиманским кряжем на западе, дислокациями сложного Печоро-Колвинского авлакогена на востоке, структурами Предуральского передового прогиба на юге и Малоземельско-Колгуевской моноклиалью на северо-востоке. Синеклиза представляет собой огромную пологую структуру северо-западного простирания, асимметричного строения, с преимущественно пликативным западным и нарушенным разломами восточным

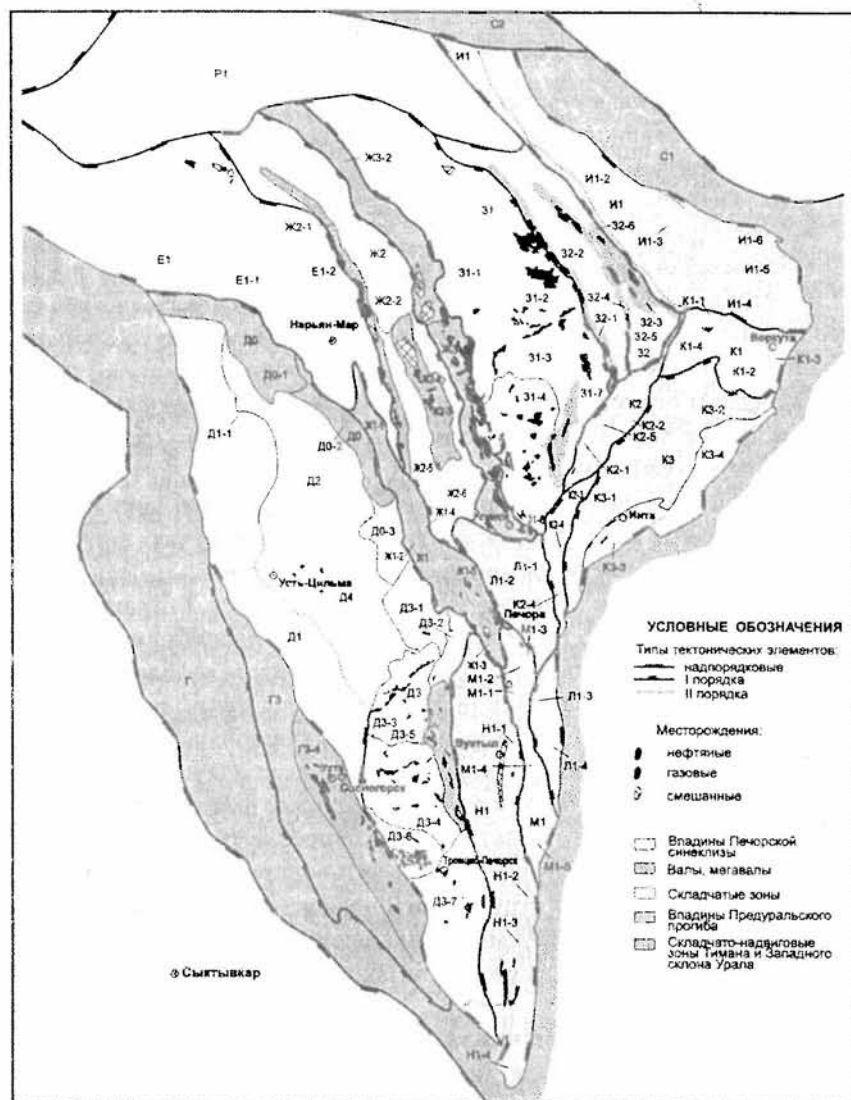


Рис. 14. Карта тектонического районирования Тимано-Печорской нефтегазовой провинции (составлена по материалам ГУП ТП НИЦ). Тектоническое районирование: Г – Тиманский кряж; ГЗ – Восточно-Тиманский сложный вал; ГЗ-4 – Ухта-Ижемский вал; Д – Ижма-Печорская синеклиза; Д1-0 – Седухин-

ский вал; Д2-0 – Янгитская ступень; Д3-0 – Кипиевская ступень; Д1 – Нерицкая ступень; Д1-1 – Тобышский вал; Д2 – Ерсинская впадина; Д3 – Омра-Лыжская седловина; Д3-1 – Лузская ступень; Д3-2 – Ронаельская ступень; Д3-3 – Лемъюская ступень; Д3-4 – Тэбукская ступень; Д3-5 – Минчаю-Пашинский вал; Д3-6 – Омра-Сойвинская ступень; Д3-7 – Джебольская ступень; Д4 – Ижемская ступень; Е1 – Малоземельско-Колгуевская моноклинал; Е1-1 – Нарьян-Марская ступень; Е1-2 – Удачная ступень; Ж – Печоро-Колвинский авлакоген; Ж1 – Печоро-Кожвинский мегавал; Ж1-1 – Лебединский вал; Ж1-2 – Мутноматериковый вал; Ж1-3 – Лыжско-Кыртаельский вал; Ж1-4 – Нялтаюская ступень; Ж1-5 – Печорогородская ступень; Ж2 – Денисовский прогиб; Ж2-1 – Шапкина-Юрьяхинский вал; Ж2-2 – Усть-Печорская депрессия; Ж2-3 – Лайский вал; Ж2-4 – Верхнелайская депрессия; Ж2-5 – Тибейвисская депрессия; Ж2-6 – Лодминская перемычка; Ж3 – Колвинский мегавал; Ж3-1 – Поморский вал; Ж3-2 – Ярейюский вал; Ж3-3 – Харьягинский вал; Ж3-4 – Возейский вал; Ж3-5 – Усинский вал; З1 – Хорейверская впадина; З1-1 – Чернореченская депрессия; З1-2 – Садаггинская ступень; З1-3 – Коллависовская ступень; З1-4 – Сандивейское поднятие; З1-5 – Макариха-Салюкинская антиклинальная зона; З1-6 – Сынянырдская котловина; З1-7 – Цильегорская депрессия; З2 – Варандей-Адзьвинская структурная зона; З2-1 – вал Сорокина; З2-2 – Мореюская депрессия; З2-3 – Сарембой-Лекейягинский вал; З2-4 – вал Гамбурцева; З2-5 – Верхнеадзьвинская депрессия; З2-6 – Талотинский вал; И1 – Кортаихинская впадина; И1-1 – Вашуткино-Талотинский надвиг; И1-2 – Лабогейская ступень; И1-3 – Одинокская антиклинальная зона; И1-4 – Верхневоркутская зона дислокаций; И1-5 – Пестаншорская складчато-надвиговая зона; И1-6 – Сабриягинская складчато-надвиговая зона; К1 – Воркутское поперечное поднятие; К1-1 – горст Чернова; К1-2 – Ярвожский купол; К1-3 – Юньягинская антиклинальная зона; К1-4 – Падимейская зона; К2 – гряда Чернышева; К2-1 – Хоседаюский вал; К2-2 – Тальбейский блок; К2-3 – Шарью-Заостренский блок; К2-4 – Яньюский блок; К2-5 – Адзьявомская депрессия; К3 – Косью-Роговская впадина; К3-1 – Кочмесская ступень; К3-2 – Абезьская депрессия; К3-3 – Интинская складчато-чешуйчатая зона; К3-4 – Прилемвинская складчато-чешуйчатая зона; Л1 – Большесынинская впадина; Л1-1 – Нитчемью-Сынинская ступень; Л1-2 – Вяткинская депрессия; Л1-3 – Мичабичевская тектоническая пластина; Л1-4 – Среднешугорская тектоническая пластина; М1 – Среднепечорское поперечное поднятие; М1-1 – Худоель-Войская антиклинальная зона; М1-2 – Даниловская депрессия; М1-3 – Аранец-Переборская антиклинальная зона; М1-4 – Югид-Кыртинская антиклинальная зона; М1-5 – Тимаизское складчато-блоковое поднятие; Н1 – Верхнепечорская впадина; Н1-1 – Вуктыльская тектоническая пластина; Н1-2 – Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона; Н1-3 – Курынская антиклинальная зона; Н1-4 – Патраковская складчато-покровная зона; С – краевые дислокации.

бортами. В целом она напоминает обширную моноклираль, наклоненную на восток и северо-восток. Толщина осадочного чехла впадины от 1 км на севере до 5 км в юго-восточной части.

Синеклиза отличается развитием крупных тектонических элементов I порядка – **Нерицкая ступень**, **Омра-Лыжская седловина**, осложненных сравнительно пологими структурами II порядка – Лузская, Ронаельская, Лемъюская ступени; Седухинский, Мичаю-Пашнинский валы и др. Ступени и валы осложнены структурными носами и слабо выраженными антиклинальными складками.

Нерицкая ступень вытянута вдоль Тимана и, по существу является его глубокопогруженным восточным склоном. Ступень представляет собой зону более мелких ступеней, погружающихся на юго-восток по всем структурным комплексам. На фоне ступени выделяется крупное поднятие северо-западного простирания, соответствующее **Тобышскому валу**.

Осадочный чехол в пределах ступени представлен девонско-пермскими отложениями, мощность которых увеличивается в восточном направлении от 0,5 км до 1,8–2,0 км.

Ступень отличается незначительным количеством дислокаций, которые выражены, в основном, в виде структурных осложнений и в плане имеют линейное расположение и Тиманское простирание.

Тобышский вал (антиклинальная зона) имеет северо-западное Тиманское простирание. Объединяет дизъюнктивные складки Хариусную, Большепульскую и др.

В центральной части Ижма-Печорской синеклизы располагается обширная структура II порядка – **Ерсинская впадина**, отделяющая Нерицкую ступень от Седухинского вала и Янгытской ступени. Для впадины характерно наличие малоамплитудных, локальных поднятий, осложняющих ее борта (Западно-Созьвинская).

Седухинский вал (структурный элемент II порядка) выделен в северной части синеклизы и хорошо выражен по поверхности фундамента и в осадочном чехле. Вал имеет асимметричное строение с пологим юго-западным крылом (3°) и флексуорообразным северо-восточным склоном с амплитудой 800–1000 м. Свод вала размыт, на поверхности под четвертичными отложениями (20–30 м) залегают породы каменноугольного и раннепермского возраста. Близость Припечорской системы зоны глубокого разлома должна обусловить дизъюнктивный характер локальных

структур этого тектонического элемента. Отражением погребенной системы поднятий фундамента в осадочном чехле является **Кипиевская** и **Янгытская** ступени. В их пределах отмечен весьма сложный характер распространения терригенных отложений среднего-верхнего девона. Выявленные и подготовленные локальные объекты, как правило, имеют асимметричное строение с максимальными размерами по кровле карбонатов нижней перми. Амплитуды мелких структур 100–150 м.

Лузская, Ронаельская, Лемъюская, Тэбукская и Омра-Сойвинская ступени (структуры II порядка) и **Джебольская моноклираль** объединены в **Омра-Лыжскую седловину** (тектонический элемент I порядка), разделяющую Верхнепечорскую впадину Предуральского прогиба и Тиманский кряж.

Локальные структуры каждой ступени характеризуются обособлением по дополнительному признаку. В пределах **Тэбукской и Лемъюской ступеней** широко развиты органогенные постройки, обусловившие увеличение амплитуд структур вверх по разрезу (Западно-Тэбукская, Ванъюская, Кабантыская, Аресская, Турышевская и др.).

Лузская ступень отмечается наличием высокоамплитудных поднятий субширотного простирания с относительно крутыми южными крыльями (Лузская, Верхнелыжская и др.).

Структуры **Омра-Сойвинской ступени** (Верхнеомринская, Кодачская и др.) характеризуются изоморфностью, северо-западным простиранием, отсутствием в сводах различных горизонтов каменноугольных отложений.

Восточную часть седловины осложняет **Мичаю-Пашнинский вал**, приуроченный к Илыч-Чикшинской системе разломов и представляющий собой приразломную шовную дислокацию на границе с Верхнепечорской впадиной. Локальные структуры вала характеризуются увеличением амплитуды с глубиной. Здесь выделяется погребенное поднятие фундамента, в своде которого отсутствуют отложения нижнего-среднего ордовика, достигающие севернее мощности 800 м. Наиболее отчетливо вал выражен по верхним горизонтам осадочного чехла и осложнен рядом локальных структур, имеющих приразломное происхождение.

Подобные поднятия фундамента прослеживаются и севернее Мичаю-Пашнинского вала, вдоль Припечорской системы разломов.

Структура I порядка – **Малоземельско-Колгуевская моноклираль** (200×80–120 км) расположена в крайней северо-западной части ТПП,

граничит на востоке с Шапкина-Юрьяхинским валом Денисовского прогиба, на западе с Седухинским валом, на юго-западе с Янгитской ступенью, на юге – с Печоро-Кожвинским мегавалом.

Все горизонты осадочного чехла в пределах моноклинали погружаются в восточном направлении. При этом амплитуда погружения возрастает с глубиной (до 1,5 км по кровле карбонатов нижней перми и до 3,6 км по подошве доманиковых отложений) (рис. 15).

В составе моноклинали в качестве структур II порядка рассматриваются **Нарьян-Марская и Удачная ступени**, осложненные в свою очередь рядом локальных структур.

Удачная ступень. Сейсморазведочными работами установлено весьма сложное строение тектонической ступени как по фундаменту, так и по отложениям осадочного чехла. В пределах этого структурного элемента выделено несколько крупных блоков фундамента, разделенных зонами тектонических нарушений. В осадочном чехле им соответствуют структурные зоны, отличающиеся друг от друга полнотой стратиграфического разреза. В центральной зоне осадочный чехол погружен в восточном, северо-восточном и юго-восточном направлениях и на фоне этого погружения по всем отложениям наблюдаются структурные носы и террасы, осложненные малоамплитудными структурами небольших размеров.

В западной зоне по всем горизонтам осадочного чехла намечается относительно приподнятый участок, ограниченный тектоническим нарушением по отложениям девона-карбона с амплитудой до 220 м. Как и в центральной зоне, в западной выделен ряд брахиантиклинальных структур (Носовая, Табьягская и др.) платформенного типа, характеризующихся небольшими размерами и малыми амплитудами (10–20–50 м).

Восточная зона по отложениям осадочного чехла является наиболее погруженной частью моноклинали. Локальные структуры зоны представляют собой узкие антиклинальные складки субмеридионального простирания, самыми крупными из которых являются Верхнехарицкая и Приозерная, непосредственно примыкающие к Шапкина-Юрьяхинскому валу.

Нарьян-Марская ступень полого погружается на северо-восток. От Удачной ступени она отделена флексурой. В пределах ступени выявлен и подготовлен к бурению ряд структур, в основном, по отражающим горизонтам в перми-девоне.

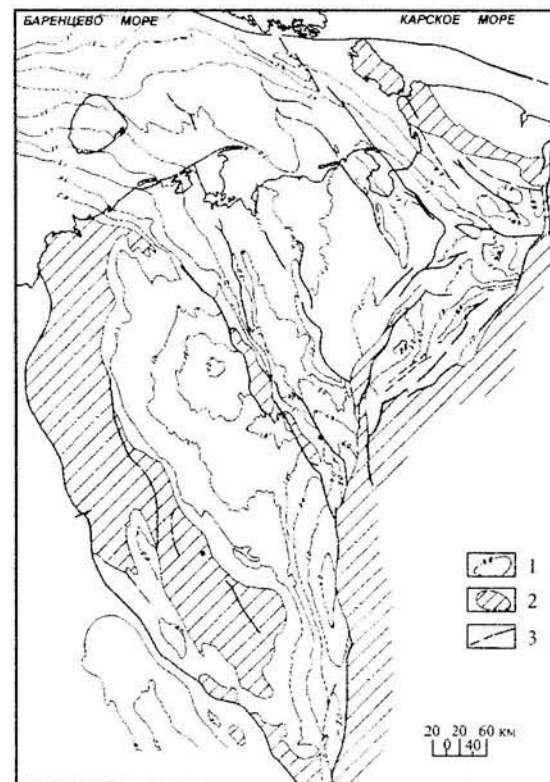


Рис. 15. Схематическая структурная карта кровли каменноугольно-пермских карбонатных отложений. 1 – изогипсы кровли карбонатных отложений, км; 2 – площади отсутствия пермских отложений; 3 – разломы.

В целом, локальные объекты моноклинали представляют собой довольно пологие малоамплитудные куполовидные и брахиантиклинальные складки небольших размеров. Дислокации носят, в основном, пликвативный характер.

Надпорядковая структура, **Печоро-Колвинский авлакоген**, в пределах суши имеет размеры 700×60 – 20 км. Печоро-Колвинский авлакоген расположен в центральной части провинции и характеризуется северо-западным (Тиманским) простиранием. По поверхности фундамента представляет собой обширный прогиб, разбитый серией разломов на ряд ступенчатых блоков, наклоненных к северу. Здесь прояви-

лась самая резкая дифференциация блоковых движений в пределах ТПСБ. Вдоль юго-западной и северо-восточной границ авлакогена простираются крупные инверсионные **Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы**. Между ними находится Денисовский прогиб со сложнопостроенным Шапкина-Юрьянским валом, устойчиво развивающимся Лайским валом и сопредельными с ними впадинами. Естественными границами между тектоническими элементами являются разломы глубокого заложения. Выделенные структуры II порядка характеризуются различной стратиграфической полнотой разреза осадочного чехла, разным временем заложения и основного этапа формирования, смещением сводов локальных структур с глубиной.

Печоро-Кожвинский мегавал (350x50 км) представляет собой блок, ограниченный Западно-Печорским и Восточно-Печорским глубинными разломами, интродуцированными породами основного и ультраосновного составов. Мегавал состоит из трех кулисно сочленяющихся приразломных валов – структур II порядка (с юга на север – **Лыжско-Кыртаельского, Мутноматерикового и Лебединского**). Валы контролируются разрывными нарушениями, входящими в Припечорскую зону разломов.

Разломы, ограничивающие мегавал с востока, отчетливо выражены только в южной части мегавала, в зоне сочленения с Большесынинской впадиной, в нижних горизонтах платформенного чехла им соответствуют крутые узкие флексуры.

Мощность платформенного чехла в пределах мегавала наращивается с северо-запада на юго-восток от 3 до 6 км. Амплитуда вертикального смещения Печоро-Кожвинского блока относительно Ижма-Печорского и Денисовского блоков невелика – 200–400 м.

Восточный склон мегавала также осложнен разломами, поверхности сместителей которых наклонены в юго-западном направлении, обратном по отношению к падению разломов Припечорской зоны. Здесь развиты цепочки структур III порядка, объединяющихся в структурные зоны или ступени (структуры II порядка – Печорогородская, Нялтауская и др.).

Мегавал представляет собой инверсионную структуру, возникшую над глубоким верхнедевонско-нижнепалеозойским грабеном. Мегавал резко асимметричен и приподнят над примыкающей с юго-запада Ижма-Печорской синеклизой.

Наиболее приподнят в пределах мегавала – **Мутноматериковый вал**, южная периклиналь которого образует длинный структурный нос, далеко вклинивающийся в пределы Ижма-Печорской синеклизы.

Лыжско-Кыртаельский вал простирается почти параллельно Мутноматериковому. Его локальные объекты более погружены и в их сводах обнажены фаменские и нижнекаменноугольные породы. В области перехода восточного крыла вала к Денисовской впадине выделена Печорогородская ступень с цепочкой более погруженных, менее интенсивных типично платформенных брахиантиклиналей.

Лебединский вал в составе нескольких крупных структур имеет северо-западное простирание и также осложнен пологой ступенью в области смыкания с Малоземельско-Колгуевской моноклиной.

Денисовский прогиб (структура I порядка) простирается в северо-западном направлении и занимает центральную часть Печоро-Колвинского авлакогена. С запада он ограничен Печоро-Кожвинским мегавалом. На севере он раскрывается в акваториальную часть бассейна – на юге через **Лодминскую перемычку** переходит в Большесынинскую впадину.

В современном структурном плане прогиб представляет собой пологую асимметричную впадину, простирающуюся в северо-западном направлении на 400 км при ширине 40–70 км и заполненную осадочными образованиями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

По поверхности фундамента Денисовский прогиб представлен обширным опущенным блоком, который в свою очередь тектоническими нарушениями разделен на более мелкие блоки, расположенные на разных гипсометрических уровнях. Тектонические нарушения, ограничивающие блоки, четко проявляются в потенциальных полях (гравитационное и магнитное), а на временных сейсмических разрезах представлены зонами отсутствия отражений. Преобладающая часть нарушений северо-западного простирания и входит в систему глубинных разломов Печоро-Колвинского авлакогена.

Тектонические нарушения разделяют фундамент на Шапкина-Юрьянский, Тибейвисский, Лайский и Верхнелайский блоки. В свою очередь перечисленные блоки системой нарушений разделены на еще более мелкие блоки, что в результате привело к мелкоблоковой структуре фундамента.

Наиболее опущенным по фундаменту (до 7,5 км) является Шапкина-Юрьянский блок, а наиболее приподнятым – Лайский. Выступ фун-

дамента наблюдается также в пределах Лодминской перемычки. Тибейвисский и Верхнелайский блоки занимают промежуточное положение. Первый из них постепенно погружается в западном – юго-западном направлении, а второй в восточном – северо-восточном. Основные тектонические блоки имеют линейно-вытянутую форму северо-западного простирания. Центральную часть прогиба занимает Лайский блок. Он имеет форму антиклинального выступа, сводовая часть которого осложнена грабеном. Опускание свода произошло по системе нарушений, а образовавшиеся выступы вдоль внешних бортов грабена послужили основанием для последующего роста органогенных построек.

Тектоническое строение осадочного чехла и в первую очередь нижних горизонтов находится в тесной зависимости от поверхности фундамента, а также от существовавших напряжений и движений земной коры на различных этапах геологического развития.

Отсутствие прямой унаследованности структурных планов, наличие мощных толщ осадочных образований, региональных и локальных размывов указывает на многостадийность и разнонаправленность тектонических движений.

В общем плане для всей этой территории прогиба наблюдается инверсионный характер развития, хотя на отдельных участках можно наблюдать относительную унаследованность структурных планов.

Крайней западной шовной структурой прогиба является **Шапкина-Юрьянский вал**, отделенный от Малоземельско-Колгуевской моноклинали дизъюнктивным нарушением типа взбросо-надвига.

Центральная часть прогиба осложнена **Лайским валом**, имеющим пликативное сочленение с прилегающими к нему **Верхнелайской и Тибейвисской депрессиями**, на севере прогиба располагается **Усть-Печорская депрессия**.

Шапкина-Юрьянский вал расположен в западной части прогиба и протягивается в северо-западном направлении более чем на 230 км при ширине 10–15 км. Он представляет собой асимметричную структуру с крутым западным крылом (до 30°), осложненным серией кулисных разломов, выраженных в донижнепермских отложениях в виде взбросов (амплитуда до 700 м) и довольно пологим восточным (до 5°). Сводовая часть вала осложнена серией узких антиклинальных складок, протягивающихся вдоль его оси. Для локальных структур, в пределах вала характерны незначительные размеры (1–2×10–15 км) при ампли-

тудах от 40 до 250 м. К северу размеры структур несколько увеличиваются. Все антиклинальные складки хорошо выражены по каменноугольным отложениям. Вверх и вниз по разрезу наблюдается их выполаживание.

Лайский вал представляет собой крупную линейно вытянутую положительную структуру, протягивающуюся в центральной части прогиба на расстояние до 150 км при ширине от 10 до 20 км.

В современном плане является наложенным на севере на позднеордовикско – среднедевонский палеопрогиб, а на юге на выступ, сложенный отложениями верхнеордовикско-нижнедевонского комплекса. Амплитуда Лайского вала относительно центральной части Тибейвиской депрессии составляет 400–500 м, относительно Верхнелайской – 700 м.

Наиболее крупная по размерам структура в пределах вала – Лаявожская многокупольная складка (амплитуда по кровле карбонатов нижней Перми – 250 м) и ряд более мелких структур.

Лайский и Шапкина-Юрьянский валы разделяет **Тибейвисская депрессия**, которой по поверхности фундамента соответствует структурная терраса, погружающаяся в северном и южном направлениях. Максимальные глубины до кровли карбонатов 2700–2800 м и находятся в южной части депрессии. Северное ее замыкание – на широте Южно-Шапкинское поднятия.

Восточнее Лайского вала находится **Верхнелайская депрессия**, отделяющая вал от Колвинского мегавала. Депрессия хорошо выражена по отложениям от девона до триаса. По верхним этажам осадочного чехла наблюдается довольно спокойное залегание пород. Характерной особенностью депрессии является несовпадение структурных планов доверхнедевонских отложений с вышележащими, что связано с полным или частичным выклиниванием нижнефранских, среднедевонских, нижнедевонских и значительной части силурийских отложений. Мощность осадочного чехла в депрессиях изменяется от 6 до 7,5 км.

На севере впадины по горизонтам верхнего палеозоя выделяется **Усть-Печорская депрессия**, которой по фундаменту соответствует **Носовой выступ**. Депрессия имеет асимметричное строение, наиболее опущенная ее часть смещена в сторону западного склона Колвинского мегавала. В пределах депрессии выявлен целый ряд незначительных по размерам малоамплитудных структур – Юшинская, Высокая, Приливная и т. д.

В целом же в пределах Денисовского прогиба выявлено большое разнообразие структурных форм. Это структуры III порядка – антиклинальные складки, средние и крупные по размерам, имеющие, как правило, различные амплитуды, сквозные по палеозойским отложениям и навешенные по отношению к структуре фундамента.

Колвинский мегавал, являющийся одной из самых контрастных структур I порядка ТПП, протягивается в северо-западном направлении более чем на 300 км при ширине 30–40 км. Северная часть мегавала устанавливается в акватории Печорского моря, где он меняет свое направление на субширотное. От Денисовской и Хорейверской впадин мегавал отделен высокоамплитудными Западно- и Восточно-Колвинским региональными разломами.

В пределах мегавала выявлен ряд тектонических нарушений северо-западного простирания, разделивших всю его территорию по нижне-среднепалеозойским отложениям на серию блоков того же простирания. Особое место здесь занимают субширотные разломы, разбившие тело мегавала на ряд блоков Ярейюский, Хыльчюуский и т. д.

Ярейюский вал (структура II порядка) занимает северную часть мегавала, приурочен к самостоятельной кулисе Колвинской системы разломов. Размеры вала составляют 75×30 км. Западное крыло осложнено нарушением и имеет более крутой угол падения, чем восточное. Амплитуда вала по отложениям нижнего карбона на юге составляют 500 м и уменьшается в северном направлении до 300 м. Вверх и вниз по разрезу структура выполаживается (амплитуда по подошве силура – 200–300 м). В составе вала выделяется ряд локальных структур, различных по конфигурации и размерам, среди которых преобладают брахиантиклинали и антиклинали (Северо-Ярейюская, Северо-Хыльчюуская, Ярейюская и др.).

Харьягинский вал расположен к югу от Ярейюского. Размеры его составляют 110×20 км. Вал имеет асимметричное строение: восточное его крыло круче западного и осложнено разломом. Максимальная амплитуда вала 800 м по отложениям нижнего карбона уменьшается в северном направлении до 275 м. Вверх и вниз по разрезу структура выполаживается.

Вдоль осевой части в составе вала выделяются ряд локальных объектов с размерами от 1,5×1,5 км до 22×8 км и амплитудами от 22 до 350 м.

Особое место в составе вала занимает Инзырейское поднятие, которое наиболее четко в виде купола прослеживается по всем горизонтам

палеозоя, по горизонтам девона оно выражено слабее, а выше и совсем выполаживается. В направлении к поднятию выклиниваются отложения силурийского возраста, нижнего и среднего девона.

Возейский вал имеет совсем другое строение. В основании фундаментна структуры находится крупный, амплитудой более 2,0 км выступ фундамента. Отложения осадочного чехла образуют крупный свод, облекающий выступ фундамента. По отложениям ордовика – нижнего девона серией тектонических нарушений Возейский вал разбит на ряд блоков – Омский, Северо-Возейский, Возейский и др. По отложениям среднего-верхнего палеозоя Возейское поднятие представляет собой крупную брахиантиклиналь северо-западного простирания, осложненную локальными куполами. Протяженность структуры около 70 км при ширине 13–15 км, амплитуда 400–450 м по отложениям девона. Восточное крыло Возейской структуры осложнено крутой флексурой, переходящей в дотриасовых отложениях в тектоническое нарушение.

Самое высокое гипсометрическое положение по кровле нижнепермских карбонатов занимает высокоамплитудная (600 м) линейно вытянутая структура II порядка – **Усинский вал (60×10–5 км)**. На юге удлиненная периклиналь вала постепенно переходит в вытянутую Нитчемью-Сынинскую ступень Большесынинской впадины.

Вал осложнен структурами третьего порядка, в его сводовой части выделяется Усинская структура; ее размеры по кровле карбонатов нижней перми составляют: длина 46 км, ширина – 6–15 км, амплитуда 500 м, в пределах южной периклинали – Чедтыйская и Леккеркская структуры. По отложениям девона-силура южная периклиналь вала отделяется тектоническими нарушениями.

В зоне сочленения Усинского и Возейского валов расположена небольшая куполообразная Западно-Сынатская структура с размерами 4,5×3 км, амплитудой по отложениям верхнего – нижнего девона – 70–140 м.

Хорейверская впадина – крупная (280×120 км) отрицательная геотектоническая структура I порядка Печорской плиты, расположенная к востоку от Колвинского мегавала и выраженная по мезозойскому и верхнепалеозойскому комплексам.

Влияние древнего Большеземельского палеосвода во многом предопределило современную структуру впадины, выразившуюся в длительных стратиграфических перерывах и довольно глубоких по амплитуде разрывах на рубеже формирования почти всех структурных этажей.

Впадина имеет асимметричное строение. Вдоль восточного склона Колвинского мегавала протягивается наиболее погруженная ее часть с увеличенными толщинами отложений по всем структурным этажам.

Современный структурный план впадины характеризуется спокойным залеганием пород, погружающихся на север и северо-запад в сторону шельфа. В пределах впадины выделяется ряд тектонических элементов II порядка: положительные – **Сандивейское поднятие и Колвависовская ступень** в южной и центральной частях; **Садаягинская ступень** в северной; **Макариха-Салюкинская антиклинальная зона** в юго-восточной части; отрицательные – **Сынянырдская котловина и Ш-льегорская депрессии** в южной и юго-восточной части и **Чернореченская депрессия** в северной части впадины.

Чернореченская депрессия занимает наиболее погруженную часть впадины и расположена в зоне ее сочленения с Колвинским мегавалом. Она представляет собой структуру северо-западной ориентировки размерами 170×6–38 км и выражается по всему разрезу осадочного чехла. Структура характеризуется асимметричным строением. Западный борт ее более крутой и узкий, чем восточный, и осложнен тектоническим нарушением на широке Харьягинской – Ханчаргинской площадей. Депрессия состоит из нескольких синклиналей. Поверхность карбонатных отложений нижней перми в днище депрессии залегает на глубинах 2425–2900 м. Наиболее погруженной является ее северная часть. Амплитуда ее составляет 100–300 м и увеличивается в северном направлении. Вверх по разрезу структура выполаживается.

В ее составе сейсморазведочными работами установлены Михайловская, Иевская, Северо-Иевская, Каминская, Западно-Нямюрхитская и другие локальные структуры. Они представляют собой брахантиклинальные и куполовидные складки размерами от 2×2 до 9,0×4,0 км и амплитудой 25–75 м.

Садаягинская ступень расположена к востоку от Чернореченской депрессии и занимает основную часть впадины. Размеры ее составляют 200×120 км. Она представляет собой полого воздымающуюся в восточном и юго-восточном направлениях структуру и выражается по среднекаменноугольным и более молодым образованиям. Градиент падения пород в ее пределах в среднем составляет 4–5 м/км. Поверхность карбонатных отложений нижней перми в ее пределах залегает на глубинах 2050–2700 м.

В пределах ступени выявлено около 140 ловушек различного происхождения. Они представляют собой в основном куполовидные и брахантиклинальные складки различной ориентировки размерами от 2 х 1 до 20,0×8,0 км и амплитудой от 20 до 100 м. Наиболее представительными по кровле карбонатных отложений нижней перми являются Варкнавтская, Нямюрхитская, Харейсинская, Оленья, Худягинская, Коматынская, Пиянская, Западно-Ярейгинская, Кывганская и другие локальные структуры.

Колвависовская ступень, представляющая собой наклоненную на восток пологую моноклинали, занимает центральную часть впадины. По кровле фундамента напоминает моноклинали, осложняющую северную периклинали Большеземельского палеосвода и погружающуюся в сторону Печорского моря с 4,8 до 5,2 км и осложненную рядом малоамплитудных, изометричной формы локальных структур. По поверхности силурийско-нижнедевонских отложений ее размеры составляют 100–110×90–80 км, амплитуда до 300 м. Общий план моноклинали осложнен рядом ступенеобразных террас, где локализуются изометричной формы структуры различной ориентировки, размерами от 1,5–2 км до 10–12 км и амплитудами до 100 м. Структурные осложнения, в большинстве своем, унаследованно проявляются по всем горизонтам осадочного чехла, сокращаясь в размерах и приобретая большую распыленность форм вверх по разрезу. С уменьшением размеров уменьшаются и амплитуды структур и, в подавляющем большинстве, они составляют 25–50 м. Сама ступень более рельефно прослеживается по девонским и каменноугольным отложениям. Для северной части Колвависовской ступени характерно широкое развитие органогенных постросек, образующих в плане линейную зону – Центрально-Хорейверское поднятие. Особенно четко зона проявляется по верхнедевонским отложениям, по которым при сохранении региональных черт наследования от более древних отложений структурный облик плитного чехла впадины несколько усложняется.

Сандивейское поднятие расположено к востоку от Чернореченской депрессии и занимает южную и центральную части впадины. Размеры его составляют 160×120 км. Его вершина расположена в южной части впадины. Градиент погружения подошвы визейских отложений на его северном склоне составляет 1,1 м/км и с глубиной увеличивается до 6 м/км по силурийским отложениям. Глубина залегания отложе-

ний визейского яруса в его пределах составляет 2600–3250 м. Наиболее расчлененным рельефом поднятие характеризуется по отложениям верхнего девона, что обусловлено развитием в них наряду с тектоническими структурными формами органогенных построек различного типа. Особенно отчетливо в пределах поднятия проявляется зона развития барьерных рифов позднефранского возраста, образующая в структурном плане по поверхности верхнефранских и вышележащих фаменско-турнейских отложений Центрально-Хорейверский вал. Последний простирается в субширотном направлении на расстоянии около 130 км при ширине 2–18 км. В составе этой зоны выделяются Верхнехарьягинская, Южно-Дюсушевская, Дюсушевская, Восточно-Колвинская, Западно-Ошкотынская, Ошкотынская, Восточно-Ошкатынская, Северо-Ошкатынская, Верхнесихорейская, Северо-Сихорейская, Западно-Хоседаюская, Северо-Хоседаюская, Висовая рифогенные и структурно – рифогенные ловушки размерами от 3×1 до 15,0×10,0 км и амплитудой от 20 до 300 м.

На остальной территории Сандивейского поднятия выявлено около 100 ловушек различного типа. Они представляют собой в основном брахиантклинали и куполовидные складки различной ориентировки размерами от 2×1 до 12,0×5,0 км и амплитудой 20–100 м. Наиболее крупными из них являются Коматынская, Восточно-Хорейверская, Худягинская, Янемдейская, Юнкомыльская, Нойюская, Нойвожская и другие структуры.

Цильегорская депрессия представляет собой узкую линейную прогнутую зону, прослеживающуюся в южной части впадины в северо-восточном направлении между Салюкинским валом и грядой Чернышева, в северной – в субмеридиональном направлении вдоль вала Сорокина по фундаменту депрессии соответствует также прогнутая зона с отметками залегания фундамента 5,2–6,6 км. По горизонтам осадочного чехла депрессия является структурой II порядка, погруженной по всем горизонтам. Депрессия осложнена рядом незначительных по размерам и амплитудам брахиантклинали и куполовидных складок, находящихся свое отображение по всему осадочному чехлу. Депрессия уверенно прослеживается на структурных картах, подчеркивая резкую контрастность Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны.

Макариха-Салюкинская антиклинальная зона – структура II порядка, наиболее рельефно выраженная по всем структурным этажам

осадочного чехла и наиболее высоко поднятая по всей впадине. Она представляет собой вытянутую в субмеридиональном направлении узкую линейную зону, осложненную двумя валами – Салюкинским, длиной порядка 50 км, шириной – 6–8 км, амплитудой до 700 м (по кровле карбонатных отложений нижней Пермь-карбона) и Макарихинским – размерами 50×6 км, амплитудой порядка 400 м. В свою очередь на Макарихинском валу выделяется ряд более мелких куполов.

Для всей зоны характерна одноплановая асимметричность. Их западные крылья, осложненные тектоническими нарушениями, более крутые, чем восточные, а в плане своего простираения эти структуры как бы выходят из общей картины, характерной для региона, так как они наследуют северо-восточную ориентацию близких структур гряды Чернышева. С запада зона по системе надвиговых дислокаций граничит с Сандивейским поднятием, Коллависовской ступенью, с востока – ограничена Цильегорской депрессией.

Варандей-Адзвинская структурная зона представляет собой сложнопостроенную структуру I порядка северо-западного простираения размерами 180×80 км. К северу она сужается до 40 км и погружается в акваторию Печорского моря. На западе и востоке она ограничена Хорейверской и Коротаихинской впадинами, на юге грядой Чернышова.

Варандей-Адзвинская зона характеризуется чередованием линейных дизъюнктивных валов и разделяющих их депрессий, выраженных по всему разрезу осадочного чехла. В ее составе выделяются структуры второго порядка: **валы Сорокина, Гамбурцева, Сарембой-Леккейгинский и Талотинский, Мореюская и Верхнеадзвинская депрессии**. Все валы, имеющие горстово-чешуйчатое строение, разбиты нарушениями на клиновидные блоки, к которым приурочены локальные структуры.

Вал Сорокина расположен в западной части зоны и приурочен к зоне развития древнего Варандейского разлома.

Он представляет собой узкую линейно вытянутую структуру и протягивается в северо-западном направлении на 180 км при ширине 6–10 км. В центральной части он имеет субмеридиональное простираение. Крылья вала осложнены флексурами и системой кулисообразно расположенных глубинных разломов. Нарушения имеют взбросовый и взбросово-надвиговый характер. Максимальная амплитуда их составляет 400 м по горизонтам верхнего девона и нижнего карбона в районе Седьягинской

площади. В северном и южных направлениях, а также вверх и вниз по разрезу амплитуда их уменьшается.

Наиболее рельефно вал выражен по горизонтам верхнего девона, по которым амплитуда его составляет около 1000 м в районе Седьягинской площади. Вверх и вниз по разрезу структура выполаживается. Практически по всем отложениям палеозоя амплитуда вала убывает в северном и южном направлениях от вышеуказанной структуры. Шарнир вала от нее погружается в северном и южном направлениях на 600 м.

В пределах вала установлены Варандейская, Торавейская, Южно-Торавейская, Наульская и другие локальные структуры, разделенные мелкими седловинами. Простираются они в целом подчиненно ориентировке вала, за исключением Подверьюской структуры, имеющей северо-восточную ориентировку. Они представляют собой брахиантиклинальные складки размерами 4–40×2–4 км. Наиболее крупной является Седьягинская структура. Амплитуда структур по кровле карбонатов нижней перми составляет 50–250 м. Структуры асимметричны (западные крылья 25–30°, восточные 15–20°).

Несмотря на то, что с глубиной происходит смещение сводов структур, в целом структурный план поверхности фундамента и различных горизонтов осадочного чехла совпадает.

Примечательной особенностью вала является его верхняя аллохтонная часть, выдвинутая по разным направлениям по сходящимся и выполаживающимся на глубине разломам. Подобные веерообразные складки обычно свойственны крупным взбросо-надвиговым системам.

Мореюская депрессия расположена к востоку от вала Сорокина и простирается в северо-западном направлении на расстоянии 180 км при ширине 10–40 км. Структура характеризуется асимметричным строением: западный борт ее более крутой и узкий, чем восточный. Депрессия выражена по всему разрезу осадочного чехла. Максимальная амплитуда отмечается по отложениям нижнего карбона и верхнего девона и достигает до 1000 м. Вверх и вниз по разрезу амплитуда ее убывает. Морфологически депрессия расчленяется на несколько синклиналей, разделенных перемычками. Северная часть ее является более погруженной, чем южная.

На бортах депрессии установлены ловушки различного типа: Алексинская, Памендуйская, Мартовская, Северо-Хайпудырская, Восточно-Седьягинская, Ноябрьская, Восточно-Мореюская и другие. Размеры их составляют 2–25×2–4 км, амплитуда 25–500 м.

Вал Гамбурцева занимает центральную часть Варандей-Адзвинской зоны и отделяет Мореюскую депрессию от Верхнеадзвинской. Размеры его составляют 90×4–5 км. Он представляет собой узкую, линейно вытянутую в меридиональном направлении горстообразную структуру поздне триасового заложения. В предсреднеюрское время, в период формирования сложной складчато-глыбовой структуры гряды Чернышева, его юго-восточная часть была переработана секущими разрывными нарушениями.

Крылья вала осложнены нарушениями типа взброса и взбросо-надвига. Амплитуда их в южной части вала по отложениям нижнего карбона составляет 1200–1600 м. В северном направлении амплитуда их убывает вплоть до полного затухания. Вверх и вниз по разрезу амплитуда их уменьшается.

Наиболее отчетливо вал выражается по отложениям нижнего карбона, по которым амплитуда его в южной части оценивается в 2000 м, северной – в 500 м. По выше и ниже лежащим горизонтам вал выполаживается. Шарнир вала по всем горизонтам осадочного чехла погружается на север.

Вал разбит на клиновидные блоки, к которым приурочен ряд локальных структур – Восточно-Нядейюская, Нядейюская, Хасырейская и Черпаюская. Размеры их составляют 4–18×2–3 км, амплитуда 50–200 м.

Сарембой-Лексейгинский вал расположен в восточной части зоны. Он представляет собой сложнорасчлененную структуру северо-западной ориентировки размерами 175×15–25 км. В центральной части вал осложнен нарушениями преимущественно взбросо-сдвигового характера. Снизу вверх они простираются до размытой поверхности каменноугольных отложений. С глубиной амплитуда их возрастает до 800 м.

Центральная часть вала по всем горизонтам осадочного чехла занимает более высокое гипсометрическое положение, чем северная и южная. В северной части вал выражен по всему разрезу осадочных образований, а в южной – по каменноугольным и более древним отложениям. В его пределах установлены Медынская, Тобойская, Мядсейская, Западно-Лексейгинская, Северо-Сарембойская и другие локальные структуры, представляющие собой преимущественно брахиантиклинальные складки размерами 4–15×2–6 км и амплитудой 25–100 м.

Верхнеадзвинская депрессия расположена к востоку от вала Гамбурцева и занимает юго-восточную часть зоны. Размеры ее составляют

50×15–50 км. Структура выражена по всему разрезу осадочного чехла. Максимальная амплитуда ее составляет 1600 м по отложениям нижнего карбона. Вверх и вниз по разрезу она выполаживается. С севера на юг наблюдается общее региональное моноклиналиное погружение по всем горизонтам осадочного чехла. Наиболее погруженной является южная часть депрессии в зоне ее сочленения с валом Гимбурцева и грядой Чернышева. В ее пределах выделяются Усть-Пийюская, Кыктыская, Южно-Степковожская и Юраюская локальные структуры. На юго-востоке депрессии структуры имеют четкое ограничение. Серией крупных взбросо-надвигов они перекрыты или срезаны тектоническими дислокациями гряды Чернышева. Размеры их составляют 4–10×2–4 км, амплитуда 25–100 м.

Талотинский вал занимает крайнюю северо-восточную часть зоны. Вал простирается в северо-западном направлении на расстоянии 125 км при ширине 4–10 км.

Он представляет собой узкую линейную автохтонную структуру древнего заложения в зоне Васьюткино-Талотинского надвига. Структура выражена по ордовикско-нижнекаменноугольному комплексу пород, на которых непосредственно залегают среднеюрско-антропогенные отложения. Амплитуда вала по подошве доманикового горизонта оценивается в 600–800 м. Вниз и вверх по разрезу он выполаживается. В северном направлении шарнир вала погружается. Западное крыло его осложнено нарушением типа взброс амплитудой 600–800 м на севере и 100–200 м на юге. С востока вал ограничен надвигом. Более мелкими разломами структура расчленена на отдельные блоки.

В пределах вала выделяются Степковожская, Восточно-Сарембойская, Талотинская, Тамяхинская и Усть-Талотинская локальные структуры. Складки, в основном, брахиантиклинального типа. Вверх по разрезу они выполаживаются до полного исчезновения по размытой поверхности карбонатных отложений карбона. Размеры их составляют 4–10×2–4 км, амплитуда 50–300 м.

Предуральский краевой прогиб представляет собой линейно вытянутую вдоль западного склона Урала систему крупных компенсационных опусканий (мощность осадочного чехла до 10–12 км (рис. 16), сформировавшихся в зоне сочленения Печорской плиты и Уральской палеозойской геосинклинали в орогенный этап развития последней.

В Тимано-Печорской части прогиба (протяженность порядка 1000 км) выделяются с юга на север структуры I порядка – Верхнепечорская

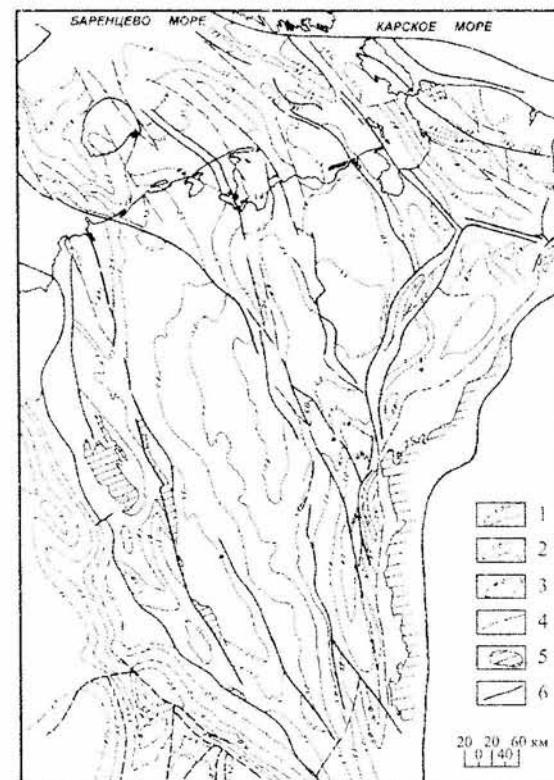


Рис. 16. Схематическая структурно-тектоническая карта поверхности фундамента. 1 – изогипсы кровли отложений фундамента, км; 2 – изогипсы кровли байкальского фундамента по данным гравиметрической интерпретации, км; 3 – изогипсы кровли карельского фундамента; 4 – границы главного Западно-Уральского надвига; 5 – выходы верхнепротерозойских отложений в пределах Уральской складчатой системы и Тимана на дневную поверхность; 6 – разломы.

(470×70–50 км), Большесытинская (260×80–25 км), Косью-Роговская (300×120–30 км) субмеридиональные впадины, соответственно разграниченные Среднепечорским поперечным поднятием (250×50–20 км) и южной частью гряды Чернышева (400×20–10 км).

Гряда Чернышева – структура I порядка в пределах Предуральского краевого прогиба – является западным ограничением внешней структурной зоны в северной части прогиба. С запада она граничит с Хорей-

верской впадиной, с востока с Косью-Роговской, а с юго-запада с Большесынинской впадинами. С севера и юга ограничена, соответственно, горстом Чернова и Уральской складчатой системой.

Гряда Чернышева имеет линейно вытянутую дугообразную форму. Длина её достигает 380 км, ширина колеблется от 5 до 50 км. По установленному угловому несогласию между отложениями триаса и юры, отчетливо прослеженному по сейсмическим материалам, возраст формирования гряды определяется как раннеюрский.

Условия формирования гряды Чернышева и её строение до конца не изучены. Разными исследователями строение гряды представлялось в виде ограниченного сбросами горста, антиклинория, инверсионного авлакогена, выступа складчатого основания краевого Предуральского прогиба, фронтальных дислокаций послынного срыва по соленосным толщам верхнего ордовика или по поверхности фундамента. Наиболее поздняя модель строения гряды Чернышева (Юдин В. В. 1995 г.) базируется на основании новых геолого-геофизических данных, более полно отражающих морфологию структуры и новых тектонических концепций в геотектонике. Гряда представляется в виде сложной веерообразной структуры в фронтальной части Косью-Роговской пластины, сформированной в результате послынного срыва по верхнеордовикским соленосным отложениям. У поверхности этот срыв выражен дугообразным в плане Западно-Чернышевским взбросо-надвигом и встречно падающим Восточно-Чернышевским надвигом.

В подошве аллохтонов гряды Чернышева вдоль этих надвигов, особенно Восточно-Чернышевского, почти повсеместно выведены на поверхность нижнесилурийские отложения, в которых отмечаются зоны тектонического брекчирования. Нижележащие по разрезу ордовикские отложения на поверхности гряды (по геологической съемке) нигде не отмечались. Предположение о том, что они могут быть сложены соленосными породами, как и на Кочмесской структуре в Косью-Роговской впадине, подтвердилось скважиной I-Воргамусюр, в которой на глубине 2691 м вскрыты соленосные верхнеордовикские отложения. Последние являются наиболее пластичными из известных пород в фанерозое и могут способствовать формированию послынных срывов.

Наличие надвигов на западном и восточном краях гряды Чернышева подтверждается бурением, геологическими наблюдениями и данными сейсморазведки. Их амплитуды составляют в разных местах от сотен

метров до 5–6 км. Сдвоение и строение толщ разного стратиграфического уровня вскрыто в отдельных скважинах на Усино-Кушшорской, Хоседаю-Неруюской и Адзьвинской площадях.

Более мелкими продольными дугообразными тектоническими нарушениями гряда Чернышева разделена на кулисообразно расположенные блоки-чешуи (**Хоседаюский, Тальбейский, Шарью-Заостренский, Яньюский**) и **Адзьвавомскую депрессию**. Строение блоков в общем представлено в виде двух приразломных веерообразно расположенных асимметричных антиклиналей или чаще чешуями-моноклиналями, которые разделены осевыми синклиналями. В крайней южной и северной частях поднятия осевые синклинали выражены слабее или отсутствуют. Возможно, внутреннее строение гряды Чернышева в целом представляется в виде шарьяж-синклинория (Юдин В. В. 1994 г.). Наиболее прогнутые его части известны под названием Тальбейской и Шарью-Заостринской синклиналей. Строение синклиналей значительно проще, чем приразломных блоков антиклиналей.

Все структуры третьего порядка, прослеженные сейсморазведочными исследованиями, в пределах гряды Чернышева являются приразломными и характеризуются продольной зональностью, подчиненной ориентировке уральских структур.

Косью-Роговская впадина является одной из наиболее крупных впадин Предуральского краевого прогиба. Это отрицательная структура I-го порядка, вытянутая в северо-восточном направлении более чем на 300 км, шириной до 120 км. Впадина имеет форму клина, обращенного острием к юго-западу. Фундамент во впадине не вскрыт скважинами. По геофизическим данным он погружается к востоку, юго-востоку от 5–6 км у гряды Чернышева до 12–14 км у фронтальных дислокаций Урала.

По типу приповерхностных структур Косью-Роговская впадина четко делится на две продольные структурные зоны: Внешнюю западную и Внутреннюю восточную. По более глубоким горизонтам продольная зональность исчезает.

Внешняя западная зона включает зону внешнего борга, прилегающую к гряде Чернышева и центральную часть впадины. Здесь выделяются структуры II-го порядка: **Кочмесская ступень** и **Абезьская депрессия**. Внешняя западная зона является приподнятой по отношению к Внутренней восточной зоне и характеризуется довольно пологими структурами платформенного типа, иногда осложненными надвиговы-

ми дислокациями гряды Чернышева (Харутамыльская, Поварницкая, Воргамусюрская). Структурный план этих поднятий с глубиной, в основном, сохраняется. Наиболее крупной поднадвиговой структурой является – Воргамусюрская. Она прослежена по отложениям ордовика – нижней перми и разбита множеством тектонических нарушений. Размеры её достигают 49×8,0 км (по кровле нижнедевонских отложений), амплитуда равна 2500 м. В пределах структуры находится в бурении поисковая скважина 1-Воргамусюр, которая «прошла» разрез Тальбейского взброшенного блока гряды Чернышева и на глубине 2691 м вскрыла соленосные верхнеордовикские отложения. Во Внешней западной зоне развиты различно ориентированные структуры, как правило, не подчиняющиеся линейной ориентировке впадины. Эта особенность наиболее характерна для крайних западных структур III-го порядка, частично перекрытых краевыми надвигами восточного склона поднятия Чернышева: Кымбожьёвской, Неченской, Бергантымыльской, Верхнероговской. Пространственно эти структуры находятся на продолжении отдельных валов и валообразных поднятий Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоны. Кымбожьёвская структура имеет свое вероятное продолжение на Макариха-Салюкинской антиклинальной зоне. Бергантымыльская структура расположена на продолжении периклинали вала Гамбурцева.

В сторону осевой части впадины по мере увеличения мощностей пермских отложений происходят выполаживание локальных структур и изменение их ориентировки на северо-восточную. Наиболее крупная и хорошо изученная – Кочмесская структура – расположена в центральной части одноименной ступени. По отложениям ордовика – нижней перми, включительно, она выделяется в виде крупной брахиантиклинали с размерами, достигающими ~ 30×12 км, амплитудой 500 м.

В пределах Кочмесской ступени четко прослежен край карбонатной платформы нижнеартинского возраста, выделенной ранее сейсморазведочными исследованиями. В пределах карбонатной платформы прогнозируются органогенные постройки нижнепермского возраста.

В наиболее прогнутой центральной зоне Косью-Роговской впадины (Абезьской депрессии) кровля карбонатов нижней перми прослежена на глубинах до 7 км.

На юго-восточном борту Абезьской депрессии прослежена Сывьёвская тектонически ограниченная антиклинальная складка, восточное

крыло которой обрывается тектоническими нарушениями взбросового характера входящих в систему разломов главного Западно-Уральского надвига.

Внутренняя (восточная) продольная зона протягивается вдоль всей юго-восточной части Косью-Роговской впадины. Она имеет ширину 10–40 км и характеризуется исключительно сложным строением. Во внутренней (восточной зоне) выделяются структуры II-го порядка: **Интинская складчато-чешуйчатая зона и Прилемвинская складчато-покровная зона**. Здесь наблюдается несовпадение структурных планов верхних орогенных комплексов и карбонатного ложа впадины. Типичная форма дислокаций в восточных районах Косью-Роговской впадины – тектонические чешуи (дизпликаты). К числу фронтальных складок относятся многочисленные структуры III-го порядка с крутыми западными и пологими восточными крыльями. Западные крылья поднятий оборваны надвигами. Плоскости надвигов вблизи поверхности карбонатов наклонены под углами 50–60°; на глубине выполаживаются до горизонтального залегания плоскости сместителя. Амплитуда горизонтального перемещения надвигов достигает в пределах Пальникшорской площади 10–15 км, севернее и южнее она уменьшается до 1–3 км.

По данным бурения отмечается сдвоение (Романьельская, Лемвинская, Усть-Лемвинская, Северо-Усть-Лемвинская, Пальникшорская площади) и строение разрезов (Интинская, Кожимская площади) нижнепермских и среднекаменноугольных отложений. Сейсморазведочные исследования подтвердили наличие многочисленных взбросо-надвиговых пластин в отложениях девона – нижней перми, а также распространение фронтальных структур в головных частях этих пластин.

Наличие ряда послонных срывов в разрезе палеозоя обосновано в работах Юдина В. В. [94], Тимонина Н. И. [86]. По результатам новых геолого-геофизических данных и новых тектонических концепций в геотектонике предполагается, что весь триасово-силурийский чехол Косью-Роговской впадины представляет собой аллохтонную Косью-Роговскую тектоническую пластину, сорванную по верхнеордовикским соленосным отложениям и залегающую на ордовикско-докембрийском автохтоне.

Внутренняя (восточная) структурная зона впадины, кроме того, полойно сорвана по алевролитовой толще визейского возраста и по кровле карбонатных отложений перми-карбона. Она автономно смята вблизи

секущих взбросо-надвигов и представляет собой верхнюю надвиговую пластину.

Большесынинская впадина, входящая в состав Предуральского краевого прогиба, имеет форму сужающегося к югу клина, примыкающего в своей северной части к структурам Колвинского мегавала и Денисовского прогиба. Восточной границей впадины служит система надвигов и глубинных разломов гряды Чернышева и Западно-Уральской складчатой области, отделяющими её от Косью-Роговской впадины. С запада и юго-запада впадина граничит с Печоро-Кожвинским мегавалом; эта граница также контролируется зоной глубинных разломов.

Большесынинская впадина выполнена мощной толщей терригенно-карбонатных осадков палеозойского и мезозойского возрастов. Предельная глубина залегания фундамента в южной, наиболее погруженной её части составляет 10–12 км (рис. 16).

В пределах впадины выделяются структуры второго порядка **Вяткинская депрессия** и **Нитчемью-Сынинская ступень**, занимающая резко приподнятое относительно депрессии положение.

Строение **Вяткинской депрессии**, представляющей собой наиболее погруженную часть Большесынинской впадины, изучено слабо. Её западным ограничением служит система глубинных разломов, отделяющих впадину от Печоро-Кожвинского мегавала.

Южная часть впадины в триасовое время подверглась воздействию складчатости Западно-Уральского типа с возникновением крупных надвигов, разделяющих узкие и глубокие депрессии. Часть впадины, примыкающей к Западно-Уральской складчатой зоне, разбита системой тектонических нарушений на ряд чешуй. Особенностью этой области является почти полное отсутствие крупных нормальных складок. Решающую роль в этой части впадины играют высокоамплитудные взбросо-надвиги и сдвиги, формирующие серию блоков и чешуй, слои в которых наклонены к востоку под углом 20° – 70° . Здесь выделяются локальные депрессии Большеаранецкая и более погруженная Березовско-Переборская. Синклинали разделяются Вертнинской валообразной структурной зоной, имеющей северо-восточное простирание, которая осложняется Вертнинской и Южно-Вертнинской структурами. Вдоль восточного борта Большесынинской впадины на границе с Западно-Уральской складчатой областью, в пределах тектонически ограниченных блоков, воздымающихся в северном направлении, выделяется ряд

локальных структур: Лосиная, Южно-Аранецкая, Большеаранецкая, Северо-Аранецкая.

Нитчемью-Сынинская ступень, являющаяся наиболее спокойным в тектоническом отношении элементом, занимает приподнятое положение. В свою очередь она осложняется рядом локальных структур. В её западной части выявлены Белоюская, Южно-Белоюская, Нитчемьюская, Сынинская брахиантиклинальные складки; в центральной области Пыжьельская, Южно-Пыжьельская, Восточно-Пыжьельская, Центральная-Сынинская структуры. Последняя включает в себя ряд куполов, получивших самостоятельное название: Северо-Сынинский, Западно-Сынинский, Южно-Сынинский. В области, пограничной с дислокациями гряды Чернышева, сейсморазведкой и бурением выявлены Западно-Суборская и Суборская структуры, осложненные многочисленными тектоническими нарушениями типа взбросо-надвигов, которые формируют разновысокие блоки.

Структура I порядка – **Воркутская ступень** (поперечное поднятие) расположена в северной части Косью-Роговской впадины.

На севере примыкает к горсту Чернова, которое по своим южным разломам нижнепалеозойского уровня тектонической деструкции надвинут на образования Косью-Роговской впадины.

На востоке породы Воркутского поднятия уходят под тектонические чешуи Собского поперечного поднятия Урала с ордовикским и протерозойским уровнями срыва.

Южная граница Воркутского поднятия в структурном плане на значительном, более чем 50 км расстоянии проводится по линии субширотного разрыва, протягивающегося на запад от южной оконечности Собского поднятия и, ооконтурив Ярвожский купол, плавно трассируется от Падимейской структуры на юго-запад до гряды Чернышева.

На севере Воркутского поднятия находится **Падимейская зона (система)** осложнений, оборванная на юге надвигом (взбросом) нижнепалеозойского уровня деструкции. Не исключено, что этот надвиг является продолжением в Косью-Роговской впадине Вашуткино-Талотинского надвига Кортаихинской впадины. В последние годы здесь выявлено значительное количество мелких, субшироко ориентированных локальных поднятий (Падимейское, Сизимшорское и др.), многие из которых располагаются в автохтонной части разреза относительно южных надвигов поднятия Чернова.

Поднятие (горст) Чернова во многих чертах строения сходно с грядой Чернышева, в сечении представляет собой "карбонатный клин", характеризуется отсутствием в надразломной части складчатых форм пликативной природы. В целом гряде Чернышева и поднятие Чернова следует, видимо, расценивать как единую крупную тектоническую дугу, ограничивающую с севера весь Предуральский прогиб.

Юньягинская антиклинальная зона выделяется на крайнем востоке Воркутского поперечного поднятия и является тектонической пластиной по надвику ордовикского уровня деструкции частично перекрывающей Ярвожский купол.

Среднепечорское поперечное поднятие имеет двойственную природу: с одной стороны – это продолжение Печоро-Кожвинского мегавала на юго-восток, с другой – приподнятая часть Предуральского краевого прогиба, вытянутая в субмеридиональном направлении и разделяющая Большесынинскую впадину на северо-востоке и Верхнепечорскую впадину на западе. Поэтому здесь отмечается сложная интерференционная структура, в которой проявлено взаимное влияние как северо-западной ориентировки структур Печоро-Кожвинского мегавала, так и субмеридионального простиранья структур западного склона Урала.

В девонское время Среднепечорское поперечное поднятие и Печоро-Кожвинский мегавал представляли единый грабен, в котором накапливались мощные толщи девонских осадков. Последующая инверсия в каменноугольно-нижнепермское время образовала здесь приподнятую область, замыкающую с севера Верхнепечорскую впадину. Позднее эта область была вовлечена в общее прогибание в процессе формирования Предуральского краевого прогиба, а в позднепермское время произошло наложение уральских деформаций. Образовался сложнодислоцированный узел.

Генетическая связь Среднепечорского поперечного поднятия с Печоро-Кожвинским мегавалом наглядно представляется в гравитационно поле распространением региональной положительной аномалии от Лыжско-Кыртаельского вала далее на юго-восток, четко контролируя границы поднятия.

В магнитном поле Среднепечорское поперечное поднятие располагается в пределах крупного максимума, вытянутого в целом в меридиональном направлении. Участок максимума, отвечающий непосредствен-

но поперечному поднятию, отмечается сложностью строения (Козицкий 1986). Такая картина объясняется неоднородным строением поднятия, состоящим из чередующихся кулисообразно расположенных крупных, линейно вытянутых антиклиналей субмеридиональной ориентировки, осложненных по западным крыльям взбросо-надвигами и разделенных синклиналями. Наиболее крупные из них: Соплеская, Худольская, Войская, Аранецкая, Еджид-Кыртинская.

Верхнепечорская впадина протягивается от Полюдова поднятия на юге до Среднепечорского поперечного поднятия на севере на расстоянии свыше 400 км при ширине около 50 км (до 80 км на севере). Тектоника впадины детально рассмотрена Богацким В. И. (1971 г.). Геолого-геофизический разрез, проходящий через Верхнепечорскую впадину, представлен на рис. 17.

В аномальном магнитном поле ΔT_a впадине отвечает региональный полосовой максимум меридиональной ориентировки, обусловленный в основном мощным орогенным комплексом, сложенным более магнитными терригенными образованиями. В гравитационном поле впадине соответствует обширный минимум, совпадающий с ней размерами и ориентировкой. Природа минимума обусловлена значительным погружением фундамента до 9 км в пределах впадины и мощным менее плотным орогенным комплексом.

Верхнепечорская впадина имеет асимметричную форму, осевая зона сдвинута к более крутому восточному борту. Углы падения слоев на западном платформенном ее склоне составляют 1–2 градуса, увеличиваясь до 5–6 в приосевой зоне. В структуре впадины выделяются три резко отличные по строению зоны: западная (внешняя), центральная (приосевая) и восточная (внутренняя). Для внешней зоны на всем ее протяжении характерно отсутствие четко выраженных антиклинальных структур. Распространены структурные носы и небольшие антиклинали амплитудой в первые десятки метров, протягивающиеся цепочкой вдоль простиранья слоев.

Для тектоники центральной части впадины характерны узкие длинные высокоамплитудные нарушенные антиклинали уральского простиранья. Антиклинали группируются в структурные линии сложного взаимоотношения. Они кулисообразно заходят одна за другую, разветвляются, дугообразно изгибаются, что затрудняет прослеживание зон и отнесение складок к той или иной тектонической линии. В приосевой зоне впади-

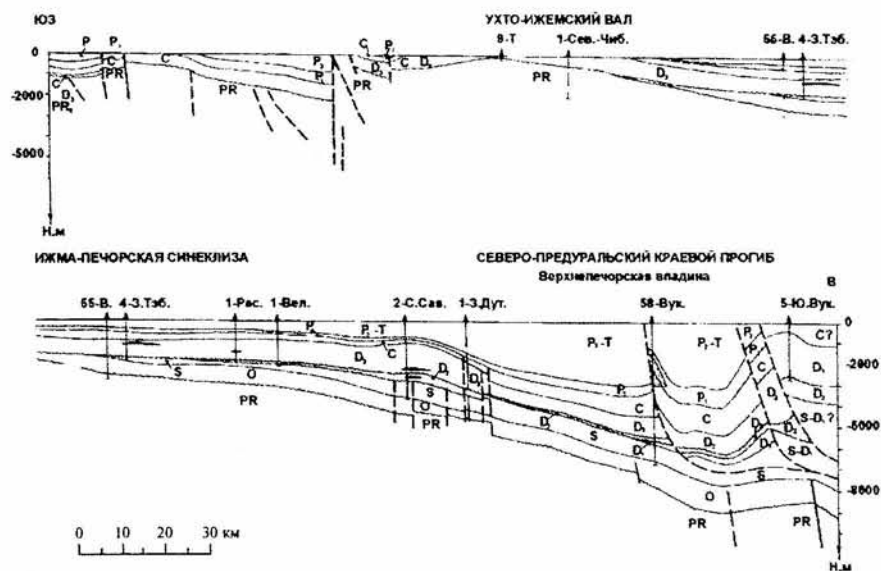


Рис. 17. Геолого-геофизический разрез по линии профиля 22-РС.

ны выделяется несколько крупных антиклиналей и их систем. При этом более дислоцированы южная и северная части приосевой зоны.

Внутренняя зона впадины, западной границей которой является региональный Вуктыло-Полудовский взбросо-надвиг, характеризуется развитием удлиненных и высокоамплитудных, часто приразломных антиклиналей уральского простирания. Северную часть внутренней зоны осложняет **Вуктыльская тектоническая пластина**, представляющая валообразное поднятие, возникшее во фронтальной части Вуктыльского надвига, дугообразной в плане структуры амплитудой до 1000 м. Под Вуктыльским надвигом по данным сейсмических работ выявлена Подвуктыльская антиклиналь.

Южнее Вуктыльского находится Сарьюдинская система дизплектов, а южную часть впадины осложняют **Курьинская и Патраковская системы дизплектов**.

Выявленные в верхних горизонтах структуры часто не прослеживаются в нижних горизонтах осадочного чехла и по поверхности фундамента. Структуры приобретают еще более линейный характер, взбросы

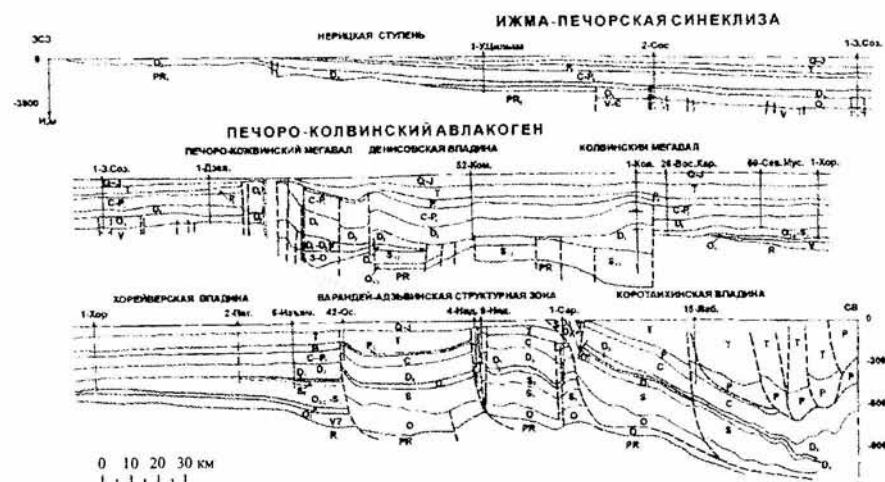


Рис. 17а. Геолого-геофизический разрез по линии профиля 15-РС.

переходят в линейные надвиги, своды структур глубоко эродированы и орогенный комплекс сохраняется только в узких синклиналях.

По данным сейсморазведки и бурения осадочный чехол внутренней зоны впадины разделяется на три структурных уровня с различными типами дислокаций. В верхнем структурном уровне, сложенном породами перми-карбона, развиты высокоамплитудные приразломные брахискладки, осложненные нарушениями. Средний структурный уровень (преимущественно карбонатный комплекс верхнего девона-нижней перми) дислоцирован в крупные пологие автохтонные складки, почти не нарушенные разрывами. Нижний структурный уровень, сложенный породами нижнего палеозоя, почти не дислоцирован.

Структура I порядка – **Кортахинская впадина** (220×80–120 км) расположена на крайнем северо-востоке провинции и принадлежит Предновоземельскому передовому прогибу. По аналогии с более южными впадинами Предуралья здесь выделяются три структурно-формационные зоны. Западная часть внешней зоны осложнена Вашуткино-Талотинской тектонической пластиной, перекрывающей погребенный Талотинский вал Варандей-Адзвинской структурной зоны. В восточной части этой зоны, на фоне моноклиального погружения осадочных толщ (по кровле карбонатов нижней перми), выделяется

группа прерывисто-пологих складок, группируемых в Лабогейскую ступень.

В центральной, наиболее погруженной части впадины дислокации аналогичного типа условно объединены в **Одиндокскую и Верхневоркутскую антиклинальные зоны.**

Внутренняя зона Кортаихинской впадины характеризуется более сильной тектонической раздробленностью и дислоцированностью (рис. 17а). Здесь в строении тектонических пластин принимают участие карбонатные доороженные формации и выделены **Сабриягинская и Пестаншорская складчато – надвиговые зоны.**

3.3. Литолого-стратиграфическая характеристика осадочного чехла

Осадочная оболочка ТПП сложена двумя комплексами: промежуточным, рифейским и платформенным, фанерозойским. Рифейские отложения, не являющиеся предметом рассмотрения в данной работе, достаточно детально были охарактеризованы ранее [41, 93]. Поэтому в настоящей главе приводится характеристика собственно платформенной части осадочного чехла.

Глава составлена на основе Унифицированных и рабочих стратиграфических схем разных лет, в разработке которых активное участие принимали сотрудники Тимано-Печорского научно-исследовательского Центра. Учитывались также накопленные со времени принятия этих схем новые данные, результаты глобальных, региональных и местных разработок, отраженные в работах П. К. Костыговой, З. В. Ларионовой, А. В. Мартынова, Е. М. Мусафиновой, О. Т. Никитиной, Г. А. Шабановой, Ю. А. Юдиной и др.

Вендская и кембрийская (?) системы

Верхневендско-нижнекембрийские (?) отложения, залегающие в основании разреза платформенного чехла, в нижней части сложены серыми и розовыми песчаниками седельской свиты мощностью до 300 м, перекрытой толщей аргиллитоподобных красных глин войвожской свиты. Верхняя часть нибельская свита представлена красноцветной песчано-глинистой толщей.

Различными авторами возраст этой части разреза чехла трактуется по-разному: от рифея до позднего ордовика или даже силура. В настоя-

щее время господствует точка зрения на среднекембрийско-раннеордовикский возраст [Тимонин, 1988]. По литологическому облику, минеральному составу, структурно-текстурным особенностям пород и остаткам микрофоссилий мы параллелизуем эти отложения с верхнедевонско-нижнекембрийским (?) отложениям Мезенской впадины [14].

Ордовикская система

Ордовик представлен всеми тремя отделами. Мощность образований возрастает в юго-восточном направлении до 3000 м.

Нижний отдел. Нижний ордовик выделяется в объеме **тремадокского и аренигского ярусов** и представлен красноцветными конгломератами, гравелитами и песчаниками мощностью порядка 1000 м (Приполярный Урал), ритмичным переслаиванием розовых, слюдистых, мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов мощностью 200–500 м (Хорейверская впадина).

Средний отдел. Средний ордовик в полном стратиграфическом объеме (**лланвирнский, лландейловский и карадокский ярусы**) известен только на Приполярном Урале. Здесь он в непрерывной последовательности залегает на терригенных нижнеордовикских отложениях и представлен в нижней части песчанистыми известняками с прослоями алевролитов, выше по разрезу циклическим чередованием детритовых известняков и известковых алевролитов и толщей темно-серых известняков. Мощность 1000 м.

В платформенной части ТПП среднеордовикские отложения, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на образованиях рифейского комплекса, либо со стратиграфическим перерывом на терригенных образованиях нижнего ордовика, представлены в объеме **карадокского яруса**. В Хорейверской впадине разрез (до 180 м) сложен преимущественно вторичными доломитами с прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов. В юго-восточных районах провинции – переслаиванием красноцветных и сероцветных глинистых доломитов и аргиллитов (35–130 м).

Верхний отдел. Отложения верхнего ордовика (до 700 м) залегают согласно на среднеордовикских образованиях, реже с угловым и стратиграфическим несогласием на породах рифейского комплекса. Верхнему отделу соответствует **ашгиллский ярус**, в составе которого выделены горизонты: *усть-зыбский, малотавринский и салюкинский.*

В Хорейверской, и Верхнепечорской впадинах отложения представлены, в основном, серыми, серо-коричневыми доломитами, реже известняками с прослоями ангидритов, аргиллитов.

На Приполярном Урале ашгиллский ярус сложен известняками и вторичными доломитами в нижней части разреза и илово-детритовыми вторичными доломитами с прослоями седиментационных доломитов в верхней части. В бассейне рек Кожим, Илыч развиты рифогенные отложения мощностью до 500 м (Антошкина, 1992 г.).

Силурийская система

Силурийские отложения на большей части ТПП залегают без перерыва на образованиях верхнего ордовика, реже с несогласием на породах рифейского комплекса (Малоземельско-Колгуевская моноклинал, северный Тиман) и представлены двумя отделами: нижним и верхним. Мощность силура возрастает в юго-восточном направлении от 200 до 2000 м.

Нижний отдел. В нижнем отделе установлены ярусы: лландоверийский (в объеме *джагалского* и *филиппельского горизонтов*) и венлокский (соответствует *седельскому горизонту*).

Лландоверийский ярус – в Хорейверской впадине и на гряде Чернышева сложен вторичными доломитами, с прослоями седиментационных сульфатов, мощность достигает 450 м. На Приполярном Урале широкое распространение получили строматолитовые доломиты и известковые гравелиты. В Ижма-Печорской впадине отложения яруса представлены вторичными доломитами, прослоями детритовыми, иногда выщелоченными, мощность 200–350 м. На северном Тимане разрез яруса слагают вторичные доломиты, глинистые доломиты, аргиллиты, песчаники, мощность до 50 м.

Венлокский ярус – представлен известняками и вторичными доломитами (Хорейверская впадина) с преобладанием в верхней части седиментационных доломитов, обогащенных глинисто-алевритовым материалом (юг Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадины). Мощность яруса изменяется от 140 м в Ижма-Печорской впадине до 250 м в Хорейверской и возрастает в восточном направлении.

На Приполярном Урале разрез яруса (до 250 м) сложен чередованием известняков детритовых и гравелито-песчаников.

Верхний отдел. Отложения верхнего силура, залегающие согласно на нижнем силурийских, подразделяются на лудловский и пржидоль-

ский ярусы. Максимальные мощности (до 900–1000 м) отмечаются в Предуральском прогибе, в Печоро-Колвинском авлакогене и в Варандей-Адзвинской структурной зоне; в Хорейверской, Верхнепечорской, Ижма-Печорской впадинах они не превышают 100–400 м.

Лудловскому ярусу – соответствует *гердьюский региональный горизонт Урала*. В Хорейверской впадине, Варандей-Адзвинской зоне и в пределах Печоро-Колвинского авлакогена ярус представлен переслаиванием глинистых известняков, седиментационных и вторичных доломитов. Мощность изменяется от 130–220 м в Хорейверской впадине до 500 м в Варандей-Адзвинской структурной зоне. На Урале и гряде Чернышева ярус представлен известняками и слоистыми доломитами детритовыми, биоморфными мощностью 200–450 м.

На юге Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадины ярус (60 м) сложен доломитами седиментационными и вторичными, серыми с песчано-алевритовой кварцевой примесью.

Пржидольскому ярусу – соответствует *гребенской региональный горизонт Урала*. В Хорейверской впадине, Варандей-Адзвинской структурной зоне и Печоро-Колвинском авлакогене ярус представлен чередованием известняков, мергелей и аргиллитов. Известняки серые, зеленовато-серые, микро-тонкозернистые, неравномерно глинистые. В верхней половине разреза в восточных районах провинции (южная часть Варандей-Адзвинской структурной зоны, гряда Чернышева) встречаются доломитизированные известняки и вторичные доломиты (2–10 м, реже до 15 м), мергели и аргиллиты темно-зеленовато-серые, плитчатые.

Мощность яруса изменяется от 80–100 м в Хорейверской впадине до 400–500 м на валах Печоро-Колвинского авлакогена и в Варандей-Адзвинской структурной зоне.

На юге Ижма-Печорской и в Верхнепечорской впадине ярус (20–30 м) представлен известняками и мергелями с песчано-алевритовой примесью кварцевого состава.

Девонская система

Девонские образования на большей части ТПП залегают на силурийских, ордовикских отложениях и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел. Отложения нижнего девона, залегающие согласно на верхнем силуре, представлены локховским, пражским и эмским ярусами.

По нижнедевонским отложениям выделены две фациальные зоны. Первая с терригенно-сульфатно-карбонатным типом разреза включает районы Варандей-Адзвинской структурной зоны, Колвинского мегавала, Верхнепечорской впадины, Среднепечорского поднятия. Вторая фациальная зона характеризуется преобладанием терригенных фаций и отсутствием пражских и эмских отложений и охватывает западные районы Денисовской впадины.

Мощность нижнего девона изменяется от 100–400 м в Хорейверской впадине до 1200–1500 м в Печоро-Колвинском авлакогене и в Варандей-Адзвинской структурной зоне.

Лохковский ярус – определен в объеме *овинпарминского* и *сочем-кыртинского горизонтов* и имеет наиболее широкое распространение. Разрез яруса на большей части провинции в нижней части представлен мергелями, аргиллитами с прослоями известняков, доломитов мощностью до 1000 м. Выше отложения представлены доломитово-сульфатными породами с терригенной примесью в основании, развитыми в Варандей-Адзвинской зоне и Хорейверской впадине. Мощность до 420 м.

Пражский ярус и нижнеэмский подъярус – соответствующий *филиппчукскому горизонту* и известны только в Варандей-Адзвинской зоне и Приполярном Урале. Горизонт сложен в нижней части (до 160 м) красноцветной терригенной толщей с прослоями доломитов и сульфатов, в верхней (до 140 м) – красноцветными и пестроцветными аргиллитами, алевролитами, известняками.

Верхнеэмскому подъярусу на Приполярном Урале отвечают *така-тинский, вязовский горизонты* (песчаники, алевролиты, конгломераты), мощностью около 180 м.

Средний отдел. Отложения среднего девона трансгрессивно со стратиграфическим перерывом залегают на образованиях рифейского комплекса до нижнего девона до фундамента и не имеют повсеместного развития. Наиболее полные разрезы среднего девона известны в районах Ижемской синеклизе и Верхнепечорской впадине.

К среднему девону отнесены верхи эмского яруса (койвенский горизонт, который ранее принадлежал к эйфелю), представленного песчаниками, алевролитами и глинами мощностью около 100 м, эйфельский и живетский ярусы.

Эйфельский ярус – охватывает *бийский горизонт* в составе **нижнеэйфельского подъяруса**, *кедровский, омринский и колвинский гори-*

зонты, слагающие **верхнеэйфельский подъярус**. Бийский горизонт присутствует, очевидно, только в восточных и северо-восточных разрезах. На остальной территории разрез эйфельского яруса начинается с кедровского горизонта.

Не везде присутствует и верхний колвинский горизонт из-за предживетского размыва.

В юго-восточных районах Ижма-Печорской синеклизе **нижнеэйфельский подъярус** (бийская свита) сложен известняками, часто криноидными, и аргиллитами, аналоги свиты в других районах представлены ритмичным переслаиванием алевролитов и аргиллитов с прослоями песчаников. Мощность отложений до 100 м.

Верхнеэйфельские отложения распространены более широко, чем нижнеэйфельские, присутствие их установлено во всех районах, где развиты среднедевонские отложения.

В юго-восточных районах Ижма-Печорской синеклизе подъярус (мощность до 50 м) представлен известняками органогенными и глинистыми, иногда доломитизированными и глинами, в западных районах глинами с прослоями известняков.

В западной части Печоро-Колвинского авлакогена разрез представлен мощными пластами песчаников, ритмично переслаивающимися с маломощными пачками глин и алевролитов мощностью до 1000 м.

На остальной части авлакогена подъярус сложен песчаниками, алевролитами, глинами и известняками. В нижней части разреза преобладают песчаники, ритмично переслаивающиеся с алевролитами, выше появляются аргиллиты с прослоями известняков.

Живетский ярус – имеет меньшее распространение, по сравнению с эйфельским.

Ярусу соответствует *старооскольский надгоризонт*. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала нижняя часть надгоризонта (500 м) представлена ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и глин, иногда с прослоями известняка. Выше залегают мощные пачки песчаников, переслаивающиеся с алевролитами и глинами.

На Колвинском мегавале и в Денисовской впадине старооскольский надгоризонт представлен в нижней части песчаниками (до 50 м), в верхней – алевролитами и глинами (180 м).

На Южном Тимане разрез сложен песчаниками и алевролитами с прослоями гравелитов и конгломератов в основании разреза. Мощность до 85 м.

Верхний отдел. Наиболее полные разрезы верхнедевонских и среднедевонских отложений известны в Ижма-Печорской синеклизе и в Печоро-Колвинском авлакогене. На остальной территории ТПП верхнедевонские отложения залегают трансгрессивно на разновозрастных отложениях – от рифея до среднего девона.

Для верхнедевонских отложений характерна резкая фациальная изменчивость. В направлении с востока на запад выделяются 3 структурно-фациальные зоны:

1. зона преимущественного развития доманиковых фаций (восточные районы Ижма-Печорской синеклизы, Верхнепечорская впадина);
2. зона с терригенно-карбонатным типом разреза (Варандей-Адзвинской структурная зона, Хорейверская впадина, Колвинский мегавал, центральные районы Ижма-Печорской синеклизы, Южный Тиман);
3. зона развития преимущественно терригенных отложений (Малоземельско-Колгуевская моноклинали).

Франский ярус – ярус подразделяется на три подъяруса. В составе **нижнефранского подъяруса** – выделены яранский, джьерский и тиманский горизонты.

Яранский горизонт распространен только на севере Печоро-Колвинского авлакогена, на Северном Тимане, в Ижма-Печорской впадине. Сложен он разнотекстурными песчаниками, часто с крупной галькой и с линзами гравелитов и конгломератов, с подчиненными прослоями глины.

Мощность яранского горизонта изменяется от 55 м (Ижма-Печорская впадина) до 370 м (Печоро-Кожвинский мегавал).

Джьерский горизонт, развитый гораздо шире, чем яранский, и трансгрессивно перекрывающий различные горизонты среднего девона и более древние образования, характеризуется изменчивостью мощности. Важная особенность джьерских отложений заключается в присутствии примеси пирокластического материала и развитии базальтовых лав (Северный Тиман, юг Шапкина-Юрьяхинского вала, Малоземельская моноклинали). В Ижма-Печорской синеклизе и Верхнепечорской впадине разрез представлен толщей (до 100 м) переслаивания преобладающих в разрезе глины. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала разрез мощностью до 800 м сложен ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и глины.

Тиманский горизонт мощностью до 170 м в Ижма-Печорской синеклизе и Верхнепечорской впадине представлен в нижней части песчаниками и алевролитами, иногда глинистыми, в верхней – пестроцветными глинами с прослоями алевролитов, песчаников, известняков, содержащих большое количество разнообразных органических остатков. В Варандей-Адзвинской зоне и Хорейверской впадине горизонт сложен переслаиванием алевролитов, глины, известняков с прослоями песчаников. Мощность до 100 м.

В пределах Печоро-Кожвинского мегавала разрез выполнен глинами с редкими прослоями алевролитов и известняков, в нижней части с прослоями туффов. Мощность горизонта до 700 м.

На Колвинском мегавале тиманский горизонт мощностью до 220 м сложен глинами с прослоями алевролитов и песчаников и редкими прослоями известняков в верхней части разреза.

Среднефранский подъярус – включает в себя саргаевский и доманиковый горизонты.

Саргаевский горизонт на Южном Тимане и в Ижма-Печорской синеклизе представлен в нижней части песчаниками, алевролитами, глинами с прослоями песчаных известняков, в верхней – глинами с прослоями мергелей и глинистых известняков, общей мощностью до 70 м.

В Хорейверской впадине и Варандей-Адзвинской структурной зоне разрез сложен толщей переслаивающихся глины, алевролитов и песчаников с прослоями известняков в верхней части. Мощность до 120 м.

На Малоземельско-Колгуевской моноклинали горизонт представлен красноцветной терригенной толщей с прослоями известковистых песчаников в верхней части разреза. Мощность до 80 м.

Доманиковому горизонту отвечает максимум позднедевонской трансгрессии.

Известны три фациальных типа разреза этого времени: депрессионный, мелководно-шельфовый и рифогенный. Наиболее широко распространен первый из них. Для депрессионного типа разреза характерны доманиконды (известняки битуминозные и кремнистые, силциты), со специфическим набором остатков фауны. Депрессионный тип разреза доманикового горизонта известен на территории Хорейверской впадины и в Варандей-Адзвинской зоне. Мощность горизонта – 20–40 м.

Вдоль границ депрессий доманикового времени прослеживаются доманиковые барьерные рифы. Рифовые постройки представлены во-

дорослевыми известняками, вторичными доломитами. Мощность горизонта до 330 м.

Мелководно-шельфовый тип разреза известен на территории Малоземельско-Колгуевской моноклинали и на восточном склоне Колвинского мегавала. Для этого типа разреза характерны карбонатно-терригенные образования: алевро-глинистые породы чередуются с обломочными, органогенными и оолитовыми известняками, часто с богатыми остатками раковинной фауны. Мощность отложений до 210 м.

В Ижма-Печорской впадине, на Печоро-Кожвинском мегавале, доманиковый горизонт представлен известняками битуминозными, мергелями, силицитами, обычно тонко переслаиваемыми между собой, и редкими прослоями глин. Характерно сильное окремнение, обилие органических остатков. Мощность до 60 м.

На Южном Тимане горизонт в стратиграфическом разрезе сложен доломитами, известняками доломитизированными и мергелями с прослоями органогенного известняка, мощность до 60 м.

Верхнефранскому подъярису – соответствуют ветласянский, сирачойский, евлановский и ливенский субрегиональные горизонты.

Помимо депрессионного, рифогенного, мелководно-шельфового типов разреза, в позднефранское время в регрессивные фазы развития бассейна, являвшиеся завершающей стадией развития некомпенсированной впадины, формировались толщи заполнения (ветласянское и евлановское время). Толщи заполнения ветласянского возраста известны в районе Вангурейской площади, в центральной части Колвинского мегавала. Евлановские толщи заполнения распространены в северо-западных районах Хорейверской впадины. Толщи заполнения сложены глинами и мергелями с прослоями алевролитов и песчаников в районах, приближенных к областям сноса; мощность их 100–300 м. В Хорейверской впадине известен ряд одиночных биогермных построек сирачойско-евлановско-ливенского и евлановско-ливенского возраста.

Фаменский ярус – делится на три подъяруса.

Нижнефаменскому подъярису – соответствуют горизонты: *волгоградский, задонский и елецкий*.

В *волгоградское* время в Тимано-Печорском регионе формировались глинистые толщи заполнения евлановско-ливенских барьерных рифов.

Задонский горизонт на Южном Тимане представлен глинами, известняками доломитизированными, с прослоями органогенных известня-

ков, мощностью до 100 м. В южных районах Ижма-Печорской впадины горизонт сложен мергелями, глинами и глинистыми известняками, мощность до 250 м. На Средне печорском поднятии и в пределах Печоро-Кожвинского мегавала в нижней части разреза присутствуют мергели, глины, с прослоями известняков, в верхней части известняки с прослоями мергелей и глин, общей мощностью до 700 м.

Елецкий горизонт на Среднепечорском поднятии представлен известняками. Мощность горизонта до 380 м.

Среднефаменскому подъярису – соответствует *усть-печорский* горизонт, представленный в Малоземельско-Колгуевской моноклинали глинистыми известняками доломитизированными с прослоями мергелей. Мощность горизонта до 200 м. В Варандей-Адзвинской зоне и в восточных районах Хорейверской впадины горизонт представлен мергелями с прослоями известняков (до 660 м). В Верхнепечорской впадине – известняками обломочными, переслаиваемыми с мергелями, содержащими прослойки силицитов и битуминозных сланцев. Мощность горизонта до 20 м.

Верхнефаменскому подъярису – соответствует джеболский надгоризонт, который подразделяется на два горизонта: *зеленецкий* и *нюмылгский*.

Зеленецкий горизонт – на Среднепечорском поднятии и в Верхнепечорской впадине сложен известняками с прослоями битуминозных сланцев в нижней части разреза и глинами с прослоями известняков в верхней. Мощность горизонта до 100 м.

В Варандей-Адзвинской зоне и в восточных районах Хорейверской впадины разрез представлен доломитизированными известняками и доломитами. Мощность до 200 м.

Нюмылгский горизонт – сложен глинами и песчаниками с прослоями известняков в подошвенной части, алевролитами, песчаниками и известняками – в кровельной. Общая мощность до 157 м.

Каменноугольная система

Каменноугольные отложения залегают согласно на девонских в Косью-Роговской и Коротаихинской впадинах, на юге Верхнепечорской впадины, в Варандей-Адзвинской зоне. На остальной территории каменноугольные отложения несогласно перекрывают фаменские отложения.

Нижний отдел – включает турнейский, визейский, серпуховский ярусы.

В **турнейском ярусе** – выделяется два подъяруса: нижний и верхний.

Нижнетурнейский подъярус наиболее широко и в полном объеме присутствует на Омра-Лыжском поднятии (Джебольская моноклираль), в Верхнепечорской и Косью-Роговской впадинах и представлен переслаиванием песчаников, глин и известняками мощностью отложений до 250 м.

Верхнетурнейский подъярус мощностью (130м) сложен известняками органогенно-обломочными и водорослевыми, иногда с прослоями терригенного материала.

Визейский ярус – на большей части территории ТПП представлен карбонатными породами. Исключением являются разрезы Верхнепечорской впадины и Печоро-Кожвинского мегавала, где он сложен мощной терригенной толщей.

В составе яруса выделяются два надгоризонта: кожимский и окский.

Кожимский надгоризонт в нижних частях разреза в Варандей-Адзвинской структурной зоне, на севере гряды Чернышева, в центральной части Верхнепечорской впадины сложен преимущественно известняками и доломитами с прослоями аргиллитоподобных глин мощностью до 65 м.

В Косью-Роговской впадине, на севере Печоро-Колвинского авлагена, на юге Печоро-Кожвинского мегавала, а также в Верхнепечорской впадине, и Большесынинской впадине надгоризонт представлен известняками мощностью до 60 м.

В верхней части надгоризонта выделен *бобриковский горизонт*, представленный терригенными образованиями с редкими прослоями известняков. Горизонт мощностью 100 м распространен в пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали, в Верхнепечорской и Косью-Роговской впадинах.

На большей части территории нижняя часть *окского надгоризонта* представлена песчаниками и глинами с прослоями известняков. В Косью-Роговской и Коротаихинской впадинах отложения, в основном, карбонатные. Мощность отложений до 700 м.

Серпуховский ярус – подразделен на ниже – и верхнесерпуховский подъярусы.

Нижнесерпуховский подъярус представлен доломитами, ангидритами, брекчиями доломитов (тарусский + стешевский горизонты), мощность отложений до 300–350 м.

Верхнесерпуховский подъярус установлен в Косью-Роговской и Верхнепечорской впадинах, частично в Варандей-Адзвинской зоне и представлен, в основном, известняками органогенно-обломочными, иногда с прослоями глин. Мощность отложений составляет 140 м.

Средний отдел на значительной части ТПП залегает со стратиграфическим перерывом на нижележащих нижнекаменноугольных образованиях, за исключением Предуральского прогиба.

В среднем отделе установлены башкирский и московский ярусы.

Башкирский ярус – почти повсеместно в провинции представлен известняками детритовыми, мелкодетритовыми, органогенно-обломочными с прослоями глин и доломитов. Мощность яруса составляет 200 м.

Московский ярус – C_2m – на большей части региона залегает с перерывом на башкирском и подразделяется на два подъяруса: нижний и верхний.

Нижнемосковский подъярус сложен известняками с прослоями глин. Мощность 100 м.

Верхнемосковский подъярус представлен карбонатными породами: известняками, доломитизированными известняками и доломитами мощностью до 100 м.

Верхний отдел. Верхнекаменноугольные отложения залегают согласно на среднекаменноугольных и распространены менее широко, чем среднекаменноугольные. Верхний карбон подразделяется на касимовский и гжельский ярусы.

Касимовский ярус – сложен известняками водорослевыми и фораминиферовыми, детритовыми с желваками кремней. Мощность яруса до 120 м.

Гжельский ярус – представлен органогенными известняками с многочисленными фораминиферами. Мощность отложений до 60 м.

Пермская система

Пермские отложения на большей части ТПП залегают согласно на верхнекаменноугольных или со стратиграфическим перерывом с выпадением разных частей разреза от верхнего карбона до низов ассельского яруса (Варандей-Адзвинская зона, гряда Чернышева, Большесынинская, Косью-Роговская и Коротаихинской впадины).

Нижний отдел. В нижней перми выделяются ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы в карбонатных фациях.

Ассельский ярус – в южной части Печоро-Колвинского авлакогена и Хорейверской впадины, в юго-восточной части Ижма-Печорской впадины и на восточном склоне Южного Тимана в нижней части разреза представлен известняками детритовыми, биоморфно-детритовыми, прослоями биогермными; верхняя часть разреза сложена известняками детритовыми, биоморфно-детритовыми, прослоями биогермными, преимущественно водорослевыми, с прослоями мергелей общей мощностью 160 м.

На большей части Варандей-Адзвинской зоны и в Косью-Роговской впадине верхней части разреза соответствует сезымская свита «мергелистый» горизонт, выполненный сероцветными глинами, мергелями, известняками в нижней части.

Сакмарский ярус – присутствует в юго-восточной части Ижма-Печорской синеклизы и в Верхнепечорской впадине и в Варандей-Адзвинской структурной зоне.

В этих районах разрез сложен известняками детритовыми, фузулинидово-криноидными мощностью до 200 м.

Артинский ярус – подразделяется на нижний и верхний подъярусы.

Нижнеартинский подъярус в нижней части сложен глинами, песчаниками, тонкослоистыми мергелями с линзами известняков, его мощность до 800 м. В верхней части подъяруса залегают глины и алевролиты с редкими прослоями песчаников; присутствуют мергелистые, кремнисто-мергелисто-глинистые конкреции. Мощность подъяруса до 2000 м.

Верхнеартинский подъярус представлен песчаниками, алевролитами с пачками алевроитовых глин, содержит многочисленные мергелистые, кремнисто-мергелистые конкреции, на северо-востоке – прослой углистых пород, известняков. Мощность подъяруса до 1500 м.

Кунгурскому ярусу – в Верхнепечорской впадине сульфатно-терригенно-соленосные и сульфатно-карбонатные отложения.

На остальной части ТПП ярус представлен карбонатно-глинистыми породами с прослоями известняков, мощность до 160 м.

В разрезе яруса в северо-восточной части бассейна известна *Воркутская серия*, представляющая собой толщу углистых отложений, которая содержит лучшие угли Печорского угольного бассейна.

На территории Печоро-Кожвинского мегавала и в Большесынинской впадине разрез сложен толщей переслаивающихся алевролитов и известковистых песчаников мощностью 400–500 м.

В Верхнепечорской впадине ярус мощностью от 100 до 700 м представлен терригенно-сульфатными породами с пластами каменной соли в верхней части разреза. На востоке впадины ярус сложен аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников, с пластами ангидритов и гипсов. Западнее терригенные породы замещаются карбонатами и сульфатами.

Верхний отдел расчленяется на уфимский, казанский и татарский ярусы, представленный терригенными отложениями.

Уфимский ярус – в нижней части сложен песчаниками, алевролитами и глинами с прослоями углистых глин и углей мощностью до 200 м (юг Печоро-Кожвинского мегавала и Хорейверской впадины); глинами, алевролитами, песчаниками и мергелями, переслаивающимися между собой, мощностью до 50 м (Верхнепечорская впадина и юго-восток Ижма-Печорской впадины); глинами, алевролитами с редкими прослоями песчаников мощностью до 120 м (Малоземельско-Колгуевская моноклираль, север Печоро-Кожвинского мегавала и Хорейверской впадины); песчаниками, алевролитами, аргиллитами, углистыми аргиллитами мощностью от 370 м до 1300 м (Кортаихинская и Косью-Роговская впадины).

Верхняя часть разреза уфимского яруса сложена: песчаниками с редкими прослоями алевролитов и глин. Мощность этой части разреза до 70 м (Малоземельско-Колгуевская моноклираль, Печоро-Колвинский авлакоген, север Ижма-Печорской синеклизы); глинами красноцветными, переслаивающимися с песчаниками и алевролитами, реже мергелями мощностью до 250 м (север Ижма-Печорской впадины); пестроцветными и красноцветными глинами и алевролитами с конкрециями водорослевых известняков, с прослоями песчаников, мощностью 340 м (Печоро-Кожвинский мегавал, Среднепечорское поперечное поднятие, Большесынинская впадина); песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитами, аргиллитами, углями. Мощность до 1100 м (Варандей-Адзвинская зона, Кортаихинская и Косью-Роговская впадины); красноцветными глинами и алевролитами мощностью до 500 м (Хорейверская впадина); песчаниками, алевролитами и глинами с редкими прослоями мергелей и известняков мощностью до 80 м (Верхнепечорская впадина).

Казанский ярус – в пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали и Печоро-Колвинского авлакогена, на севере Ижма-Печорской синеклизы представлен переслаивающимися песчаниками и алевролитами, глинами, с редкими прослоями известняков с сидеритовыми конкрециями. Мощность отложений до 200 м.

В юго-восточной части Ижма-Печорской впадины – преобладают пестроцветные глины, алевролиты, песчаники с прослоями мергелей. В верхней части разреза присутствуют прослои сероцветных пород и прослои углистых глин. Мощность до 250 м.

На территории Печоро-Кожвинского мегавала, Хорейверской и Большесынинской впадин отложения казанского яруса представлены песчаниками, алевролитами, глинами с прослоями углистых глин и углей. Мощность до 230 м.

Татарский ярус – на большей части территории провинции сложен песчаниками с прослоями конгломератов, алевролитами, глинами с прослоями углей. Породы содержат включения известково-сидеритовых конкреций. Мощность яруса до 2070 м.

Триасовая система

Триасовые отложения имеют широкое площадное распространение и отсутствуют только на наиболее приподнятых участках крупных положительных структур, а также на большей части Косью-Роговской впадины.

Нижний отдел на территории ТПП представлен красноцветными песчаниками и глинами. В нижнетриасовых отложениях выделена чаркабожская и харалейская свиты в Печорской синеклизе, в Предуральском прогибе выделяются возрастные аналоги этих свит, отличающиеся существенно песчаным составом и большими мощностями: лестаншорская свита в Кортаихинской впадине, усть-березовская, бызовская и краснокаменная свиты в Большесынинской и Верхнепечорской впадинах.

Чаркабожская свита представлена циклическим переслаиванием зеленовато-серых песчаников (в основании с галькой и гравием), алевролитов и глин зеленовато-серых и шоколадно-коричневых.

По минералого-петрографическому составу свита подразделяется на две подсвиты: нижнечаркабожскую (15–120 м, на юге до 200 м), обогащенную материалом перемытой коры выветривания подстилающих

отложений и верхнечаркабожскую (40–230 м) с большим содержанием привнесенного материала из зеленокаменной зоны Палеоурала.

В юго-восточных районах Печорской синеклизы в основании разреза выделяется эффузивно-осадочная толща, состоящая из 1–2 покровов базальтов и межбазальтовых терригенных отложений мощностью до 50 м.

Харалейская свита представлена ритмопачками, состоящими из песчаников, иногда с прослоями конгломератов в основании и пласта алевролитов и глин верхних частях ритмов. Мощность харалейской свиты на территории Печорской синеклизы изменяется от 40 м до 250 м.

Средний и верхний отделы в нижней части среднего триаса (анизийский ярус) выделена ангуранская свита в Печорской синеклизе, которой соответствуют керьямаельская свита в Большесынинской и Верхнепечорской впадинах, нядейтинская в Кортаихинской впадине. Верхней части среднего триаса и верхнему триасу отвечают нарьянмарская свита в Ижма-Печорской синеклизе, кортаихинская – в Кортаихинской впадине и большесынинская серия в Большесынинской и Верхнепечорской впадинах.

Ангуранская свита (40–290 м) согласно залегает на харалейской и сложена пестроцветными глинами с подчиненными прослоями сероцветных песчаников, алевролитов и глин с растительными остатками. *Керьямаельская* (до 220 м) и *нядейтинская свиты* (до 700 м) сложены пестроцветными глинами, сероцветными песчаниками, алевролитами и глинами с растительными остатками.

Нарьянмарская свита подразделяется на две подсвиты. Нижнеарьянмарская подсвита представлена глинами серыми, темно-серыми, прослоями зеленовато-серыми, песчаниками и алевролитами. Мощность до 100 м. Верхнеарьянмарская подсвита сложена серыми песчаниками, алевролитами и глинами. Мощность подсвиты до 540 м, на шельфе Баренцева моря возрастает до 900 м. *Кортаихинская свита* представлена циклически переслаивающимися сероцветными песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Мощность достигает 1380 м.

Юрская система

Юрские отложения распространены повсеместно на территории Ижма-Печорской синеклизы, в Предуральском прогибе они занимают небольшие площади на северо-западе Косью-Роговской впадины. Отложения юры залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на разных по возрасту отложениях: от силура до триаса. Мощность юрских

отложений возрастает в северо-западном направлении и достигает максимальных значений в центральной части Денисовской впадины.

Нижний отдел. Отложения нижней юры подразделяется на две пачки.

Нижняя пачка сложена олигомиктовыми песками и слабо сцементированными песчаниками. Верхняя пачка представлена глинами каолинит-хлоритового состава. Мощность нижнеюрских отложений не превышает 50–90 м.

Средний отдел. Среднеюрские отложения характеризуются резким увеличением площади распространения, по сравнению с нижнеюрскими, и подразделяются на песчаную толщу (**ааленский-байоский и батский ярусы**), мощностью 50–200 м, и преимущественно глинистую толщу (**келловейский ярус**). Мощность келловейских отложений увеличивается в северо-западном направлении и достигает максимальных значений в центральных районах Денисовской впадины – до 110 м.

Верхний отдел. Верхнепермские образования выделяются в объеме нерасчлененных оксфордского-кимериджского ярусов и волжского яруса. Площадь распространения незначительно сокращена по сравнению с келловеем.

Оксфордский – кимериджский ярусы – представлены алевролитами, песчаниками и глинами с глауконитом. Значительное увеличение мощности осадков с запада на восток (от 1 м до 185 м) происходит за счет нарастания объема кимериджского яруса.

Волжский ярус – представлен глинами серыми, прослоями переходящими в мергели.

Мощность волжских отложений увеличивается в северном направлении и достигает максимального значения (120 м) в центральной части Хорейверской впадины.

Меловая система

Представлена нижним отделом на большей части Ижма-Печорской синеклизы. Верхнемеловые отложения выявлены в единичных разрезах Верхнеадзвинской депрессии. Более широко они распространены по восточному борту Косью-Роговской впадины.

Нижний отдел. В нижнем отделе мела мощностью 50–350 м выделены **неокомский надъярус** в объеме берриасского, валанжинского, готеривского и барремского ярусов, нерасчлененные **аптский и альбский ярусы**. Неоком сложен глинами, алевролитами и песчаниками. Апт-

альбские отложения представлены песками и алевролитами с прослоями глин и бурых углей.

Верхний отдел. Залегает с угловым и стратиграфическим несогласием на различных горизонтах палеозоя, в основном, перми. Представлены песками, с галькой, опоками, «банками» устриц.

Мощность верхнего мела достигает 185–200 м.

3.4. Структурно-формационное расчленение осадочного чехла

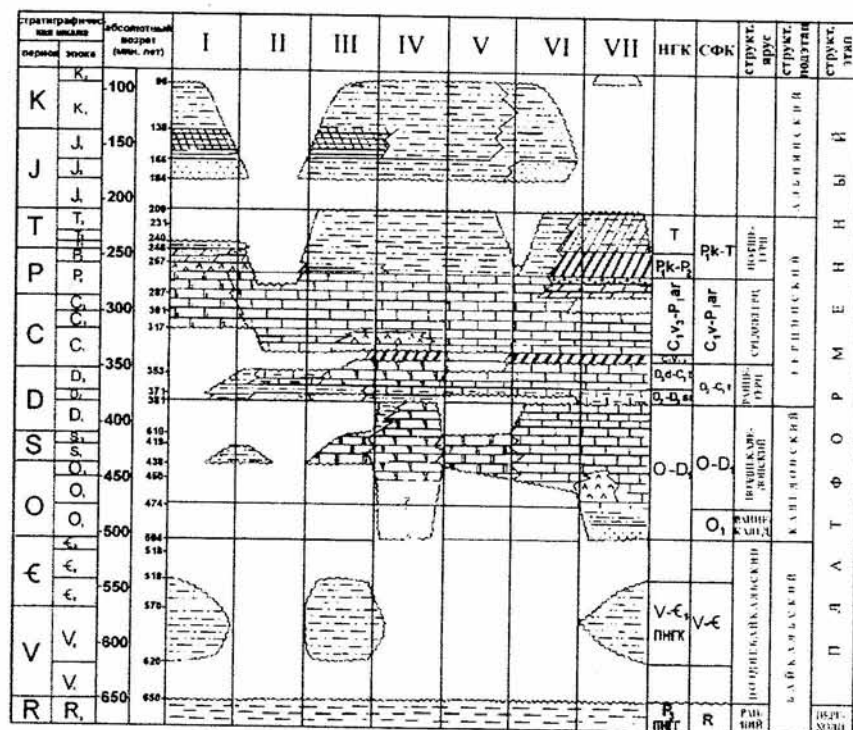
В составе осадочного чехла ТПП выделяется ряд структурно-формационных комплексов (СФК), отделенных друг от друга региональными перерывами. Каждому СФК, формирование которого тесно связано с определенным тектоническим этапом развития региона, присущ характерный набор формаций и единообразие структурного плана (рис. 18, табл. 4).

Формационный анализ, с одной стороны, дает представления о вещественном и фациальном составе геологических тел, слагающих осадочный чехол нефтегазоносных регионов, а с другой, отражает динамику этого режима и направленность геотектонического развития нефтегазоносного региона и его частей.

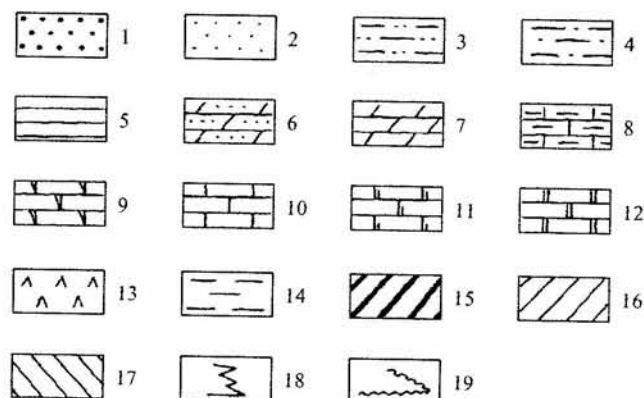
В строении платформенного комплекса ТПП преобладают платформенные формации, объем орогенных формаций Предуралья составляет около 6% от общего объема формаций региона. При выделении и классификации платформенных формаций в качестве основного признака принимается вещественный состав, или преобладающий набор пород, в сумме дающий до 75–80%. Порода, присутствующая в количестве менее 25–20%, как правило, не должна учитываться, так как в противном случае теряется смысл формационного анализа из-за подавления основных закономерностей мелкими деталями. Это не относится к таким породам, как каменный уголь или соль, поскольку даже небольшое их присутствие может явиться одним из характерных признаков формации.

Другим существенным признаком при выделении формаций является их внутреннее строение: взаимоотношения фаций, форма тел, слагающих формации, характер переслаивания пород, их ритмичность и т. д.

Вендско-нижнекембрийский (?) СФК, образование которого обусловлено позднебайкальским этапом тектогенеза, по вещественным и



Абсолютный возраст по С.Л.Афанасьеву, 1988.



структурно-формационным признакам, соответствует валдайско-балтийским отложениям Русской плиты. СФК составлен красноцветной, реже сероцветной, песчаной и песчано-глинистой формациями. Мощность СФК, изученного только в пределах Ижма-Печорской синеклизы, достигает 1 км, резко уменьшаясь на выступах образований рифейского комплекса.

Наличие формаций этого СФК предполагается и в пределах Предуральского прогиба, что подтверждается данными сейсморазведочных работ.

Нижнеордовикский СФК, связанный с движениями раннекаледонского этапа тектогенеза и представлен терригенными, в значительной мере красноцветными отложениями седельской и нибельской свит.

Накопление кварцевых песчаников седельской свиты, представляющих собой красноцветную олигомиктовую субформацию, происходило за счет выноса реками кварцевосодержащих пород карелид Восточно-Европейской платформы [78].

Генезис пород нибельской свиты сероцветной, песчано-глинистой субформации [78] связывается с интенсивным размывом палеотимана, сложенного метаморфическими сериями байкалит. Мощность этих прибрежно-морских и в большей степени лагунно-континентальных отложений колеблется от нескольких метров до 1 км. Распространение их ограничено Ижма-Печорской синеклизой и Хорейверской впадиной, где данные отложениями заполнены палеопрогобы эпибайкальской плиты.

Рис. 18. Схематический формационный разрез платформенного комплекса Тимано-Печорского геоблока. 1 – глинисто-песчаная морская моласса; 2–13 – формации: 2 – песчаная, 3 – глинисто-песчаная, 4 – песчано-глинистая, 5 – глинистая, 6 – мергельно-песчаная, 7 – мергельная, 8 – глинисто-известняковая, 9 – мергельно-известняковая, 10 – известняковая, 11 – доломито-известняковая, 12 – доломитовая, 13 – сульфатно-доломитовая; 14 – песчано-сланцевая и сланцевая формации верхней части рифейского комплекса; 15 – угленосные песчано-глинистая и глинисто-песчаная формации; 16 – слабо угленосные формации; 17 – сланценовые формации; 18 – границы формации; 19 – поверхности размыта на границах СФК. I – Кольско-Мезенский геоблок (восточная часть), II – Тиманский мегаблок, III – Ижма-Печорский мегаблок, IV – Печоро-Колвинский мегаблок, V – Большеземельский мегаблок, VI – Варандей-Адзвинский блок, VII – Косью-Роговской блок.

Структурно-формационная принадлежность нефтегазовых комплексов Тимано-Печорской провинции

Циклы текто-генеза	Структурные этапы (стадии развития)	Структурные подэтапы (этапы развития)	Формации	Субформации	Нефтегазовые комплексы (НГК)	Нефтегазовые комплексы (НГТК)
1	2	3	4	5	6	7
Среднепалеозойско-раннемезозойский (тершинский)	Нижнепермско-триасовый (подтершинский)		Сероветная красноватая верхняя молассовая верхнепермско-триасовая P ₂ -T	Красноцветно-пестроцветная триасовая T Угленосная верхнепермская P ₂ Сероветно-красноватая прибрежно-морская и лагуно-континентальная верхнепермская P ₂	Триасовый террингенный T Верхнепермский террингенный P ₂	
			Сероветная нижняя молассовая артинско-кунгурская P _{1a} -k	Угленосно-террингенная кунгурская P _{1k} Террингенно-карбонатно-галогенная кунгурская P _{1k}	Нижнепермский галогенно-карбонатно-террингенный P _{1a} -P _{1k} P _{1a} -P _{1k}	
	Нижнекаменноугольный (орловский)		Карбонатная верхнекаменноугольная нижнепермская C _{1v} -P ₁ карб.	Нижнепермская мергельная ассельско-сакмарская (сезымская) P _{1a} -P _{1s} Нижнепермская рифогенная ассельско-нижнеартинская P _{1a} -P _{1a} Г	Верхнекаменноугольный карбонатный C _{1v} -P ₁ карб.	Нижнепермский карбонатный P _{1a} -P _{1a} карб.
			Угленосно-террингенная нижне-верхнекаменноугольная C _{1v} -P ₁		Нижне-верхнекаменноугольный террингенный C _{1v} -P ₁	Окско-верхнекаменноугольный карбонатный C _{1ok} -C ₃

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
Раннепалеозойский (каленинский)	Среднепалеозойско-раннемезозойский (тершинский)	Нижнекаменноугольный (орловский)	Террингенно-карбонатная верхнекаменноугольная туринская D ₂ f-C ₁ t	Карбонатно-террингенная клипформного заложения D ₂ fm-C ₁ t Доманиковская относительно глубоководного шельфа D ₂ fm-C ₁ t ? Рифогенная D ₂ dm-C ₁ t ? Сульфатно-террингенно-карбонатная мелководно-шельфовая D ₂ f-C ₁ t	Доманиково-туринский карбонатный D ₂ dm-C ₁ t	Карбонатно-террингенный D ₂ fm-C ₁ t Доманиковидный D ₂ dm-C ₁ t Рифогенный D ₂ dm-C ₁ t Карбонатный D ₂ dm-C ₁ t Нижне-среднекаменноугольный эффузивно-карбонатно-террингенный D ₂ f ₂ Среднекаменноугольный нижнекаменноугольный террингенный D ₂ -D ₂ f
Раннепалеозойский (каленинский)	Среднепалеозойско-раннемезозойский (тершинский)	Среднекаменноугольный (орловский)	Сероветная олигомиотная террингенная среднекаменноугольная нижнекаменноугольная D ₂ -D ₂ f	Террингенная грабенная D ₂ -D ₂ f Карбонатно-террингенная автохтонная D ₂ Глинисто-песчаная автохтонная D ₂ Террингенно-сульфатно-карбонатная D ₂ Известково-ломитовая S Галогенно-террингенно-карбонатная O ₂ Сероветная песчано-глинистая O ₂	Среднекаменноугольный нижнекаменноугольный (поддоманиковский) D ₂ -D ₂ f	Нижнекаменноугольный террингенно-сульфатно-карбонатный D ₂ Среднекаменноугольный карбонатный S Среднекаменноугольный карбонатный S Среднекаменноугольный карбонатный S

Среднеордовикско-нижнедевонский СФК, соответствующий проявлению позднекаледонского тектогенеза, представлен карбонатными образованиями. Нижняя часть СФК объединена в галогенно – терригенно-карбонатную субформацию среднего – верхнего ордовика, состоящую из преимущественно морских пород.

На Кочмесской, Ярвожской площадях Косью-Роговской впадины галогенная часть разреза представлена каменной солью (вскрытая мощность 100–500 м). Мощность субформации меняется от 100 м на западе до 800 м на востоке.

Известняково – доломитовая субформация распространена практически на всей территории бассейна и по возрасту соответствует силуру. Для отложений характерно присутствие кораллово-строматопоровых и водорослево-строматопоровых известняков. Мощность субформации изменяется от 700 м до 1,5 км.

Завершает разрез СФК терригенно-сульфатно-карбонатная субформация нижнего девона мощностью от 1800 м до 0–500 м (на палеоподнятиях). Максимальная мощность зафиксирована в пределах Печоро-Колвинского авлакогена.

Среднедевонско – раннефранское (яранское) время (**Среднедевонско – нижнефранский СФК**) характеризуется накоплением сероцветной олигомиктовой терригенной формации. На значительной части ТП СБ (за исключением Верхнепечорской, Косью-Роговской впадин и Печоро-Кожвинского мегавала) раннегерцинский этап начинается глинисто – песчаниковой аллохтонной субформацией, сложенной преимущественно кварцевыми песчаниками и алевролитами мощностью 100–400 м с наращиванием в сторону Уральского перикратона. Латеральным продолжением формационного ряда является карбонатно – терригенная автохтонная субформация. По времени накопления обе субформации синхронны.

В особую грабеновую формацию выделяется мощная толща (до 1500 м) песчаников и алевролитов, приуроченная к Печоро-Кожвинскому мегавалу.

Формированием нижнефранско (джерско) – турнейского СФК завершается ранний этап герцинского тектогенеза. В его объеме выделены две формации – эффузивно – терригенная нижнефранская поддоманиковая, наибольшие мощности которой наблюдаются в разрезах Печоро-Кожвинского мегавала и на северном Тимане и терригенно – карбонатная среднефранско – турнейская. Особое место в объеме формации

занимают рифогенные образования, обозначенные особой субформацией, а также глинистые известняки, мергели Джебольской ступени и Верхнепечорской впадины, составляющие карбонатно – терригенную субформацию клиноформного заполнения.

Визейско-нижнеартинский СФК отвечает среднегерцинскому этапу тектогенеза. В основании СФК почти повсеместно залегает угленосно-терригенная ниже-средневизейская формация. Характерная ее особенность – наличие темно-серых до черных углистых глин (аргиллитов) иногда с маломощными прослойками углей. Мощность формации увеличивается с запада на восток от 20 до 300–350 м.

Вся вышележащая часть СФК характеризуется повсеместным развитием карбонатной формации поздневизейско – раннепермского возраста, в составе которой преобладают органогенно-обломочные или слоистые известняки с линзами кремней, включениями ангидрита, с подчиненными прослоями доломитов, а на уровне верейского горизонта с маломощными прослоями глин. Характерно наличие внутриформационных перерывов. Так, на отдельных участках из разреза выпадают отложения верхнего карбона или ассельского яруса. Мощности формации, занимающей почти всю территории провинции, довольно выдержаны и составляют 300–500 м, лишь в отдельных районах увеличиваясь до 600–800 м. На западном склоне Урала визейско-каменноугольная часть сменяется формацией краевых поднятий, а нижнепермская и местами верхнекаменноугольная, соответственно – флишевой и сероцветной молассовой формацией. Между областью развития последних и слоистыми известняками карбонатной платформенной формации находится комплекс отложений, латерально включающий с запада на восток нижнепермские рифогенные известняки и относительно глубоководные депрессионные образования (сезымская свита), выделенные в самостоятельные субформации.

Толщина формации меняется от 2 км на Тимане до 1,3–1,5 км в Предуральском прогибе и на западном склоне Урала.

Верхнеартинско – триасовый СФК связан с позднегерцинским этапом, оказавшим наибольшее влияние на формирование структурного плана региона. В первую очередь тектонические движения этого этапа обусловили возникновение Уральской складчатой системы с образованием компенсационной структуры – Предуральского краевого прогиба, в котором отлагались весьма специфические формации.

Начинается разрез этого орогенного комплекса сероцветной нижней молассовой верхнеартинско – кунгурской формацией.

Формация представлена ритмичным чередованием песчаников, алевролитов, глин и каменных углей. Отложения формации мощностью до 2 км и более широко распространены во впадинах Предуральского прогиба. В Верхнепечорской впадине с этой формацией связана 900-метровая терригенно – карбонатно – галогенная субформация, включающая сульфатные и соленосные отложения кунгурского яруса. Другим спутником сероцветной молассы является широко распространенная в Косью-Роговской, Коротаихинской впадинах угленосно – терригенная субформация воркутской серии, соответствующей по объему кунгурскому ярусу нижней перми.

Завершается формационный ряд СФК сероцветно – красноцветной верхней молассовой верхнепермско – триасовой формацией мощностью до 4 км. В Косью-Роговской и Коротаихинской впадинах в позднепермскую эпоху продолжалось накопление угленосной субформации мощностью до 3,8 км. Наряду с пластами углей, углистых алевролитов и аргиллитов она содержит значительное количество грубообломочных пород – крупнозернистых песчаников, конгломератов и гравелитов. Западнее, в Хорейверской и Денисовской впадинах накапливались терригенные отложения морского и лагунно – континентального генезиса.

Триасовый период характеризовался накоплением толщ моласс мощностью от 1 км в Верхнепечорской впадине до 4 км в Коротаихинской.

Близкая обстановка седиментации наблюдалась в Денисовской и Хорейверской впадинах.

Среднеюрский СФК, залегающий с длительным стратиграфическим перерывом на триасовом, представлен в восточной части региона сероцветной песчаной формацией, выдержанной около 150 м мощности. В западной части она сменяется глинисто-песчаной формацией мощностью около 100 м.

Верхнеюрский СФК в восточной половине региона представлен сероцветной песчано-глинистой формацией, в западной – глинистой формацией. Их мощности в зависимости от глубины предмелового размытия колеблются от 120 до 250 м.

Нижнемеловой СФК сложен слабо угленосной песчано-глинистой формацией. Ее максимальная мощность достигает 200 м.

Применяя формационный метод для решения задач нефтяной геологии, нужно иметь в виду, что ассоциации пород, слагающих формацию, помимо своего однотипного или близкого состава должны обладать и определенной общностью своих коллекторских и экранирующих свойств. Все это вместе взятое и характеризует особенности, осадочной формации как природного резервуара. Соответственно, определенный набор формаций, составляющий СФК, образовавшихся в течение определенной фазы тектонического развития, может рассматриваться в любом осадочном бассейне как потенциальный или реальный НГК.

Формационный состав отложений оказывает существенное влияние на характер и масштабы нефтегазоносности осадочного чехла. На примере Тимано-Печорского и других платформенных седиментационных бассейнов установлено, что наиболее продуктивными являются терригенные НГК, в которых преобладающее развитие имеют сероцветные морские песчано-глинистые формации. Среди карбонатных НГК наибольшим нефтегазовым потенциалом обладают комплексы, сложенные известняковой формацией, особенно вкпе с рифовой субформацией.

4. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Блоковая тектоника земной коры определяет характер нефтегазоносности в Тимано-Печорской провинции. Во-первых, месторождения, приуроченные к мобильным областям, более продуктивны. Основная доля крупных и средних месторождений выявлена в пределах мобильных областей. Во-вторых, если в стабильных областях преимущественным развитием пользуются нефтяные месторождения, то в мобильных областях открыты многочисленные нефтегазовые, газовые и газоконденсатные месторождения.

В качестве основных тектонических объектов, которые непосредственно контролируют подавляющее большинство выявленных залежей и месторождений УВ в ТПП, выступают локальные поднятия (структуры III порядка). Локальные поднятия стабильных и мобильных областей значительно отличаются своими параметрами и геологическими показателями, которые влияют на условия нефтегазоносности. Очевидно, что наиболее благоприятными для протекания всех стадий онтогенеза УВ в недрах являются условия, описываемые показателями локальных структур мобильных областей.

Ниже, в качестве примеров, рассматриваются некоторые, наиболее информативные и очевидные геологические показатели, характеризующие свойства локальных структур как нефтегазоносных объектов.

Мощность осадочного чехла и положение в разрезе нефтегазоматеринских толщ в значительной мере предопределяет масштабы и характер генерации углеводородов, а также их фазовый состав. Мощности осадочного чехла, в стабильных областях, не превышающие 4,5 км, а в пределах мобильных областей возрастающие до 10–11 км, указывают на возможный характер нефтегазонакопления и в пределах конкретных локальных структур. Структуры, расположенные в районах развития чехла мощностью 2–4 км, находятся преимущественно в зонах нефтегенерации, более 4 км, как это имеет место в мобильных областях – в зонах газогенерации. Это частично объясняет насыщенность стабильных областей почти исключительно нефтяными месторождениями.

В тектонически мобильных областях ТПП отмечается концентрация запасов как нефти, так и газа, в месторождениях, контролируемых

локальными поднятиями, приуроченными к районам, где мощность чехла превышает 4 км. К этому же значению мощностей приурочено значительное количество выявленных продуктивных структур.

Удаленность локального поднятия от регионального разлома для условий ТПП является одним из приоритетных и информативных показателей, описывающих МИГРАЦИЮ. Общеизвестно, что большинство месторождений в мобильных областях контролируется локальными поднятиями, находящимися в приразломных зонах или в непосредственной близости от них. С этими месторождениями связано до 70% геологических запасов УВ мобильных областей. Обращает на себя внимание значительное содержание газа, что подчеркивает молодость углеводородных скоплений в месторождениях приразломных зон, ибо условия сохранности (КОНСЕРВАЦИИ) в них таковы, что в случае длительного существования залежи газовая составляющая была бы удалена.

Дизъюнктивные структуры или структуры, находящиеся в приразломных зонах, обеспечивают лучшие условия подтока флюидов, ИХ МИГРАЦИИ, нежели пликативные. Это объясняется, во-первых, тем, что проницаемость как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях в разломных зонах лучше. Во-вторых, из-за высокой скорости роста приразломных структур в ловушках возникают относительно пониженные давления, что способствует стягиванию флюидов из окрестностей, то есть АККУМУЛЯЦИИ. В пликативных структурах, преобладающих в стабильных областях, залежи формируются более длительно, но и сохраняются в течение более продолжительного времени, чем в структурах, связанных с разломами.

Надо иметь в виду, что наличие разрывных нарушений играет двоякую роль. С одной стороны, они улучшают условия МИГРАЦИИ и выступают как структурообразующий фактор, обуславливая возникновение высокообъемных ловушек, с другой же стороны – структуроразрушающий, оказывающий негативное влияние на характер АККУМУЛЯЦИИ и КОНСЕРВАЦИИ УВ в ловушках.

Объем отложений, слагающих структуру, отражает емкостные свойства структуры как ловушки и, следовательно, ее потенциальные возможности АККУМУЛИРОВАТЬ УВ. В мобильных областях преобладают структуры большого объема. Как показали исследования ВНИГРИ, месторождения с геологическими запасами, превышающими 50 т у. т., контролируются структурами (не ловушками!) объемом 50–300 км³. Но с возрастом

объема структур выше указанного, наблюдается тенденция к снижению содержания УВ, что согласуется с установленной на примере древних и молодых платформ закономерностью: по мере увеличения масштаба нефтегазоносного объекта концентрация запасов УВ в нем падает.

С объемом структур опосредовано связано и увеличение этажа нефтегазоносности, количество ловушек и т.д. Эффективные мощности в ловушках, приуроченные к локальным структурам мобильных областей, достигают 30–50 м, на порядок выше, чем в стабильных областях.

Возможности локальных структур к АККУМУЛЯЦИИ и КОНСЕРВАЦИИ углеводородных скоплений отражаются в степени их интенсивности, которая оказывает определенное влияние на распределение геологических запасов УВ. Так, в мобильных областях с низко- и среднеинтенсивными структурами (до 3 м/км²), контролирующими месторождения, связано порядка 75% геологических запасов УВ.

С точки зрения АККУМУЛЯЦИИ высокоинтенсивные структуры энергично стягивают углеводородные флюиды в свои пределы из окрестностей. Но с точки зрения КОНСЕРВАЦИИ локальные структуры с высокими, более 3 м/км², значениями интенсивности малоблагоприятны: в их присводовых частях обычно возникает трещиноватость, ухудшающая условия сохранности залежей вплоть до полной их дегазации.

Однако в пределах Северо-Предуральского мобильного мегаблока газовые и газоконденсатные месторождения контролируются структурами очень высокой интенсивности – 10 м/км² и более. Отсюда следует, что газовые и газоконденсатные залежи возникли здесь сравнительно недавно и находятся на той стадии эволюции, когда ухудшения условий сохранности залежей не привели к полному их разрушению.

На характер нефтегазоносности локальных объектов влияют и такие, различные в мобильных и стабильных областях показатели, как минимальная мощность чехла в своде структуры, прослеживаемость структуры по разрезу, степень тектонического контроля, степень ее неотектонической активности и некоторые другие.

4.1. Нефтегазоносные комплексы

Нефтегазоносность осадочного чехла ТПП охватывает широкий стратиграфический диапазон от рифея до триаса. Выявленные в нем продуктивные горизонты объединяются в нефтегазоносные комплексы

НГО	Тиманская	Ижма-Печорская	Печоро-Колвинская	Хорейверская	Варандей-Альвинская	Северо-Предуральская	Малоземельско-Колгуевский НГР
O ₂ -D ₁			● ○	●	●	●	
D ₂ -D ₃ f(src)	● ○	● ○	● ○ ○		●	● ○	
D ₃ dm-C ₁ t		●	● ○	●	●	● ○	
C ₁ v ₁₋₂			●		●	● ○ ○	
C ₁ v ₂ -P ₁ kr		●	● ○ ○ ○	●	●	● ○ ○	
P1kg-P2		●	● ○ ○	●	●	● ○	
T			● ○ ○ ○		●		● ○ ○

● - нефтяные залежи ○ - газовые залежи ●○ - нефтегазоконденсатные залежи ○○ - газоконденсатные залежи

Рис. 19. Схема распределения залежей по нефтегазоносным областям ТПП.

(НГК), которые полностью или частично соответствуют СФК чехла (табл. 4). Обычно выделяется восемь промышленных НГК и несколько нефтегазоперспективных, краткая характеристика которых приводится ниже. Распределение нефтегазоносности в пределах каждого НГК приведено на рис. 19.

1. Нижнеордовикский нефтегазоперспективный НГК представлен терригенными отложениями нижнего ордовика мощностью от 200 м на западе Хорейверской впадины до 2500 м на востоке Тимано-Североруральского региона. Пористость песчаных пластов-коллекторов в Ижма-Печорской впадине до 20%, в Хорейверской – не превышает 12%. Залежей УВ в отложениях комплекса пока не выявлено.

2. Среднеордовикско-нижнедевонский НГК представлен терригенными и карбонатными отложениями ордовика, карбонатными отложениями силура и глинисто-карбонатными образованиями нижнего девона. Максимальные его мощности до 3,0–3,5 км и наибольший стратиграфический объем фиксируются в Печоро-Колвинском авлакогене и в Предуральском перикратоне. Кровля НГК залегает на глубинах до 6–8 км.

Среди образований НГК преимущественным развитием пользуются карбонатные коллекторы каверново-трещинного-порового типа. Их пористость изменяется в пределах от 5 до 20% (в среднем составляя 7–12%), проницаемость достигает 500–900 мД. Распространение коллек-

торов, среди которых преобладают среднеемкие, контролируются развитием процессов доломитизации и выщелачивания органогенных и кристаллических известняков и доломитов.

Терригенные коллекторы, имеющие ограниченное распространение, представлены мелко- и среднезернистыми плотными кварцевыми песчаниками, пористость которых составляет 6–9% при проницаемости 0,5–9,5 мД.

В качестве региональной покрышки рассматриваются глинистые и карбонатно-глинистые (на северо-востоке региона) образования тиманского (кыновского) и саргаевского горизонтов. В качестве зональных покрышек – сульфатно-карбонатная толща верхнего ордовика и глинистые отложения нижнего девона.

3. Среднедевонско-нижнефранский НГК является одним из основных промышленно нефтегазоносных объектов в ТПП. В северной части территории его значение падает вследствие ухудшения свойств региональной тиманско-саргаевской покрышки. Комплекс представлен ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и глин, в верхней части местами с прослоями туффитов. Глубина залегания НГК варьирует от первых сотен метров в западной части региона до 4–6 км в погруженных частях Печоро-Колвинского авлакогена. Мощность его соответственно возрастает в пределах авлакогена до 2000 м.

Емкость коллекторов обусловлена в основном межзерновой пористостью песчаников. Трещинная пористость, развитая в зонах дизъюнктивных нарушений, имеет подчиненное значение. Пористость изменяется в широких пределах от 9 до 22% при преобладании средне- и высокеемких коллекторов. Проницаемость в среднем составляет 50–150 мД.

4. Доманиково-турнейский НГК сложен преимущественно карбонатными породами: известняками, глинистыми известняками с подчиненным количеством мергелей, содержащих тонкие прослои глин, и доломитами. Большую роль играют органогенные образования. Максимальная глубина погружения кровли комплекса составляет 4–6 км. Мощность достаточно выдержана и не превышает 500–600 м, лишь в погруженных частях Печоро-Колвинского авлакогена повышаясь до 2000 м.

Основная продуктивность комплекса связывается со сложно построенными коллекторскими толщами органогенных массивов и биогермов. В органогенных образованиях коллекторами являются выщелоченные и кавернозные известняки с открытой пористостью 10–20%. В карбонат-

ных проницаемых толщах развиты коллекторы трещинно-кавернового типа, иногда с гранулярной пористостью, составляющей также 15–20% при проницаемости до 950 мД.

В качестве зонального флюидоупора рассматриваются глинистые толщи нижнего-среднего визе. В северных и некоторых других районах региона они местами отсутствуют или замещаются проницаемыми породами, что создает менее благоприятные условия для сохранения залежей под зональными и локальными покрышками, представленными массивными мергелями с прослоями глин в отложениях фаменского яруса.

5. Нижне-средневизейский НГК, представленный переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, распространен не повсеместно. Мощность его достигает 300–350 м. В качестве резервуаров рассматриваются песчаные пласты, отличающиеся высокими емкостными свойствами – их открытая пористость достигает 25%, проницаемость изменяется в широких пределах от единиц до 216 мД.

6. Средневизейско-нижнепермский НГК повсеместно распространен на территории ТПП, сложен карбонатными породами: известняками и доломитами. Кровля его в наиболее погруженных участках региона залегает на глубинах 2–4 км. Мощность НГК выдержана и почти повсеместно составляет около 500–600 м. Для внутреннего строения комплекса характерно широкое развитие органогенных построек и биогермных массивов различной природы и морфологии. В связи с этим коллекторские свойства карбонатных пород комплекса изменяются в очень широких пределах и зависят от литологического состава отложений, степени их доломитизации, выщелачивания и других вторичных процессов, широко проявившихся благодаря многочисленным внутриформационным перерывам. Распространены коллекторы порового, порово-кавернового, порово-трещинного типов. Пористость достигает 30%, составляя в большинстве случаев 15–20%. Проницаемость варьирует от единиц до 1000 мД в зависимости от степени вторичных изменений карбонатных пород.

В качестве региональной покрышки выступает кунгурский экран, сложенный толщей глин с подчиненными прослоями песчаников. В разрезах Предуральского краевого прогиба в его составе резко увеличивается роль грубообломочных пород, что снижает здесь его экранирующие свойства. Зональными и локальными покрышками выступают сульфат-

ные образования серпуховского яруса и глины верейского горизонта московского яруса.

7. Нижнепермский (артинско-кунгурский) НГК сложен песчаниками, алевролитами и глинами. Мощность его, почти повсеместно составляющая от 200 до 400 м, в Предуральском прогибе резко увеличивается до 2000 м. Кровля НГК погружена на глубины около 2 км.

Рассматриваемые в качестве резервуаров песчаные пласты и пачки характеризуются высокими значениями открытой пористости, до 20–28%, но низкой проницаемостью.

Флюидоупором для образований НГК являются отложения верхней перми, представленные глинами с подчиненными прослоями песчаников.

8. Верхнепермский НГК распространен в пределах всей ТПП. Его мощность меняется от нескольких десятков метров в пределах Ижма-Печорской впадины до 2,5 км в Предуральском прогибе. Глубины залегания комплекса также различны: от 0 на юге Ижма-Печорской впадины до 2000 м и более в Большесынинской и на севере Коротаихинской впадин.

Коллекторами в рамках НГК служат полимиктовые песчаники уфимско-казанского ярусов. Залежи УВ сосредоточены в высоко- и средне-емких коллекторах дельтового и руслового генезиса. Пористость коллекторов составляет до 30%, проницаемость до 2000 мД.

Верхнепермский НГК не имеет своей региональной покрышки, его нефтегазоносность определяется зональными и локальными экранами.

9. Триасовый НГК сложен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Отложения комплекса выходят на дневную поверхность в Предуральском прогибе и на восточном склоне Тиманского поднятия. В центральной части ТПП кровля НГК погружена на глубины около 1 км. Мощность комплекса не превышает 1000–1200 м, но во впадинах Предуральского краевого прогиба достигает 2,5–3,0 км.

В составе НГК преобладают средне- и высокеемкие коллекторы: пористость продуктивных пластов составляет 18–28%.

В качестве зональных флюидоупоров выступают глинистые образования верхней юры, развитые почти повсеместно.

Кроме этих традиционных нефтегазоносных комплексов в качестве нефтегазоперспективного нефтегазоносного комплекса (НГП НГК) может быть выделен рифейский. Установлено развитие многочисленных и значительных битумо-, нефте- и газопроявлений в верхней, изученной бурением, части разреза рифейских образований Тимана

и прилегающих к нему частей Нерицкой ступени и Ижма-Печорской синеклизы [41, 93].

Рифейский НГП НГК впервые как нетрадиционный потенциально нефтегазоносный объект рассматривался при количественной оценке перспектив нефтегазоносности, проведенной в 1988 г. ВНИГРИ под руководством Л.Г.Каретникова.

4.2. Нефтегазогеологическое районирование

Изучение современного структурного плана осадочного чехла и условий залегания по отдельным опорным горизонтам совместно с анализом истории тектонического развития региона и его структурно-тектонических элементов различных порядков позволили провести нефтегазогеологическое районирование ТПП. Выделено шесть нефтегазоносных областей (НГО), соответствующих региональным (I порядка) структурам. Внутри НГО в соответствии с особенностями их геологического строения выделены нефтегазоносные районы (НГР).

Изучение современного структурного плана осадочного чехла и условий залегания по отдельным опорным горизонтам совместно с анализом истории тектонического развития региона и его структурно-тектонических элементов различных порядков позволили провести нефтегазогеологическое районирование ТПП. Выделено шесть нефтегазоносных областей (НГО), соответствующих региональным (I порядка) структурам. Внутри НГО в соответствии с особенностями их геологического строения выделены нефтегазоносные районы (НГР), которые совпадают с субрегиональными (II порядка) структурами (рис. 20).

Тиманская НГО приурочена к восточной части Тиманского поднятия, но нефтегазопроявления различного масштаба, вплоть до промышленных скоплений, выявлены только в пределах Восточно-Тиманского вала, где выделен **Ухта-Ижемский НГР**.

Промышленная нефтегазоносность территории связана с терригенными образованиями **среднедевонско-нижнефранского НГК**, в котором продуктивные горизонты развиты в отложениях эйфельского (пласты III и IIб) и живетского (пласты IIа, Iг, Iв) ярусов среднего девона и нижнефранского подъяруса (пласты Iб, Iа) верхнего девона. В НГО выявлено 12 месторождений (или около 30 залежей). Наибольший интерес среди них представляет крупное Ярегское месторождение тяже-

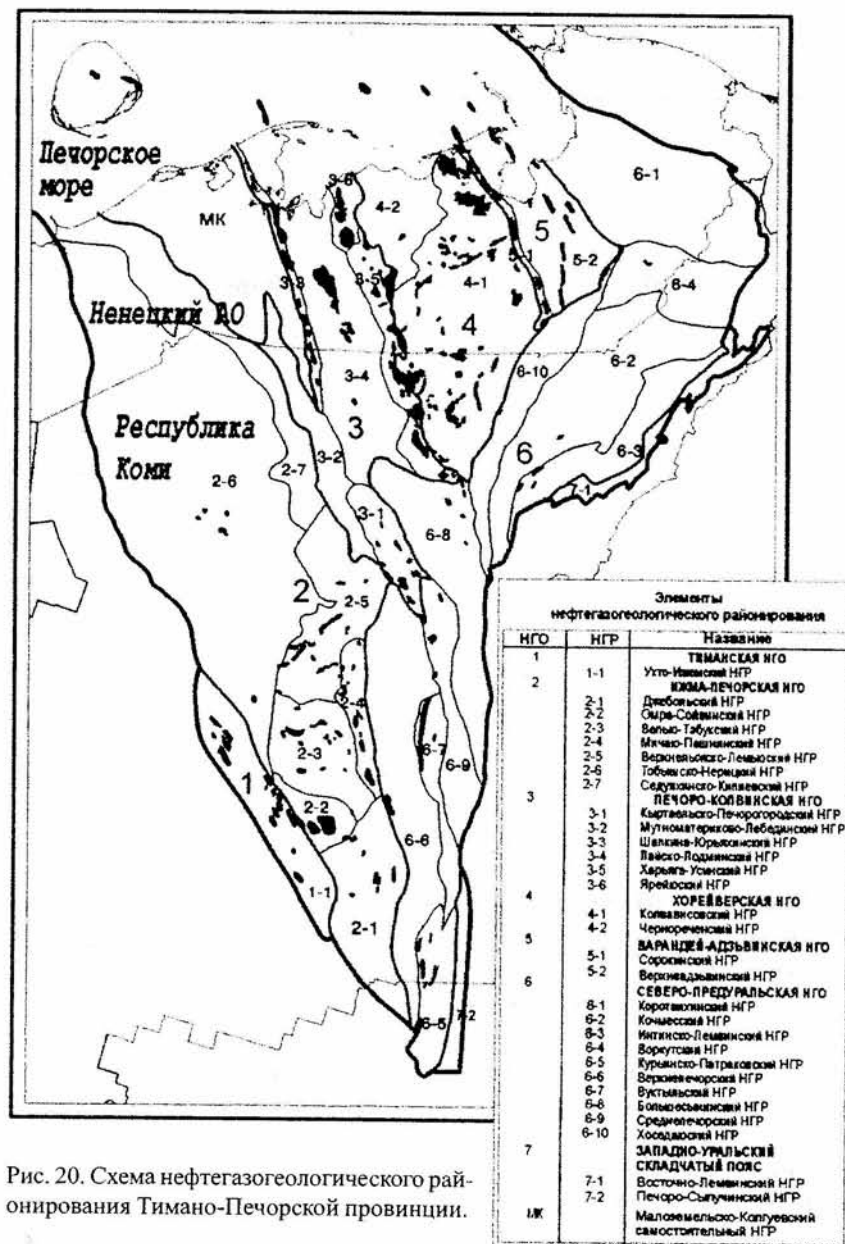


Рис. 20. Схема нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской провинции.

лой нефти, разрабатываемое шахтным способом. Остальные месторождения относятся к категории мелких, и часть из них уже выработана (здесь и далее: в основу классификации месторождений по степени их крупности положены извлекаемые запасы нефти в млн. т и балансовые запасы газа в млрд. м³).

Нефтяные месторождения приурочены к Ухта-Ижемскому валу, осложняющему северную часть Восточно-Тиманского вала. Газовые и нефтегазовые месторождения в большинстве случаев приурочены к Верхнеижемской антиклинальной зоне, осложняющей восточный склон вала, и контролируются глубинным Восточно-Тиманским разломом.

Определенный теоретический интерес представляют многочисленные нефте-, газо- и битумопоявления во вскрытой бурением части рифейского сланцевого комплекса. В рифейских образованиях было открыто мелкое газовое месторождение Водный Промысел, ныне уже выработанное.

По соотношению потенциальных ресурсов нефти (около 2/3) и газа (1/3) область является нефтегазовой.

Ижма-Печорская НГО соответствует Ижма-Печорской синеклизе. В пределах НГО в пространственном расположении выявленных месторождений наблюдается четкая закономерность – почти все они приурочены к Омра-Лыжской седловине, отделяющей Ижма-Печорскую впадину от Верхнепечорской. Омра-Лыжская седловина явилась, таким образом, крупным аккумуляционным объектом для нефтяных флюидов, мигрирующих со стороны прилегающих, к ней впадин. В ее пределах известно порядка 30 нефтяных месторождений (около 60 залежей). Нефтегазовые месторождения (Нибельское, Верхнеомринское, Нижнеомринское) выявлены только на Джебольской ступени в непосредственной близости от Восточно-Тиманского глубинного разлома.

В НГО промышленные залежи установлены практически по всему разрезу осадочного чехла, но распространены они крайне неравномерно. Более половины нефтяных и все газовые залежи приурочены к терригенным образованиям среднедевонско-франского НГК. Далее по значимости следуют карбонатный доманиково-турнейский и терригенный верхнепермский НГК.

В составе Ижма-Печорской НГО выделено семь НГР.

Джебольский НГР приурочен к Джебольской моноклинали. В пределах НГР выявлено 4 мелких по запасам месторождения. Промыш-

ленная нефтегазоносность установлена в отложениях среднедевонско-франского и доманиково-турнейского НГК.

Залежи в терригенных отложениях **среднедевонско-нижефранского НГК** (залежь газа на Джебольском месторождении), как правило, приурочены к малоамплитудным структурам и структурным носам.

Средневзвешенная эффективная мощность коллекторов 4,1–5,5 м, пористость 12–16%, проницаемость 3,98–80 мД.

Продуктивность **доманиково-турнейского НГК** связана с терригенными отложениями фаменско-турнейской толщи заполнения, расположенной в виде залива вдоль зоны распространения верхнефаменских барьерных рифов в пределах Джебольской моноклинали и Омра-Сойвинской ступени. В рамках комплекса выявлены залежь газа на Джебольском и нефти на Диньельском месторождениях, приуроченные к пластам песчаников (I, II, III, IV) турнейского яруса. Коллекторы низкоемкие с открытой пористостью 18–21%, проницаемостью до 10 мД.

Омра-Сойвинский НГР приурочен к одноименной ступени. Промышленная нефтегазоносность района установлена в терригенных отложениях **среднедевонско-нижефранского НГК** на Нибельском, Верхнеомринском и Нижнеомринском месторождениях.

Продуктивные пласты эйфельского (пласт III), живетского (пласт IV) и раннефранского возраста (пласты Ia и Ib) характеризуются значительной литологической изменчивостью; кроме того, глубокий размыв среднедевонских отложений обеспечил существование и стратиграфических экранов, а многочисленные дизъюнктивы способствуют формированию тектонических экранов. Средневзвешенная эффективная мощность песчаников незначительна и составляет 2,2–5,8 м. Коллекторы высоко- и среднеемкие ($K_p = 10 - 20\%$, $K_{пр} = 300 - 750$ мД).

Мичаю-Пашнинский НГР совпадает с границами Мичаю-Пашнинского вала. В пределах НГР выявлено 9 нефтяных месторождений и одно нефтегазоконденсатное (Пашнинское месторождение). Среди общего количества месторождений одно – Пашнинское является крупным по запасам и одно – Северо-Савиноборское – средним. Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях среднедевонско-франского, доманиково-турнейского, средневизейско-нижепермского, артинско-кунгурского и верхнепермского НГК.

В отложениях терригенного **среднедевонско-нижефранского НГК** открыты Савиноборское, Сев. Савиноборское, Вост. Савиноборское,

Мичаюское, Береговое, Пашнинское месторождения. Продуктивными являются среднедевонские (эйфельские и старооскольские) и нижефранские (яранские + джьерские) песчаники

Глубины залегания продуктивных отложений составляют 2200–3200 м. Эффективные мощности продуктивных отложений изменяются от 7 до 31 м, средняя пористость коллекторов 13–17%, проницаемость до 128 мД.

В отложениях **доманиково-турнейского НГК** залежи нефти открыты на Пашнинском и Северо-Савиноборском месторождениях. На Пашнинском месторождении залежи нефти приурочены к карбонатным пластам позднефаменского возраста. Эффективная мощность коллекторов 8,6 м, средняя пористость 12,9%, проницаемость 13 мД.

На Северо-Савиноборском месторождении залежь нефти установлена в турнейских отложениях на глубине 1040 м. Средневзвешенная эффективная мощность 3,2 м, средняя пористость 16%, проницаемость 2 мД.

В рамках **средневизейско-нижепермского НГК** в ассельских карбонатных отложениях выявлены мелкие по запасам залежи нефти на Пашнинском и Исаковском месторождениях на глубинах 980–1250 м. Коллекторы характеризуются эффективной мощностью 3,1–15,3 м, средней пористостью 16–17,6%, проницаемость 11–33 мД. Тип емкостного пространства – поровый и каверново-поровый.

Залежи нефти, мельчайшие по запасам в отложениях **нижепермского НГК**, открыты на Береговом и Северо-Савиноборском месторождениях. Продуктивными являются кунгурские отложения нижней перми, залегающие на глубинах 810–1030 м. Средневзвешенная эффективная мощность коллекторов составляет 1,9–6,72 м, средняя пористость 16–18%, проницаемость 2–33 мД.

В **верхнепермском терригенном НГК** залежи нефти выявлены на целом ряде месторождений: Безымянном, Береговом, Исаковском, Мичаюском, Северо-Мичаюском, Сунаельском, Южно-Мичаюском. Продуктивные пласты приурочены к песчано-глинистым образованиям нижней части казанского яруса и верхней – уфимского яруса.

Средневзвешенная эффективная мощность продуктивных отложений для залежей в казанских отложениях 1,4–4,4 м, в уфимских 2,1–6,72 м. Средняя пористость 20–27%, проницаемость 26,3–970 мД.

Велью-Тэбукский НГР соответствует Тэбукской ступени.

Выявленные месторождения (14 месторождений) по запасам относятся к категории мелких, за исключением Западно-Тэбукского (крупное) и Джьерского (среднее).

В отложениях среднедевонско-нижнефранского НГК выявлены промышленные скопления УВ на Западно-Тэбукском, Джьерском, Кыкаельском, Расьюском, Турчаниновском, Западно-Турчаниновском и др. месторождениях.

Коллекторами являются кварцевые песчаники яранского, джерского и тиманского горизонтов нижнего франа и эйфельского яруса среднего девона.

Средневзвешенная эффективная мощность нижнефранских коллекторов – 1,2–6,2 м, пористость 11–22%. Для среднедевонских эти значения составляют 7,0–14,5 и 14–18% соответственно.

Нефтеносность **доманиково-турнейского НГК** в пределах НГР контролируется зонами распространения верхнефранского (ухтинского) барьерного рифа, протягивающегося узкой полосой с юго-востока на северо-запад. Основной же продуктивный горизонт (пласт Φ_0 фаменского возраста) связан с толщей облекания рифовых массивов (Западно-Тэбукское, Южно-Тэбукское месторождения).

Нефтенасыщенные пласты представлены доломитизированными известняками и доломитами со средневзвешенной эффективной мощностью по залежам до 10 м. Преобладающий тип коллектора – трещинно-каверново-поровый с пористостью до 20%.

В **верхнепермском НГК** залежь нефти промышленного значения установлена в песчаниках казанского + татарского ярусов на Большепурговском месторождении. Средневзвешенная эффективная мощность коллекторов – 2,49 м, средняя пористость 23%, проницаемость 1002 мД.

Верхнелыжско-Лемьютский НГР расположен в пределах трех структурных элементов II порядка: Лузской, Ронаельской и Лемьютской ступеней.

В рамках **среднедевонско-нижнефранского НГК** залежь нефти выявлена на Лузском месторождении в отложениях тиманского горизонта. Глубина залегания продуктивных отложений – 2120 м. Средневзвешенная эффективная мощность 2,3 м, пористость коллекторов – 14%, проницаемость 18–65 мД.

В доманиково-турнейском НГК основными продуктивными горизонтами являются мелководно-шельфовые пласты облекания рифовых массивов (пласты Φ_1 и Φ_0).

Наиболее высокые коллекторы трещинно-порового и каверново-порового типов приурочены к гребневой части рифовых построек (Аресское, Восточно-Сотчемью-Талыйюское, Северо-Аресское, Северо-Талыйюское и Сотчемьюское месторождения). Карбонатные породы обладают открытой пористостью 7–18%, проницаемостью 130–949 мД (в среднем 550 мД).

В рамках **верхнепермского терригенного НГК** залежи нефти установлены на Лемьютском, Верхнекосьюском, Среднекосьюском месторождениях. Залежи приурочены к пластам аллювиальных песчаников в подошве казанского яруса и залегают на глубинах 650–690 м. Средневзвешенная эффективная мощность коллекторов – 1,6–5,0 м, средняя пористость 22–28%, проницаемость от 100 мД до 4730 мД.

Тобышско-Нерицкий НГР – самый значительный по площади нефтегазоносный район, составляющий 55,1% от общей площади всей Ижма-Печорской синеклизы (58,3 тыс. км²). Он охватывает территорию трех тектонических элементов I порядка (Ижемская и Нерицкая ступени и Ерсинская депрессии), а также одного – II порядка (Тобышский вал). Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях **доманиково-турнейского НГК**, в рамках которого выявлено 4 мелких по запасам месторождения нефти. Непромышленные притоки нефти были получены в южной части НГР из песчаников среднедевонско-франского НГК.

Нефтеносность комплекса связана с зонами распространения барьерного рифа доманикового возраста. Коллекторами являются высокые (открытая пористость 11–13%, проницаемость 108–475 мД) органогенно-обломочные известняки трещинно-каверново-порового типа, залегающие на глубинах 2050–2250 м.

Седухинско-Кипиевский перспективный нефтегазоносный район выделен в северо-восточной части Ижма-Печорской НГО и в тектоническом плане приурочен к Седухинскому валу и Янгытской и Кипиевской ступеням. Промышленная нефтегазоносность разреза не установлена.

Малоземельско-Колгуевский НГР традиционно рассматривается в ранге отдельного самостоятельного района.

В материковой части НГР открыто мелкое нефтяное Верхнехарицкое месторождение в отложениях **средневизейско-нижнепермского НГК**. Коллектор представлен органогенными известняками с поровым типом емкостного пространства. Средняя нефтенасыщенная мощность продуктивного пласта составляет 7,3 м, пористость 15%.

В триасовом НГК на острове Колгуев разведаны мелкое нефтяное Таркское месторождение и крупное газонефтяное Песчаноозерское, залежи которых приурочены к песчаникам нижнего триаса.

Печоро-Колвинская НГО всецело приурочена к Печоро-Колвинскому авлакогену, благодаря особенностям тектонического развития которого в его пределах создались весьма благоприятные условия для всех стадий онтогенеза нефти и газа. В связи с этим, в НГО сосредоточено до 1/3 потенциальных ресурсов УВ всей ТПП. В НГО выявлено порядка 40 газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтяных месторождений. Значительное количество из них – многозалежные: например, Лаявожское нефтегазоконденсатное – 6 залежей, Харьягинское нефтяное – 17 залежей.

По классу крупности преобладают мелкие месторождения, но в отличие от других областей ТПП здесь сосредоточено много средних по запасам месторождений (Южно-Шапкинское, Югидское, Кыртаельское нефтегазоконденсатные) и почти все крупные месторождения региона (Василковское газоконденсатное, Усинское нефтяное, Возейское нефтегазовое и др.). Крупные и средние месторождения приурочены к Колвинскому мегавалу и Шапкина-Юрьяхинскому валу. Это объясняется спецификой их развития, способствовавшей формированию высокоамплитудных и высокообъемных ловушек.

Практически все месторождения НГО приурочены к инверсионным валам и антиклинальным зонам, причем значительная часть скоплений контролируется системами глубинных разломов, ограничивающих авлакоген.

Интересно отметить, что большинство газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений приурочены к северной, приэкваториальной части НГО.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности в НГО очень широк: от отложений нижнего силура до триаса. Степень концентрации УВ в недрах весьма неравномерна. Особый интерес представляет карбонатный средневизейско-нижнепермский НГК, в котором сосредоточено до половины разведанных запасов нефти и около 2/3 газа. На втором месте – терригенный среднедевонско-нижнефранский НГК, аккумулирует порядка 1/5 разведанных запасов УВ. Необходимо подчеркнуть, что газовые залежи преобладают в верхней части осадочного чехла НГО: в средневизейско-нижнепермском карбонатном комплексе

и в терригенных верхнепермском и триасовом НГК. В этом интервале разреза сосредоточено порядка 90% всех разведанных запасов НГО.

По соотношению нефти и газа в недрах область считается газонефтяной.

В состав НГО входят шесть НГР.

Кыртаельско-Печорогородский НГР расположен в юго-западной части ПК НГО на территории Лыжско-Кыртаельского вала и Печорогородской ступени – тектонических элементов II порядка Печоро-Колвинского мегавала.

В пределах НГР выявлено 11 месторождений УВ, среди которых средние по запасам Кыртаельское нефтегазоконденсатное, Печорогородское газоконденсатное.

В рамках **среднедевонско-нижнефранского НГК** залежи нефти установлены на Южно-Лыжском, Сигавейском, Югидском и др. месторождениях, газоконденсатные на Кыртаельском, Печорогородском.

Продуктивные горизонты связаны с эйфельскими, старооскольскими и джьерскими отложениями.

Глубины залежей в зависимости от структурного положения колеблются от 1800 м до 3050 м. Средневзвешенная эффективная мощность для джьерских отложений составила 9,8–13,6 м, для среднедевонских 2,7–32,7 м, средняя пористость 9,2–13,7% и 8–11%, соответственно.

В **доманиково-турнейском НГК** выявлены две залежи: на Каменском и Югидском месторождениях.

На Каменском месторождении залежь нефти открыта в верхнефранских известняках в коллекторах трещинно-порового типа. Средневзвешенная эффективная мощность менее 10 м, средняя пористость 8%, проницаемость < 50 мД.

Газоконденсатная залежь в доманиковых глубоководных отложениях выявлена на Югидском месторождении на глубине 2658 м. Средневзвешенная эффективная мощность коллекторов –12,3 м, пористость 11%, проницаемость 8,2 мД.

Нефтегазоносность **нижне-средневизейского НГК** связана с мелкими по запасам залежами нефти на Югидском месторождении. Пласти-коллекторы бобриковского горизонта представлены песчаниками средне-высокоемкими (открытая пористость 23–29%, проницаемость 14–216 мД), порового типа. Средневзвешенная эффективная мощность 3,7 м, средняя пористость 29%, проницаемость 216 мД.

В **средневизейско-нижнепермском НГК** выявлена одна залежь в среднекаменноугольных отложениях на Печорокожвинском месторождении на глубине 729 м. Средневзвешенная эффективная мощность 3,46 м, средняя пористость 24,5%, проницаемость <50 мД.

Промышленные залежи **УВ в верхнепермском НГК** в пределах НГР открыты на Печорокожвинском и Западно-Печорогородском месторождениях. Небольшие по размерам залежи в полимиктовых песчаниках уфимского и казанско-татарского ярусов в коллекторах пористостью 22–23% залегают на глубинах до 550 м. Песчаники обладают высокими коллекторскими свойствами: пористость – 22–23%.

Мутноматериково-Лебединский НГР приурочен к Мутно-Материковому, Лебединскому валам и Нялтаюской ступени. Промышленная нефтегазоносность установлена только в отложениях **доманиково-турнейского НГК** на Южно-Терехевейском нефтяном месторождении.

Залежи нефти приурочены как к нижнефаменскому пласту обложения Φ_0 , так и к низезалегающему ухтинскому барьерному рифу. Пористость коллекторов составляет до 15%, проницаемость порядка 120 мД. Залежи гидродинамически связаны между собой и представляют собой единый природный резервуар на глубине 1530 м.

Шапкина-Юрьянский НГР выделяется в границах одноименного инверсионного вала.

Диапазон нефтегазоносности охватывает практически весь осадочный чехол. В пределах НГР выявлено 10 месторождений УВ, из них 4 (Коровинское, Кумжинское, Василковское, Ванейвисское) крупные по запасам УВ; Южно-Шапкинское – среднее и остальные месторождения – мелкие.

Нефтегазоносность **среднедевонско-нижнефранского НГК** установлена на Пашшорском и Верхнегрубешорском нефтяных месторождениях и связана со старооскольскими (Пашшорское) и нижнефранскими (Верхнегрубешорское) терригенными отложениями. Среднее значение пористости коллекторов – 8,6–9,4%. Продуктивные отложения залегают на глубинах порядка 3970–4030 м.

В рамках **доманиково-турнейского НГК** наибольшими перспективами обладают установленные на различных уровнях верхнедевонские рифогенные постройки (доманиковые, сирачойские, ухитские) и облекающие их мелководно-шельфовые пласты.

Нефтеносность рифогенных образований сирачойского возраста доказана на Пашшорском месторождении, где выявлены две залежи в

коллекторах каверново-порового типа, литологически – экранированная залежь нефти на глубине 3250 м.

Выше по разрезу в разновозрастных отложениях открыта сводовая, литологически – экранированная залежь в надрифовых мелководно-шельфовых известняках.

Нефтеносность глубоководных аналогов (доманикоидов) установлена в пределах Верхнегрубешорского месторождения, где выявлена залежь нефти в трещинных глубоководных известняках сирачойского возраста. Коллекторы трещинного типа пористостью 0,2%.

В южной части НГР продуктивность рифогенных толщ ухтинского возраста доказана на Южно-Юрьянском месторождении. Здесь выявлена залежь нефти в коллекторах порового и каверново-порового типов с пористостью 11%, проницаемостью до 180 мД. Средневзвешенная эффективная мощность – 22 м.

Кроме того, на Южно-Юрьянском месторождении установлена нефтеносность турнейских отложений, где открыты три самостоятельные залежи. Одна в песчаниках нижнетурнейского подъяруса (пачка I), вторая в песчаниках верхнетурнейского подъяруса (пачка II) и третья – в известняках верхнетурнейского подъяруса. Коллекторы в песчаниках турне – гранулярного типа, пористость составляет 19–23%. Коллекторы в известняках турне порового типа, пористость 8–11%.

Нефтеносность **средневизейско-нижнепермского НГК** доказана на Коровинском, Кумжинском, Василковском, Шапкинском и др. месторождениях.

Промышленная нефтегазоносность средне-верхнекаменноугольных отложений в коллекторах средней и высокой емкости установлена на Кумжинской, Ванейвиской, Южно-Шапkinsкой площадях на глубинах 2200–2400 м.

В рамках нижнепермского подкомплекса наиболее высокие фильтрационно-емкостные свойства присущи биогермным известнякам, слагающим органогенные постройки. Породы-коллекторы характеризуются высокими ФЕС, поровым и порово-кавернозным типом.

Пористость по керну колеблется от 10 до 20%, проницаемость от 1 – 10 до 500–1000 мД и более.

Продуктивность биогермных пород в пределах НГР установлена на Коровинском, Василковском, Шапкинском, Южно-Шапкинском месторождениях.

В артинских отложениях, имеющих мощность 100–250 м, распространены коллекторы порового, порово-трещинного типа с пористостью 15–20%. Продуктивность артинских пород доказана на Южно-Шапкинском, Среднесерчейюском месторождениях, где выявлены пластовые, сводовые залежи УВ.

Промышленная нефтегазоносность **верхнепермского НГК** установлена, в основном, на севере Шапкина-Юрьяхинского вала на Серчейюском, Южно-Шапкинском, Василковском, Кумжинском многопластовых месторождениях.

Залежи УВ связаны с песчаными пластами лагунно-морского генезиса. Открытая пористость достигает 33%, проницаемость до 1 Д. Коллектор гранулярного типа.

В отложениях **триасового НГК** залежи УВ в базальных пластах аллювиального происхождения установлены на Коровинском, Кумжинском, Василковском и других многопластовых газовых месторождениях.

Лайско-Лодминский НГР выделен в центральной части Печоро-Колвинской НГО, охватывает Лайский вал и примыкающие к нему депрессии. Промышленная нефтегазоносность района установлена практически по всему разрезу на 7 месторождениях, одно из которых (Лаявожское нефтегазоконденсатное) является крупным по запасам УВ. Остальные мелкие.

В рамках **среднеордовикско-нижнедевонского НГК** газоконденсатная залежь в нижнесилурийских отложениях выявлена на Западно-Командиршорском-II. Коллекторами залежи являются вторичные доломиты нижнего силура с каверново-поровым и трещинным типом коллектора. Эффективная газонасыщенная мощность по составляет 3,2 м, пористость по ГИС достигает 14,2%.

В **среднедевонско-нижнефранском НГК** продуктивными горизонтами являются среднедевонские (старооскольские и эйфельские) песчаники. В этих отложениях выявлены залежи нефти на Командиршорском и Западно-Командиршорском месторождениях. Пористость коллекторов составляет 7–14%, эффективная мощность – 2–10 м.

Нижнефранские отложения продуктивны на Верхнелайском месторождении, где в песчаниках джьерского горизонта, характеризующихся пористостью до 15%, выявлена залежь нефти.

Нефтеносность **доманиково-турнейского НГК** определяется зонами распространения верхнефранских рифовых барьеров и карбонат-

ных банок. Залежь нефти в коллекторах с пористостью порядка 14–16% выявлена в мелководно-шельфовых пластах облекания доманиково-сирачайского рифа на Северо-Командиршорском месторождении.

В южной части НГР в рамках комплекса открыто газоконденсатное Верхнеамдермаельское месторождение с газовой залежью в фаменских отложениях, перекрывающих одиночную органогенную постройку сирачайско-ухтинского возраста. Коллекторами залежи являются низкыемки ($K_p = 9\%$, $K_{пр} = 5$ мД) доломитизированные известняки, на глубине 4370 м.

В **средневизейско-нижнепермском НГК** в пределах НГР выявлено крупное по запасам Лаявожское месторождение с пятью газоконденсатными залежами.

Крупная по запасам нефтегазоконденсатная залежь приурочена к единому каменноугольно-нижнепермскому природному резервуару. Коллекторами являются порово-каверновые известняки с пористостью до 20%.

Кроме того, в пределах месторождения выявлено несколько залежей в биогермных, детритовых и органогенно-обломочных известняках ассельско-сакмарского возраста. Пористость коллекторов 10–20%, проницаемость 10–1000 мД и эффективная мощность 25–125 м.

В **триасовом терригенном НГК** залежь газа установлена на Лаявожском месторождении. Пористость песчаных коллекторов составляет 18–25%, эффективная мощность – 8 м.

Харьяга-Усинскому НГР в тектоническом отношении приурочен к структуре I порядка – Колвинскому мегавалу в границах Усинского, Возейского и Харьягинского валов. Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях всего разреза осадочного чехла на 15 нефтяных месторождениях, среди которых крупные по запасам – Харьягинское, Возейское, Усинское.

Нефтеносность отложений **среднеордовикско-нижнедевонского** комплекса установлена на Леккеркском и Возейском месторождениях.

Мелкая по запасам залежь нефти в нижнедевонских отложениях на Возейском месторождении осложнена стратиграфическим и литологическим экраном. Коллекторы в нижней части девона связаны с низкыемкими трещинно-каверново-поровыми вторичными доломитами овинпармского горизонта с пористостью 9%, проницаемостью менее 50 мД.

Залежь нефти на Леккеркском месторождении приурочена к низкыемким (открытая пористость 13%, проницаемость 13 мД), трещинно-

поровым карбонатным пластам-коллекторам в верхней части гребенского горизонта верхнего силура

Отложения **среднедевонско-нижнефранского НГК** в пределах Харьга-Усинского НГР являются наиболее ресурсонасыщенными.

Промышленная нефтегазоносность комплекса установлена в эйфельских, старооскольских и джьерских отложениях на Усинском, Возейском, Западно-Сынатысском многопластовых нефтяных месторождениях. Основные продуктивные горизонты представлены песчаниками с пористостью 10–16%, эффективной мощностью по отдельным залежам до 30 м, проницаемостью до 600 мД.

В центральной части Колвинского мегавала залежи УВ в среднедевонских и нижнефранских отложениях выявлены на крупном по запасам Харьгаинском месторождении (6 залежей), Ошском (2 залежи), Леххарьягинском и Инзырейском месторождениях. Залежи, как правило, приурочены к песчаным поровым коллекторам с пористостью до 15%.

В рамках **доманиково-турнейского НГК** открыты залежи нефти в фаменских мелководно-шельфовых пластах на Возейском, Усинском и Леккеркском месторождениях на глубинах 1950–2150 м. Средняя пористость коллекторов – 10–12%, эффективные мощности до 6–8 м.

В северной части НГР в отложениях комплекса выявлены залежи нефти на Харьгаинском, Среднехарьягинском месторождениях.

Основные запасы нефти Харьгаинского месторождения (порядка 30%) содержатся в фаменском пласте (Φ_0), облекания рифового массива ухтинского возраста и приурочены к каверново-поровым коллекторам с пористостью 10–12%.

Залежи нефти в сирачойских рифогенных отложениях выявлены на Среднехарьягинском месторождении и приурочены к высокеемким коллекторам с пористостью до 20%.

Нефтегазоносность **средневизейско-нижнепермского НГК** в пределах НГР выявлена практически на всех месторождениях.

Залежи нефти в средне-верхнекаменноугольных и ассельско-сакмарских отложениях установлены на Усинском и Возейском месторождениях на глубинах от 1250 до 1870 м. Средневзвешенная эффективная мощность нефтенасыщенных коллекторов 1,8–50 м, средняя пористость 13–19,8%, проницаемость до 178 мД.

Продуктивность биогермных пород раннепермского возраста доказана на Харьгаинском, Сарутаюском, Северо-Харьягинском, Леххарья-

гинском месторождениях. Здесь выявлены залежи, как правило, в поровых коллекторах с пористостью до 20%.

В артинских отложениях залежи нефти установлены на Северо-Харьягинском, Харьгаинском, Леххарьягинском месторождениях. УВ скопления приурочены к терригенно-карбонатным отложениям с коллекторами порового типа и значениями пористости до 20%.

Нефтегазоносность **верхнепермского терригенного НГК** связана с аллювиальными, дельтовыми и прибрежно-морскими песчаниками на Харьгаинском, Усинском, Возейском, Чедтыйском и Сарутаюском месторождениях.

Залежи нефти в уфимских и казанско-татарских отложениях как правило, пластовые, сводовые с литологическим экранированием и литологическим ограничением. Глубины залегания продуктивных отложений составляют 1100–1600 м. Средняя пористость 19–26,5%, проницаемость до 888 мД, средневзвешенная эффективная мощность 1–10 м.

В рамках триасового **нефтегазоносного** комплекса 8 залежей нефти в нижнетриасовых отложениях выявлены на Харьгаинском месторождении. Пористость песчаников 19–28%, эффективные нефтенасыщенные мощности продуктивных горизонтов изменяются от 0,5 до 4 м. Залежи как правило, пластовые, сводовые, литологически-экранированные.

Ярейюский НГР выделяется в пределах одноименного вала и характеризуется смещением стратиграфического диапазона нефтегазоносности в пермско-каменноугольную и триасовую часть разреза.

В пределах НГР установлено 4 месторождения, среди которых крупное по запасам – Южно-Хыльчюуское газонефтяное и среднее – Ярейюское нефтегазоконденсатное.

В отложениях **среднедевонско-нижнефранского комплекса** выявлено одно многопластовое месторождение – им. Ю. Россихина с залежами нефти в старооскольских и джьерских отложениях. Продуктивные отложения залегают на глубине 4600 м. Пористость коллекторов 14%, мощность 20 м.

Средневизейско-нижнепермский НГК характеризуется развитием органогенных известняков с коллекторами порового, порово-трещинного типа и пористостью 15–20%. Именно с такими коллекторскими толщами связаны находящиеся на глубинах 2100–2200 м залежи УВ на Южно-Хыльчюуском и Ярейюском месторождениях.

Продуктивность артинских пород доказана на Хыльчуйском, Ярейюском месторождениях. На Хыльчуйском месторождении выявлена нефтегазоконденсатная залежь, на Ярейюском – две нефтегазовые. Залежи приурочены к карбонатным отложениям с коллекторами порового типа и значениями пористости до 20%.

В **верхнепермском НГК** залежи нефти и газа открыты на Ярейюском, Хыльчуйском, Южно-Хыльчуйском месторождениях и приурочены к аллювиально-дельтовым и прибрежно-морским песчаникам позднеуфимского и казанского возраста. Открытая пористость коллекторов достигает 33%, проницаемость до 1 Д. Коллектор гранулярного типа.

В **триасовом НГК** залежи УВ на Хыльчуйском (2 залежи) и Ярейюском (2 залежи) месторождениях приурочены к русловым песчаникам, обладающим высокими коллекторскими свойствами. Их пористость составляет 19–28%, эффективные нефтенасыщенные мощности продуктивных горизонтов изменяются от 0,5 до 4 м.

Хорейверская НГО находится в пределах одноименной впадины, наложенной на погребенный Большеземельский свод. К настоящему времени здесь известно порядка 55 месторождений нефти, в подавляющем большинстве мелких по категории крупности. К крупным относятся месторождения им. Требса и им. Титова, к средним – Висовое, Колвинское. Вейкошорское и некоторые другие. Большинство месторождений однозалежные, редко состоят из 2–3 залежей (например, Северо-Сихорейское месторождение с тремя залежами в карбонатных образованиях нижнего фамена).

Благодаря специфическому тектоническому режиму развития погребенного Большеземельского свода, в его пределах среди карбонатных комплексов чехла большое развитие получили рифовые постройки, барьерные рифы и другие органогенные образования, с которыми связаны высокые ловушки УВ. Все основные НГК НГО – это карбонатные комплексы: ордовикско-нижнедевонский, доманико-турнейский и верхневизейско-артинский.

Практически половина всех известных залежей выявлена в образованиях доманико-турнейского НГК, примерно по четверти в ордовикско-нижнедевонском и верхневизейско-артинском НГК.

Все выявление месторождения – нефтяные. Газ, составляющий до 5% потенциальных ресурсов, находится в виде растворенного газа. Поэтому область считается нефтеносной.

Коллависовский НГР охватывает большую часть территории Хорейверской впадины. Промышленная нефтегазоносность установлена на 54 нефтяных месторождениях.

Промышленная нефтегазоносность **среднеордовикско-нижнедевонского НГК** отмечается на нескольких стратиграфических уровнях от верхнего ордовика до нижнего силура включительно.

В верхнеордовикских вторичных доломитах (пористость порово-трещинных коллекторов достигает 11%) выявлена массивная тектонически-экранированная залежь нефти на Среднемакарихинском месторождении.

Промышленные притоки нефти из нижнесилурийских отложений получены на Восточно-Мастерельском, Возейшорском, Яромусюршорском, Верхневозейском, Восточно-Возейюском, Западно-Сандивейском месторождениях, на месторождениях Баганской группы структур, на Среднемакарихинском месторождении Макариха-Салюкинского вала. Коллекторы трещинно-каверново-порового типа, с эффективными мощностями по залежам от 2,5 до 15 м (Среднемакарихинское месторождение).

Промышленные притоки нефти из отложений нижнего девона получены в восточной части НГР на Колвинском месторождении, на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова. Здесь выявлены залежи приурочены к коллекторским толщам, представленным вторичными доломитами и доломитизированными с пористостью коллекторов 11–15%, проницаемостью 110–160 мД, средневзвешенными эффективными толщинами по залежам – 3–22,9 м. Тип коллектора каверново-порово-трещинный, порово-трещинный и трещинный.

Доманиково-турнейский нефтегазоносный комплекс содержит залежи нефти практически на всех месторождениях НГР.

Промышленная нефтегазоносность комплекса установлена в доманиковых отложениях на месторождениях им. Р. Требса, Восточно-Колвинском, Западно – Ярейягинском, Колвинском. Мелкие по запасам залежи связаны с коллекторами порово – трещинного типа пористостью 5–11%, в единичных случаях 22% и проницаемостью 5–87 мД.

Продуктивность верхнефранских отложений в пределах рифовых краевых зон и карбонатных банок доказана на Пасседском, Восточно-Колвинском, Северо – Хоседаюском и др. месторождениях. Залежи массивные, пластовые сводовые. По запасам мелкие и средние.

Основные запасы доманиково – турнейского комплекса в содержатся в фаменских пластах облекания рифовых массивов (Западно-Хоседаюское, Северо-Ошкотынское, Сихорейское, Мусюршорское, Западно-Сандивейское и других месторождения.)

Открытая пористость коллекторов в таких толщах составляет 7–24%, проницаемость – 21–7247 мД. Тип коллектора – каверно-поровый, трещинно-каверново-поровый, реже трещинно-каверновый.

В рамках **средневизейско-нижнепермского НГК** залежи нефти выявлены в серпуховских, верхнекаменноугольных и ассельско-сакмарских отложениях.

В подсульфатной толще серпуховского возраста в поровых, каверново-поровых коллекторах с пористостью по керну до 29% выявлены залежи нефти на Мастерёльском, Северо-Мастерёльском Восточно-Мастерёльском месторождениях.

В единой каменноугольно-нижнепермской толще в каверново-поровых коллекторах с пористостью 10–15% установлены залежи нефти на Южно-Ваяском, Восточно-Ваяском, Ваякошорском, Салюкинском месторождениях.

В ассельско-сакмарских образованиях, в которых развиты коллекторы каверново-порового и реже порового типа с пористостью по керну от 6,3% до 19,6%, по ГИС – от 9,3% до 20,8% выявлены залежи нефти на Баганском, Южно-Баганском, Восточно-Баганском, Северо-Баганском и Среднемакарихинском месторождениях.

Чернореченский НГР выделен в пределах одноименной депрессии. Промышленная нефтеносность установлена на Табровяхинском месторождении в отложениях **доманиково-турнейского НГК** (залежь нефти в толще облекания рифовой постройки сирачойского возраста).

Варандей-Адзьвинская НГО выделена в границах сложно построенной одноименной структурно-тектонической зоны. Месторождения, приуроченные к узким валам и горстообразным поднятиям, как правило, контролируются глубинными разломами. В области выявлено более 20 месторождений нефти. За исключением крупного Хасырейского месторождения, остальные относятся к категориям средних (Седягинское, Хосолтинское, Нядейское и др.) и мелких.

Промышленно нефтеносен весь осадочный чехол НГО, но концентрация в нем УВ неравномерна. Так, в карбонатном ордовикско-нижнедевонском и в терригенных кунгурско-верхнепермском и триасовом НГК

выявлено одинаковое, примерно по 20, количество промышленных нефтяных залежей. Однако разведанные запасы, сосредоточенные в верхних терригенных комплексах, вдвое превышают запасы в ордовикско-нижнедевонском НГК.

Область, в которой выявлены исключительно нефтяные месторождения должна считаться нефтеносной.

В ее пределах выделено два НГР.

Сорокинский НГР приурочен к одноименному валу. Промышленная нефтегазоносность установлена по всему разрезу осадочного чехла. В пределах НГР выявлено 9 месторождений, причем 4 из них крупные и средние по запасам.

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК. Небольшие по размерам и запасам залежи нефти в верхнесилурийских карбонатах установлены в Хосолтинском, Осовейском месторождениях. Коллекторы представлены вторичными доломитами с пористостью до 7–11% и проницаемостью до 100 мД. Средневзвешенные эффективные толщины по залежам изменяются от 1,2 до 25,4 м.

Нижнедевонские отложения в объеме лохковского и пражского ярусов являются основным продуктивным горизонтом среднеордовикско – нижнедевонского НГК.

Нижнедевонские коллекторы представлены порово – кавернозными доломитизированными известняками и вторичными доломитами с пористостью 7–12%, проницаемостью в отдельных образцах до 500 мД. Тип коллектора трещинно-поровый, порово-каверновый.

Залежи нефти нижнедевонских отложениях выявлены почти на всех месторождениях вала Сорокина (Наульском, Лабоганском, Осовейском, Хосолтинском, Подверьюском).

Среднедевонско-нижнефранский НГК. Комплекс представлен своей верхней частью: отложениями нижнефранского подъяруса.

Залежь нефти в тиманских песчаниках в среднемких коллекторах гранулярного типа с пористостью от 11–14% до 20–22% выявлена на Седягинской площади.

В рамках **доманиково-турнейского НГК** нефтяное скопление установлено в органогенно-детритовых известняках позднефранского возраста с пористостью 4–14% рифового массива на Хосолтинском месторождении.

Залежи нефти в известняках верхнего фамена с пористостью от 8% до 14% выявлены на Лабоганской и Южно-Торавейской площадях.

Пористость коллекторов изменяется от 8% на Южно-Торавейской до 14% на Лабоганской площадях.

Залежи нефти в известняках турнейского яруса нижнего карбона выявлены на Наульской, Лабоганской площадях. Тип коллектора каверново -поровый, поровый, пористость их изменяется от 7 до 15%.

Наличие коллекторов в **нижне – средневизейском терригенном НГК** доказано на севере вала Сорокина, где получили развитие песчаные пласты бобриковского горизонта. В коллекторах гранулярного типа с пористостью до 18% и эффективной нефтенасыщенной мощностью до 4 м залежь нефти выявлена на Наульской площади.

Средневизейско- нижнепермский НГК. Продуктивность нижнекаменноугольных (серпуховских) доломитов, залегающих под сульфатной покрывкой, установлена на Лабоганской и Седьягинской площадях. Пористость коллекторов достигает 20%, эффективная нефтенасыщенная мощность изменяется от 2,4 до 7 м. Тип залежей пластовый, сводовый.

Скопления нефти в биогермных ассельско-сакмарских известняках выявлены на Лабоганском, Наульском, Варандейском и Торавейском месторождениях, содержащих единые залежи в ассельско-сакмарских и артинских отложениях. Тип коллектора каверново – поровый, пористость их достигает 15%, на отдельных участках до 20%. Проницаемость составляет 1 – 119 мД.

Залежи в органогенно-детритовых известняках выявлены на Варандейском, Торавейском, Южно-Торавейском, Наульском, Лабоганском и Седьягинском месторождениях. Тип коллектора – каверново-поровый и трещинно-порово-каверновый, пористость их составляет 8–26%, проницаемость 1 – 590 мД.

Промышленная нефтеносность верхнепермского нефтегазонасного комплекса установлена в северной части вала Сорокина в русловых песчаниках с пористостью до 23–25% на Торавейском, Южно-Торавейском, Наульском и Лабоганском месторождениях.

Триасовый терригенный НГК. В триасовом НГК промышленная нефтеносность установлена в песчаных пластах аллювиального происхождения нижнего-среднего триаса. Пористость коллекторов в этих отложениях составляет 18–25%, мощность изменяется от 4 –8 до 20 м. Промышленная нефтеносность ниже-среднетриасового комплекса в пределах Варандей-Адзвинская структурной зоны установлена в се-

верной части вала Сорокина на Варандейском, Торавейском, Южно-Торавейском, Наульском и Лабоганском месторождениях.

Верхнеадзвинский НГР охватывает территорию Варандей-Адзвинской структурной зоны к востоку от вала Сорокина. Промышленная нефтегазонасность НГР установлена в отложениях среднеордовикско-нижнедевонского, среднедевонско-франского, доманиково-турнейского НГК.

В **среднеордовикско-нижнедевонском НГК** выявлено 28 залежей нефти, причем практически все в нижнедевонских отложениях.

Нижнедевонские коллекторы представлены порово – каверновыми доломитизированными известняками и вторичными доломитами с пористостью 7 –12%, проницаемостью в отдельных образцах до 500 мД. Тип коллектора трещинно-поровый, порово-каверновый. Залежи нефти в данных отложениях выявлены на Медынском, Тобойском, Мядсейском, Западно-Леккейягинском и других многочисленных месторождениях.

Залежи нефти в пражских терригенных коллекторах установлены на Тобойской, Медынской и Усть-Талотинской площадях. Пористость кварцевых песчаников изменяется в пределах 11–18 %.

В рамках **среднедевонско-нижнефранского НГК** залежи нефти установлены как в среднедевонских, так и нижнефранских отложениях.

В базальных песчаных образованиях эйфельского яруса в коллекторах с пористостью от 9 до 12,8%, проницаемостью до 16,9 мД залежи нефти выявлены на Западно – Лекейягинском и Мядсейском месторождениях.

Пластовая, литологически – экранированная залежь нефти в нижнефранских (тиманских) песчаниках, содержащих среднеемкие коллекторы гранулярного типа с пористостью от 11–14% до 20–22%, установлена на Западно-Леккейягинской площади.

В **доманиково-турнейском НГК** залежи нефти в нижнефаменских отложениях порово-кавернового, каверново-порового типа в коллекторах с пористостью до 10–15% выявлены на Тобойской и Мядсейской площадях.

Помимо девонских образований определенный интерес на территории НГР представляют турнейские низко-среднеемкие коллекторы (пористость 5–16%) с трещинно-каверново-поровым типом пустотного пространства.

Залежи нефти в известняках турнейского яруса в низко-среднеемких коллекторах (пористость 5–16%) выявлены на Тобойской и Запад-

но – Леккейягинской площадях. Покрышкой для них служат глины и аргиллиты, залегающие в основании визейского яруса.

Северо-Предуральская НГО, приуроченная к впадинам Предуральского краевого прогиба, является наименее изученной глубоким бурением территорией ТПП. К настоящему времени здесь открыты 5 нефтяных, 8 газовых и газоконденсатных и два нефтегазоконденсатных месторождения. За исключением крупного Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, средних – Западно-Соплесского нефтегазоконденсатного и Романьельского газового месторождения, все остальные относятся к мелким по запасам скоплениями УВ.

Выявленные нефтяные месторождения тяготеют к внешней зоне прогиба, все газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные приурочены к его внутренней зоне. Необходимо отметить, что все газоконденсатные месторождения находятся в южной части НГО – в Верхнепечорской впадине.

По соотношению потенциальных ресурсов нефти (порядка 10%) и газа область является газонефтеносной.

Коротаихинский перспективный НГР – охватывает крайнюю северную часть СП НГО в границах Коротаихинской впадины и является единственным нефтегазоносным районом НГО, промышленная нефтегазоносность которого не установлена. Его перспективы связываются с карбонатными отложениями средневизейско-нижнепермского НГК, из которых был получен непромышленный приток нефти на Хавдейской площади.

Воркутский НГР соответствует одноименному поднятию, разделяющему Коротаихинскую и Косью-Роговскую впадины.

В пределах НГР залежь УВ промышленной значимости на глубине 1550 м выявлена в отложениях **средневизейско-нижнепермского НГК** на Падимейском нефтяном месторождении. Коллекторами являются известняки трещинно-каверново-порового типа со средней пористостью 1,5%.

Хоседаюнский НГР приурочен к структуре I порядка – гряде Чернышева.

В **среднеордовикско-нижнедевонском НГК** промышленные скопления нефти установлены в верхнесилурийских и нижнедевонских карбонатных отложениях.

Залежь нефти в гердьюских доломитах на глубине 1655 м в коллекторах трещинно-каверново-порового типа установлена в автохтонной

части Усино-Кушшорского месторождения. Средняя пористость коллекторов 11%, проницаемость 930 мД. Средневзвешенная эффективная мощность 13,3 м.

В северной части гряды в нижнедевонских коллекторах выявлена мелкая по запасам залежь нефти на Южно-Степковожском месторождении. Вторичные доломиты и доломитизированные известняки обладают пористостью по ГИС до 20 %. Тип коллектора – порово-каверновый, порово-трещинный.

Доманиково-турнейский НГК содержит одну мелкую по запасам залежь нефти в доманикоидных образованиях в низкелемких коллекторах на Южно-Степковожском месторождении.

Кочмесский НГР приурочен к внешнему крылу Косью-Роговской впадины.

Основными продуктивными горизонтами в НГК являются коллекторские толщи в рифовых и биогермных массивах среднекаменноугольного возраста, среди которых преобладают высоко-среднеемкие коллекторы (пористость 16–23%) трещинно-порового и каверново-порового типов. К таким коллекторам и приурочена залежь на глубине 3400 м.

Интинско-Лемвинский НГР выделен в восточной части СП НГО – в зоне, граничащей с передовыми структурами приполярной части Уральского орогена. В тектоническом отношении ей соответствует Косью-Роговская впадина. Промышленная продуктивность (газоносность) установлена только в отложениях средневизейско-нижнепермского НГК, в рамках выявлено два газовых месторождения с мелкими по запасам залежами – Интинское и Кожимское.

Залежи газа приурочены к среднекаменноугольным отложениям и к ассельским одиночным органогенным постройкам на Интинском (5 залежей) и Кожимском (2 залежи) месторождениях. Глубина залегания залежей в отложениях среднего карбона 2824–3630 м и 2586–3370 м в нижнепермских. Средневзвешенная эффективная мощность 14,8–28,0 м, средняя пористость 4,8–11,6 %, проницаемость >5 мД.

Большесынинский НГР в тектоническом отношении охватывает территорию Большесынинской впадины, в пределах которой выявлено 4 мелких по запасам месторождения.

Нефтегазоносность доманиково-турнейского НГК связана, в основном, с фаменскими мелководно-шельфовыми отложениями на Вос-

точно-Пыжьельском и Суборском месторождениях на глубинах 4200–4258 м. Коллекторы представлены известняками и доломитами порового и каверново-порового типа. Средневзвешенная эффективная мощность 2,4–4,6 м, средняя пористость 8%, проницаемость < 50 мД.

На Суборском месторождении залежь нефти установлена также в известняках доманикового горизонта в коллекторах трещинно-порового типа. Глубина залегания 4200–4340 м. Средневзвешенная эффективная мощность 1,4 м, средняя пористость 10%, проницаемость 12 мД.

В рамках **средневизейско-нижнепермского НГК** залежи нефти выявлены на Пыжьельском, Суборском и Южно-Сынинском месторождениях. На Пыжьельском и Суборском месторождениях мелкие по запасам залежи приурочены к биогермным известнякам нижней перми на глубинах 2430–2670 м. Средневзвешенная эффективная мощность коллекторов 4–10,3 м, средняя пористость 14–21%, проницаемость до 120 мД.

На Южно-Сынинском месторождении установлена залежь нефти в коллекторах в глинистых известняках артинского возраста. Глубина залегания продуктивных отложений – 3504 м. Средневзвешенная эффективная мощность 3,5 м, средняя пористость 13%, проницаемость 39 мД.

Среднепечорский НГР соответствует Среднепечорскому поперечному поднятию. В НГР выявлено три месторождения, одно из которых – Западно-Соплесское нефтегазоконденсатное среднее по запасам, нефтяное Югид-Соплесское и нефтегазовое Аранецкое – мелкие.

Нефтегазоносность среднедевонско-франского НГК установлена в отложениях среднего девона (эйфельские и старооскольские песчаники) и в терригенных образованиях нижнего франа (джерский горизонт), залегающих на глубинах от 3700 м до 4200 м. Средневзвешенная эффективная мощность в верхнедевонских отложениях составляет 4,4 м, в среднедевонских 14,3–22 м. Пористость 8,6% и 8–10,5 %, соответственно. Проницаемость – порядка 50 мД.

В **доманиково-турнейском НГК** залежь нефти выявлена на Западно-Соплесском месторождении в верхнефранских низкочемких карбонатных породах с коллекторами порово-трещинного типа ($K_p = 1\%$, $K_{пр} = 10$ мД). Глубина залегания продуктивных отложений 3540 м.

В **верхнепермском НГК** нефтеносность установлена на Аранецком и Югид-Соплесском месторождениях. Продуктивными являются песчаники уфимского яруса на глубинах до 100 м и содержащие коллектора мощностью 4–6 м с пористостью 23%.

Вуктыльский НГР выделен в юго-восточной части СП НГО. В тектоническом отношении ему соответствует Вуктыльская тектоническая пластина и Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона.

В пределах НГР открыто два месторождения, одно из которых – Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение – уникальное по запасам открыто в отложениях верхневизейско-нижнепермского НГК. Помимо этого, небольшие по запасам залежи УВ выявлены в отложениях ниже-средневизейского НГК.

Продуктивность **ниже-средневизейского НГК** доказана на Вуктыльском месторождении, где в отложениях бобриковского горизонта выявлено три залежи, приуроченные к линзовидным пластам песчаников на глубинах порядка 3600–4100–4200 м. Залежи приурочены к коллекторам с пористостью 9–12%, проницаемость составляет 1–10–30 мД. Эффективные мощности изменяются от 3 до 6 метров.

Основные запасы НГР сосредоточены в **среднекаменноугольно-нижнепермском карбонатном НГК** на Вуктыльском и Мишпарминском месторождениях.

Нефтяные залежи выявлены в породах среднего карбона, нефтяная оторочка в нижнепермско-верхневизейских отложениях в аллохтоне южной части Вуктыльского месторождения, газовые – в среднекаменноугольных отложениях, газоконденсатные – в средне-верхнекаменноугольных (Мишпарминское месторождение) и нижнепермско-верхневизейских в аллохтоне Вуктыльского месторождения. Глубина залегания продуктивных отложений от 2100 м до 4390 м. Средняя пористость коллекторов 6–13 %, проницаемость менее 50 мД. Тип пористости – порово-трещинный, порово-каверново-трещинный.

Курыинско-Патраковский НГР – выделен в крайней южной части СП НГО, в тектоническом отношении ему соответствует Курыинская антиклинальная зона и Патраковская складчато-покровная зона. В НГР выявлено 4 газовых, мелких по запасам месторождения.

Ниже-средневизейский НГК продуктивен на Патраковском месторождении. Пористость коллекторов бобриковских отложений – 10–11%, эффективная мощность 1–3 м. Залежь газа залегает на глубинах 3220–3300 м.

В рамках **средневизейско-нижнепермского НГК** залежи УВ выявлены на Рассохинском и Анельском месторождениях.

Коллекторами являются низкочемкие карбонатные породы ($K_p = 10$ –12%, $K_{пр} = 0,036$ –5 мД) трещинно-порово-каверново-трещинного типа

в верхнекаменноугольных, ассельско-сакмарских и артинских отложениях. Средневзвешенная эффективная мощность 15,5–34,52 м. Глубина залегания продуктивных отложений 1875–2450 м.

Продуктивность **нижнепермского НГК** доказана на Курьинском и Рассохинском месторождениях, в пределах которых выявлены мелкие по запасам залежи газа в верхнеартинских и кунгурских отложениях на глубинах 700–1255 м. Средняя пористость коллекторов составляет 8,2–10%, проницаемость 0,012–3 мД.

Верхнепечорский НГР расположен в юго-западной части СП НГО и граничит на западе с Ижма-Печорской НГО. В тектоническом отношении ему соответствует одноименная впадина. В пределах района выявлено 2 мелких по запасам месторождения – Козлаюское и Юрвож-Большеелягское.

Доманиково-турнейский НГК продуктивен на Юрвож-Большеелягском месторождении, в пределах которого выявлена газоконденсатная залежь в структуре обложения фаменского барьерного рифа. Глубина залегания продуктивных отложений 2888 м. Коллекторами являются низкочемские карбонатные породы ($K_p = 9\%$) каверново-порового и трещинно-порового типа. Средневзвешенная эффективная мощность 9,4 м.

Нефтегазоносность **нижне-средневизейского НГК** установлена на Козлаюском газоконденсатном месторождении в отложениях бобриковского горизонта. Залежь мельчайшая по запасам УВ. Средневзвешенная эффективная мощность 4,4 м, средняя пористость 9,2%, проницаемость 5 мД. Глубина залегания залежи – 3849 м.

4.3. Закономерности распространения нефтегазоматеринских пород и очаги генерации углеводородов

В ТПП, так же как и в других нефтегазоносных регионах, определяющую роль в распределении нефтегазоносности играют процессы, происходящие в «дозалежный» период, который рассматривается в качестве геохимической предыстории залежей УВ. Он включает накопление рассеянного органического вещества (РОВ), созревание керогена, образование и миграцию битумоидов вплоть до фазового обособления их из миграционных растворов и аккумуляции в ловушках, т. е. все процессы, происходящие до формирования углеводородных скоплений.

В настоящем разделе анализируется влияние стадийности тектонического развития ТПП на распределение в разрезе отложений с различным уровнем генерационного потенциала, приводится характеристика закономерностей распространения нефтегазоматеринских пород (НГМП) различной продуктивности в нефтегазоносных комплексах осадочного чехла ТПП. На этой базе обоснована вертикальная генетическая зональность для нефтегазоносных комплексов. Анализ основных направлений массопереноса УВ на основе комплексной интерпретации катагенетической, битуминологической, гидрохимической и термобарической зональности является основой выделения в осадочном чехле ТПП очагов генерации и генетически связанных с ними зон нефтегазонакопления [34, 35].

Влияние стадийности тектонического развития на распределение в разрезе отложений с различным уровнем генерационного потенциала

Тектоническое развитие Тимано-Печорского бассейна во многом зависит от эволюции Уральской геосинклинали. Процессы, происходящие в геосинклинали, контролируют образование седиментационного бассейна на территории ТПП.

Стадийность тектонического развития определяет последовательность, генезис и состав заполняющих бассейн формаций и субформаций (табл. 4), а следовательно, и положение в разрезе нефтегазоматеринских толщ, коллекторов, флюидоупоров и связанную с изменением их качественных характеристик нефтегазоносность.

Каледонский цикл развития знаменуется интенсивным формированием Тимано-Печорского седиментационного бассейна, процессами рифтообразования в его восточном обрамлении с последующей трансгрессией Уральского палеоокеана, появлением грабенов в центральной части, трансформировавшихся со временем в крупные рифтогенные тектонические элементы, соответствующие территориям современных Печоро-колвинского авлакогена и Варандей-Адзвинской структурной зоны.

На протяжении раннего-среднего ордовика в узкой зоне рифтообразования развивается бассейн седиментации, относящийся к типу бассейнов окраинно-континентальных рифтов, на который впоследствии накладываются отложения бассейна, связанного с пассивной континентальной окраиной. На территории центральной части эпибайкальской

платформы, в пределах современной структуры Печороколвинского авлакогена, развивается суббассейн, близкий к типу внутриконтинентальных рифтов.

Такой характер осадконакопления определяет местоположение нефтегазоматеринских толщ в разрезе и по площади, ограничивая их стратиграфическую принадлежность низами лландоверийского яруса, овинпармского и согтемкыртинского горизонтов, а латеральное распространение – Печороколвинским авлакогеном, Варандей-Адзвинской структурной зоной, а также частично Хорейверской и Косью-Роговской впадинами.

Резкая тектоническая перестройка, которой отмечается начало герцинского цикла тектогенеза на рубеже раннего-среднего девона, не изменяет границ рифтогенных зон, заложившихся в каледонском цикле, сохранив режим внутриконтинентального рифта в пределах Печороколвинского авлакогена. Наиболее ярко этот режим проявляется в южной части его западной ветви, в пределах современного Печороколвинского мегавала. В то же время, режим, свойственный бассейнам пассивной окраины континента, охватывает территорию до современного Тимана, где в средне-позднедевонское время возникают кратковременные условия для проявления признаков рифтогенеза.

Активное развитие рифтогенных зон продолжает оставаться ведущим фактором, контролирующим накопление нефтегазоматеринских толщ, присутствующих во всем рассматриваемом диапазоне разреза.

Этап, связанный с растяжением земной коры, сменяется периодом относительно спокойного ее состояния в связи с переходом к режиму сжатия на протяжении доманиково-турнейского времени. Это проявляется в закрытии рифтогенных структур и в появлении в пределах бассейна, связанного с пассивной окраиной континента, впадин с некомпенсированным осадконакоплением, окаймляемых полосами рифогенных отложений, секущих тектонические элементы, заложившиеся и активно развивающиеся в течение каледонского и начале герцинского циклов. Такой характер развития седиментационного бассейна предопределяет фациальные условия, благоприятные для накопления нефтегазоматеринских толщ в этом стратиграфическом интервале, в областях развития впадин с некомпенсированным осадконакоплением в платформенной части провинции и Предуральском прогибе.

Режим сжатия земной коры приходится на заключительную (визейско-пермскую) стадию герцинского тектогенеза. В Уральской геосин-

клинали начинается коллизийная перестройка, приводящая к складчатым и горообразовательным процессам, захватывающим окраину эпипайкальской плиты. В пределах внутриплитных рифтовых структур отголоски движений в Уральской геосинклинали выражаются в инверсии рифтогенных прогибов по обновленным разломам, заложившимся в каледонском и герцинском циклах тектогенеза, и в превращении палеопроегибов Печороколвинского авлакогена в валы и мегавалы. Это обуславливает доминирование фациальных обстановок, не благоприятных для накопления нефтегазоматеринских толщ.

Бассейн, связанный с пассивной окраиной континента, на востоке провинции со временем трансформируется в передовой прогиб перед надвигающимся складчатым сооружением Урала, превращаясь в ранне-позднепермское время в перигорогенный бассейн с режимом накопления морской и континентальной моласс, область развития которых связывается с возможным накоплением нефтегазоматеринских толщ.

Альпийский цикл тектогенеза во времени охватывает юрско-меловой и неоген-четвертичный периоды. В раннекеммерийскую эпоху начала альпийского цикла происходит очередная коренная перестройка, связанная с дальнейшей консолидацией земной коры континентального типа. Влияние герцинского цикла тектогенеза сохраняется в триасовом периоде на локальных участках Большесынинской, Коротаихинской и севера Верхнепечорской впадин, в пределах которых остаются условия, определяющиеся развитием складчатого сооружения Урала и существованием бассейна перигорогенного типа с выполняющей его континентальной красноцветной молассой, не благоприятной для формирования нефтематеринских толщ.

На эволюцию остальной территории ТПП в этот период большое влияние оказывает развитие Баренцевоморской плиты, которое приводит к формированию наложенной юрско-кайнозойской Печорской синеклизы. Преимущественно пликативные формы синеклизы осложняются возникшими резонансно-тектоническими структурами, обрамляющими впадины Предуральского прогиба. Вторичный орогенез Урала, выражающийся в преобладании блоковых движений, особенно на Полярном Урале, свидетельствует о том, что на протяжении позднекеммерийской и последующих эпох альпийского тектогенеза для Тимано-Печорского седиментационного бассейна становятся характерными изостатические явления с преимущественно радиальными движениями. На заключи-

тельных этапах альпийского цикла впервые в истории развития Тимано-Печорского бассейна отчетливо проявляется влияние Баренцево-морской плиты на его формирование.

Таким образом, формирование структуры Тимано-Печорского седиментационного бассейна является результатом развития бассейнов осадконакопления различных тектонотипов и сочетанием их как по латерали, так и по вертикали. Смена тектонических режимов выражается в разрезе осадочного чехла структурными этажами и подэтажами, строение которых определяется распределением формационных рядов, специфичных для каждого цикла тектогенеза. Ограничение распространения их в разрезе позволяет выделить крупные структурно-формационные блоки северо-западного простирания, отличающиеся различной тектонической активностью, распределением нефтегазоматеринских толщ, реализацией их генерационного потенциала.

С этими блоками связано развитие основных структур бассейна: в его юго-западной части – Ижма-Печорской впадины, в центральных районах – Печороколвинского авлакогена, на северо-востоке – Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоны, на востоке северной части – Предуральского прогиба.

Промышленная нефтегазоносность и нефтегазопоявления в Тимано-Печорском седиментационном бассейне известны в значительной части осадочного чехла. Отсутствуют они лишь в отложениях самого верхнего среднеюрско-неогенового структурного этажа. Участвующие в строении осадочного чехла геологические формации с учетом их свойств и возможностей для генерации и миграции (УВ), формирования и сохранения залежей, а также распределения установленной нефтегазоносности объединяются в нефтегазоносные комплексы (раздел 4.1). По генезису залежей УВ по отношению к вмещающим НГК последние можно разделить на сингенетичные (первично нефтегазоносные), содержащие нефтегазогенерирующие толщи и природные резервуары, и на эпигенетичные (вторично нефтегазоносные), являющиеся преимущественно аккумуляторами УВ. К первым принадлежат НГК дивергентного и конвергентного периодов развития бассейна: среднеордовикско-нижнедевонский, среднедевонско-нижнефранский, доманиково-турнейский, нижне-средневизейский, нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный. Ко вторым относятся комплексы, формировавшиеся в конвергентный период: верхневизейско-нижнепермский, верхнепермский и триасовый.

Сравнительная характеристика генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород отдельных НГК

Геохимическое изучение горных пород и углеводородных флюидов, проводилось во ВНИГРИ, ВНИГНИ, МГУ, ТПНИЦ, Коми филиале Академии наук, а также в некоторых других организациях. Вопросами геохимических исследований на территории ТПП занимались в разные годы многие исследователи, в том числе Анищенко Л. А., Баженова Т. К., Гейро С. С., Гольдберг И. С., Горбань В. А., Данилевский С. А., Жукова А. В., Зеличенко И. А., Лебедева Г. В., Мелихова К. Д., Наливкин В. Д., Неручев С. Г., Рагозина Е. А., Складорова З. П., Соболев В. С., Старостин В. К., Удот В. Ф. и др. [4, 25, 26, 27, 28, 44, 54, 55]. В табл. 5 приведены основные характеристики нефтегазоматеринских горизонтов, выделяемых Т. К. Баженовой в ТПП.

Закономерности распределения генерирующих толщ по разрезу и площади ТПП позволяют выполнить их картирование для основных НГК ТПП [13, 14]. При этом для каждого НГК можно выделить четыре класса нефтегазопродуктивных пород по содержанию в них Сорг и мощности пород данного класса в разрезе. Классы продуктивности приняты в соответствии с классификацией Е.С.Ларской и представлены НГМП высокой продуктивности, содержащими от 2 до 10%, в среднем 3%, средней продуктивности – 1–5% и 2% соответственно, низкой продуктивности – 0,1–0,7% и 0,6%, а также бедными породами с содержанием Сорг менее 0,1%.

В разрезе *среднеордовикско-нижнедевонского НГК* распространены НГМП трех классов – бедные, низко- и среднепродуктивные (по классификации Е.С.Ларской, 1983). Динамика их накопления контролируется общими закономерностями формирования осадочного чехла в этот период.

В конце позднеордовикской эпохи начинается трансгрессия со стороны Уральского палеоокеана, которая получает максимальное развитие в раннесилурийскую эпоху. На большей части бассейна, вплоть до Северного Тимана, устанавливаются обстановки литорали и сублиторали, накапливаются детритовые и илово-детритовые известковые осадки с брахиоподами, кораллами, остракодами, водорослями. Особенности силурийских биоценозов обуславливают накопление специфичного ОВ в нефтематеринских толщах раннего силура в центральных районах провинции.

Таблица 5

Основные характеристики нефтегазоматеринских горизонтов
Тимано-Печорской провинции (по Баженовой Т. К.)

№ п/п	Возраст	Мошн., м	Диапазон концентраций ОВ Сик, %		Основные генетические типы ОВ
			на породном уровне	на формационном уровне (осредн.)	
1	S ₁	20-200	0.1-1.05	0.15-0.6	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо- сапропелиты
2	S ₂	50-300	0.1-2.06	0.15-0.55	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо- сапропелиты
3	D ₁	100-1000	0.1-13.16	0.25-1.50	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо- сапропелиты, гумито- сапропелиты
4	D ₂	20-200	0.1-2.36	0.25-1.5	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо- сапропелиты, гумито- сапропелиты
5	D _{3tm-sr}	20-200	0.2-4.07	0.2-1.2	Альгогенные сапропелиты, оксисорбо- сапропелиты, гумито- сапропелиты
6	D _{3dm(sm)}	10-100	0.11-23.66	0.8-5.50	Альгозоогенные сапропелиты
7	D _{3f3-C1t}	40-300	0.1-21.65	0.6-2.2	Альгозоогенные сапропелиты
8	P _{1ar}	50-1000	0.04-3.04	0.2-1.2	Гумито-сапропелиты, сапропелито-гумиты
9	P _{1k}	50-700	0.2-25.0	0.5-2.0	Сапропелито-гумиты

В конце раннесилурийской – начале позднесилурийской эпохи намечается перелом в характере осадконакопления, обусловленный обширной регрессией. Обмеление бассейна седиментации и активное поступление алеврито-глинистого материала с западных участков суши объясняет отсутствие и весьма низкие концентрации Сорг в пределах западных территорий. В центральной части бассейна накапливаются тонкослоистые известковые и раннедиагенетические доломитовые осадки, в которых нефтематеринские толщи развиты в пределах Печоро-Колвинского авлакогена. Трансгрессия пржидольского века приводит к широкому распространению известковых и глинистых осадков, литораль с карбонатным осадконакоплением обособляется в восточных районах бассейна.

В начале раннедевонской эпохи площадь морского бассейна сокращается, в западных районах накапливается толща карбонатно-глинистых и песчано-алевритовых осадков. Размещение остальных литофациальных зон совпадает с позднесилурийскими. Оптимальные условия для накопления органического вещества продолжают сохраняться в Печоро-Колвинском авлакогене и, в меньшей степени, Варандей-Адзвинской зоне.

В итоге установлено, что в разрезе верхнеордовикско-нижнедевонского комплекса НГМП развиты в Печороколвинском авлакогене, Варандей-Адзвинской структурной зоне и на площадь Предуральского прогиба. В Печороколвинском авлакогене НГМП выявлены и предполагаются в краевых грабенах, на месте современных мегавалов – Колвинского и Печорокожвинского [13, 14].

Сравнительная оценка нефтегазоматеринского потенциала отложений рассматриваемого НГК в различных тектонических подразделениях Печороколвинского авлакогена показывает его увеличение в направлении от Среднепечорского поперечного поднятия и южной части Печорокожвинского мегавала к Усинскому валу и далее к Харьягинскому и Ярейюско-Хыльчюскому валам.

В Варандей-Адзвинской структурной зоне выделяются НГМП средней продуктивности толщиной до 20 м и, кроме того, породы низкой продуктивности толщиной 100 м. Они связаны с обширным палеопргибом, включающим не только территорию современной Варандей-Адзвинской структурной зоны, но и север Косью-Роговской впадины. Для остальной территории последней характерны НГМП низкой продуктивности толщиной не более 50 м.

Литофациальные закономерности распространения рассматриваемого комплекса позволяют предположить, что его продуктивность в Большесынинской впадине аналогична таковой, установленной для Косью-Роговской впадины.

Бедными по содержанию Сорг (менее 0,1%) являются толщи Ижма-Печорской и Хорейверской впадин, представляющих собой в течение раннего палеозоя и в последующем, до начала накопления терригенных осадков перми, области крупных поднятий, разделенных Печоро-колвинским авлакогеном и ограниченными на востоке и северо-востоке перикратонным прогибом и Варандей-Адзвинским палеопрогибом соответственно.

Низкой и даже бедной продуктивностью, по-видимому, характеризуются нижнепалеозойские породы Верхнепечорской впадины.

Распространение пород *среднедевонско-нижнефранского* НГК определяется палеотектонической обстановкой, сложившейся к началу джержерского времени (ранний фран). Интенсивное накопление отложений среднедевонско-нижнефранского НГК происходит в грабенах и прослеживающихся вдоль основных разломов Печорокожвинского мегавала, где толщина отложений достигает 1600 м, а также в юго-восточной части Ижма-Печорской и на западном борту Верхнепечорской впадин – до 600 м. Полное отсутствие среднедевонско-нижнефранского НГК выявлено в центральной и северной частях Ижма-Печорской впадины, Малоземельско-Колгуевской моноклинали, в значительной части Денисовского прогиба, в Хорейверской впадине и, за малым исключением, в Варандей-Адзвинской структурной зоне.

Объем и продуктивность НГМП комплекса во многом зависят от литофациального состава отложений. Среднедевонско-франский (доманиковский) этап характеризуется накоплением мономинеральных кварцевых (средний девон) и олигомиктовых (начало франа) песчаников и карбонатно-терригенных отложений. В региональном плане среднедевонские и франские поддоманиковые отложения характеризуются однотипной и одинаково ориентированной фациальной зональностью. С северо-запада на юго-восток наблюдаются закономерно повторяющиеся в разрезе последовательные изменения состава отложений: от песчано-алевритовых, практически не содержащих остатков органики, к глинистым и карбонатным, обогащенным Сорг вследствие накопления в морских условиях.

На всех стадиях развития бассейна в среднедевонскую эпоху и в начале франского века сказывается влияние развития крупной дельты, простирающейся с севера и северо-запада вдоль системы грабенов Печороколвинского авлакогена, масса обломочного материала которой компенсирует интенсивное прогибание. Устойчивое мелководношельфовое глинисто-карбонатное осадконакопление в морских условиях ограничивается Предуральскими и Уральскими районами.

Наибольший объем среднепродуктивных пород толщиной до 80 м установлен в краевых грабенах, на месте современных Печорокожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия. В грабенах, отвечающих северной части Колвинского мегавала, распространены лишь низкопродуктивные слои, толщина которых не превышает 50 м.

Вторая зона развития среднепродуктивных НГМП толщиной до 30 м находится на месте современного Мичаю-Пашнинского вала. В западном и восточном направлениях продуктивность пород убывает до низкой. Толщина их при этом сокращается до 10 м.

В современном Предуральском краевом прогибе, за исключением Верхнепечорской впадины и Среднепечорского поперечного поднятия, среднедевонско-саргаевского НГК сложен преимущественно карбонатными породами толщиной 100–200 м. Продуктивных слоев в них не выделяется. Это относится и к той части Варандей-Адзвинской структурной зоны, где сохраняются среднедевонские отложения.

Высокая степень катагенеза терригенных отложений в центральной и юго-восточной частях Среднепечорского поднятия также затрудняет выделение продуктивных слоев, хотя генерационные возможности пород этого НГК несомненны.

Отложения *доманиково-турнейского* НГК отличаются широким распространением НГМП высокой и средней продуктивности, сосредоточенных в двух литофациальных подразделениях комплекса – доманиковой свите и отложениях, заполняющих относительно глубоководную палеовпадину. Контролирующую роль в распространении НГМП играет глубоководная палеовпадина, последовательно заполняющаяся карбонатно-терригенными осадками в восточном направлении (в сторону палеоокеана). Палеовпадина образуется в конце саргаевского – начале доманикового времени среднего франа, там, где в раннем ордовике заложились и в течение палеозоя-мезокайнозоя развивался Тимано-Печорский седиментационный бассейн (ТП СБ). На крайнем востоке в области совре-

менного западного Урала формирование относительно глубоководной впадины, возможно, начинается со среднедевонской эпохи, о чем свидетельствуют так называемые инфрадоманиковые фации, близкие по составу осадков к доманиковым фациям более западных районов. Область мелководного шельфа с толстослоистыми карбонатными отложениями занимает лишь северо-запад ТПП.

Первоначально доманиковые отложения, относящиеся к одноименному горизонту, заполняют всю впадину. В дальнейшем территория с глубоководными условиями осадконакопления постепенно сокращается, однако, там продолжают накапливаться осадки такого же генезиса и состава, как и в самом начале относительно глубоководной седиментации, т.е. в позднесаргаевско-доманиковое время. Эти более поздние отложения вместе с отложениями доманикового горизонта образуют литологически единую свиту. Ее верхняя граница имеет скользящий омолаживающийся возраст: от позднедоманикового на крайнем западе Тимано-Печорского бассейна до ранне- (средне-?) турнейского на востоке. Поскольку эта свита сложена едиными породами – доманикоидами, она названа доманиковой, хотя объем слагающих ее пород намного превосходит объем стратиграфического доманикового горизонта среднего франа.

На аккумулятивных террасах заполнения зарождаются и развиваются рифы, группирующиеся в узкие зоны и обозначающие границу шельфа и относительно глубоководной впадины на определенный период. Так, каждая более молодая зона смещена по отношению к древней в сторону открытого моря (Уральского палеоокеана). Особое место в седиментационном бассейне позднего девона занимают карбонатные банки и отмели, где устойчиво сохраняются мелководные условия седиментации. Карбонатные породы (известняки и доломиты) рифов, банок и отмелей, а также наращиваемого в сторону океана шельфа, являются хорошими природными резервуарами, в которых существуют благоприятные условия не только для образования ловушек УВ, но и для латеральной и вертикальной миграции. Толщина доманиковой свиты меняется от 20 до 80 м на западе ТПСБ, где она имеет объем доманикового горизонта, до 80 м в его центральной части и до 140–240 м на востоке. Однако прямой зависимости между объемом доманиковой свиты и толщиной продуктивных пород различных категорий не наблюдается. Это объясняется, по-видимому, тем, что $C_{орг}$ концентрируется и наилучшим образом сохраняется в западной части относительно глу-

боководной палеовпадины, куда имеется самый короткий путь для органического вещества, поступающего с запада.

Высокопродуктивные породы толщиной до 40 м распространяются в юго-западной части Ижма-Печорской впадины, на границе с Тиманом, частично проникая в его пределы. К востоку и северо-востоку, на значительной части Омра-Лыжского поднятия, толщина высокопродуктивных пород сокращается до 20 м, в Верхнепечорской впадине – до 10 м. Высокопродуктивные породы мощностью от 30 до 40 м сохраняются в прогибе на месте Лыжско-Кыртаельского вала и Среднепечорского поднятия. Породы средней продуктивности толщиной до 20 м встречены в рифтогенном прогибе на месте Лебединского и Мутноматерикового валов.

На остальной части Печороколвинского авлакогена, в Хорейверской впадине и Варандей-Адзвинской структурной зоне установлены НГМП средней продуктивности. Изолинии их толщин (10–30 м) изометричные, характеризуются северо-восточной ориентировкой при общем сокращении на восток. Отмечается влияние палеорельефа относительно глубоководной впадины на распределение толщин НГМП. В Косью-Роговской впадине толщина среднепродуктивных пород не превышает 10 м, в Большесынинской впадине она увеличивается до 20 м.

Толща пород, заполняющая относительно глубоководную впадину, также имеет разновозрастное нижнее и верхнее ограничение. На западе ТПП она объединяет отложения лишь нижней части нижнего франа, в центре – фамена, а на востоке – верхних слоев позднего фамена и турне. Область распространения НГМП сужается к северо-востоку. В пределах Большесынинской и Косью-Роговской впадин она ограничивается их центральными и внутренними зонами, где зарегистрированы среднепродуктивные породы толщиной 10–20 м. Максимальная мощность среднепродуктивных пород до 40 м наблюдается в южной половине Верхнепечорской впадины, где распространены позднефаменско-турнейские, преимущественно терригенные отложения. По мере приближения к Ижма-Печорской впадине толщина пород сокращается до 20 м, непосредственно в ее пределах они полностью отсутствуют. Область отсутствия, помимо Ижма-Печорской впадины, охватывает Хорейверскую впадину, а также частично Печороколвинский авлакоген.

Таким образом, наибольшее значение продуктивности толщи заполнения имеет в Верхнепечорской впадине и меньшее, но достаточно масштабное, в Косью-Роговской.

Интенсивные коллизионные процессы, начавшиеся в артинском веке, приводят к миграции складчато-надвигового Уральско-го орогена на восточную окраину эпибайкальской плиты. Перед фронтом мигрирующего орогена в мелководно-морской прибрежной обстановке компенсируемого осадками краевого прогиба накапливается орогенный комплекс нижней молассы толщиной 2–3 км. Он представлен плохо отсортированными песками, алевроитами и глинами, образующимися в результате размыва пород структурно-формационных зон Центрального и Восточного Урала, сложенного отложениями континентального склона и его основания.

Генетический состав отложений всех фациальных зон свидетельствует о дальнейшей регрессии бассейна. Субмеридиональная постепенная смена обстановок осадконакопления предопределяется мигрирующим Уралом и палеоподнятиями платформенной части региона. На севере ТПП в раннеартинское время происходит заполнение сублиторали карбонатно-глинистыми образованиями, а позднее – биокластическими и мшанковыми разностями с алевроитовой примесью.

Такой характер распределения фациальных зон определяет специфику накопления Сорг и возможность его сохранения в *нижнепермском терригенном НГК*. Комплекс отличается принципиально иной, по сравнению с нижележащими НГК, характеристикой распределения НГМП. Исходное ОВ принадлежит преимущественно к гумусовому типу, НГМП относятся к низкопродуктивным категориям и, несмотря на значительные толщины, обладают низким нефтегенерационным потенциалом. Характер распространения НГМП определялся, главным образом, их развитием в сероцветной молассе Предуральского прогиба, а на севере Печороколвинского авлакогена – в зоне нижнепермских отложений морского происхождения.

На юге ТПП в нижнепермских терригенных отложениях толщина низкопродуктивных НГМП в общей сложности достигает 100 м. Они локализованы в пределах Верхнепечорской впадины и почти полностью отсутствуют на территории Ижма-Печорской впадины и Печорокожвинского мегавала. Кроме того, НГМП развиты в узкой пограничной зоне Большесынинской впадины и гряды Чернышева. Наибольшим распространением НГМП пользуются на территории Косью-Роговской впадины, где толщина низкопродуктивных пород изменяется от 50 м на внешнем ее борту до 150 м в центральной и внутренней частях впадины.

На северо-востоке ТПП НГМП, в основном, отсутствуют и фиксируются только на крайнем севере Шапкино-Юрьянского и Колвинского мегавалов, где толщина низкопродуктивных НГМП не превышает 20 м.

Вся Варандей-Адзвинская структурная зона и северо-восток Хорейверской впадины отличаются распространением низкопродуктивных НГМП толщиной 20–50 м.

Таким образом, общий генерационный потенциал нижнепермских отложений в отношении жидких УВ невысок. Наибольшее значение в этом отношении имеет территория Верхнепечорской и Косью-Роговской впадин.

Специфика реализации генерационного потенциала РОВ разновозрастных НГК под действием процессов катагенеза

Для выявления характера реализации генерационного потенциала были рассмотрены стадийные (фоновые) изменения рассеянных геофлюидальных углеводородных систем и факторы, обуславливающие аномалии их состава [34]. Главной целью этого анализа является выявление общих и особенных условий реализации генерационного потенциала органического вещества в каждом из выделяемых в ТПП нефтегазоносных комплексов.

В качестве аналитической основы решения перечисленных задач используются данные по изучению состава битумоидов и керогена. Исследования включают предварительную диагностику типа исходного ОВ петрографическим методом по методике Е.С.Ларской, позволяющую различать ОВ преимущественно сапропелевого или гумусового происхождения, установление взаимосвязи типа исходного ОВ с фациальными условиями осадконакопления. Традиционный капельно-люминесцентный анализ керна в сочетании с визуальным люминесцентным изучением шлифов позволяет диагностировать разности, содержащие битумоиды явно аллохтонного происхождения. Для каждого образца учитывалась интенсивность катагенной преобразованности РОВ по отражательной способности витринита.

Химический состав хлороформенного битумоида проанализирован в двух аспектах: количественные показатели, рассчитанные на массу исходного ОВ (т. н. коэффициенты b), отражают интенсивность эмиграционных процессов для разных типов ОВ на различных стадиях катагенеза. Параметры группового и элементного состава в расчете на

массу битумоида свидетельствуют о влиянии исходного ОВ на химический состав битумоидов и, как следствие, на состав УВ флюидов. Битумоиды, соответствующие каждой стадии катагенеза, исследовались методами инфракрасной и ультрафиолетовой спектроскопии. В то же время, не столь массовыми, но выполненными в достаточном объеме хроматографическими исследованиями, изучен индивидуальный углеводородный состав нормальных и изопреноидных алканов метаново-нафтенной фракции битумоидов. Характер распределения концентрационных рядов индивидуальных углеводородов нормального и изопреноидного строения отражает специфику их состава, определяемую биохимическими особенностями исходного ОВ и частично сохраняющуюся в аккумулярованных флюидальных системах. Итогом этих работ является серия зависимостей катагенетической преобразованности битумоидов, дифференцированных по генетическому типу ОВ на гумусовый, сапропелевый, смешанный – с преобладанием сапропелевой составляющей (гумусово-сапропелевый) и с доминированием гумусовых компонентов (сапропелево-гумусовый). Тем самым выделены генетические типы битумоидов, выявлены ареалы их распространения, связанные с развитием определенных фацально-генетических разновидностей ОВ.

Таким образом, использованный подход к изучению влияния интенсивности катагенеза исходного ОВ на реализацию его генерационного потенциала создает основу для рассмотрения эволюции различных типов ОВ в нефтегазоносных комплексах ТПП, определения характера генерации УВ. Закономерности химического состава битумоидов, обусловленные степенью катагенной преобразованности и реальным положением границ зон катагенеза в осадочном чехле, отражают темп генерационных процессов и интенсивность эмиграции. В итоге определяется глубинное положение границ главной зоны нефтеобразования для НГМП различного возраста, содержащих ОВ разных генетических типов (табл. 6) [34].

Детальный анализ изменения группового, элементного состава битумоидов и характера распределения реликтовых высокомолекулярных алканов их метаново-нафтенной фракции в основных нефтегазогенерирующих комплексах ТПП подтверждает различие в условиях проявления основных фаз нефте- и газообразования в НГМП осадочного чехла ТПП. Наблюдаемое различие палеоглубин проявления этапов и стадий

Таблица 6

**Глубины проявления главных фаз нефтеобразования (ГФН)
и газообразования (ГФГ)
в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции**

НГК	ГФН					ГФГ	
	начало		Активная фаза	конец		начало	
	стадия	глубина		стадия	глубина	стадия	глубина
P ₂	ПК ₃	1,6	не проявляется	МК ₂	3,0	МК ₃	3,5
P ₁	МК ₁	2,1	не проявляется	МК ₃	3,0	МК ₄	4,0
D _{3f2} -C _{1t}	МК ₁	1,9	МК ₂ (2,5км)-МК ₃ (3,9км)	МК ₄	4,2	МК ₄	4,2
D ₂ -D _{3f1}	МК ₂	2,5	МК ₃ (3,3км)-МК ₄ (4,3км)	МК ₄	4,5	МК ₅	4,5
O _{2,3} -D ₁	МК ₂	2,2	МК ₃ (2,9км)-МК ₄ (4,0км)	МК ₅	5,0	АК ₁	5,0

катагенеза обусловлено разным генерационным потенциалом НГМП разновозрастных НГК, требующим для своей реализации различного по интенсивности термобарического воздействия.

Спецификой нижних НГК – среднеордовикско-нижнедевонского, среднедевонско-нижнефранского, семилукско-турнейского, является «затяжной» характер нефтегенерационных процессов, длящихся на этапах жесткого катагенеза и соответственно проявляющихся на значительных глубинах. Это обстоятельство смещает интенсивность процессов нефтегазообразования в сторону преимущественного формирования нефтяных залежей, сменяющихся системами переходного типа, и предопределяет значительно меньший масштаб процессов образования первичных газоконденсатов, а тем более сухих газов на завершающих стадиях литогенеза.

Таким образом, диапазон развития НГМТ в осадочном чехле ТПП весьма широк. Он охватывает практически весь палеозой – от силура до верхней перми. Состав исходных биоценозов за столь длительный период геологической истории видоизменяется достаточно сильно. Фациальные

обстановки накопления и диагенетические условия захоронения органики чрезвычайно разнообразны. Эти различия определяют особенности состава РОВ в отложениях разновозрастных НГК. Сложная катагенетическая зональность, сформировавшаяся в разрезе осадочного чехла ТПП обуславливает особенности термического созревания РОВ [36, 37].

Нефтегазоматеринские толщи среднеордовикско-раннедевонского возраста отличаются специфичным типом ОВ, генерационный потенциал которого весьма велик. В то же время реализация его происходит весьма активно, начиная лишь со стадии МК₂ на глубине 2,2 км и продолжается до стадии катагенеза МК₃ на глубине 5,0 км. На этом этапе преобразования РОВ интенсивность процессов генерации резко падает, происходит коренная перестройка состава битумоидов, что соответствует заключительному этапу главной зоны нефтеобразования, на котором генерируются легкие нефтяные и газоконденсатные системы. Начало главной зоны газообразования регистрируется на глубинах свыше 5,0 км при интенсивности катагенной преобразованности исходного ОВ, достигающей апокатагенеза (АК₁). Таким образом, НГМТ силурийско-нижнедевонского возраста генерируют преимущественно жидкие углеводороды вплоть до очень высокого уровня преобразования исходного ОВ – МК₃.

Нефтегазоматеринские толщи среднедевонско-нижнефранского поддоманикового НГК связаны с терригенными толщами, накапливавшимися в прибрежно-морских условиях. Это обуславливает широкое развитие в отложениях РОВ смешанного гумусово-сапропелевого типа. В то же время, НГМП обладают значительным нефтегенерационным потенциалом, реализация которого начинается на стадии МК₂ при глубине 2,5 км и заканчивается на стадии МК₄ при глубине 4,5 км. Таким образом, динамика генерационных процессов в рассматриваемом НГК отличается от таковой нижнепалеозойских карбонатных толщ. Генерационный потенциал в отношении жидких УВ НГМП среднего девона – терригенного франа исчерпывается на меньших стадиях катагенеза. При этом темпы реализации резко отличны. В ОВ, приуроченном к среднедевонско-нижнефранскому НГК, наиболее активная генерация протекает на стадии МК₃ при глубине 3,2 км и заканчивается на стадии МК₄ при глубине 4,5 км. Исходя из этого, можно сделать вывод о кратковременном и бурном процессе генерации жидких УВ органическим веществом рассматриваемого НГК по сравнению с нижележащим карбонатным комплексом.

Реализация генерационного потенциала РОВ, накопившегося в морских условиях в отложениях доманиково-турнейского НГК, в процессе катагенеза имеет черты сходства с генерацией РОВ среднеордовикско-нижнедевонского НГК и отличается от процессов, протекающих в среднедевонско-нижнефранском комплексе. Вступление в ГЗН НГМП доманиково-турнейского НГК отмечается уже при незначительной степени преобразованности исходного ОВ, соответствующей стадии МК₁ на глубине 1,9 км, выход же из главной зоны нефтеобразования регистрируется при катагенетической преобразованности ОВ до стадии МК₄ на глубине 4,2 км. Темп реализации генерационного потенциала значительно слабее, чем в обоих нижележащих комплексах, но он отличается стабильностью и продолжительностью во времени. Наиболее активное проявление главной фазы нефтеобразования отмечается в интервале МК₂ (2,5 км) до МК₃ (3,9 км). Исходя из этого, можно предполагать, что генерация жидких УВ рассматриваемым типом ОВ происходила достаточно длительный промежуток времени, т.е. так же, как в ордовикско-нижнедевонском НГК, сохраняя среднюю интенсивность в течение большей части ГФН.

Средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК не содержит генерирующих толщ и является, в пределах континентальной части ТПП, комплексом-аккумулятором.

Нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный НГК характеризуется накоплением ОВ в прибрежно-морских условиях. Роль гумусовой составляющей в РОВ велика. Вступление в ГЗН отмечается на стадии МК₁ при палеоглубине 2,1 км, а выход из нее фиксируется на стадии МК₃ – 3,0 км. Специфика генерационных процессов в рассматриваемом типе ОВ заключается в крайне малой их интенсивности и кратковременности. В то же время, особенностью генерации является ранний вход в ГЗГ, что позволяет предполагать значительную роль органического вещества рассматриваемого комплекса в газообразовании.

Верхнепермский терригенный НГК отличается развитием ОВ, отлагавшегося в условиях, определяющих преобладание в нем гумусовой составляющей. Генерационный процесс характеризуется очень ранним вступлением в ГФН на стадии катагенеза ПК₃ (1,6 км) и выходом из нее на стадии МК₂ (3,0 км). Генерация УВ протекает весьма вяло и не позволяет выделить его наиболее активную часть в ходе ГФН. Следовательно, масштабная генерация жидких УВ вследствие катагенной преобразованности ОВ этого возраста маловероятна.

Таким образом, выявленные закономерности дают возможность определить районы и площади, охваченные процессами генерации различной интенсивности, т.е. обосновать положение в осадочном чехле очагов генерации УВ [34, 35].

Для выявления направлений миграции в осадочном чехле ТПП проанализирована зональность состава битумоидов, экстрагированных из горных пород, позволяющая определить параметры геохимического поля, сложного по составу, содержанию и генетической природе образующих его компонентов. Одним из основных факторов формирования этого поля является сингенетичный фон, фиксирующий в толщах, не затронутых процессами массопереноса УВ.

Распределение сингенетичного фона очерчивает зоны с отсутствием миграции УВ, в пределах которых параметры поля контролируются геохимической обстановкой осадконакопления, литолого-фациальной характеристикой разреза, составом исходного ОВ, интенсивностью его катагенной преобразованности, т.е. являются следствием стадийных процессов преобразования. При миграции в результате перераспределения углеводородных и неуглеводородных компонентов образуется другая составляющая геохимического поля – аномальная по концентрации и составу УВ, которая позволяет выделить области, где протекают миграция, аккумуляция и гипергенное преобразование УВ. Возникновение этих аномалий происходит вследствие процессов наложенного характера, обуславливающих появление эпигенетичных битумоидов.

Параметры аномального поля отражают свойства рассеянных геофлюидалных систем, близких по геолого-геохимическим характеристикам к фазообособленным ГФС – флюидам нефтегазовых залежей. Выполнена значительная по объему работа по увязке геохимических данных по составу битумоидов и флюидов в залежах [34, 35].

Районирование Тимано-Печорской провинции с позиций полиочагового характера развития генерационных процессов

Совместный анализ зональности распределения ОВ различного фациально-генетического типа, его битуминологических показателей и уровня катагенетического преобразования ОВ [15, 16], изученных для разреза осадочного чехла ТПП, позволяет определить пространственное поло-

жение очагов нефтегазогенерации и охарактеризовать их по масштабу генерационных процессов, характеру флюида, типу катагенетической зональности, возрасту материнских толщ и степени их термической преобразованности [17]. Геохимические корреляции «нефть-органическое вещество» и «нефть-нефть», выполненные по биомаркерам углеводородного и неуглеводородного характера, а также палеотектонический анализ дают возможность для обозначения зон нефтегазоаккумуляции, генетически связанных с выделенными очагами генерации и материнскими толщами в их пределах. Характеристика системы очагов генерации и примеры связанных с ними залежей УВ приведены в табл. 7.

В качестве наиболее крупных зон генерации выделяются надочаговые образования крупного ранга – Северная и Южная, представляющие собой ассоциации смежных очагов нефтегазообразования. В северную зону входят Северо-Колвинский и Баренцевоморский очаги генерации (ОГ), в южную – Ижма-Печорский, Джебольский, Верхнепечорский и Печорокожвинский ОГ. Менее крупными очагами второго ранга являются Варандей-Адзвинский и Косью-Роговской. К локальным очагам третьего ранга относятся Хорейверский и Большесынинский (рис. 21).

Ижма-Печорский очаг генерации (обозначен цифрой I на рис. 21 и в табл. 7) расположен в центральной части одноименной впадины – территории, которая характеризуется катагенетической зональностью, редуцированной снизу. Она выражается в том, что в низах осадочного чехла залегают отложения, степень катагенетической преобразованности которых не достигает завершающих стадий катагенеза, а ограничивается этапами МК₄. Это обуславливает образование в данном ОГ залежей УВ в основном нефтяного типа.

Генерирующие толщи развиты в двух НГК: среднедевонско-нижнефранском терригенном и доманиково-турнейском карбонатном. Тип ОВ в обоих комплексах смешанный, с преобладанием сапропелевого материала. За счет генерирующих толщ среднедевонско-нижнефранского комплекса образуются нефтяные залежи как сингенетичного, так и эпигенетичного происхождения. К сингенетичным относятся залежи, выявленные, например, на Западно-Тэбукском, Мичаюском, Джьерском месторождениях. Эпигенетичные залежи формируются в результате вертикальной и латеральной миграции. При вертикальной миграции возникают залежи в широком диапазоне разреза осадочного чехла вплоть до отложений верхней перми.

Характеристика очагов

Название и индекс очага генерации (рис. 5.1)		Тип УВ флюида	Тектоническая приуроченность	Тип катагенетической зональности	Характеристика генерирующих толщ		
					Принадлежность к НГК	Тип ОВ	Степень катагенеза ОВ
Южный	I Ижма-Печорский	Н	Ижма-Печорская синеклиза	Редуцированная снизу	D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{2,3}
					D ₂ -D ₃ f ₁	Г-С	МК _{3,4}
	II Джебольский	Г, ГК	Джебольская ступень и юг Верхнепечорской впадины	Редуцированная сверху	P ₁ terr.	С-Г	МК _{2,4}
					D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{4,5}
					D ₂ -D ₃ f ₁	Г-С	МК _{4,5}
	III Верхнепечорский	Н, Г, ГК	Центральная и северная части Верхнепечорской впадины	Полная и тектонически нарушенная	P ₁ terr.	Г-С	МК _{2,4}
					D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{3,4}
					D ₂ -D ₃ f ₁	Г-С	МК ₄ -АК
					O ₂ -D ₁	С	МК ₅ -АК
	IV Печорокожвинский	Н, Г, ГК	Печорокожвинский мегавал	Редуцированная сверху	D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{3,4}
					D ₂ -D ₃ f ₁	Г-С	МК ₄
					O ₂ -D ₁	С	МК ₅
Северный	V Северо-Колвинский	Н	Север Печорокожвинского авлакогена	Полная	D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{2,3}
					D ₂ -D ₃ f ₁	Г-С	МК _{3,4}
					O ₂ -D ₁	С	МК ₃ -АК
	VI Баренцевоморский	Н, Г, ГК	Баренцевоморский шельф	Полная	P-T	С-Г	МК _{3,4}
					P ₁ карб.	Г-С	МК _{4,5}
					C ₁ v ₂ -P ₁	Г-С	МК _{4,5}

Таблица 7

генерации УВ Тимано-Печорской провинции

Реализация генерационного потенциала (примеры залежей)		
Сингенетических	Эпигенетических	
	Вертикальная миграция	Латеральная миграция
Низевая, Западно-Аресская, Талыйюская	Безымянная - P ₂ , Лемьюская - P ₂ , Исаковская - P ₁ -P ₂	—
Зап.Тэбукская, Минчаюская, Джьерская	Сев.Савиноборская - P ₂ , Верхнекосяюская - P ₂	—
Курьинская	—	—
Джебольская, Прилукская	Рассохинская - С-P ₁ , Патраковская - С-P ₁	Газовые и газоконденсатные залежи юга Минчаю-Пашининского НГР
Джебольская, Прилукская	—	Залежи Ухта-Ижемского, юга Велью-Тэбукского и Минчаю-Пашининского НГР
—	—	—
Юрвож-Большелаягская	Козлаюская - С-P ₁ , Вуктыльская - С-P ₁	—
Юрвожская	—	—
—	—	—
Северо-Кожвинская, Южно-Терехевейская	Печорогородская - С-P ₁	Лузская, Чикшинская, нефтяные залежи юга Шапкина-Юрьянинского вала
Кыртаельская, Южно-Лыжская, Южно-Листвиничная	Югидская - С-P ₁ , Войская - С-P ₁	Нефтяные залежи приобортовой части Большесынинской впадины
—	—	Нефтяные и газоконденсат. залежи зап. борта Денисовского прогиба
—	—	—
—	—	—
Южно-Возейская, Усинская, Центральновозейская	Возейская - D ₂ , Усинская - D ₂ , Костюкская - D ₃ , Харьягинская - D ₂ -T	Восточно-Харьягинская, Верхневозейская, Рогозинская
—	—	Нефт. залежи севера Сорокинского, газ. и газоконд. Колвинского НГР
—	—	Газовые и газоконденсатные залежи севера Печорокожвинской НГО
—	—	Газовые и газоконденсатные залежи севера Печорокожвинской НГО

Название и индекс очага генерации (рис. 5.1)	Тип УВ флюида	Тектоническая приуроченность	Тип катагенетической зональности	Характеристика генерирующих толщ		
				Принадлежность к НГК	Тип ОВ	Степень катагенеза ОВ
VII Варандей-Адзвинский	Н	Юг Варандей-Адзвинской зоны и север Косью-Роговской впадины	Редуцированная снизу	D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{2,3}
				O ₂ -D ₁	С	МК ₃
VIII Косью-Роговской	Н, Г, ГК	Косью-Роговская впадина	Полная и тектонически нарушенная	P ₂	С-Г	ПК-МК ₁
				P ₁	С-Г	МК _{1,3}
				D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{2,4}
				O ₂ -D ₁	С	МК _{4,5} -АК
IX Хорейверский	Н	Центральная часть Хорейверской впадины	Редуцированная снизу	D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{1,2}
				O ₂ -D ₁	С	МК ₃
X Большесынинский	Н	Центральная часть Большесынинской впадины	Полная	P ₁	Г-С	МК _{2,3}
				D ₃ dm-C ₁ t	Г-С	МК _{2,3}
				O ₂ -D ₁	С	МК _{3,5}

Примечание. Н – нефтяные, Г – газовые, ГК – газоконденсатные, С – сапропелевый, Г-С – гумусово-сапропелевый, С-Г – сапропелево-гумусовый, ПК – прокатагенез, МК – мезокатагенез, АК – апокатагенез.

Реализация генерационного потенциала (примеры залежей)		
Сингенетических	Эпигенетических	
	Вертикальная миграция	Латеральная миграция
Южно-Торавейская	Лабоганская - С-Р ₁ , Наульская - С-Р ₁	Пасседская, им. Р.Требса
Нядейюская, Наульская, Сарембойская	Хосолтинская – D ₃ , Седьягинская – D ₃ , Зап.Леккейягинская - D ₂	Нефтяные залежи восточного борта Хорейверской впадины
—	—	—
—	Бергантымыльская – С-Р ₁ , Романьёльская - С-Р ₁	—
Поварницкая, Бергантымыльская, Верхнероговская	—	—
Кочмесская	Кочмесская – Р ₁ аг Интинская – С-Р ₁ Лемвинская – С-Р ₁ Кожимская С-Р ₁	Среднемакарихинское, Усинокушшорское
Лыдушорская, Мусюршорская, Северо-Хоседаюская, Западно-Сандивейская	Ю.Баганская - С-Р ₁ , Веякская - С-Р ₁ , Баганская - С-Р ₁	—
Сандивейская, Западно-Веякская, Лызаюская	Сандивейская - С-Р ₁	—
Пыжьёльская	—	—
Пыжьёльская	Ю.Сынинская - С-Р ₁	—
—	Пыжьёльская – С ₁ t	—

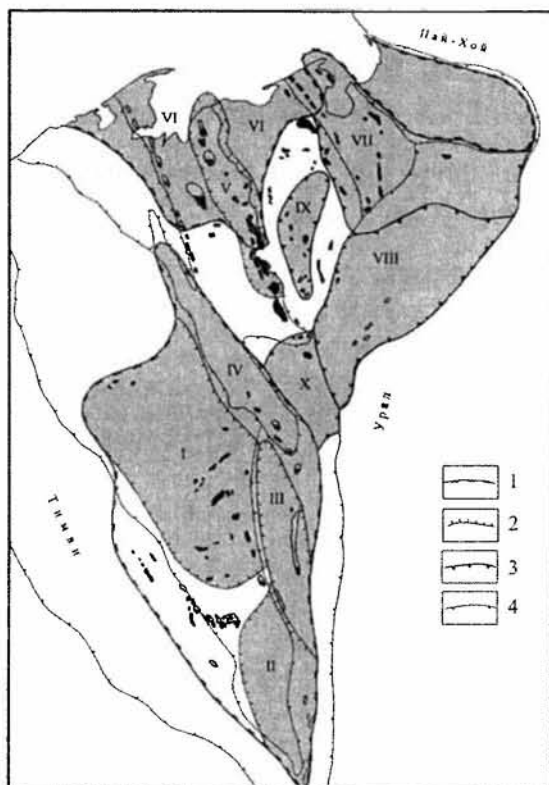


Рис. 21. Схема размещения очагов генерации Тимано-Печорской провинции. Границы: 1 - надочаговых образований; 2 - очагов генерации первого ранга, 3 - очагов генерации второго ранга; 4 - тектонических элементов. Цифрами обозначены очаги генерации (см. табл. 7).

ОВ нефтематеринских толщ, приуроченных к доманиково-турнейскому НГК, на территории рассматриваемого ОГ, преобразовано от МК₂ до МК₃ и находится в условиях главной зоны нефтеобразования.

Джебольский очаг генерации (II на рис. 21) охватывает Джебольскую ступень и юг Верхнепечорской впадины, характеризуется редуцированной сверху катагенетической зональностью, высокой катагенной преобразованностью нефтематеринских толщ среднеордовикско-нижнедевонского(?), среднедевонско-нижнефранского, доманиково-турнейского возраста (табл. 7).

С отложениями среднеордовикско-нижнедевонского НГК связывается незначительный генерационный потенциал. Содержащееся в НГМП ОВ преобразовано до стадии МК₃-АК, реализация его, вероятно, имеет место в Верхнепечорской впадине. Формирование залежей происходило в основном, в процессе вертикальной миграции.

Наибольшее значение имеют НГМП, связанные с доманиково-турнейским НГК, представленные почти по всему разрезу доманикоидными фациями, преобразованными до стадий МК₄₋₅. Латеральная миграция из Джебольского очага обуславливает формирование залежей Мичаю-Пашнинского и Ухта-Ижемского НГР.

Верхнепечорский очаг генерации (III на рис. 21) территориально связывается с центральной и северной частями Верхнепечорской впадины, характеризуется полной катагенетической зональностью с развитием нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей. Нефтематеринские толщи залегают в отложениях среднеордовикско-нижнедевонского (?), среднедевонско-нижнефранского, доманиково-турнейского, нижнепермского терригенного НГК.

Нефтегазоматеринские толщи первых трех комплексов находятся на весьма высоких стадиях катагенетического преобразования, отвечающих на большей части территории выходу из ГФН. В соответствии с этим они генерируют очень легкие нефти, газоконденсатные флюиды и сухой газ.

Печорокожвинский очаг генерации (IV на рис. 21) в плане соответствует территории Печорокожвинского мегавала, характеризуется редуцированной сверху катагенетической зональностью. Нефтегазоматеринские толщи связываются с отложениями силурийско-нижнедевонского, среднедевонско-нижнефранского, доманиково-турнейского возраста НГК. Среди них ведущими в отношении генерационного потенциала являются отложения среднего девона - нижнего франа, преобразованные до стадии МК₂₋₅. Реализация генерационного потенциала происходила в условиях развития палео- и современной геологической структуры, приведшей к образованию на ее месте западной ветви Печороколвинского авлакогена.

По-видимому, отложения доманиково-турнейского возраста в этом районе вряд ли имеют возможность для реализации огромного генерационного потенциала сосредоточенного в них РОВ, в связи с недостаточной их катагенной преобразованностью на большей части рассмат-

риваемой территории и весьма затрудненными условиями эмиграции и миграции в вышезалегающие толщи, обладающие пониженными коллекторскими свойствами. Геохимическую зональность и распространение генотипов битумоидов в этом районе маскирует инверсионная природа Печорокожвинского мегавала, обусловившая широкое развитие вертикальных миграционных потоков, охватывающих весь разрез осадочного чехла (табл. 7).

Северо-Колвинский очаг генерации (V на рис. 21) расположен в пределах северной части Печорокожвинского авлакогена, включая прилегающие районы Хорейверской впадины и распространяясь на юг до широт современных Пашшорского и Возейского месторождений. Он характеризуется катагенетической зональностью полного типа. Нефтегазоматеринские толщи связаны с отложениями силурийско-нижнедевонского карбонатного и среднедевонско-нижнефранского терригенного НГК, они имеют весьма ограниченное площадное распространение в отложениях доманиково-турнейского комплекса на юге очага, а в нижнепермском терригенном комплексе – в крайних северных районах. Таким образом, основной генерационный потенциал связывается в этом очаге с ОВ отложений силура – нижнего девона и, в значительно меньшей степени, с терригенными поддоманиковыми отложениями.

Органическое вещество в отложениях нижнего палеозоя, преобразованное до стадии МК₄ и выше, сохранилось в достаточно большом количестве для такого уровня катагенеза, что свидетельствует о весьма значительном исходном генерационном потенциале. Состав унаследованных алкановых УВ отражает особенности раннедевонских биоценозов, за счет которых образованы уникальные высокопарафинистые нефти Харьягинского и сопредельных месторождений.

Индивидуальный состав углеводородов метано-нафтенной фракции битумоидов и корреляции «нефть-органическое вещество» с очевидностью свидетельствует о генерации в рассматриваемом районе как минимум двух генотипов нефтей, при этом определяющим является генотип, связанный с отложениями силурийско-нижнедевонского возраста. Однако в крайних северных районах, особенно в пределах современного морского шельфа, существенный вклад в генерацию УВ внесен органическим веществом, накопление которого связано с морскими отложениями нижней перми. Им генерируется своеобразный тип нефтей и газоконденсатов на севере Печорокожвинского авлакогена, суще-

ствование которых, по-видимому, связано с развитием *Баренцевоморского очага генерации* (VI на рис. 21).

Границы *Хорейверского очага генерации* (IX на рис. 21 и в табл. 7) выражены нечетко и ориентировочно могут быть связаны с центральной частью Хорейверской впадины. Катагенетическая зональность отличается чрезвычайной растянутостью стадий, связанной с существованием низкотемпературного режима в пределах всей впадины на протяжении ее развития и обуславливающей редуцированную снизу катагенетическую зональность. Нефтематеринские толщи в пределах рассматриваемого очага распространены, главным образом, в отложениях доманиково-турнейского возраста и в меньшей степени – в отложениях нижнего силура на крайнем юго-востоке впадины. Наибольший интерес в отношении генерации УВ в пределах Хорейверского очага представляют нефтематеринские толщи, связанные с отложениями доманиково-турнейского возраста.

Варандей-Адзвинский очаг генерации (VII на рис. 21) охватывает территорию одноименной структурной зоны, а также сопредельных районов Хорейверской и севера Косью-Роговской впадин. Рассматриваемый ОГ, так же, как и Хорейверский, отличается растянутой катагенетической зональностью, редуцированной снизу. Нефтематеринские толщи связаны с отложениями силурийско-нижнедевонского и доманиково-турнейского возраста, ОВ которых преобразовано до стадии МК₃₋₄. По масштабу генерационных процессов определяющими являлись НГМП в карбонатных отложениях силура – нижнего девона.

Косью-Роговской очаг генерации (VIII на рис. 21) выделяется в объеме Косью-Роговской впадины, гряды Чернышева и прилегающей части Хорейверской впадины в границах Макариха-Салюкинской зоны. Нефтематеринские толщи, приуроченные к рассматриваемому очагу генерации, отличаются широким распространением в разрезе осадочного чехла и связываются с отложениями силурийско-нижнедевонского, доманиково-турнейского, нижнепермского и верхнепермского возраста. В разрезе отмечается большая растянутость начальных и средних стадий катагенеза. В пределах впадины развит полный и тектонически нарушенный типы катагенетической зональности. Для района в целом характерны нефтегазоматеринские толщи низкой продуктивности, а в наиболее молодых пермских нефтегазоматеринских породах развит смешанный тип ОВ с преобладанием гумусовой составляющей, обус-

ловливающий, несмотря на значительные мощности этих отложений, низкий генерационный потенциал содержащегося в них ОВ.

Большесынинский очаг генерации (X на рис. 21) охватывает территорию всей Большесынинской впадины и южного окончания Колвинского мегавала. В его разрезе развита катагенетическая зональность полного типа. Нефтегазоматеринские толщи связаны с отложениями силурийско-нижнедевонского, доманиково-турнейского и нижнепермского возраста. Наибольшими генерационными возможностями обладает ОВ отложений нижнего палеозоя. Интенсивность его катагенной преобразованности меняется от МК₄ до АК. Нефтематеринские толщи генерируют нефти конечных этапов нефтеобразования.

НГМП, связанные с семилукско-турнейскими отложениями, содержат ОВ гумусово-сапропелевого типа, преобразованное до стадии МК₂-МК₃. ОВ материнских пород пермского возраста преобразовано до стадий МК₂-МК₃, состав битумоидов свидетельствует о возможности генерации жидких УВ, несмотря на низкий генерационный потенциал, обусловленный преобладанием гумусовой составляющей в ОВ. В нефтегазоматеринских толщах верхней перми органическое вещество преобразовано до стадий МК₁-МК₂.

4.4. Эволюция очагов нефтегазообразования и принципы формирования зон нефтегазонакопления

Эволюция перечисленных выше очагов нефтегазообразования рассматривается с позиций распространения нефтегазоматеринских толщ, специфики исходного ОВ, отражающейся в изменении состава генерируемых рассеянных углеводородных геофлюидальных систем в процессе катагенеза, истории геологического развития очагов, определяющей реализацию генерационного потенциала ОВ в областях аккумуляции, пути и способы миграции УВ в отдельных НГК.

Очаги нефтеобразования зарождаются в нижних горизонтах *среднеордовикско-нижнедевонского НГК* на глубине более 2,2 км к началу герцинского цикла тектогенеза (средний девон) в палеорифтовых прогибах севера Печороколвинского авлакогена (Ярейю-Хыльчующий, Харьгинский, Усинско-Большесынинский), а также в перикратонном палеопрогибе на месте современного западного склона Урала и Пред-

уральского краевого прогиба. В течение герцинского цикла тектогенеза эти очаги подвергаются значительной дифференциации, обуславливающей катагенную преобразованность ОВ нефтематеринских пород комплекса до стадий МК₂-АК₁. Этим определяется положение границ очагов нефтегазообразования в пределах северной части Печороколвинского авлакогена, его южной части и Большесынинской впадины, Печорокожвинского мегавала, Варандей-Адзвинской структурной зоны, Кортаихинской, Косью-Роговской и Верхнепечорской впадин.

На протяжении всей палеозойской и мезокайнозойской геологической истории наиболее крупной внеочаговой областью аккумуляции нефтей в отложениях О₂₋₃-D₁ НГК был Большеземельский свод, погребенный под пермско-мезокайнозойскими отложениями Хорейверской впадины. Крупная внеочаговая область существовала в пределах современной Ижма-Печорской впадины, бесперспективность которой по отложениям рассматриваемого комплекса объясняется отсутствием отложений с достаточным генерационным потенциалом в пределах собственно Ижма-Печорской впадины, ограниченным масштабом миграции из Печорокожвинского очага вследствие неоднократного обновления системы Припечорского глубинного разлома и весьма незначительным генерационным потенциалом О₂₋₃-D₁ НГК в Верхнепечорской впадине. Внутриочаговые зоны нефтенакопления, связанные с отложениями О₂₋₃-D₁ НГК, находились в пределах Печороколвинского авлакогена и внешних бортов структур Предуральского прогиба. Тектонические подвижки, сопровождаемые неоднократным обновлением разломных зон при инверсии валов, авлакогенов и складкообразовательные процессы в Приуралье, способствовали вертикальной миграции нефти из О₂₋₃-D₁ НГК в более молодые отложения этих очагов нефтегазообразования.

Масштабы генерации газа ОВ рассматриваемого комплекса имели подчиненный характер по сравнению с генерацией им жидких УВ. Основное газообразование происходило на заключительных этапах тектонического развития. Газ, по-видимому, поступал в уже сформированные зоны нефтенакопления, растворяя аккумулированную в них нефть и способствуя тем самым формированию газоконденсатных залежей. По-видимому, этот процесс пользовался широким распространением в пределах Печорокожвинского очага и впадинах Предуральского прогиба. Образование первичных газоконденсатов происходило в весьма ограниченных объемах и примеров таких залежей практически не обна-

ружено. Сохранность газовых и газоконденсатных залежей обеспечивалась соответствующим качеством покрышек.

В среднедевонско-нижнефранском НГК наиболее значимые по своему генерационному потенциалу очаги нефтегазообразования продолжают существовать в пределах Печорокожвинского очага, закладываются новые области генерации, связанные с Ижма-Печорским и Жебольским очагами. Катагенез НГМП среднего девона-нижнего франа на этой территории составляет $МК_2$ – $МК_4$ и лишь в районе Жебольского очага, захватывающего и южную часть Верхнепечорской впадины, достигает $МК_5$ – $АК_1$. В Верхнепечорском очаге, в пределах центральной и внутренней частей Верхнепечорской впадины и Печорокожвинском очаге, интенсивность преобразованности ОВ достигает $МК_5$ и выше. Наибольший объем НГМП средней продуктивности отмечается в пределах Печорокожвинского очага нефтегазообразования и на юго-востоке Ижма-Печорского очага, в районе палеопргиба, развитие которого определило положение Илыч-Чикшинской полосы глубинного разлома (Мичаю-Пашнинский вал, Жебольская ступень). Весьма незначительная продуктивность у НГМП на севере Колвинского мегавала и в прилегающей части Денисовского пргиба. Катагенез среднедевонско-нижнефранских отложений здесь достигает уровня $МК_4$.

Наиболее активно процессы генерации протекали в Печорокожвинском очаге нефтегазообразования. Генерация нефти в среднедевонско-нижнефранских отложениях началась здесь уже в раннем визе. К позднему карбону – ранней перми, времени инверсионных подвижек и начала формирования Лыжско-Кыртаельского вала на месте Печорокожвинского палеорифта залежи нефти могли появиться на его юго-западном и северо-восточном плечах, а также в локальных структурах формируемого палеовала. Поступавший в эти залежи газ из палеозойских НГМП нижнеэифельского возраста, которые уже находились в ГЗГ, способствовал образованию вторичных газоконденсатных залежей с масштабными нефтяными оторочками.

В пределах Ижма-Печорского очага, на территории Илыч-Чикшинского палеопргиба НГМП среднего девона – нижнего франа достигли главной зоны нефтегазообразования в поздней перми. К этому времени на юге Ижма-Печорской впадины (Омра-Лыжская седловина) и юго-восточном склоне Тимана уже существовали крупные внеочаговые ловушки в отложениях D_2 – D_3f_1 НГК. Хорошо проницаемые среднедевон-

ские песчаники служат путями миграции рассеянных геофлюидальных систем, качественно оформившихся в главную фазу нефтеобразования. На севере Печорокожвинского авлакогена развивался самостоятельный очаг нефтеобразования, где генерация нефти началась лишь в поздней перми и могла продолжаться в триасе.

Позднепермско-триасовый этап тектогенеза в ТПСБ характерен не только инверсионными подвижками в Печорокожвинском авлакогене, Варандей-Адзвинской структурной зоне, обновлением структурного плана в Ижма-Печорской и Хорейверской впадинах, формированием покровно-надвиговой складчатости на западном склоне Урала и в прилегающих зонах краевого пргиба, но и погружением отложений среднедевонско-нижнефранского НГК из зон нефтеобразования в зоны газоконденсато- и газообразования. Эти нисходящие перемещения захватили южную часть Печорокожвинского и Верхнепечорский очаг, где на Приуральском перикратоне образовался краевой пргиб с многокилометровой толщей пермско-триасовых молассовых формаций.

Генерированные в терригенных отложениях среднего девона-нижнего франа газ и конденсат, а этому способствовала гумусовая составляющая РОВ, поступали в уже имевшиеся или вновь сформированные ловушки, насыщая до предела нефть или образуя газоконденсатные системы. Изостатические положительные движения, пришедшие на смену конвергентному этапу в геологической истории ТПСБ, наиболее активно проявились в его южной половине, что вызвало общий наклон Тимано-Печорской плиты в сторону Печорского моря. Это привело к падению пластовых давлений в нефтяных и газовых залежах D_2 – D_3f_1 НГК и выделению газа в свободное состояние. Газ во многих случаях оттеснил нефть по восстанию пластов за пределы ловушек. В результате, например, Ярегское месторождение гипергенно измененной, но насыщенной газом нефти, залегает выше, чем газовые месторождения в единой Ухта-Ижемской зоне, основная подпитка которой происходила за счет реализации потенциала Жебольского очага.

Хотя отложения **нижне-среднефранского карбонатно-терригенного подкомплекса** широко распространены в пределах ТПП, но средне- и низкопродуктивные материнские породы установлены лишь в зонах разломов глубокого заложения – Припечорского, Подчерем-Каменского (юго-восточное продолжение Припечорского), Илыч-Чикшинского, Колвинского разлома с его северными ветвями. Степень катагенеза в

приразломных зонах достигает $МК_3$ – $МК_4$, что квалифицирует их как очаги нефтеобразования. Один из этих очагов с возможным газообразованием в наиболее погруженных участках располагался в зонах Припечорского и Илыч-Чикшинского разломов, второй – на севере Колвинского мегавала. Поскольку эти очаги в указанных районах являются прямыми наследниками очагов в D_2 – D_3f_1 НГК, то генерированная ими нефть и возможно газ участвуют в формировании месторождений по такой же модели, которая проявляется в D_2 – D_3f_1 НГК. Отдаленный северо-восточный Варандей-Адзвинский очаг также наследует границы, заложенные еще в O_{2-3} – D_1 НГК. Его генерационный потенциал не имеет особого значения в сравнении с мощными генерационными возможностями подстилающего O_{2-3} –НГК. Генерационная модель последнего явилась определяющей для всего Варандей-Адзвинского очага генерации.

Среднефранско-турнейский комплекс отличается широким распространением нефтематеринских толщ, связанных с отложениями доманиковой свиты. На этом фоне наибольшие мощности НГМП с высокой и средней концентрацией Сорг наблюдаются на территории Ижма-Печорского очага нефтеобразования, а также Джебольского очага газообразования и Печорокожвинского очага нефтегазообразования, в пределах которого они имеют максимальные значения.

Генерация жидких УВ оказалась возможной к началу ранней перми в районах Печорокожвинского и Джебольского ОГ. К триасовому времени начинается активизация генерации жидких УВ в пределах Ижма-Печорского очага генерации, а на территории Хорейверского ОГ в это время она проявляется в ограниченном масштабе и лишь в районах, пограничных со структурами Предуральского краевого прогиба. Центральные районы Хорейверского ОГ включились в генерационный процесс только к началу юры. По-видимому, он продолжается на данной территории до настоящего времени.

Принципиально иная картина наблюдается в Верхнепечорском, Большесынинском и Косью-Роговском очагах нефтегазообразования, в которых генерационные процессы можно связывать с относительно глубоководными отложениями доманиковых фаций позднефаменско-турнейского возраста, распространенными на востоке Предуральского прогиба. Эти толщ содержат среднепродуктивные породы и степень катагенетической преобразованности ОВ достигает $МК_3$ – $МК_5$.

Таким образом, эта НГМТ может рассматриваться в качестве источника образования газоконденсатных и газовых залежей в крайних восточных районах этих ОГ, что подтверждается наличием сингенетических проявлений легкой нефти, сухого и конденсатного газа при разбуривании этой толщи в Вуктыльском и Джебольском районах.

Интенсивность генерации УВ, ее масштабы и условия эмиграции отличались в различных очагах нефтегазообразования. Весьма продуктивными оказались нефтематеринские толщ Печорокожвинского ОГ, в котором степень катагенеза высоко- и среднепродуктивных НМТ толщиной до 40 м достигала стадий $МК_3$ – $МК_4$.

Максимальная степень преобразованности отмечается, как правило, в зоне глубинных Припечорских разломов, по которым в раннем фране происходили базальтовые магмопроявления. Изменение градиентов катагенетического преобразования в этой зоне также свидетельствует об изменении интенсивности тепловых потоков в отдельных районах Печорокожвинского очага нефтегазообразования. Вследствие этого отмечается активность генерационных процессов в его западном, восточном и южном участках.

Наиболее активные процессы генерации жидких УВ протекали в пределах Ижма-Печорского очага нефтеобразования, Омра-Сойвинской седловины и Лыжско-Лузской перемычки, представляющих собой зоны распространения высокопродуктивных пород доманика толщиной до 20–30 м. В них степень катагенной преобразованности ОВ достигает стадий $МК_3$. Учитывая незначительные современные и палеоглубины залегания пород, это свидетельствует о весьма интенсивном тепловом потоке, существовавшем ранее и имеющем место сейчас в пределах северной и центральной частей Ижма-Печорского очага. Это привело к интенсивной и быстрой реализации его генерационного потенциала за относительно небольшой промежуток времени.

Наиболее высокий градиент катагенной преобразованности ОВ отмечен в пределах Джебольского очага, где высокопродуктивные породы доманикового горизонта толщиной до 30 м и среднепродуктивные доманикоидные породы фаменско-турнейского возраста преобразованы до стадий $МК_4$. Прирост значений интенсивности катагенной преобразованности с глубиной в этом очаге наиболее высокий, что свидетельствует о весьма активном и кратковременном этапе генерации жидких УВ в его пределах и преобразовании в них легких нефтей и конденсатов.

Увеличение степени катагенеза ОВ в пределах доманиковой свиты Верхнепечорского очага генерации до позднего мезокатагенеза (МК₄-МК₅) и даже апокатагенеза при толщинах 30–40 м позволяет предполагать в этом районе генерацию не только нефти, но и газа. Аналогичные условия генерации при общем снижении потенциала нефтематеринских пород в северном направлении за счет уменьшения их мощности и обогащенности ОВ отмечаются в пределах Большесынинского и Косью-Роговского очагов генерации.

Подобное снижение продуктивности пород доманикового типа имеет место в пределах Северо-Колвинского и Варандей-Адзвинского ОГ, при этом в этих районах интенсивность катагенной преобразованности ОВ снижается до МК₂. Это позволяет прогнозировать незначительную реализацию нефтегенерационного потенциала доманиковых отложений в этих очагах.

Для всех очагов генерации характерно позднее время вступления в зону «нефтяного окна» органического вещества доманикового возраста. Эти процессы начались с ранней перми и продолжаются вплоть до настоящего времени в Хорейверском и Ижма-Печорском очагах. Масштабы генерации нефти ОВ доманика резко преобладают над генерацией газа. За счет рассматриваемого ОВ сформировались залежи в отложениях, начиная от D₃dm–C₁t НГК и более молодых. Особое место в D₃dm–C₁t НГК занимают рифовые постройки и перекрывающие их фаменские известняки, которые не только участвовали в формировании ловушек, но и обеспечивали латеральную миграцию УВ в устойчивые зоны нефтенакпления Большеземельского свода и Омра-Лыжской седловины. В тектонически активных районах Печороколвинского авлакогена, Варандей-Адзвинской структурной зоны и Приуралья особую роль в процессах формирования залежей сыграли разломы и разуплотнения в осадочном чехле, обусловивших преимущественно вертикальные процессы миграции.

В пределах *нижнепермского галогенно карбонатно-терригенного НГК* выделенные с большой долей условности продуктивные слои в многосотметровой толще нижнепермских молассовых формаций Предуральского краевого прогиба обеспечили генерацию газа и, в меньшей степени, легкой нефти. Небольшие залежи «сухого» метанового газа и газопроявления встречены при бурении в песчаниках и алевролитах артинского и кунгурского ярусов. Высоким катагенезом (МК₄–МК₅) пород артинско-кунгурской молассы с ее преимущественно гумусовым типом ОВ объясняется

преобладание генерации метанового газа в центральных и восточных зонах Верхнепечорской впадины. Отсутствие высокопроницаемых коллекторов и хороших покрышек в песчано-аргиллитовых толщах не способствовало процессам латеральной миграции, обеспечивающей формирование крупных залежей газа за счет его сбора из продуктивных слоев на большой площади. Скопления газа отмечены в зонах трещиноватости, вдоль разломов. Одним из немногих положительных факторов, предотвращающих рассеивание газа, являются пласты ангидритов кунгура, представляющие собой хорошую покрышку. О генерации жидких УВ свидетельствует присутствие в газовых залежах небольшого количества конденсата. Его содержание увеличивается в западном направлении, т.е. в сторону менее жестких термобарических условий.

В Большесынинской и Косью-Роговской впадинах катагенез молассовых пород ограничивается стадиями МК₁–МК₂. Здесь, вместе с газом, генерация которого произошла вне главной зоны газообразования, встречены нефтепроявления. Это выбросы легкой нефти при проходке горных выработок в шахтах (верхняя часть нижнепермской молассы содержит пласты углей). Метановый газ из очага в нижнепермской молассе пока не нашел практического использования. Однако его роль в общем балансе газоносности Предуральского краевого прогиба несомненна. Он участвовал не только в формировании небольших залежей сингенетических моласс, но и проникал в ловушки, сложенные внедрившимися в молассу пластинами карбонатных пород.

4.5. Характеристика основных месторождений

К настоящему времени в ТПП открыто 212 месторождений УВ промышленного значения и установлено широкое распространение нефтегазопроявлений и скоплений УВ флюидов непрямоугольного характера как по разрезу осадочного чехла, так и по площади. Ниже приводится описание лишь наиболее характерных залежей и месторождений для той или иной НГО.

Тиманская НГО

В пределах Тиманской НГО, принадлежащей мобильному мегаблоку, Госбалансом учтено 12 в основном однозалежных месторождений. По величине запасов УВ практически все скопления являются мелки-

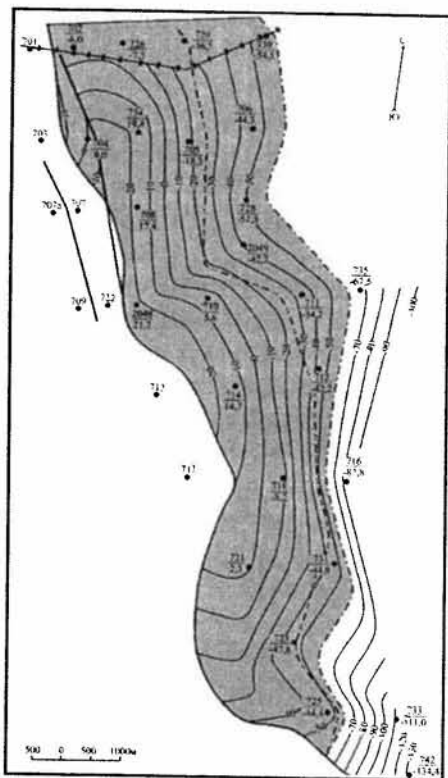


Рис. 22. Ярегское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в пласте «III» на Вежавожской площади. Структурная карта кровли проницаемых песчаных отложений в пласте III верхнего девона.

ми, основная доля запасов УВ увязана с крупным Ярегским месторождением (рис. 22, 23).

Промышленная продуктивность установлена только в среднедевонско-франском терригенном НГК Ухта-Ижемского НГР.

Среднедевонско-нижнефранский НГК. Глубина залегания отдельных залежей изменяется от 30 м (Нижнечутинское месторождение) до 785 м (Войвожское месторождение). Наиболее высокое гипсометрическое положение занимает Ярегский участок (Ярегское, Западно-Ухтинское, Чибьюское, Нижнечутинское месторождения), где все залежи находятся на глубинах не более 500 м.

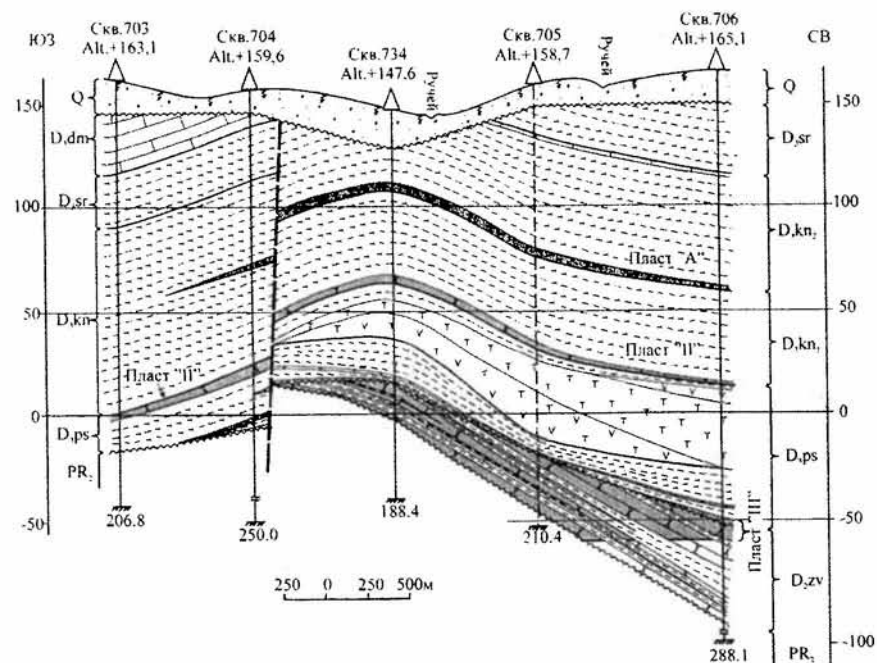


Рис. 23. Ярегское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных девонских отложений по линии скважин 703-704-734-705-706 (Турчанинов и др., 1987 г.)

По типу залежей большинство пластовые, литологически и тектонически экранированные. Промышленная нефтегазоносность выявлена как в среднедевонских, так и в нижнефранских отложениях. Наиболее высокими емкостными свойствами обладают живетские и джьерские пласты – открытая пористость их изменяется от 20 до 27%, проницаемость 49–2617 мД.

Ижма-Печорская НГО

В пределах НГО, приуроченной к стабильному мегаблоку земной коры, на сегодняшний день выявлено 43 месторождения УВ, в большинстве нефтяных. Месторождения в основном многозалежные (Западно-Тэбукское, Пашнинское). Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности – от среднедевонских до верхнепермских отложений включительно.

Среднедевонско-нижефранский НГК

К терригенным отложениям поддоманикового комплекса в Ижма-Печорской впадине приурочено порядка 45% всех залежей УВ. Залежи комплекса имеют широкое площадное распространение и установлены в пределах практически всех тектонических элементов II порядка на глубинах от 880 м (Омра-Сойвинская ступень) до 3225 м (Мичаю-Пашнинский вал). Большинство локальных скоплений УВ связаны с литологически – экранированными ловушками, зачастую осложненными и тектоническими экранами.

Основные коллекторские горизонты приурочены к наиболее выдержанным песчаным пластам эйфельского яруса и старооскольского надгоризонта живетского яруса среднего девона с коллекторами с пористостью от 12 до 20% и проницаемостью до 800 мД.

Доманиково-турнейский НГК

Промышленная нефтегазоносность комплекса определяется распространением рифовых построек (барьерных, одиночных рифов и рифовых банок) франского яруса, которые совместно с надрифовыми пластами являются основными природными резервуарами. Залежи нефти связаны с собственно рифовыми телами, с пластами их облекания, с фаменскими мелководно-шельфовыми карбонатами и отложениями толщи заполнения верхнедевонской некомпенсированной впадины. Наибольшая часть скоплений УВ сконцентрирована в надрифовых пластах франского и фаменского возраста.

Наиболее высокеемкими коллекторами являются органогенно-обломочные известняки, приуроченные к гребневым частям рифов (Аресское, Восточно-Сотчемью-Талыйюское и др. месторождения). Пористость коллекторов составляет 7–20%, средняя проницаемость – 550 мД, основной тип пустотного пространства – трещинно-поровый и каверново-поровый. Залежи в основном высокодебитные (до 200–250 т/сут.).

Средневизейско-нижепермский НГК

Залежи УВ в отложениях комплекса выявлены только в пределах Мичаю-Пашнинского вала (Пашнинское и Исаковское месторождения) на глубинах порядка 1200 м. Продуктивные отложения представлены нижепермскими карбонатными отложениями артинского яруса. Поровые и каверново-поровые коллекторы характеризуются пористостью

16–17%, проницаемостью до 30 мД. Залежи пластовые, сводовые, малодебитные (6–8 т/сут.).

Нижепермский НГК

Пластовые и массивные, литологически экранированные залежи УВ в отложениях комплекса Ижма-Печорской впадины единичны и выявлены на Северо-Савиноборском и Береговом месторождениях на глубинах 900–1030 м. Коллекторами являются кунгурские мелководно-морские отложения с пористостью 16–18%.

Верхнепермский НГК

Промышленная нефтегазоносность комплекса контролируется зонами развития полимиктовых песчаников руслового генезиса казанского и уфимского ярусов на глубинах от 400 м до 1000 м (Сунаельское, Лемьюское, Исаковское и др. месторождения). Коллекторы порового типа с пористостью до 28% и проницаемостью более 4000 мД. Залежи пластовые, сводовые, как правило, литологически экранированные и литологически ограниченные, характеризуются величинами дебитов скважин от нескольких тонн в сутки до 30 т/сут.

Ниже приводится краткое описание наиболее типичных для Ижма-Печорской впадины месторождений.

Западно-Тэбукское нефтяное месторождение

В тектоническом отношении Западно-Тэбукская структура приурочена к северо-западной части Тэбукской ступени и представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку широтного простирания с крутым южным и пологим северным крылом.

Госбалансом по месторождению учтено восемь нефтяных залежей, характеристика которых приводится ниже.

По величине начальных извлекаемых запасов нефти Западно-Тэбукское месторождение относится к категории крупных.

Залежь нефти в карбонатных отложениях васькеркской свиты нижнего силура.. Это массивная залежь нефти, имеющая размеры 2×9,5 км и высоту около 30 м. Она приурочена к коллекторам, представленным трещиноватыми и выщелоченными доломитами и доломитизированными известняками с пористостью 12%. От залегающего выше пласта «III» эйфельского яруса среднего девона доломиты вась-

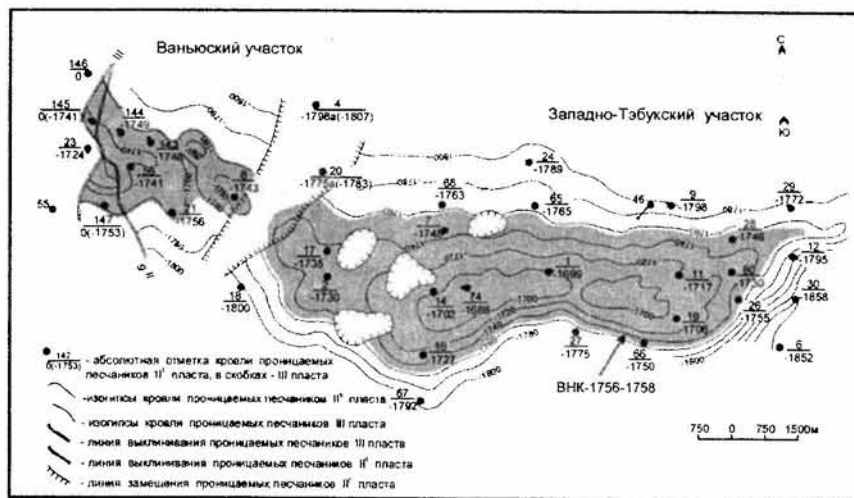


Рис. 24. Западно-Тэбукское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в пласте «IIб+III». Структурная карта кровли проницаемых песчаников пласта «IIб+III» среднего девона (Шатов и др., 1993 г.).

керкской свиты отделяются маломощной глинисто-алевролитовой пачкой, которая в силу своего несовместного развития не может служить надежной крышкой.

Считается, что залежь образована за счет насыщения нефтью из вышележащего пласта III. Это подтверждается сходством свойств нефтей данных залежей.

Залежи нефти в терригенных отложениях эйфельского яруса среднего девона (пласты III и IIб) (рис. 24). В пластах III и IIб выявлены залежи нефти на Западно-Тэбукском и расположенном западнее Ваньюском участках. Пласты III и IIб гидродинамически сообщаются друг с другом и на обоих участках вмещают единые залежи. Сводовая, пластовая, литологически ограниченная залежь Западно-Тэбукского участка залегает на глубине 866 м. Ее размеры составляют 3,7×12 км, высота около 70 м. Залежь Ваньюского участка является пластовой, и литологически ограниченной, размерами 2×4 км и высотой 31 м.

Коллекторы пластов III и IIб представлены кварцевыми разнородными песчаниками с поровым типом емкостного пространства. Коллекторские свойства оцениваются как высокие, пористость составляет

17%, эффективные нефтенасыщенные мощности пласта III изменяются от 7 м до 16 м, пласта IIб – от 4 до 18 м. Пласты III и IIб разделены маломощным и невыдержанным по площади глинистым прослоем, вследствие чего они образуют единую гидродинамическую систему. Покрышкой служит глинисто-алевролитовая пачка, ее мощность, разделяющая пласты IIб и IIа, от 5 м в центральной части до 10–12 м на востоке.

По пласту III максимальный дебит составил 222 т/сут на 12 мм штуцере, из пласта IIб наиболее интенсивный приток дебитом 261,6 т/сут был получен на 15 мм штуцере.

Нефти Западно-Тэбукского и Ваньюского участков практически идентичны по составу. В стандартных условиях они характеризуются как средние по плотности, смолистые, асфальтенистые, парафинистые, сернистые.

Начальные извлекаемые запасы залежи составляют 70% от запасов месторождения в целом.

Залежь нефти в терригенных отложениях эйфельского яруса среднего девона (пласт IIа). Залежь размерами 3,5×12 км и высотой 90 м приурочена к сводовой, литологически ограниченной ловушке, залегающей на глубине 1849 м.

Продуктивные горизонты, представленные кварцевыми песчаниками, залегают в виде 1–3 пластов, разделенных прослоями глин. Коллекторы обладают поровым типом пустотного пространства и характеризуются как высокочемкие. Коэффициент пористости (K_p) составляет 0,15. Покрышкой служит глинистая пачка мощностью 5 м, разделяющая пласты IIа и IIв.

Максимальный дебит нефти составил 170 т/сут на 10,4 мм штуцере.

В стандартных условиях нефть пласта «IIа» имеет среднюю плотность и относится к смолистым, асфальтенистым, парафинистым, сернистым. Запасы залежи в пласте «IIа» составляют 15% от запасов месторождения в целом.

Залежи нефти в терригенных отложениях живетского яруса среднего девона и франского яруса верхнего девона (пласты Iв и Iб). Песчаники пласта Iв в центральной части и на западе структуры полностью размыты и развиты только на восточной периклинали. Здесь пласты Iв и Iб образуют единую стратиграфически экранированную залежь. Кровля пласта Iв вскрыта скважиной № 80 на глубине 1901 м. Размеры зале-

жи в пределах контура ВНК составляют $2,25 \times 6$ км, высота – около 71 м. Пласт Iб, кроме того, вмещает еще до четырех самостоятельных залежей, связанных с пластовыми, литологически экранированными и литологически ограниченными ловушками. Размеры самого крупного скопления, расположенного на западной периклинали, составляют $3,0 \times 4,9$ км, высота – 105 м.

Продуктивные горизонты представлены кварцевыми песчаниками с поровым типом емкостного пространства. Пористость составляет 15–16%. Покрышкой служит глинистая пачка мощностью 2–6 м, разделяющая пласты Iб и Ia.

Максимальный дебит при испытании составил 126 т/сут. на 8,7 мм штуцере.

В стандартных условиях нефти характеризуются как средние по плотности, смолистые, асфальтенистые, парафинистые, сернистые.

Начальные извлекаемые запасы нефти по залежи в пластах Iв и Iб на восточной периклинали структуры составляют 3% от запасов месторождения в целом.

Залежи нефти в терригенных отложениях франского яруса верхнего девона (пласт Ia). В пласте Ia джьерского горизонта насчитывается до 9 самостоятельных залежей, расположенных в пределах Западно-Тэбукского и Ваньюского участков (в районе скважин №№ 244 и 253). Залежи пластовые, литологически ограниченные. Кровля пласта Ia вскрыта скважиной № 14 на глубине 1843 м. Размеры залежей составляют от $2,5 \times 5,5$ км до $0,5 \times 0,7$ км, максимальная высота достигает 121 м.

Продуктивные горизонты представлены кварцевыми мелкозернистыми песчаниками с поровым типом пустотного пространства и пористостью до 16%. Покрышкой служит глинистая толща тиманского горизонта франского яруса верхнего девона.

Начальные извлекаемые запасы нефти в сумме по залежам пластов Ia и Iб составляют не более 1,5% от запасов месторождения в целом.

Залежь нефти в карбонатных отложениях фаменского яруса верхнего девона (пласт Φ_2). имеет двухчленное строение, объединяя массивный резервуар верхнефранского рифа и хорошо выдержанные по площади пласты коллекторов задонского и елецкого горизонтов, облекающих риф (рис. 25). Кровля пласта « Φ_2 » вскрыта на глубине 1354 м. В пределах контура нефтеносности скопление имеет размеры $2,5 \times 10$ км и высоту 96 м.

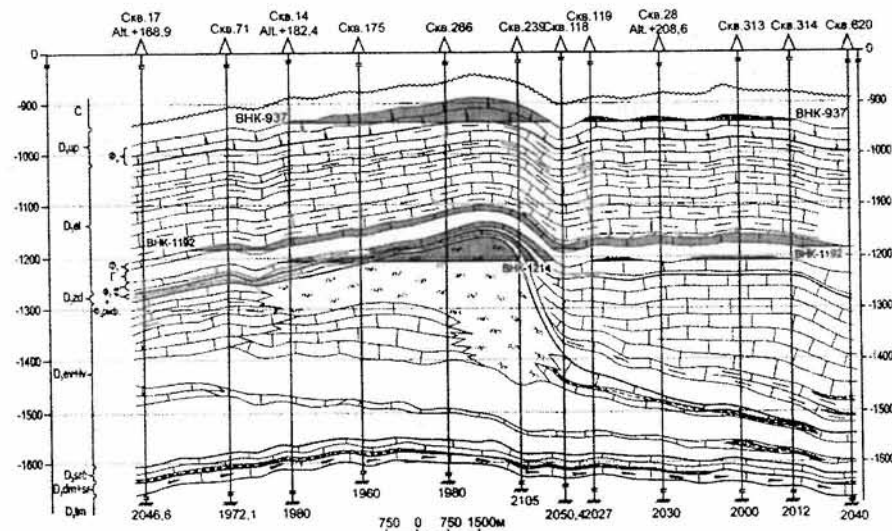


Рис. 25. Западно-Тэбукское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных верхнедевонских отложений (Шатов и др., 1992 г.).

Рифогенные отложения представлены доломитизированными известняками. К своду рифогенной постройки приурочена зона развития древнего карста размерами $0,3–0,8 \times 2,2$ км, с которой связаны высокоемкие коллекторы ($K_p = 0,11$) порово-кавернового типа. Нефтенасыщенная мощность достигает 37,5 м. Покрышкой для залежи служат глинистые отложения репера Г мощностью 25–30 м.

Наиболее интенсивные притоки безводной нефти получены в скважинах, расположенных в центральной части залежи, где развиты рифогенные отложения (дебиты до 600 т/сут.).

Нефть пласта Φ_2 является утяжеленной, высокосмолистой, асфальтенистой, парафинистой, сернистой.

Начальные извлекаемые запасы нефти пласта Φ_2 составляют 5% от запасов месторождения в целом.

Залежь нефти в карбонатных отложениях фаменского яруса верхнего девона (пласт « Φ_1 ») связана со сводовой, пластовой ловушкой. Размеры залежи составляют $3,5 \times 13$ км, высота до 120 м. Продуктивные горизонты представлены известняками и вторичными доломитами.

ми. Коллекторы с пористостью до 15% обладают порово-каверновым типом емкостного пространства.

Впервые на территории ТПП промышленная нефтегазоносность верхнедевонских карбонатных отложений установлена открытием данной залежи.

Дебиты нефти при испытании пласта Φ_1 в скважинах изменялись от 1,4 до 40 т/сут.

Нефть относится к категории утяжеленных, смолистых, асфальтенных, парафинистых, сернистых.

Начальные извлекаемые запасы залежи в пласте Φ_1 составляют 5% от запасов месторождения.

Залежь нефти в карбонатных отложениях фаменского яруса верхнего девона (пласт Φ_0) сводовая, пластовая залегают на глубине 1112 м, ее размеры составляют 2×10 км, высота – до 60 м.

Пласт Φ_0 представляет собой неравномерное чередование пористых и плотных известняков и доломитов. Коллекторы обладают порово-каверновым типом емкостного пространства и характеризуются как низко- и среднеемкие. Пористость достигает 20%, эффективная мощность пласта изменяется от 13,5 до 43,0 м.

Нефть залежи относится к категории утяжеленных, парафинистых, сернистых.

Начальные извлекаемые запасы залежи в пласте Φ_0 составляют менее 1% от запасов месторождения.

Пашнинское нефтегазоконденсатное месторождение

Пашнинская локальная структура приурочена к южной части Мичаю-Пашнинского вала и представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания размерами 15×5 км (по замкнутой изогипсе минус 2680 м) и амплитудой 300 метров.

Государственным балансом полезных ископаемых учтены запасы нефти по залежам в отложениях среднего, верхнего девона и нижней перми.

Запасы свободного газа по месторождению учтены по залежи в живецких (старооскольских) терригенных отложениях.

По величине начальных извлекаемых запасов нефти Пашнинское месторождение относится к категории крупных.

Залежи нефти в отложениях живецкого (старооскольского) яруса среднего девона (пласт Iв «верхняя» пачка и «основная» толща) пласто-

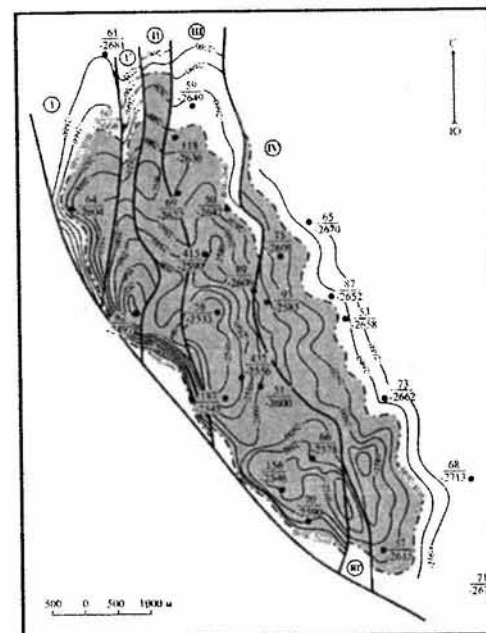


Рис. 26. Пашнинское газоконденсатнонефтяное месторождение. Нефтяная залежь в основной толще пласта «Iв» отложений D_2 ст. Структурная карта кровли пронизаемых песчаников основной толщи пласта «Iв» живецкого яруса среднего девона (Турчанинов и др., 1987 г.).

вые, литологически-ограниченные («верхняя» пачка) и массивные, сводовые («основная» толща), приурочены к мелкозернистым песчаникам кварцевым, трещиноватым, с прослоями глин. Глубина залегания залежей 2665–2695 метров, этаж нефтеносности 145 м («основная» толща) и 180 м («верхняя» пачка) (рис.26). Коллекторы порового типа, с пористостью 13%, эффективной нефтенасыщенной мощностью 7,4–30,7 м.

Дебиты скважин достигали 63–70 т/сут.

Нефти по залежам плотностью 0,836–0,842 г/см³, малосернистые, высокопарафинистые.

Начальные извлекаемые запасы нефти в сумме по залежам составляют 65% от суммарных по месторождению.

Залежь нефти в эйфельских песчаниках среднего девона (пласт III) сводовая, пластовая размерами 7,5×1,5 км, залегают на глубине 3325 м

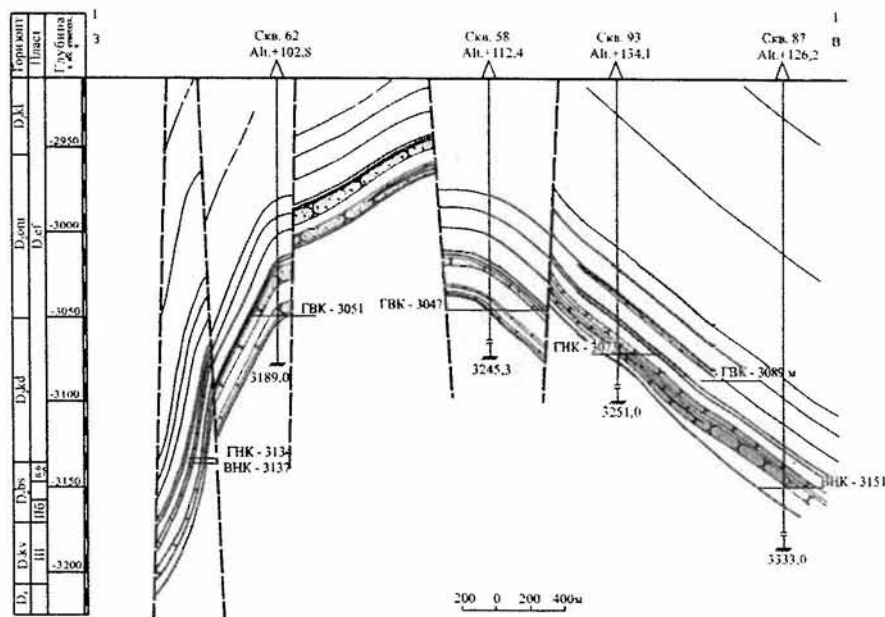


Рис. 27. Пашнинское нефтегазоконденсатное месторождение. Геологический разрез продуктивных отложений среднего девона по линии I-I.

и приурочена к песчаникам кварцевым, разномзернистым с поровым типом коллектора. Пористость – 13%, эффективная нефтенасыщенная мощность – 6,9 м при общей мощности – 32 метра. Этаж нефтеносности составляет 75 метров.

Нефть плотностью 0,833 г/см³ малосернистая, парафинистая.

Начальные запасы нефти в пласте составляют 1% от запасов месторождения.

Залежь газоконденсата в эйфельских отложениях среднего девона (пласт III) (рис. 27). Глубина залегания залежи – 3130 м, размер залежи составляет 8х12 км. Эффективная газонасыщенная мощность – 3,7%, пористость – 11%.

Начальные запасы конденсата в пласте составляет 86% от запасов месторождения.

Залежь нефти в джьерских песчаниках верхнего девона (пласт Ia + Ib) сводовая, пластовая, размерами 4,5х13,7 км залегает на глубине 2635 метров и приурочена к кварцевым песчаникам джьерского го-

ризонта верхнего девона. Коллектор порового типа, с пористостью 14% и эффективной нефтенасыщенной толщиной 7 метров.

При испытании скважин дебит достигал 38 т/сут.

Нефть плотностью 0,837 г/см³ малосернистая, парафинистая.

Начальные извлекаемые запасы нефти пластов составляют 21% от общих запасов Пашнинского месторождения.

Залежь нефти в фаменских карбонатных отложениях верхнего девона сводовая, пластовая размерами 10х2,0 км, залегает на глубине 1370 м и приурочена к перекристаллизованным и неравномерно доломитизированным известнякам, выщелоченным, кавернозным, трещинным с поровым, каверново-трещинно-поровым типом емкостного пространства. Пористость коллекторов составляет 12,9%, эффективная нефтенасыщенная мощность по залежи – 8,6 м при общей мощности пласта 15 метров.

Дебит нефти по скважинам достигал 12 т/сут.

Нефть плотностью 0,873 г/см³ сернистая, парафинистая.

Начальные извлекаемые запасы нефти по залежи составляют 4% от запасов месторождения.

Залежь нефти в нижнепермских карбонатных отложениях сводовая, массивная размерами 8х2,0 км, залегает на глубине 985 метров и приурочена к известнякам артинского яруса нижней перми доломитизированным, пористым и кавернозным. Тип коллектора – каверново-поровый с пористостью 17,6%. Эффективная нефтенасыщенная мощность по залежи составляет 15,3 метра при общей мощности 65 метров. Этаж нефтеносности – 74 метра.

Дебит нефти по скважинам достигал 5 т/сут.

Нефть плотностью 0,873 г/см³ сернистая, парафинистая.

Начальные извлекаемые запасы нефти по залежи составляют 8% от запасов месторождения в целом.

Южно-Низовое нефтяное месторождение

Южно-Низовая локальная структура расположена в пределах Ижемской ступени и связана с зоной распространения рифогенных построек верхнего девона.

Залежь нефти в верхнедевонских карбонатных отложениях сводовая массивная, размерами 3,8х2,0 км и высотой 31 м залегает на глубине 2045 м (рис. 28, 29). Коллекторами являются известняки и доломитизированные известняки со сложной структурой порового пространства.

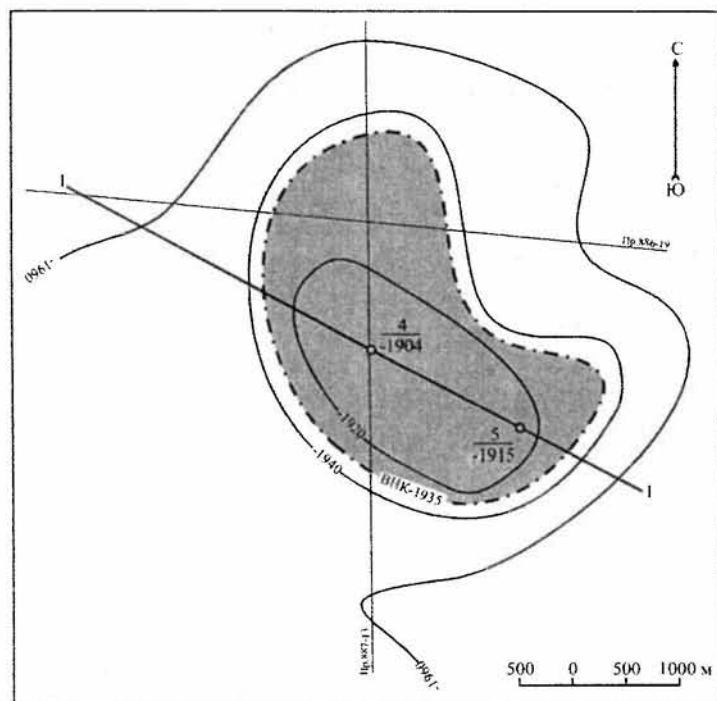


Рис. 28. Южно-Низевое нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в рифогенных отложениях D_3f_3 . Структурная карта кровли проницаемых карбонатных отложений верхнефранского подъяруса верхнего девона (Коваленко и др., 1991 г.).

Нефтенасыщенная мощность коллекторов изменяется от 0 до 13,6 м, пористость – от 10,6 до 12,5%. Покрышкой служит верхнефранская алевроитово-глинистая толща мощности 135 м.

Дебит нефти при испытании составил 106,6 т/сут. через 7 мм штуцер.

Нефть залежи утяжеленная, смолистая, парафинистая, сернистая. Газосодержание составляет 9,8 $\text{nm}^3/\text{т}$.

Печоро-Колвинская НГО

В пределах НГО приуроченной к мобильному мегаблоку, выявлено порядка 50 месторождений УВ. Большинство месторождений являются многозалежными. Основные запасы УВ приурочены к среднедевонско-франскому и средневизейско-нижнепермскому НГК.

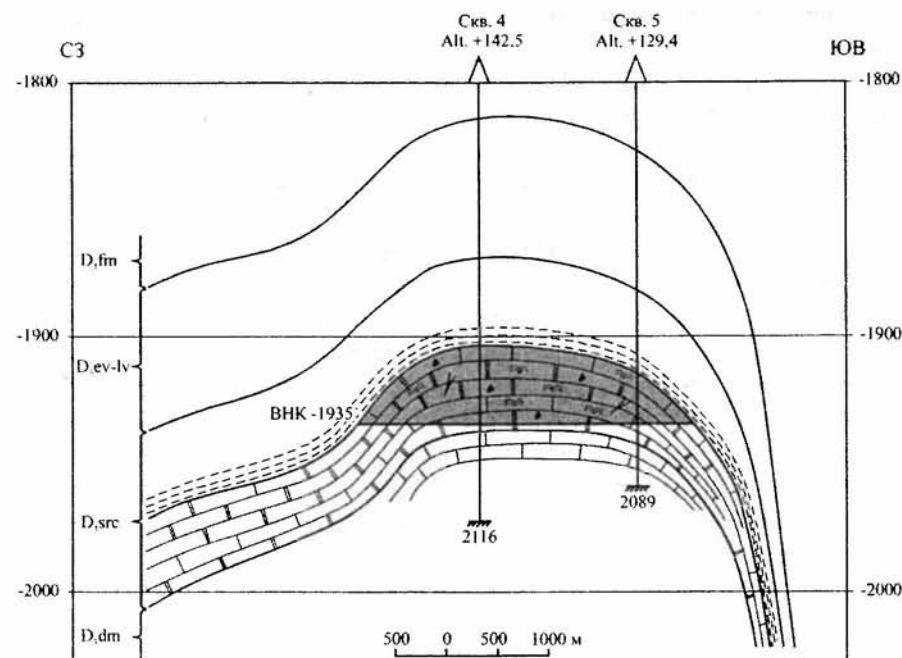


Рис. 29. Южно-Низевое нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных верхнефранских отложений по линии I-I через скважины 4-5 (Коваленко и др., 1991 г.).

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК

Нефтегазоносность комплекса связана с залежами УВ в силурийских и нижнедевонских карбонатах (Леккеркское, Возейское, Западно-Командиршорское-II месторождения) на глубинах от 3100 до 4500 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Коллекторы, как правило, среднеемкие, с пористостью до 14%.

Среднедевонско-нижнефранский НГК

Нефтегазоносность терригенных поддоманиковых толщ установлена практически на всех структурных элементах НГО на глубинах от 1800 до 4100 м.

Наибольшая часть залежей приурочена к пластовым, тектонически и литологически экранированным ловушкам и связана, в основном,

с кварцевыми песчаниками среднего девона (эйфельский и живетский ярусы).

Наиболее высокими ФЕС обладают песчаники в южной части Печоро-Колвинского авлакогена (пористость – 10–15%, проницаемость – до 600 мД, дебиты при испытании достигали 700 т/сут). Залежи с такими ФЕС выявлены на Усинском, Возейском и Кыртаельском месторождениях.

Доманиково-турнейский НГК

В современном геологическом разрезе глубина залегания отложений комплекса варьирует от 0 (на некоторых участках Печоро-Кожвинского мегавала) до глубин более 5 км (Денисовская впадина). Глубины залежей изменяются от 1500 м (Мутноматериковый вал) до 4300 м (Лайский вал).

В рамках комплекса наибольшими перспективами нефтегазоносности обладают установленные на различных уровнях верхнедевонские рифогенные постройки и облегающие их разновозрастные мелководно-шельфовые пласты. Массивные и пластовые, часто литологически экранированные залежи УВ в таких природных резервуарах известны на Пашшорском, Среднехарьгинском, Харьгинском и других месторождениях. Коллекторы порового и каверново-порового типа с пористостью до 20%. Кроме скоплений УВ, связанных с рифовыми постройками, в НГК известны пластовые залежи в коллекторах гранулярного типа с пористостью 19–23% в турнейских отложениях (Южно-Юрьянское месторождение).

Нижне-средневизейский НГК

Промышленная нефтеносность комплекса установлена в песчано-алевритовой толще бобриковского горизонта на Югидском и Печоро-городском месторождениях. Мелкие по запасам пластовые, сводовые, литологически экранированные залежи приурочены к средне- и высокочемким коллекторам с открытой пористостью до 29% и залегают на глубинах 450–550 м.

Средневизейско-нижнепермский НГК

Промышленная нефтегазоносность комплекса установлена в высокочемких коллекторах средне-верхнекаменноугольных отложений (Кумжинское, Южно-Шапкинское, Усинское, Возейское и др. месторожде-

ния) и в биогермных породах ассельско-сакмарского возраста (Лаявожское, Лекхарьгинское и др. месторождения). Залежи, как правило, массивные, сводовые, залегают на глубинах 1250–2400 м. Коллекторы характеризуются высокими ФЕС (пористость до 20%), поровым и порово-каверновым типом емкостного пространства.

Продуктивность артинских пород доказана на Южно-Шапкинском, Харьгинском, Хыльчуйском месторождениях. Коллекторы порового, порово-трещинного типа с пористостью до 20% приурочены к терригенно-карбонатным отложениям.

Верхнепермский НГК

Пластовые, литологически экранированные и литологически ограниченные залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми на глубинах порядка 500–1000 м имеют широкое распространение (Коровинское, Кумжинское, Печорокожвинское, Харьгинское и др. месторождения). Коллекторы порового типа с пористостью до 30% и проницаемостью до 1 Д.

Триасовый НГК

В данном НГК залежи выявлены в основном в северной части НГО на Хыльчуйском, Ярейском, Харьгинском и многих других месторождениях. Коллекторы порового типа с пористостью русловых песчаников до 30%. Залежи, как правило, пластовые, сводовые, литологически экранированные.

Усинское месторождение

Усинское месторождение приурочено к одноименному валу, расположенному в южной, наиболее приподнятой части Колвинского мегавала. В структурном плане Усинский вал по всем горизонтам осадочного чехла представляет собой асимметричную антиклинальную складку север-северо-западного простирания, осложненную по девонским горизонтам тектоническими нарушениями. Размеры структуры в контуре изогипсы –3250 м составляют 50×5–11 км, амплитуда – 500 метров.

Месторождение открыто в 1963 году, когда при испытании опорной скважины №1 была установлена промышленная нефтеносность отложений серпуховского надгоризонта и нижнепермско-каменноугольно-нижнепермских карбонатных отложений.

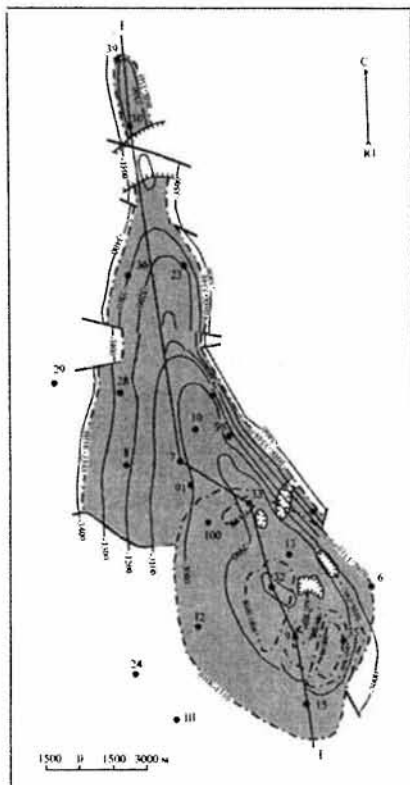


Рис. 30. Усинское нефтяное месторождение. Структурная карта кровли проницаемых песчаников «основной» толщи среднедевонских отложений.

В дальнейшем, при проведении поисково-разведочных работ были выявлены залежи нефти в терригенных среднедевонских и верхнепермских отложениях, карбонатах фаменского яруса верхнего девона.

Залежи нефти в песчаниках среднего девона сводовые, пластовые, тектонически и литологически ограниченные, приурочены к толще терригенных поровых коллекторов старооскольского живетского яруса среднего девона (рис. 30, 31).

Песчаники «основной» толщи и «верхней» пачки, залегающие на глубинах от 1950 до 3250 м, составляют единый резервуар пластового типа с общей поверхностью ВНК. Покрышкой являются глины тиман-

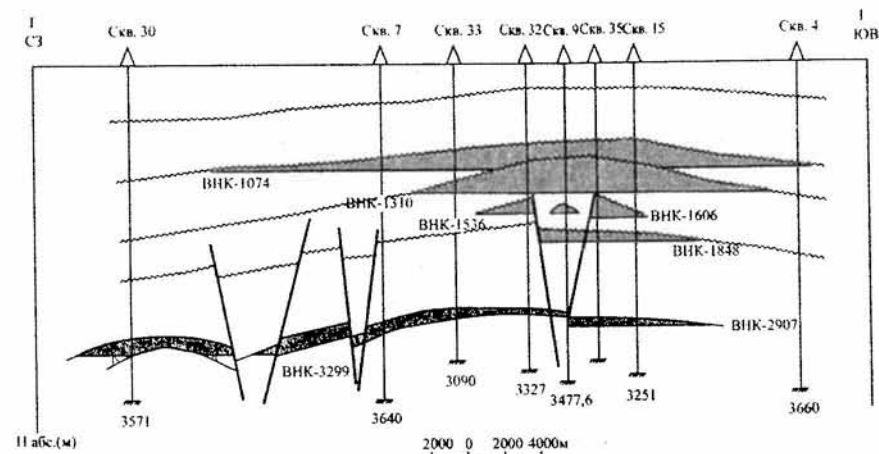


Рис. 31. Усинское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных отложений по линии I-I.

ского горизонта верхнего девона. Средняя пористость песчаников составляет 12,8% по «основной» толще и 11,2% по «верхней» пачке. Высота залежи – 530 метров.

Максимальные дебиты достигали 705,5 т/сут. через 28 мм штуцер. Нефть легкая, среднесернистая и среднепарафинистая.

Залежи нефти в фаменских карбонатных отложениях верхнего девона приурочены к пластам, сложенным известняками и доломитизированными известняками с коллекторами каверно-порового типа. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные, залегают на глубинах 1960–2000 м. Пористость коллекторов – 10–17%.

Нефти в залежах средние по плотности (0,840 г/см³), парафинистые, сернистые.

Залежь нефти в доломитах серпуховского надгоризонта нижнего карбона (пачка III) пластовая, залегает на глубине 1670 метров. Приурочена к пласту пористых и кавернозных доломитов серпуховского яруса. Пласт подстилается и перекрывается мощными непроницаемыми толщами сульфатных пород. Пористость доломитов продуктивных отложений составляет 6,9–29,0%.

Максимальный дебит нефти по скважине № 21-Уса составил 36,1 т/сут. на 7 мм штуцере.

Нефть в залежи средней плотности, сернистая, парафинистая.

Залежь нефти в среднекаменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях сводовая, массивная, размерами 16,0×8,5 км, высотой – 356 м залегает на глубине 1100–1500 м. Эта залежь Усинского месторождения относится к числу самых крупных и является одним из наиболее сложных объектов, находящихся на текущий момент в разработке в ТПП, так как содержит аномально вязкую нефть (710 мПа·с). Коллекторы трещинно-каверново-порового типа приурочены к карбонатным отложениям среднего – верхнего карбона и нижней перми. Покрышкой залежи является толща верхнепермских алевролитов, аргиллитов и глин. Нефтенасыщенная мощность известняков в центральной части залежи составляет 172 м.

Дегазированная нефть характеризуется высокой плотностью (0,948–0,986 г/см³), высокой вязкостью, относится к классу высокосернистых (массовое содержание 2,5%), высокосмолистых (до 38%) с незначительным содержанием парафина (0,26%), низким (менее 17%) содержанием бензино-лигроиновых фракций. Температура застывания отрицательная: ниже –12°C.

Залежь нефти в верхнепермских терригенных отложениях сводовая, пластовая, литологически ограниченная. Среднее значение пористости – 20%.

Нефть тяжелая – 0,923 г/см³.

Пашшорское нефтяное месторождение

Пашшорская структура расположена в южной части Шапкина-Юрьяхинского вала и представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания размерами 17×4 км в контуре замкнутой изогипсы –3800 м. Западное крыло складки осложнено нарушением.

По состоянию на 1.01.2004 года на месторождении выявлено 5 залежей нефти.

Залежь нефти в старооскольских отложениях среднего девона (пачка III) неполнопластовая, литологически экранированная, приурочена к кварцевым слабоглинистым песчаникам. Интервал залегания продуктивных отложений – 3968–4027 м, высота залежи – 54 м. Средняя пористость песчаных коллекторов 9,4%. Покрышкой служат плотные глинисто-алевролитовые породы тиманского горизонта верхнего девона.

Дебиты нефти при испытании достигали 28 т/сут.

Нефть легкая, высокопарафинистая, малосернистая.

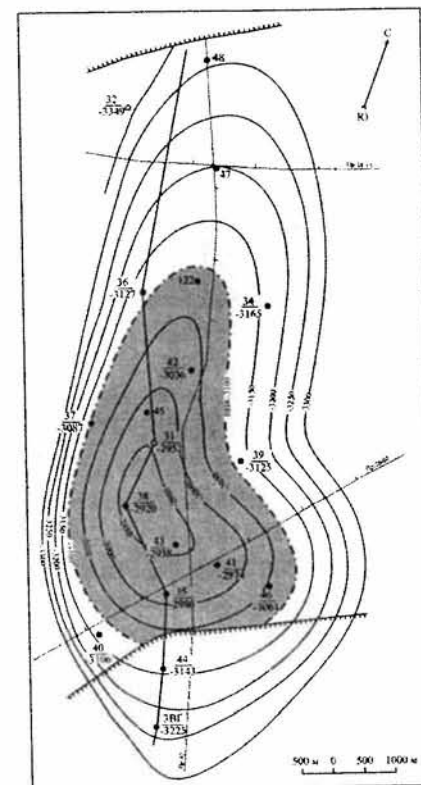


Рис. 32. Пашшорское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в рифогенных отложениях D₃fr₃. Структурная карта кровли рифогенных отложений сирачейского горизонта верхнего девона (Некрасов и др., 1981 г.).

Запасы нефти залежи составляют 21,1% от запасов всего месторождения.

Залежь нефти в рифогенных отложениях верхнего девона сводовая, массивная, литологически экранированная, приурочена к рифогенным отложениям сирачейской свиты франского яруса общей мощностью до 546 м (рис. 32, 33). Интервал залегания продуктивных отложений – 3061–3310 м, этаж нефтеносности – 180 метров.

Коллекторы каверново-порового типа представлены известняками и доломитами. Средняя пористость коллекторов – 11%, эффективная нефтенасыщенная мощность – 20,6 м.

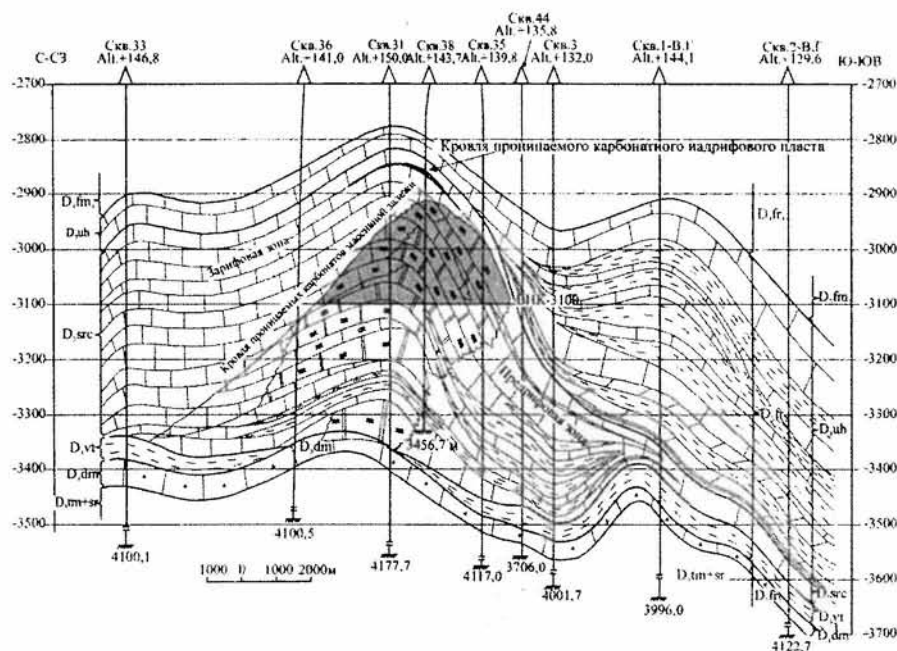


Рис. 33. Пашшорское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных ниже-среднефранских отложений по линии скважин 33-36-31-38-35-44-3-1-2 (Некрасов и др., 1981 г.).

Дебиты нефти при испытании изменялись от 18,7 до 600 т/сут.

Нефть в залежи легкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

Запасы нефти рифогенных верхнедевонских отложений составляют основную часть от запасов месторождения – 77,4%.

Залежь нефти в надрифовых отложениях сирачойской свиты верхнего девона сводовая, пластовая, литологически экранированная, приурочена к толще мелкокавернозных известняков общей мощностью до 130 метров. Средняя глубина залегания продуктивных отложений – 3130 м, этаж нефтеносности 252 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность 1,34 м, пористость 11%. Покрышкой является толща глинисто-карбонатных пород ухтинской свиты и верхней части сирачойской свиты франского яруса мощностью 70–100 м.

Дебиты нефти при испытании скважин составляли 0,45–24,1 т/сут.

Нефть легкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

Залежь нефти в терригенных отложениях кунгурского яруса нижней перми сводовая, пластовая, приурочена к полимиктовым песчаникам, залегающим в кровле яруса. Интервал залегания кровли пласта – 1182–1175 м. Покрышкой служит мощная толща глинисто-алевролитистых отложений уфимского яруса верхней перми.

Переливом получен приток нефти максимальным дебитом 1,85 т/сут. Нефть легкая.

Балансовые запасы нефти по залежи не учтены.

Залежь нефти в отложениях верхней перми приурочена к кровле пласта полимиктовых средне-крупнозернистых песчаников уфимского яруса. Коллекторами являются поровые песчаники, покрышкой служит мощная толща глинисто-алевролитовых отложений.

Приток легкой нефти дебитом 1,85 т/сут. переливом через НКТ был получен в скважине № 45, пробуренной в сводовой части структуры.

Запасы нефти по залежи незначительны и не учтены.

Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение

Лаявожская структура приурочена к северной части Лайского вала и представляет собой крупную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, западное крыло которой пологое, восточное крутое.

Нефтегазоконденсатная залежь в отложениях верхнего карбона-нижней перми является сводовой, массивной (рис. 34, 35). Высота газовой шапки 59 м, нефтяной подгазовой залежи (подушки) – 20 м. Размеры залежи в контуре нефтеносности 20×7,5 км, в контуре газоносности – 17×6 км.

Коллектор порового и порово-кавернового типа представлен карбонатными породами. Максимальная нефтегазонасыщенная мощность достигает 26,8 м, принятая для подсчета эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 4,1 м, газонасыщенная – 4,76 м. Открытая пористость для газонасыщенной части разреза составляет 17%, нефтенасыщенной – 15%. Покрышкой для залежи служит толща уплотненных трещиноватых карбонатных участками глинистых пород ассельско-сакмарского возраста мощностью 84–130 м.

Максимальный дебит нефти при испытании составил 194,1 т/сут. Максимальный дебит конденсатного газа – 328 тыс.м³/сут через диафрагму 17,1 мм.

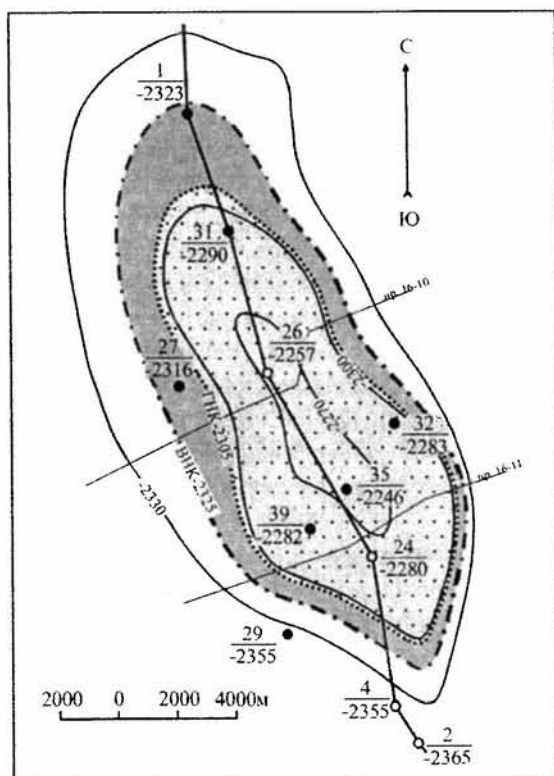


Рис. 34. Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение. Нефтегазоконденсатная залежь массивного типа в отложениях P_1a-C_3 . Структурная карта кровли проницаемых карбонатов нижнепермско-каменноугольного возраста (Сало и др., 1979 г.).

Нефть в залежи средней плотности, малосернистая, малосмолистая, малоасфальтенистая и парафинистая.

Газ в газовой шапке характеризуется плотностью по воздуху 0,799, является сухим, азотным, с низким содержанием углекислого газа. Сероводород в составе газа отсутствует.

Практически все запасы нефти Лаявожского месторождения сосредоточены в этой залежи, а запасы конденсатного газа составляют 10,4% от запасов газа всего месторождения.

Газоконденсатная залежь в карбонатных отложениях ассельского яруса нижней перми литологически-экранированная. Среднее значение

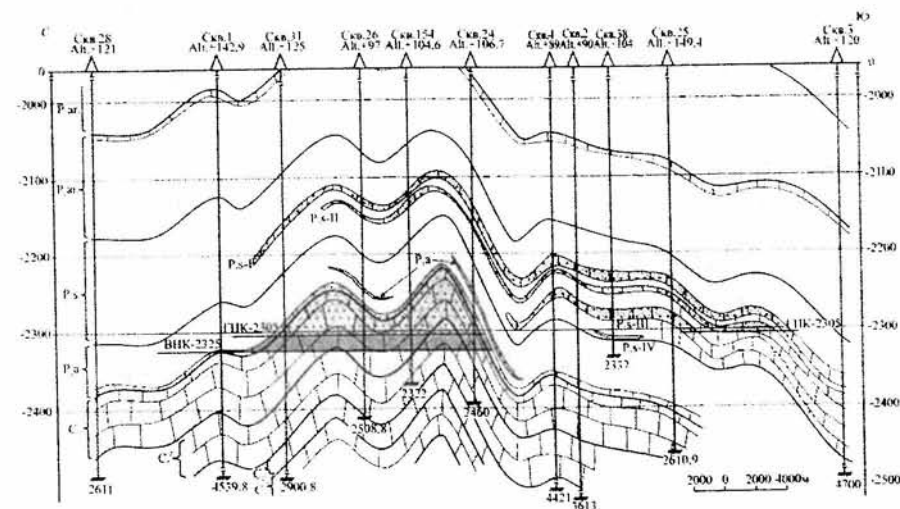


Рис. 35. Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение. Геологический разрез продуктивных нижнепермско-каменноугольных отложений по линии скважин №№ 28-1-31-26-154-24-4-2-38-25-3 (Сало и др., 1979 г.).

газонасыщенной мощности принято равным 1,9 м, открытая пористость составляет 13%.

При совместном опробовании пластовой залежи (« P_1a ») и массивной (« C_3-P_1a ») получен конденсатный газ дебитом 217,8 тыс.м³/сут.

Запасы свободного газа в залежи составляют 0,5% от запасов газа месторождения.

Газоконденсатные залежи в карбонатных отложениях сакмарского яруса нижней перми (пласты I-III) сводовые, пластовые, ограниченные на севере и северо-востоке литологическим экраном. Полностью все 4 пласта прослеживаются лишь на юго-восточном участке структуры. Из-за наличия широко развитой системы трещин в карбонатной части разреза все пласты образуют гидродинамически единый резервуар массивного типа, благодаря чему состав газа всех пластов практически одинаков.

Продуктивные отложения представлены органогенными известняками с поровым и каверно-поровым типами коллекторов и пористостью 15–22%, разделенных прослоями глинистых известняков. Покрышкой для залежи служит толща глинистых известняков и глин артинского яруса, мощность которой увеличивается с юга на север от 157 м до 201 м.

Глубина залегания залежей составляет 2220–2240 м, газонасыщенные мощности изменяются от 0 до 12 м, высоты залежей – 52 (пласт III) – 189 м (пласт I).

Максимальный дебит газа составил 556 тыс.м³/сут. (на 22 мм штуцере) при испытании пласта II.

Газ залежей сухой, этановый, бессероводородный. Конденсат легкий (0,720 г/см³).

По запасам свободного газа пласт «I» содержит 64% от запасов всего газа по месторождению.

Хыльчуйское нефтегазоконденсатное месторождение

Хыльчуйская структура расположена в северной части Ярейюского вала Колвинского мегавала и представляет собой крупную вытянутую в субмеридиональном направлении брахиантиклинальную складку.

В разрезе осадочного чехла месторождения выявлено 8 залежей нефти и газа в отложениях нижней – верхней перми и нижнего триаса.

Хыльчуйское месторождение подготовлено к промышленному освоению и является средним по величине извлекаемых запасов.

Нефтегазоконденсатная залежь в карбонатных отложениях нижней перми (пласт P₁ar) приурочена к сводовой ловушке субмеридионального простирания. Ловушка имеет двухкупольное строение: к северному и центральному куполам приурочены газовые шапки при единой для всех залежей нефтяной оторочке (рис. 36, 37).

Размеры залежи в пределах принятого ВНК составляют 20,3×3,4–5,5 км, в том числе размеры газовых шапок в пределах принятых газонефтяных контактов 2,7×1,0 км (северная) и 12,4×3,2 км (центральная). Высота газовой шапки в пределах северного купола равна 10,5 м, нефтяной оторочки – 21,5 м, для центрального купола – 62 м и 36–54 м соответственно.

Коллекторы представлены крупнозернистыми, пористыми, в различной степени глинистыми алевролитами мощностью до 112 метров. Средние значения эффективных газонасыщенных мощностей в газовой части разреза, соответственно, равны 7,1 и 3,5 м. Среднее значение нефтенасыщенной мощности в нефтяной части составляет 6,8 м, газонефтяной – 4,9 м. Открытая пористость для газовой части – 20%, для нефтяной – 15–21%. Покрышкой для залежи служит толща глин с прослойками алевролитов мощностью 28–120 м.

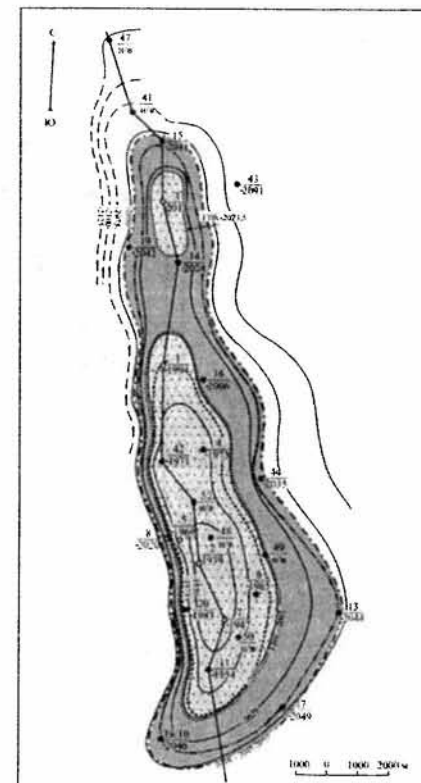


Рис. 36. Хыльчуйское нефтегазоконденсатное месторождение. Нефтегазоконденсатная залежь в отложениях P₁ar. Структурная карта кровли проницаемых карбонатов артинского яруса нижней перми (Пилосова и др., 1995 г.).

Дебиты конденсатного газа при испытании достигали 53,4 тыс.м³/сут. на 10 мм штуцере. Дебиты безводной нефти 5,0–4,8 м³/сут.

Нефть залежи имеет среднюю плотность, низкое содержание смол и асфальтенов и является среднепарафинистой и среднесернистой.

Газ «газовой шапки» характеризуется плотностью по воздуху 0,753, является сухим, азотным. Сероводород в составе газа отсутствует.

На долю залежи приходится 29,9% от суммарных извлекаемых запасов нефти, а запасы конденсатного газа составляют 74% для центрального купола и всего 3% для северного купола от запасов газа Хыльчуйского месторождения.

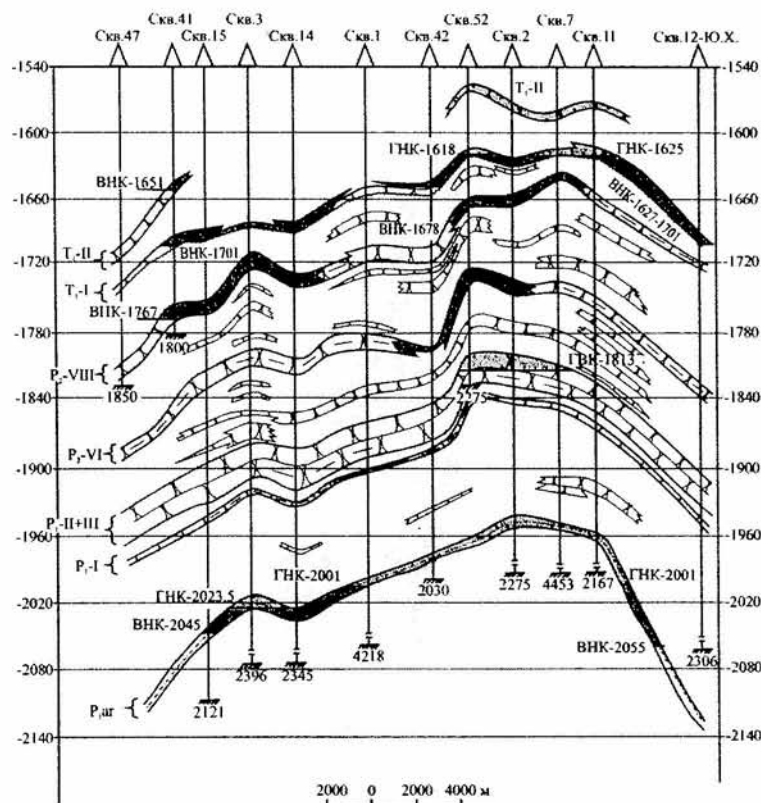


Рис. 37. Хыльчуйское нефтегазоконденсатное месторождение. Геологический разрез продуктивных триасово-пермских отложений по линии скважин 47-41-15-3-14-1-42-52-2-7-11-12 (Пилосова и др., 1995 г.).

Нефтяная залежь в терригенных отложениях нижней перми (пласт P_1-I), приуроченная к линзовидному песчаному пласту, выделенному в верхней части нижнепермских терригенных отложений, является пластовой, литологически экранированной на севере и юге. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 4,7×1,9 км.

Коллектор представлен пористыми песчаниками с открытой пористостью 19%. Среднее значение эффективной нефтенасыщенной мощности составляет 7,1 м. Покрышкой для залежи служат глины с единичными прослоями песчаников мощностью 25–32 м.

При испытании в колонне получен приток безводной нефти дебитом 4,25 м³/сут. при депрессии 150 кгс/см².

Нефть в пласте « P_1-I » имеет плотность 0,834 г/см³ и относится к классу легких, малосернистых, малосмолистых и малоасфальтенистых, среднепарафинистых (3,52%).

Газоконденсатная залежь в терригенных отложениях нижней перми (пласт $P_1-II+III$) сводовая, массивная, водоплавающая. Её размеры в пределах газоводяного контакта 5,7×1,2 км.

Коллектор порового типа представлен мелкозернистыми, полимиктовыми песчаниками. Открытая пористость составляет 17%, средневзвешенная по залежи эффективная газонасыщенная мощность – 3,9 м. Покрышкой служат тонкоплитчатые слюистые аргиллитоподобные глины уфимского яруса мощностью 2–31 м.

Приток газа при испытании составил 23 тыс.м³/сут.

Конденсат относится к классу тяжелых, характеризуется плотностью 0,7606 г/см³, содержание в конденсате серы – 0,21%.

Свободный газ с плотностью по воздуху 0,733 является сухим, азотным, с низким содержанием углекислого газа (0,2% об.). Сероводород в составе газа отсутствует.

Нефтяные залежи в терригенных отложениях верхней перми (пласты P_2-IV-P_2-VIII) сводовые, пластовые, литологически экранированные и ограниченные, с размерами 5,2×2,8 км, приуроченные к толще переслаивания песчаников, алевролитов и глин. Коллекторами служат песчаники пористые, слабосцементированные. Открытая пористость до 20%. Средневзвешенные нефтенасыщенные мощности по залежам составляют 3,3–5,9 м. Покрышкой являются вышележащие глины и глинистые алевролиты мощностью от 16 до 67 м.

Максимальный дебит, зафиксированный во время испытания, составлял 106 м³/сут. через 12 мм штуцер (пласт P_2-VI).

В поверхностных условиях нефти являются очень легкими, малосернистыми, малосмолистыми, малоасфальтенистыми, парафинистыми.

Нефтегазоконденсатные залежи в терригенных отложениях нижнего триаса (пласты T_1-I , T_1-II) приурочены к базальному пласту чаркабожской свиты нижнего триаса и являются пластовыми. Размеры газовой шапки в принятом контуре газоносности составляют 6,8×1,5 км. Размеры залежи в пределах ВНК равны 23,8×3,4–6,5 км (пласт « T_1-I »).

Продуктивные отложения представлены песчаниками с поровым типом коллектора. Открытая пористость газонасыщенной части – до 20%, нефтенасыщенной – до 18%. Средние эффективные газонасыщенные мощности составляют 4 м, нефтенасыщенные – 3,5 м. Покрышкой служат вышележащие глинистые отложения чаркабожской свиты.

Максимальный приток газа при опробовании – 20 тыс.м³/сут. при депрессии на пласт, равной 12,24 мПа (пласт «Т₁-1»).

Нефти относятся к классу легких, являются малосернистыми, мало-смолистыми, парафинистыми.

Свободный газ характеризуется плотностью по воздуху 0,781 и является сухим, азотным, низкоуглекислым, без сероводорода.

Печорокожвинское нефтегазоконденсатное месторождение

Печорокожвинская структура приурочена к южной части Печорогородской ступени, осложняющей северо-восточный склон Печоро-Кожвинского мегавала и по подошве доманиковых отложений представляет собой куполовидное поднятие северо-западного, близкого к широтному, простирания с четкой и рельефной вытянутой южной периклиналью.

На месторождении выявлено шесть залежей газа, конденсата и нефти: залежь газоконденсата с нефтяной оторочкой – в среднедевонско-франском НГК, залежь нефти и залежь газа – в средневизейско-нижнепермском НГК, две газовые и нефтяная с газовой шапкой – в верхнепермском НГК.

По величине извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти Печорокожвинское месторождение относится к категории мелких.

Залежь газоконденсата с нефтяной оторочкой в эйфельско-дзержерских отложениях сводовая, массивная, залегает на глубине 3070 м. Размеры газовой части в пределах контура подсчета запасов составляют 3,5×2,7 км, этаж газоносности – 313 м. Размер подгазовой нефтенасыщенной части – 5×3,5 км при высоте 114 м (рис. 38, 39). Коллекторы, характеризующиеся большой изменчивостью по площади и разрезу, представлены пористыми песчаниками. Максимальные эффективные мощности, выделенные по ГИС, а также максимальная доля пластов-коллекторов приурочены к сводовой части залежи. Для нефтенасыщенной части залежи эффективная мощность изменяется в пределах 8,6–9,8 м, для газонасыщенной части – 28,2 м. Значения пористости газо- и нефтенасыщенных коллекторов, определенные по керну и данным ГИС, соответственно равны 9,2 и 9,2–9,9%. Флюидоупором для залежи слу-

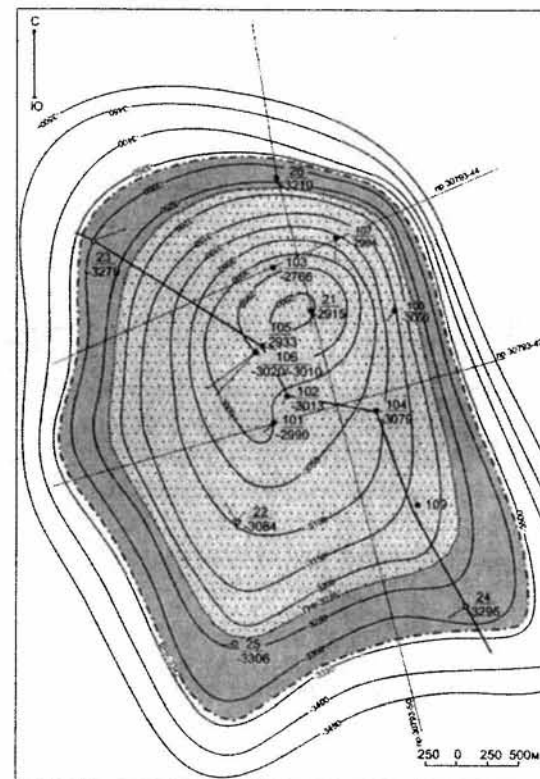


Рис. 38. Печорокожвинское нефтегазоконденсатное месторождение. Газоконденсатнефтяная залежь в отложениях D₂ef+D₃ps. Структурная карта кровли пронизаемых песчаников поддоманиковых отложений (Гринько и др., 1996 г.).

жит мощная толща глинисто-карбонатных пород тиманского и доманикового горизонтов.

Максимальный приток газа при испытании составил 720 тыс. м³/сут. на штуцере диаметром 20 мм, нефти – 41 м³/сут. на штуцере диаметром 7 мм.

Конденсат эйфельско-дзержерской залежи относится к классу утяжеленных, является парафинистым и не содержит смол, асфальтенов и серы.

Нефти оторочки эйфельско-дзержерской залежи характеризуются как очень легкие, являются маловязкими, высокопарафинистыми, малосмолистыми, безасфальтенистыми, малосернистыми.

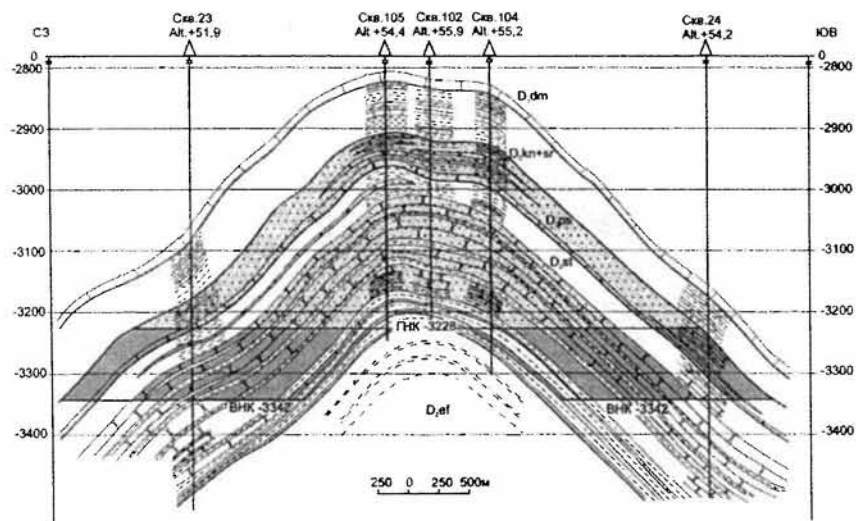


Рис. 39. Печорокожвинское нефтегазоконденсатное месторождение. Геологический разрез продуктивных поддоманиковых отложений по линии скважин 23-105-102-104-24 (Гринько и др., 1996 г.).

Свободный газ газоконденсатной залежи имеет плотность по воздуху 0,796, является полужирным, высокоэтановым, низкоазотным, низкоуглекислым, бессероводородным.

В эйфельско-джерсерской залежи Печорокожвинского месторождения сосредоточено 66,0% запасов газоконденсата и 12,4% извлекаемых запасов нефти месторождения.

Залежь газа в серпуховско-башкирских отложениях нижнего и среднего карбона сводовая, массивная, залегает на глубине 610 м. Ее размеры составляют 2,5×2,5 км, высота – 92 м. Средняя эффективная газонасыщенная мощность – 24,5 м. Коллекторы представлены известняками с пористостью 12%, покрывкой служат глинистые отложения нижней перми.

Притоки газа при испытании составили 124–157,8 тыс. м³/сут.

Запасы газа башкирско-серпуховской залежи составляют 23,0% от запасов Печорокожвинского месторождения.

Залежь нефти в серпуховско-башкирских отложениях нижнего и среднего карбона является сводовой, неполнопластовая (водоплавающая) с размерами в пределах контура ВНК 2,2×1,3 км и высотой 20 м.

Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность залежи составляет 3,4 м. Коллекторы представлены известняками с пористостью 24,5% (по данным ГИС и керну). Роль флюидоупора играют глинистые отложения верхней перми.

Максимальный дебит нефти при испытании составил 105,9 м³/сут.

Нефть относится к тяжелым, высоковязким, малопарафинистым, высокосмолистым, асфальтенистым.

Рассматриваемая залежь содержит основную часть извлекаемых запасов нефти Печорокожвинского месторождения: на ее долю приходится 46,6% от всех запасов месторождения.

Залежи газа в отложениях уфимского яруса верхней перми (пласты I и Б) сводовые, литологически ограниченные, залегают на глубинах 490–530 м, достигая высоты 71–75 м. Коллекторы порового типа с пористостью 22–23%. Общая мощность пластов-коллекторов меняется в пределах 8–24 м, средняя эффективная газонасыщенная мощность – 6–12 м. Покрывкой для залежей служат глины и глинистые алевролиты казанского и уфимского ярусов верхней перми.

Максимальный приток газа при испытании получен из скважин залежи пласта Б дебитом 127,1 тыс. м³/сут. на диафрагме диаметром 12,52 мм.

Свободный газ уфимских отложений имеет плотность по воздуху 0,689, является сухим, низкоэтановым, низкоазотным, низкоуглекислым.

Залежь нефти с газовой шапкой в уфимских отложениях верхней перми (пласт III) является сводовой, литологически ограниченной. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляют 1,7×1,1 км, при высоте порядка 60 м. Этаж нефтеносности – 52 м.

Коллекторы представлены мелкозернистыми песчаниками с пористостью 23,6%. Максимальная мощность пласта-коллектора установлена в сводовой части и равна 20 м, средняя эффективная нефтенасыщенная мощность принята в 5,1 м, газонасыщенная – 4 м. Покрывкой для залежи служат глинисто-алевритовые породы уфимского яруса.

При испытании скважин получен приток газа дебитом 110 тыс. м³/сут. и притоки нефти дебитами 17–19 м³/сут.

Нефть пласта III верхнепермских отложений относится к средним, малопарафинистым, смолистым.

Залежь пласта III верхнепермских отложений содержит 0,24% запасов газа и 41% извлекаемых запасов нефти месторождения.

Харьягинское нефтяное месторождение

Харьягинское месторождение расположено в пределах одноименного вала в центральной части Колвинского мегавала. Месторождение приурочено к отдельным куполам вала, причем некоторые залежи едины по всей площади, а другие локализованы в пределах отдельных куполов.

Месторождение является многопластовым: залежи нефти установлены в интервале разреза мощностью 2600 м в стратиграфическом диапазоне от среднедевонских до нижнетриасовых отложений. Выявлено не менее 20 нефтеносных пластов, содержащих более 30 залежей.

По суммарным извлекаемым запасам нефти месторождение относится к категории крупных.

Залежи нефти в терригенных отложениях афонинского эйфельского яруса среднего девона. В пределах Харьягинского месторождения в терригенных отложениях афонинского горизонта эйфельского яруса выявлено четыре залежи: пласта I₁¹ D₂af, пласта I₁² D₂af, пласта III D₂af Центрально-Харьягинского купола, пласта III D₂af Южно-Харьягинского купола

Залежи сводовые пластовые, литологически (залежи $I_1^1 D_2 af$ и $I_1^2 D_2 af$), литологически и тектонически экранированные (залежи $III D_2 af$ Центрально-Харьягинского купола и $III D_2 af$ Южно-Харьягинского купола), залегают на глубинах от 3744 (залежь $III D_2 af$ Центрально-Харьягинского купола) до 3960 м (залежь $I_1^1 D_2 af$). Высоты нефтяных залежей варьируют от 18 (залежь $I_1^2 D_2 af$) до 120 м (залежь $III D_2 af$ Южно-Харьягинского купола).

Вмещающие отложения представлены преимущественно кварцевыми песчаниками, не выдержанными по площади. Пористость коллекторов составляет 8–11%. Средневзвешенные эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 2 (залежь I₁'D₂af) до 10 м (залежь III D₂af Центрально-Харьгинского купола). Флюидоупорами для залежей служат глины с прослоями глинистых известняков мощностью до 80 м.

Нефти залежей легкие, парафинистые и высокопарафинистые, малосмолистые, малоасфальтенистые и малосернистые.

Запасы нефти афонинских отложений составляют 2,8% от суммы запасов по месторождению.

Залежи нефти в терригенных старооскольских отложениях среднего девона («верхняя пачка») приурочены к верхней пачке Центрально-Харьягинского купола и к верхней пачке Южно-Харьягинского купола.

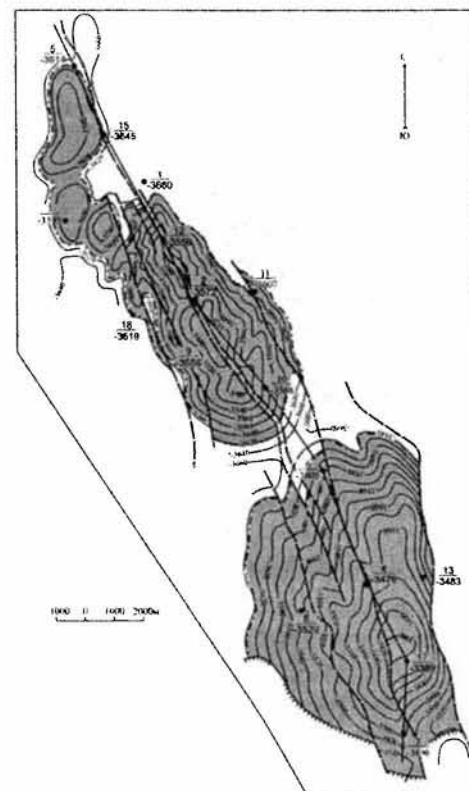


Рис. 40. Харьагинское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в верхней пачке D₂st. Структурная карта кровли проницаемых песчаников верхней пачки старооскольского надгоризонта среднего девона (по материалам ПечорНИПИ-нефть, 2000 г.).

Нефтяные залежи сводовые, пластовые, тектонически и литологически экранированные, залегают на глубинах от 3483 (Южно-Харьгинский купол) до 3648 м (Центрально-Харьгинский купол) (рис.40). Коллекторы представлены кварцевыми песчаниками порового типа с пористостью 12%. Эффективные нефтенасыщенные мощности по залежам изменяются от 3,2 до 21,7 м в пределах Центрально-Харьгинского купола и от 0,8 до 9 м на Южно-Харьгинском куполе.

Региональной покрывшей является тиманско-саргаевская преимущественно глинистая толща мощностью 70–96 м.

Максимальные дебиты при испытании скважин Центрального купола составляли 242 т/сут (9 мм штуцер), скважин Южно-Харьягинского купола – 285 т/сут (9 мм штуцер).

Нефти в залежах относятся к легким, высокопарафинистым, малосмолистым, малоасфальтенистым, малосернистым.

Извлекаемые запасы нефти залежей «верхней пачки» старооскольских отложений составляют 12,8% от всех запасов месторождения.

Залежь нефти в терригенных джъерских отложениях верхнего девона (пачка «А») сводовая, пластовая, литологически экранированная, залегает на глубине 3568 м, имеет небольшие размеры – 8×4–1,5 км, высота 68 м.

Продуктивные отложения представлены разнотерригенными песчаниками с пористостью 12% с прослоями алевролитов и гравелитов. Эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 3,2 до 5,9 м. Покрышкой залежи служит тиманско-саргаевская преимущественно глинистая толща мощностью 70–96 м.

Дебиты при испытании скважин залежи достигали 33,9 м³/сут. на 3 мм штуцере.

В стандартных условиях нефть легкая, содержит максимально высокое для всего Харьягинского месторождения количество парафинов (32,71%), содержание смол и асфальтенов достигает средних значений при низких концентрациях серы (0,05%).

Извлекаемые запасы нефти залежи пачки «А» джъерских отложений составляют незначительную часть (1,5%) от запасов всего месторождения.

Залежь нефти в карбонатных отложениях фаменского яруса верхнего девона (пласт III) связана с барьерным рифом, характеризующимся циклическим строением и зональным развитием коллекторов, представленных порово-кавернозными известняками в верхней части рифа и доломитами в нижней его части. Рифовая система пересекает Харьягинское поднятие почти вкрест его простирания и прослеживается по материалам сейсморазведочных исследований в районы Денисовской и Хорейверской впадин.

Вследствие того, что развитие коллекторов в рифовой системе носит зональный характер, залежи выделяются в пластах D₃-I, D₃-II и D₃-III, разделенных глинисто-карбонатными породами трансгрессивных фаз и зарифовых фаций (рис.41).

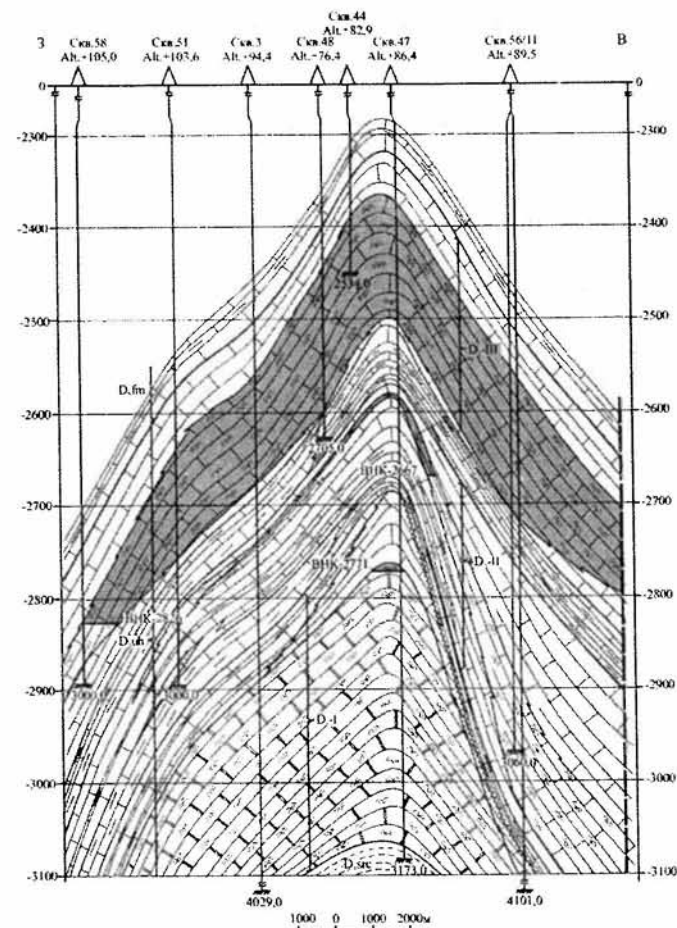


Рис. 41. Харьягинское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных рифогенных отложений верхнего девона по линии скважин 58-51-3-48-44-47-56/11 (Елохин и др., 1984 г.).

Залежи в пластах D₃-I и D₃-II, незначительны по размерам и малодобитны. Залежь в пласте D₃-III является самой большой по размерам. Залежь сводовая, массивная, только тектонически экранированная. Ее размеры в пределах контура нефтеносности составляют 17,0×8–7 км, высота – 452 м.

Продуктивные отложения сложены органогенными известняками пористыми, кавернозными со средней пористостью 10%. Эффективные нефтенасыщенные мощности коллекторов колеблются от 0,8 м и 4,4 м вблизи границы замещения рифогенных отложений предрифовыми фациями до 43,4–43,0 м в сводовой части. Покрышкой являются плотные глинисто-карбонатные отложения фаменского возраста мощностью 30–40 м.

Залежь характеризуется высокой продуктивностью.

В поверхностных условиях нефть относится к классу легких, характеризуется высоким содержанием парафинов, низким количеством смол, асфальтенов и серы.

Извлекаемые запасы нефти залежи (пласт III) составляют значительную часть (29,7%) от запасов всего месторождения.

Залежи нефти в карбонатных ассельско-сакмарских отложениях нижней перми сводовые, массивные, локализованы в пределах северного и южного кополов.

Залежи залегают на глубинах от 1480 до 1760 м. Коллекторы представлены известняками органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными, водорослевыми, иногда водорослево-фораминиферовыми, пористыми (14–16%), кавернозными. Эффективные нефтенасыщенные мощности коллекторов Северного купола колеблются от 8,6 до 17,0 м, Южного – от 7,6 до 11 м. Флюидупором для залежей являются слабопроницаемые карбонатные отложения артинско-кунгурского возраста мощностью от 1 до 20 м.

Фонтанные притоки нефти по залежам при испытании достигали 100 т/сут.

Нефти залежей относятся к классу легких, вязких. В них содержится низкое количество парафинов, смол, асфальтенов и серы.

Извлекаемые запасы нефти залежей ассельско-сакмарских отложений составляют 4,5% от запасов всего месторождения.

Залежи нефти в карбонатных артинских отложениях нижней перми также приурочены к Южному и Северному куполам.

Залежи сводовые, пластовые, литологически экранированные, залегают на глубинах 1730–1840 м, высоты составляют 53 м (Северный купол) и 71 м (Южный купол) (рис.42).

Артинские отложения представлены известняками, глинами и алевролитами. Коллекторами являются карбонатные прослои, отличающиеся зональной неоднородностью. Открытая пористость отложений со-

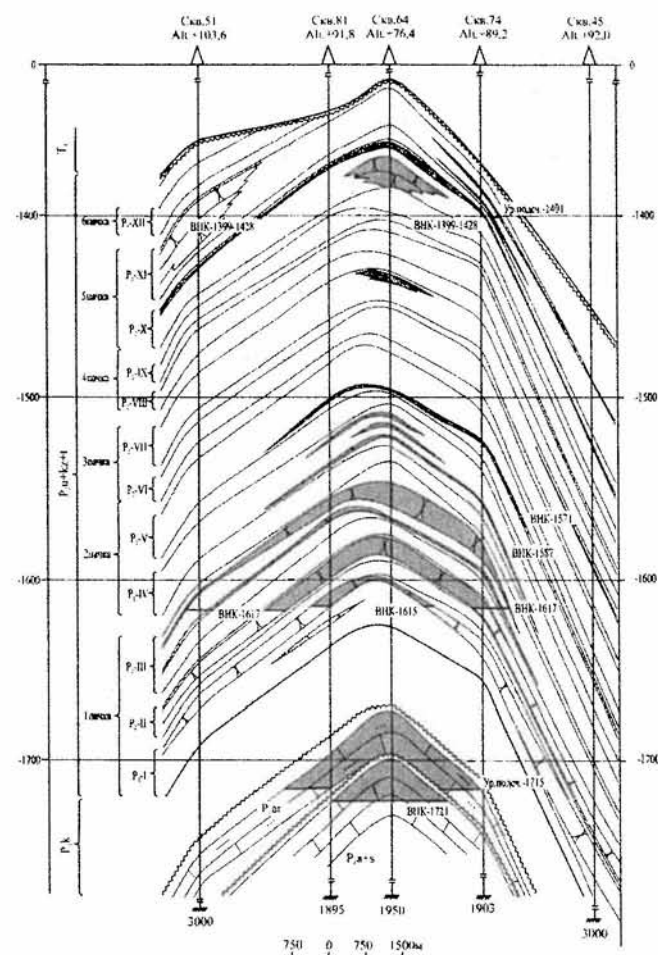


Рис. 42. Харьягинское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных пермских отложений вкост простираения южного купола по линии скважин 51-81-64-74-45 (Елохин и др., 1984 г.).

составляет 19–20%. Эффективные нефтенасыщенные мощности Северного купола изменяются от 0,6 до 8,6 м, Южного – от 4,4 до 8,4 м. Флюидоупором залежей являются глинисто-алевролитовые отложения кунгурского яруса.

Максимальный дебит составил 71 т/сут. через штуцер диаметром 7 мм.

Нефти легкие, маловязкие с низким содержанием парафинов, смол, асфальтенов и серы.

Извлекаемые запасы нефти залежей в артинских отложениях составляют 4,5% от запасов всего месторождения.

Залежи нефти в терригенных верхнепермских отложениях сводовые, пластовые, выделяются в пределах Центрально-Харьягинского поднятия (12 залежей).

Продуктивные отложения залегают на глубинах от 1470 (залежь P_2 -ХП+ХП) до 1700 м (залежь P_2 -II Северного купола). Высоты залежей составляют 12 (залежь P_2 -II Северного купола) – 102 м (залежь P_2 -V). Вмещающие породы представлены мелко-среднезернистыми, неравномерно глинистыми песчаниками с пористостью 20–23%. Эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 0,6 до 10 м. Флюидопором для нефтяных скоплений являются глинистые толщи верхней перми.

Дебиты при испытании скважин составляли 21–85 т/сут. (залежь P_2 -II, Южный купол).

Нефти в большинстве случаев являются легкими, характеризуются высоким содержанием парафинов, низким количеством смол и серы, средними концентрациями асфальтенов.

Залежи нефти в терригенных триасовых отложениях сводовые, пластовые, зачастую литологически экранированные и ограниченные. Госбалансом учтены запасы по 8 залежам. Глубины залегания продуктивных отложений изменяются от 1250 (залежь T_1 -VIII Южный купол) до 1465 м (залежь T_1 -I, Северный купол). Нефтенасыщенными породами является базальный пласт песчаников с прослоями конгломератов. Коллекторы порового типа с пористостью 22–28% и эффективной нефтенасыщенной мощностью до 3–4 м. Покрышкой служат глинистые вмещающие толщи.

Дебиты скважин при испытании достигали 30 т/сут. (залежь « T_1 -I», Южный купол).

В поверхностных условиях нефти в залежах являются легкими, среднепарафинистыми, малосмолистыми, малосернистыми.

Извлекаемые запасы нефти залежей в триасовых отложениях 3,6% от запасов всего месторождения.

Хорейверская НГО

Промышленная нефтеносность Хорейверской НГО связывается с отложениями карбонатных среднеордовикско-нижнедевонского, доманико-

во-турнейского и средневизейско-нижнепермского НГК. К настоящему времени в НГО уже известно порядка 55 месторождений нефти.

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК

Промышленная нефтеносность комплекса установлена в верхнеордовикских (Среднемакарихинское месторождение), нижнесилурийских (Баганское, Верхневозейское, Западно-Сандивейское и др. месторождения) и нижнедевонских (Колвинское, им. А. Титова, им. Р. Требса месторождения) отложениях.

Основные продуктивные толщи, имеющие региональное распространение, представлены вторичными известняками и доломитами с пористостью трещинно-каверново-поровых коллекторов до 15%. Залежи, как правило, массивные, сводовые, стратиграфически экранированные, зачастую с литологическим и тектоническим экранированием.

Доманиково-турнейский НГК

Промышленные скопления нефти в НГК выявлены в глубоководных доманиковых отложениях (месторождения им. Р.Требса, Колвинское, Западно-Ярейягинское), в рифогенных верхнедевонских образованиях (Северо-Хоседаюское, Висовое и др. месторождения) и в фаменских мелководно-шельфовых пластах облекания верхнедевонских рифовых краевых зон и карбонатных банок (Пасседское, Южно-Баганское и др. месторождения). Последние содержат основные запасы нефти в пределах данного комплекса. Залежи пластовые и массивные, мелкие по запасам. Пористость каверново-поровых, трещинно-каверновых коллекторских толщ достигает 24%, проницаемость – 7000 мД.

Средневизейско-нижнепермский НГК

Залежи нефти в данном НГК выявлены в серпуховских (Северо-Мастерельское месторождение), верхнекаменноугольных и ассельско-сакмарских отложениях. В единой каменноугольно-нижнепермской толще в каверново-поровых известняках с пористостью 10–15% открыты залежи нефти на Южно-Ваякском, Сандивейском, Салюкинском и других месторождениях.

В ассельско-сакмарских отложениях в коллекторах каверново-порового типа с пористостью до 21% известны залежи нефти на Южно-Ба-

ганском, Северо-Баганском, Среднемакарихинском месторождениях. Залежи как правило, массивные, сводовые, иногда литологически ограниченные.

Нефтяное месторождение им. Р. Требса

Месторождение им. Р.Требса расположено в пределах Садаггинской ступени в северо-восточной части Хорейверской впадины.

На Госбалансе числятся запасы нефти по девяти нефтяным залежам: по трем в доманиково-турнейском и шести в ордовикско-нижнедевонском НГК.

По суммарным извлекаемым запасам месторождение относится к крупным.

Два крупных нарушения северо-западного простирания разбивают месторождение на три блока – Западный, Центральный и Восточный, к которым приурочены залежи Д₁-А, Д₁-I и Д₁-II. Ниже приводится характеристика залежей в отложениях Центрального блока как наиболее типичных скоплений УВ.

Залежи нефти в карбонатных отложениях нижнего девона (пласт Д₁-А, Центральный блок) локализуются в пределах трех куполов – северного, западного и южного.

Залежи сводовые, пластовые, тектонически экранированные, с высотами от 6 до 16 м.

Коллекторы трещинно-каверново-порового типа представлены вторичными доломитами овинпармского горизонта нижнего девона с пористостью от 4,7 до 7,7%. Средневзвешенные эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 4 (Западный купол) до 5,1 м (Южный купол). Флюидоупором для продуктивных пластов служат глинистые пласты овинпармского горизонта.

Максимальные дебиты при испытании достигали значений 146 м³/сут. на 12 мм штуцере (Северный купол).

В поверхностных условиях нефти относятся к легким, малосмолистым, малосернистым, асфальтенистым, высокопарафинистым.

На долю залежей нефти в Центральном блоке пласта «Д₁-А» месторождения им. Р. Требса приходится 0,9% от суммарных извлекаемых запасов нефти.

Залежь нефти в карбонатных отложениях нижнего девона (пласт Д₁-I, Центральный блок) локализована в пределах трех куполов.

Залежь высотой 16–30 м сводовая, пластовая, тектонически экранированная.

Нефтенасыщенные отложения представлены доломитами или доломитизированными известняками овинпармского горизонта с пористостью до 8% и значениями нефтенасыщенных толщин от 4,5 (Западный купол) до 10,2 м (Южный купол). Флюидоупором для залежи являются карбонатно-глинистые отложения овинпармского горизонта.

При испытании скважин были получены фонтанные притоки нефти дебитом до 527 м³/сут. на штуцере 20 мм (залежь Северного купола).

В поверхностных условиях нефти относятся к классу легких с низким содержанием серы и средними значениями асфальтенов и парафинов.

На долю залежи нефти в центральном блоке пласта «Д₁-I» месторождения им. Р. Требса приходится 5,2% от суммарных извлекаемых запасов нефти.

Залежь нефти в карбонатных отложениях нижнего девона (пласт Д₁-II, Центральный блок) является сводовой, пластовой, тектонически экранированной, с размерами в пределах принятого контура нефтеносности – 24,0–2,9×5,9 км. Высота залежи изменяется от 32 м (Южный купол) до 85 м (Северный купол) (рис.43, 44).

Породы-коллекторы представлены вторичными доломитами, реже доломитизированными известняками. Средневзвешенное значение нефтенасыщенных мощностей по залежи составляет 22,9 м, значение открытой пористости изменяется от 4,7 до 7,7%. Региональной покровной служат глинистые отложения тиманского горизонта верхнего девона.

Дебиты нефти при испытании изменялись от 18,72 м³/сут до 404,3 м³/сут. (20 мм штуцер).

Нефть в поверхностных условиях относится к классу очень легких, малосмолистых, сернистых, асфальтенистых с высоким содержанием парафинов.

На долю залежи нефти Д₁-II в центральном блоке приходится наибольшая часть извлекаемых запасов нефти месторождения – 88,4%.

Залежь нефти в карбонатных отложениях верхнего девона (D₃dm) приурочена к доломитам доманикового горизонта. Она является пластовой, литологически экранированной с размерами 11,5–7,5×11,0 км и высотой 37 метров. Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность по залежи составляет 9,0 м. Значение открытой пористости 10%. По-

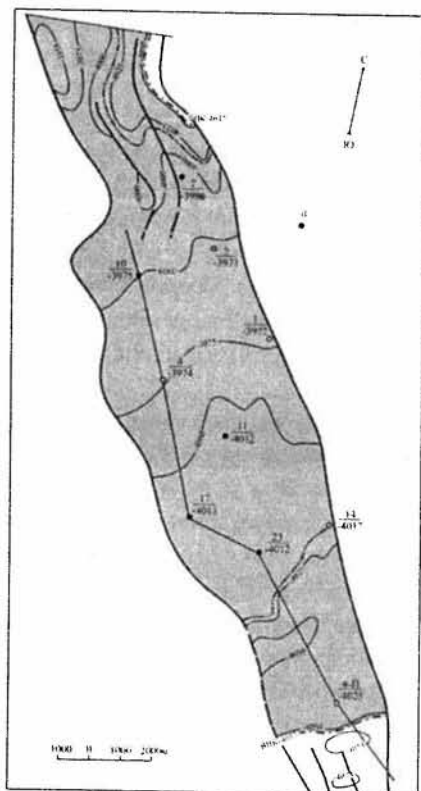


Рис. 43. Нефтяное месторождение им. Р. Требса. Нефтяная залежь в пласте «D₁-II», центральный блок. Структурная карта кровли проницаемых карбонатов пласта «D₁-II» нижнего девона (Мамедова и др., 1996 г.).

крышкой служат глинисто-карбонатные отложения среднего и верхнефранского подъяруса верхнего девона.

Нефть в поверхностных условиях относится к классу тяжелых. По составу характеризуется как малопарафинистая, смолистая и сернистая с высоким содержанием асфальтенов.

Залежь нефти вмещает 3,0% от суммарных извлекаемых запасов нефти месторождения им. Р.Требса.

Залежи нефти в рифогенных отложениях верхнего девона были выявлены в процессе бурения и испытания кровельной части рифогенных образований, в которых было установлено пять залежей нефти:

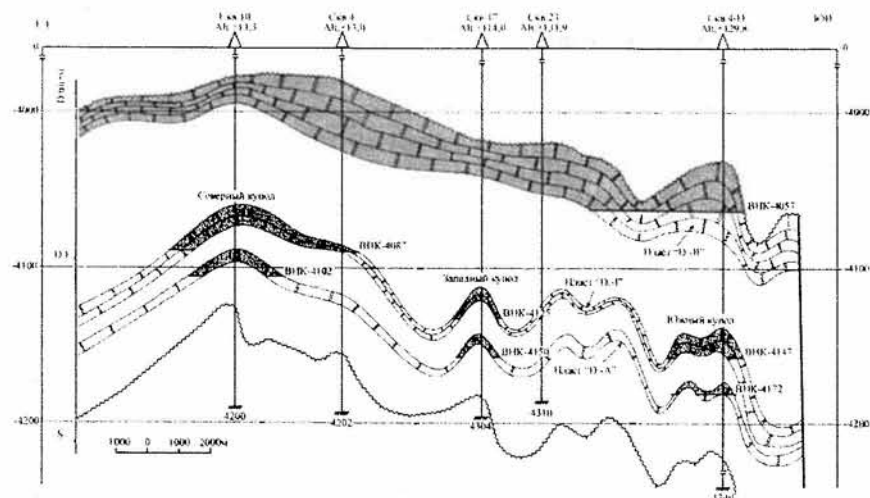


Рис. 44. Нефтяное месторождение им. Р. Требса. Геологический разрез продуктивных отложений нижнего девона по линии скважин 10-4-14-23-4-П (Мамедова и др., 1996 г.).

D₃src-V, D₃src-IV, D₃src-III, D₃src-II, D₃src-I. При подсчете запасов залежи нефти D₃src-IV, D₃src-III, D₃src-II, D₃src-I объединены в единый объект и обозначены как залежь D₃f₂.

Большинство залежей сводовые, пластовые залегают на глубинах от 3600 до 3780 м. Продуктивные отложения представлены водорослевыми известняками верхнефранского подъяруса верхнего девона. Высоты залежей изменяются от 22 до 108 м (залежь D₃src-II). Коллекторы трещинно-каверново-порового типа с открытой пористостью 9%. Эффективные нефтенасыщенные мощности достигают 12 м (залежь D₃src-II). Покрышками служат плотные глинистые известняки.

При испытании скважин в процессе бурения максимальный дебит нефти составил 553,8 м³/сут. на 16 мм штуцере (залежь D₃src-III).

Нефти залежей изменяются по плотности от средних до тяжелых, среднее значение по залежам составляет 0,8906 г/см³. По составу все нефти характеризуются как смолистые, сернистые. По содержанию асфальтенов и парафинов относятся к группе высокоасфальтенистых и высокопарафинистых.

Залежи нефти в рифогенных отложениях вмещают порядка 9% от суммарных извлекаемых запасов нефти месторождения им. Р. Требса.

Северо-Хоседаюское нефтяное месторождение

Северо-Хоседаюское месторождение, приуроченное к одноименной антиклинальной складке, расположено в пределах Садагинской ступени и входит в состав месторождений Центрально-Хорейверской рифогенной зоны.

На месторождении выявлена одна залежь нефти в семилукско-турнейском НГК.

По извлекаемым запасам нефти месторождение относится к средним.

Залежь нефти в отложениях верхнего девона ($D_3fm-III-IV$) сводовая, массивная, приурочена к отложениям нижнего и среднефаменского подъяруса и залегает на глубине 2930 м. Размеры залежи составляют 12,2х3,5–5–6 км, высота – 104 м (рис. 45, 46).

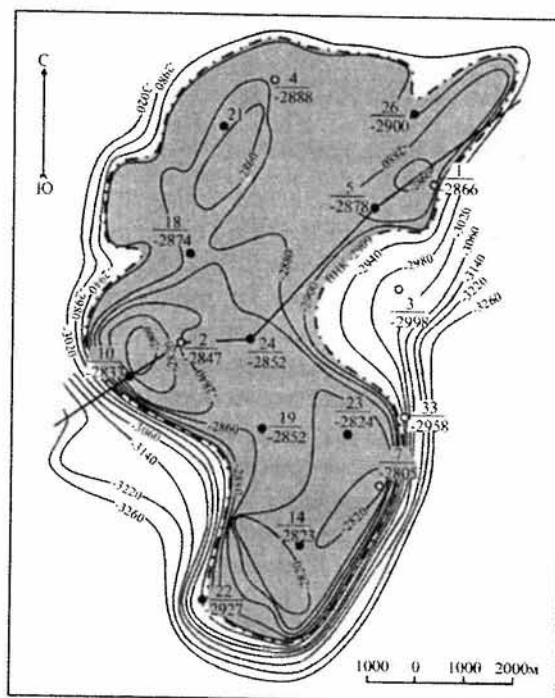


Рис. 45. Северо-Хоседаюское нефтяное месторождение. Залежь нефти в отложениях D_3f_2 (по разбивкам ТП НИЦ возраст залежи D_3fm_{1-2}). Структурная карта кровли проницаемых карбонатов франского яруса верхнего девона (Аввакумов и др., 1989 г.).

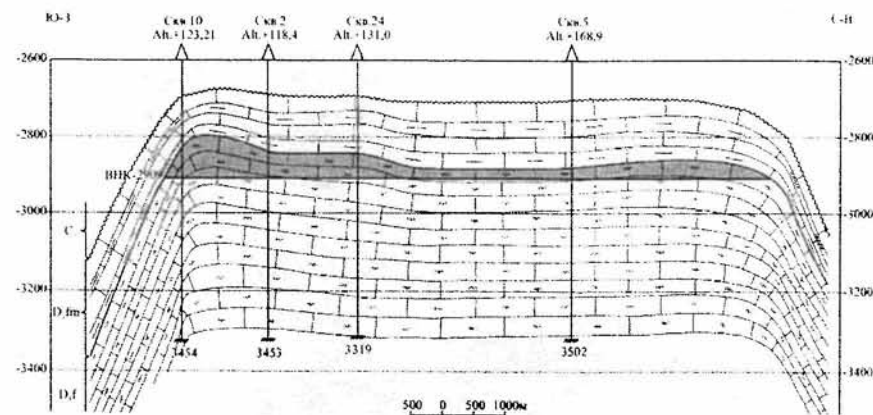


Рис. 46. Северо-Хоседаюское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных отложений верхнего девона по линии скважин 10-2-24-5 (Аввакумов и др., 1989 г.).

Коллекторы представлены известняками органогенно-детритовыми, водорослевыми, пористыми и кавернозными. Эффективная нефтенасыщенная мощность продуктивного пласта имеет максимальное значение 80 м в южной части месторождения. Открытая пористость коллекторов изменяется от 6,5 до 12,8%. Покрышкой для продуктивных пластов служат терригенно-карбонатные отложения.

При испытании скважин в эксплуатационной колонне были получены фонтанные притоки нефти дебитами от 9,6 м³/сут. на 2 мм штуцере до 512 м³/сут. на 17 мм штуцере.

Нефть в залежи средняя по плотности, высокопарафинистая, сернистая и смолистая.

Сандивейское нефтяное месторождение

Месторождение расположено в пределах Сандивейского куполовидного поднятия, к которому приурочены локальные структуры: Баганская, Веякская, Сандивейская.

На месторождении открыты 2 залежи нефти: в отложениях верхнего карбона и нижней перми.

По суммарным запасам нефти Сандивейское месторождение относится к категории мелких.

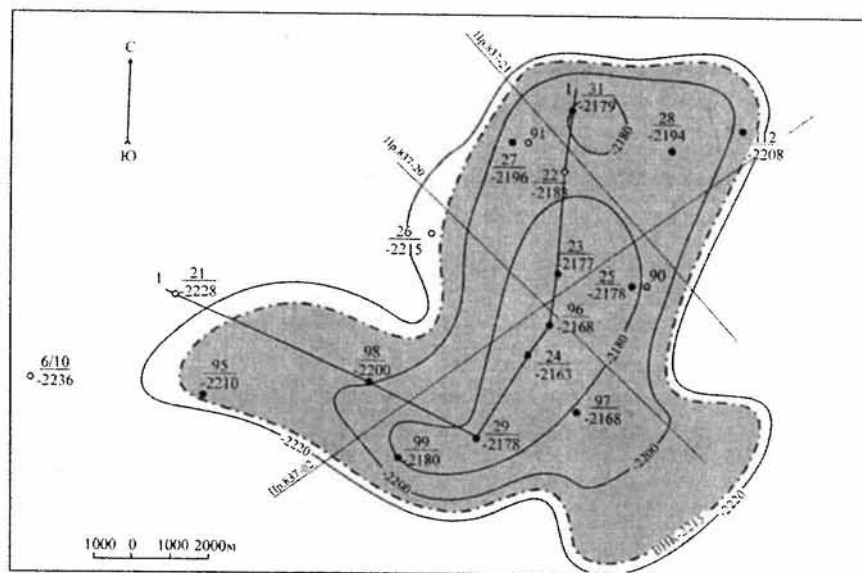


Рис. 47. Сандивейское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в отложениях C_3 . Структурная карта кровли проницаемых карбонатных отложений верхнего карбона.

Залежь нефти в верхнекаменноугольных отложениях сводовая, массивная, размерами 19,0×3,5–10,3 км; высота залежи составляет 52 м. Глубина залегания продуктивных отложений – 2240 м (рис.47, 48).

Коллекторами являются известняки органогенно-детритовые, каверново-поровые со средней пористостью 13%. Средневзвешенная нефтенасыщенная мощность по залежи составляет 6,0 м. Покрышкой для продуктивных отложений служит толща глинисто-карбонатных отложений верхней перми.

Нефть утяжеленная, сернистая, парафинистая, смолистая, асфальтенистая.

Запасы нефтяной залежи верхнекаменноугольных отложений составляют 92,4% от запасов всего месторождения.

Залежь нефти в нижнепермских отложениях локализована в пределах двух участков: участок А и участок В.

Залежь нефти на участке А пластовая, литологически экранированная. Залежь на участке В неполнопластовая, литологически экраниро-

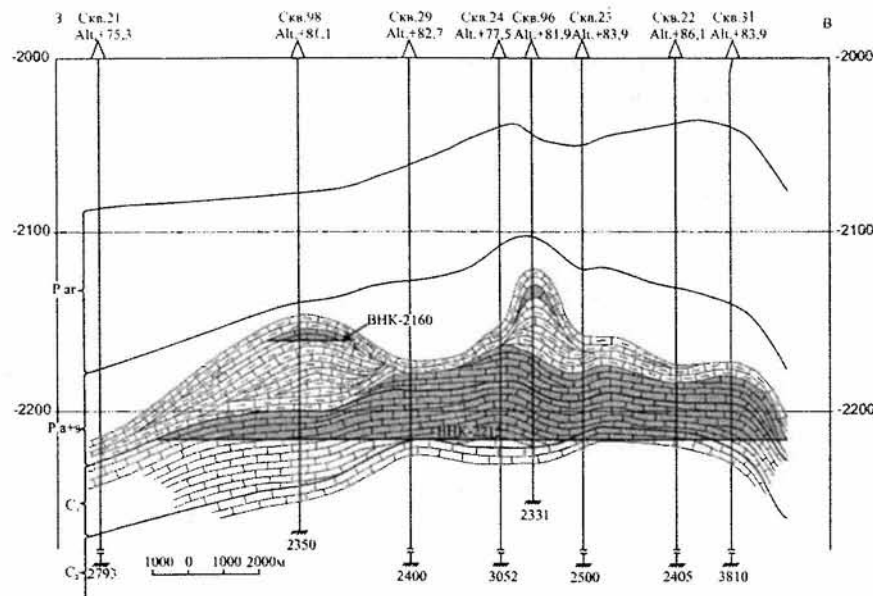


Рис. 48. Сандивейское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных отложений нижней перми-карбона по линии скважин 21-98-29-24-96-23-22-31.

ванная. Размеры залежи на участке А составляют 1,6–4,2×10,2 км при высоте 87 м, на участке В – 2,5×3,0 км, высота – 6 м.

Коллекторами являются известняки, залегающие среди глинисто-карбонатных пород. Нефтенасыщенная мощность изменяется от 1,0 до 6,4 м, средневзвешенная мощность составляет 2,1 м. Покрышкой являются карбонатно-глинистые отложения артинского яруса.

Нефть утяжеленная, сернистая, парафинистая, смолистая, высокоасфальтенистая.

Варандей-Адзьвинская НГО

В пределах Варандей-Адзьвинской НГО выявлено 21 нефтяное месторождение, причем половина из них – крупные и средние по запасам. Большинство месторождений находится на валах Сорокина, Гамбургцева и Сарембой-Леккейягинском. Месторождения вала Сорокина являются многозалежными.

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК

Основным продуктивным горизонтом данного комплекса являются порово-кавернозные доломитизированные известняки и вторичные доломиты с пористостью до 12–15% лохковского яруса нижнего девона (Наульское, Хосолтинское, Тобойское, Западно-Леккейягинское и др. месторождения).

Залежи нефти, как правило, массивные, сводовые, тектонически экранированные.

Пластовые, тектонически экранированные небольшие по размерам и запасам скопления УВ в пражских отложениях нижнего девона и в верхнесилурийских образованиях имеют подчиненное значение.

Среднедевонско-нижнефранский НГК

Данный комплекс имеет ограниченное распространение в пределах НГО. Его нефтеносность установлена как в среднедевонских (Западно-Леккейягинское, Мядсейское месторождения), так и в нижнефранских (Западно-Леккейягинское, Наульское, Торавейское и др. месторождения) отложениях. Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные приурочены к среднеемким поровым песчаным коллекторам с пористостью до 22%.

Доманиково-турнейский НГК

В пределах НГК нефтяные скопления выявлены в органогенно-детритовых известняках рифовых массивов верхнефранского подъяруса (Хосолтинское месторождение), в фаменских мелководно-шельфовых известняках (Лабаганское, Тобойское, Мядсейское месторождения) и известняках турнейского яруса (Тобойское, Западно-Леккейягинское, Южно-Торавейское месторождения). Коллекторы, как правило, среднеемкие, с пористостью до 15–16%, каверново-порового и трещинно-каверново-порового типов.

Нижне-средневизейский НГК

Наличие нефтенасыщенных коллекторов комплекса с пористостью до 18% установлено на севере вала Сорокина в песчаниках бобриковского горизонта нижневизейского подъяруса (Наульское месторождение).

Средневизейско-нижнепермский НГК

В средневизейско-нижнепермском НГК залежи нефти выявлены в серпуховских подангидритовых отложениях (Лабаганское, Седьягинское месторождения) и карбонатах ассельско-сакмарского и артинского ярусов (Лабаганское, Наульское и др. месторождения). Коллекторы каверново-порового и трещинно-порово-кавернового типов с пористостью до 26%. Залежи пластовые и массивные, литологически ограниченные.

Верхнепермский НГК

Промышленная нефтеносность комплекса связана с русловыми песчаниками с пористостью 20–25%, приуроченными к северной части вала Сорокина (Торавейское, Южно-Торавейское и др. месторождения). Залежи пластовые, литологически экранированные и ограниченные.

Триасовый НГК

В триасовом НГК промышленная нефтеносность установлена в отложениях нижнего и среднего триаса в песчаных пластах аллювиального происхождения. Пористость коллекторов в этих отложениях составляет 18–25%, толщина изменяется от 4–8 м до 20 м. Промышленная нефтеносность НГК в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны установлена в северной части вала Сорокина на Варандейском, Торавейском, Южно-Торавейском, Наульском и Лабаганском месторождениях.

Варандейское нефтяное месторождение

Варандейская структура приурочена к северной части вала Сорокина Варандей-Адзвинской структурой зоны и представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, ограниченную с востока и запада в нижних частях разреза тектоническими нарушениями.

В пределах Варандейского многопластового нефтяного месторождения выявлено пять залежей нефти: одна в карбонатных отложениях средневизейско-нижнепермского НГК и четыре в отложениях триасового НГК. По четырем залежам запасы учтены Госбалансом, залежь в пласте Т₁-II Госбалансом не учтена.

По извлекаемым запасам нефти месторождение относится к категории средних.

Залежь нефти в карбонатных отложениях нижней перми сводовая, массивная, приурочена к антиклинальной складке северо-западного простирания, юго-западное крыло которой более крутое, чем северо-

ро-восточное. Размеры залежи в контуре замкнутой изогипсы –1670 м составляют 9,5×2,8 км. Высота залежи – 45 м.

Вмещающие залежь отложения представлены биогермными известняками с открытой пористостью 10–21%. Покрышкой служат терригенные отложения кунгурского яруса.

Максимальный дебит нефти составил 76 м³/сут.

Нефть залежи тяжелая (0,902 г/см³), высокосернистая, высокоасфальтенистая, смолистая, малопарафинистая.

Извлекаемые запасы нефти в отложениях нижней перми составляют 37,6% от всех запасов нефти месторождения.

Залежь нефти в отложениях «базального горизонта» нижнего триаса (T₁cb) является сводовой, пластовой литологически экранированной. Размеры залежи – 12,0×4,5 км, высота – 130 м.

Коллектор представлен песчаниками с пористостью 16–28%. Локальным флюидоупором для залежи служат вышележащие глинистые отложения чаркабожской свиты нижнего триаса.

Дебиты при испытании скважин изменялись от 1,9 до 14,6 м³/сут.

В стандартных условиях нефть относится к классу тяжелых, малопарафинистых, смолистых, сернистых и высокоасфальтенистых.

Залежь нефти в отложениях нижнего триаса (пласт T₁-II) с размерами 10×2 км и высотой 126 м сводовая, пластовая, литологически экранированная. Залежь приурочена к пласту песчаников, имеющему ограниченное распространение. По ГИС коэффициент пористости составляет 19–25%. Покрышкой служат плотные глинистые отложения чаркабожской свиты.

В стандартных условиях нефть относится к классу тяжелых (0,9556 г/см³), высоковязких, малопарафинистых, смолистых, высокосернистых и высокоасфальтенистых.

Залежь нефти в терригенных отложениях чаркабожской свиты нижнего триаса (пласт T₁-cb) сводовая, пластовая, тектонически-экранированная, приурочена к пачке T₁-cb, в которой по данным ГИС выделяются от 3 до 8 пластов-коллекторов. Размеры залежи – 11,0×7,0 км, высота – 187 м (рис.49, 50).

Коллекторами служат песчаники. Пористость по керну составляет 18–29%, средневзвешенная –25,4%; по ГИС – 17–31% при средневзвешенной 23,14%. Флюидоупором залежи являются глинистые отложения нижнего триаса.

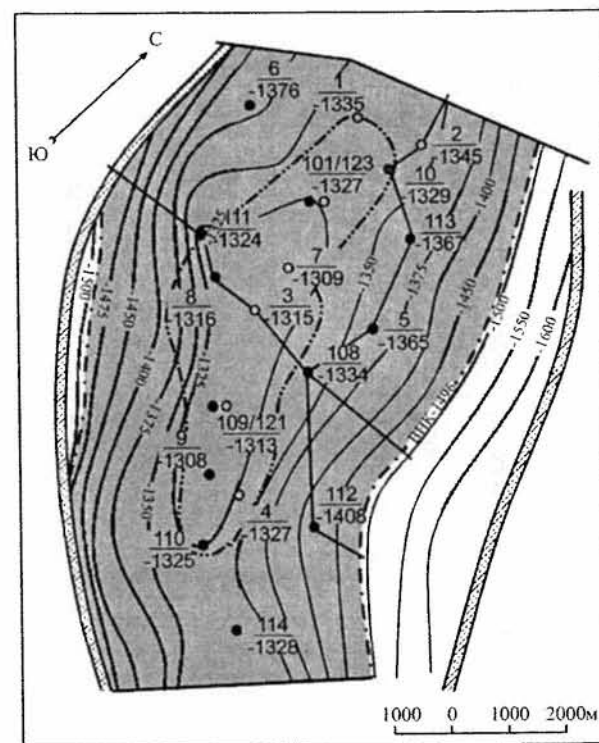


Рис. 49. Варандейское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в пласте «T₁cb». Структурная карта кровли проникаемых песчаников пласта «T₁cb» чаркабожской свиты нижнего триаса.

Притоки нефти при испытании скважин достигали 23,53 м³/сут.

Залежь нефти в отложениях шапкинской серии нижнего триаса (пласт T₁₊₂) сводовая, пластовая, приурочена к пласту песчаников харалейской свиты нижнего триаса. Размеры залежи – 11×4–5 км, высота – 113 м.

Открытая пористость коллекторов составляет 22–34%. Покрышкой служат одновозрастные глинистые отложения.

Дебиты нефти при испытании скважин составили от 2,66 до 25,2 м³/сут.

В стандартных условиях нефть в залежи очень тяжелая с плотностью 0,9888 г/см³, высоковязкая, малопарафинистая, смолистая, высокосернистая и высокоасфальтенистая.

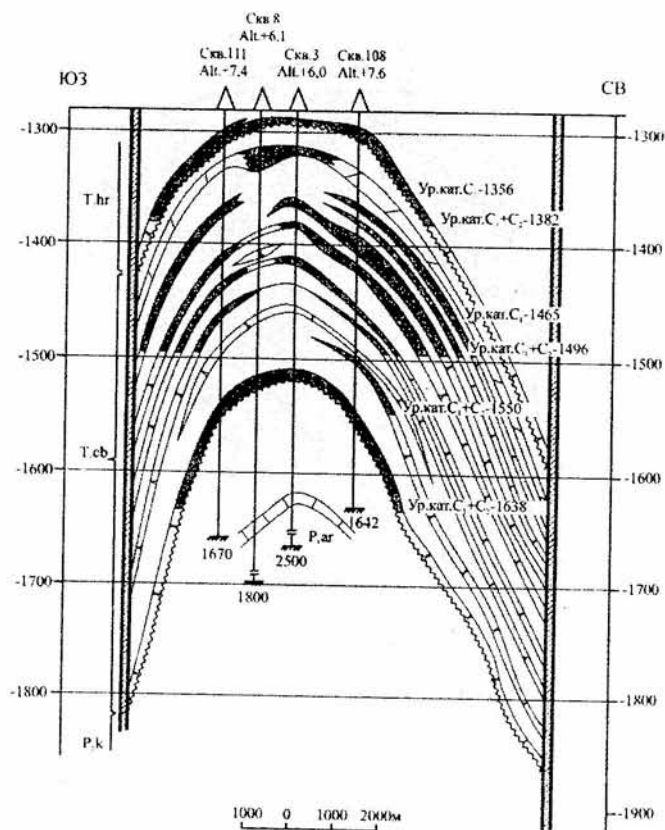


Рис. 50. Варандейское нефтяное месторождение. Геологический разрез пермско-триасовых продуктивных отложений по линии скважин 111-8-3-108.

Тобойское и Мядсейское нефтяные месторождения

Тобойское и Мядсейское нефтяные месторождения приурочены к одноименным антиклинальным складкам в северной части Сарембой-Лекейгинского вала.

В карбонатной толще овинпармского горизонта нижнего девона в пределах месторождений установлено пять пластовых залежей. Толща имеет ритмичное строение и представлена переслаиванием карбонатных пластов и пачек с карбонатно-глинистыми разностями. В разрезе пачки II выделяются пять мощных пластов известняков и вторичных

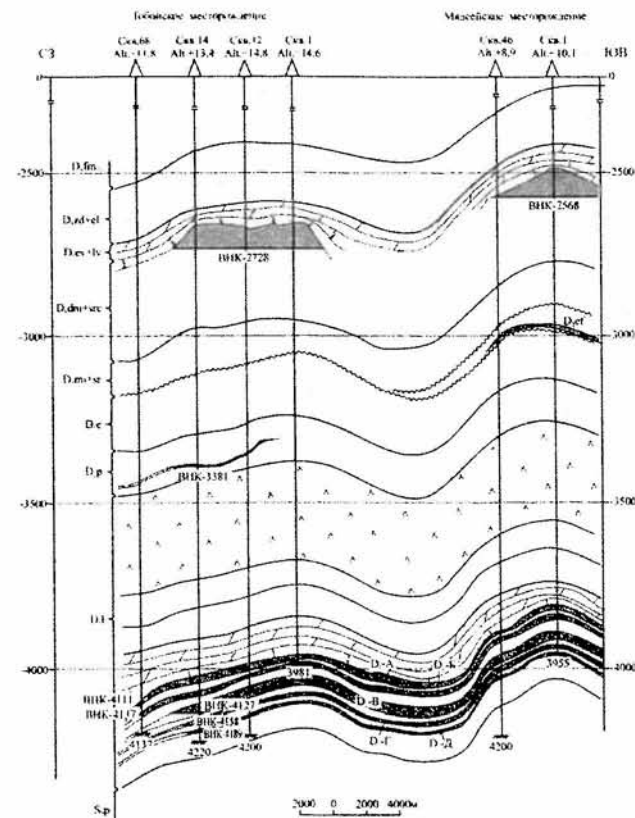


Рис. 51. Тобойское и Мядсейское нефтяные месторождения. Геологический разрез продуктивных девонских отложений по линии I-I (Пилосова и др., 1996 г.).

доломитов, к которым приурочены залежи (снизу вверх): D_1 -Д, D_1 -Г, D_1 -В, D_1 -Б, D_1 -А, являющиеся едиными для Тобойского и Мядсейского месторождений (рис.51).

Залежь нефти в нижнедевонских отложениях (пласт D_1 -Д) сводовая, пластовая. В пределах контура нефтеносности размеры залежи составляют 1,25–6,7х33,9 км, высоты изменяются по куполам от 89 до 214 м. Глубина залегания продуктивных отложений – 4020–4140 м.

Вещающие отложения представлены известняками и вторичными доломитами овинпармского горизонта нижнего девона с поровым ти-

пом коллектора и значением пористости 7–8%. Эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 2,6 до 6,0 м.

Локальной крышкой для залежи служат глинистые известняки нижнего девона средней мощностью 21 м.

При испытании скважин на Тобойском месторождении был получен приток нефти дебитом 183 м³/сут. через НКТ.

В стандартных условиях нефть пласта D₁-Д относится к классу легких нефтей, является малосмолистой и асфальтенистой, высокопарафинистой и малосернистой.

Извлекаемые запасы нефти в пласте D₁-Д Тобойского месторождения составляют 1,1% от запасов всего месторождения, запасы нефти Мядсейского месторождения учтены по категории С₂.

Залежь нефти в нижнедевонских отложениях (пласт D₁-Г) сводовая, пластовая.

В пределах контура нефтеносности размеры залежи составляют 1,3–6,7×33,2 км, высоты в пределах куполов – 108 и 283 м.

Продуктивные отложения представлены известняками и вторичными доломитами овинпармского горизонта. Эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 7,4 до 11 м при средневзвешенном значении по площади – 8,7 м. По данным ГИС среднее значение пористости составляет 6,0%. Локальной крышкой служат нижнедевонские глинистые известняки средней мощностью 15 м.

На Тобойской площади при испытании скважин был получен приток нефти дебитом 183 м³/сут. через НКТ диаметром 62 мм.

Извлекаемые запасы нефти в пласте «D₁-Г» Тобойского месторождения составляют 1,1% от запасов всего месторождения, запасы нефти Мядсейского месторождения учтены по категории С₂.

Залежь нефти в нижнедевонских отложениях (пласт D₁-В) залегает на глубине 3960–4060 м. В пределах контура нефтеносности ее размеры составляют 1,4–6,6×32,6 км. Высоты залежи в пределах куполов – 127 и 277 м. Продуктивные отложения представлены известняками и вторичными доломитами овинпармского возраста с пористостью 5–6%.

Локальной крышкой служит пачка овинпармских глинистых известняков мощностью 30 м.

Нефть по плотности относится к классу средних, является смолистой, асфальтенистой, высокопарафинистой и сернистой.

Извлекаемые запасы нефти в пласте D₁-В Тобойского и Мядсейского месторождений учтены по категории С₂.

Залежь нефти в карбонатных нижнедевонских отложениях (пласт D₁-Б) размерами 1,3–6,7×32,9 км сводовая, пластовая.

Средневзвешенное по площади значение нефтенасыщенной мощности составляет 7,7 м. По данным ГИС среднее значение пористости равно 6,3%, изменяясь от 4,0% до 6,8%. Локальной крышкой служат пласты глинистых известняков овинпармского горизонта средней толщиной 15 м.

Нефть по плотности относится к классу утяжеленных и характеризуется как смолистая, парафинистая и малосернистая.

Извлекаемые запасы нефти в пласте D₁-Б для Тобойского месторождения составляют 2,1% от запасов всего месторождения, для Мядсейского месторождения – 2,9%.

Залежь нефти в нижнедевонских отложениях (пласт D₁-А) сводовая, пластовая. В контуре подсчета запасов размеры залежи составляют 1,5–6,9×34,5 м, высота в пределах куполов – 161 и 286 м.

Коллекторы представлены известняками, в разной степени доломитизированными, с пористостью 7%. Средневзвешенное по площади значение эффективной мощности составляет 8,6 м. Крышкой для продуктивных отложений служат глинистые карбонаты пачки III овинпармского горизонта, средняя мощность которых составляет 84 м.

При бурении скважины № 1-Мядсейская на глубине 3955 м произошел нефтяной выброс, перешедший в открытое фонтанирование, дебит нефти составил 1500 м³/сут.

Нефть по плотности относится к классу утяжеленных нефтей, является смолистой, высокоасфальтенистой, парафинистой и малосернистой.

Извлекаемые запасы нефти в пласте D₁-А для Тобойского месторождения составляют 1,1% от запасов всего месторождения, для Мядсейского месторождения запасы учтены по категории С₂.

Тобойское нефтяное месторождение

Залежь нефти в нижнедевонских (пращских) отложениях (пласт D₁p) сводовая, пластовая, литологически экранированная. Северо-восточная её часть скрыта акваторией моря. В пределах контура нефтеносности размеры залежи составляют 0,9–4,4×10,5 км, высота – 81 м.

Коллектор представлен мелко-среднезернистыми кварцевыми песчаниками со средним значением пористости 12%. Эффективные нефтенасы-

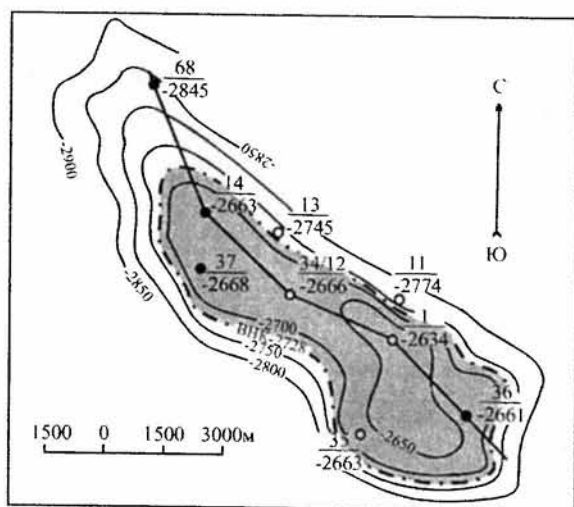


Рис. 52. Тобойское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в отложениях D_3f . Структурная карта кровли проницаемых карбонатов франского яруса верхнего девона.

ценные мощности изменяются от 1,6 м до 4,6 м. Покрышкой для залежи D_{1p} служит кровельная часть нижней пачки пражского яруса. Она представлена переслаиванием глин, глинистых алевролитов, содержащих прослои доломитов и ангидритов. Средняя мощность покрышки равна 40 м.

При испытании скважин были получены притоки нефти дебитами от 4,47 м³/сут по П.У. до 56,5 м³/сут. (шт. 6 мм).

Нефть по плотности относится к классу легких, является малосернистой, парафинистой и смолистой.

Извлекаемые запасы нефти в пласте D_{1p} Тобойского месторождения составляют 2,4% от запасов всего месторождения.

Залежь нефти в рифогенных известняках верхнефранского подъяруса верхнего девона (D_3f) сводовая, массивная, приурочена к ловушке северо-западного простирания. В пределах контура нефтеносности ее размеры составляют 2,6–4,0×11,3 км, высота – 94 м (рис. 51, 52).

Продуктивные отложения представлены известняками мелко- и среднезернистыми пористо-кавернозными, трещиноватыми. Пористость пород-коллекторов изменяется от 5,8 до 17,1%. Эффективные нефтена-

сыщенные мощности изменяются от 18,4 м до 47,2 м. Покрышкой для залежи служит толща евлановско-ливенских глинистых известняков. Средняя ее мощность составляет 50 м.

Дебиты скважин достигали величин 189,5 м³/сут. через 20 мм штуцер.

В стандартных условиях нефть относится к классу тяжелых (0,929 г/см³), высоковязких нефтей, является среднепарафинистой, смолистой, высокосернистой и высокоасфальтенистой.

Извлекаемые запасы нефти в пласте D_3f Тобойского месторождения составляют основную часть от запасов всего месторождения – 92,2%.

Мядсейское нефтяное месторождение

Залежь нефти в среднедевонских отложениях (пласт D_2ef) сводовая, пластовая, литологически ограниченная, приурочена к терригенным отложениям эйфельского яруса. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная мощность по залежи – 12,4 м, пористость – 11%.

В стандартных условиях нефть относится к классу тяжелых, высоковязких, среднепарафинистых, смолистых, высокосернистых и высокоасфальтенистых.

Извлекаемые запасы нефти в пласте D_2ef Мядсейского месторождения составляют 37,5 % от запасов всего месторождения.

Нефтяная залежь в верхнедевонских отложениях (пласт D_3f) сводовая, массивная, залегает на глубине 2480 м. Размеры залежи составляют 14,0×1,0–3,3 км, высота – 78 м (рис. 51, 53).

Коллектор представлен водорослевыми, перекристаллизованными известняками. Тип коллектора порово-каверно-трещинный. Открытая пористость изменяется от 7 до 15%. Покрышкой является терригенно-карбонатная пачка ухтинского горизонта.

При испытании скважин в эксплуатационной колонне получены притоки нефти дебитами по подъему уровня от 2,39 до 26,68 м³/сут.

Извлекаемые запасы нефти в пласте D_3f Мядсейского месторождения составляют основную часть от запасов всего месторождения – 59,6%.

Северо-Предуральская НГО

В Северо-Предуральской НГО Госбалансом учтено 19 месторождений УВ, среди которых преобладают газовые и газоконденсатные месторождения.

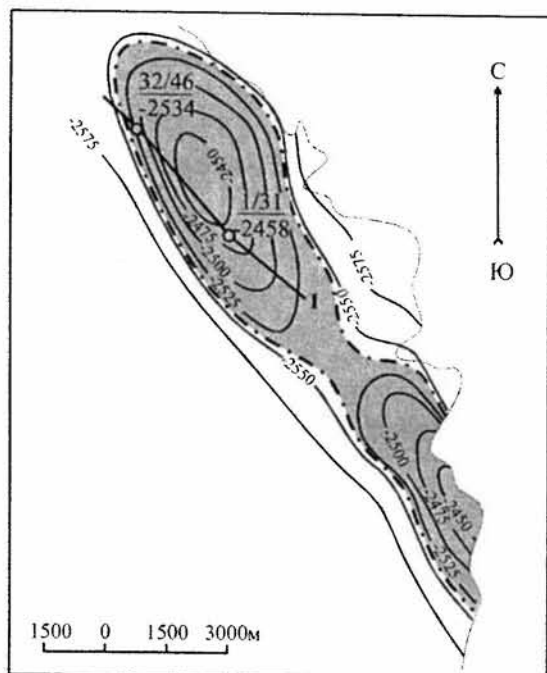


Рис. 53. Мядсейское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в отложениях D_3f . Структурная карта кровли проницаемых карбонатов франского яруса верхнего девона.

Месторождения, как правило, многозалежные, но по запасам относящиеся к категории мелких. В то же время, здесь выявлено крупнейшее в ТПП Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение.

Промышленная нефтегазоносность установлена в пределах практически всех НГР северной части Предуральяского прогиба по всему разрезу осадочного чехла. Основные запасы УВ связаны со средневизейско-нижнепермским НГК. Значительной долей запасов УВ обладают также среднедевонско-франский и доманиково-турнейский НГК.

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК

В отложениях данного комплекса в Предуральском прогибе на гряде Чернышева выявлены залежи нефти на Южно-Степковожском и Усино-Кушшорском месторождениях.

Коллекторами являются верхнесилурийские и нижнедевонские каверново-трещинные доломиты, характеризующиеся средними емкостными параметрами: пористость 11%, проницаемость 930 мД. Флюидопором для залежей является верхнедевонская (тиманско-саргаевской) региональная покрывка.

Среднедевонско-нижнефранский НГК

Мелкие по запасам залежи УВ выявлены в пределах Среднепечорского поперечного поднятия (Западно-Соплесское нефтегазоконденсатное и Югид-Соплесское нефтяное месторождения) на глубинах свыше 2500 м. Все залежи комплекса – пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Продуктивными отложениями являются поровые коллекторы в среднедевонских и джьерских песчаниках. Коллекторы среднедевонских отложений, как правило, низко-среднеемкие (пористость 8–15%, проницаемость до 50 мД), нижнефранских песчаников – низкоемкие (пористость 8%, проницаемость >5 мД).

По величине дебитов залежи среднедебитные (дебиты нефти до 25,5 т/сут., свободного газа – 240 тыс.м³/сут.).

Доманиково-турнейский НГК

Промышленная продуктивность НГК установлена в пределах четырех месторождений на Среднепечорском поднятии, в Верхнепечорской и Большесынинской впадинах и связана с зонами распространения фаменского барьерного рифа, с мелководно-шельфовыми пластами и с доманиковыми фациями. В органогенно-обломочных известняках пластов облекания нижнефаменского барьерного рифа в порово-трещинно-кавернозных коллекторах (пористость 9%, проницаемость 1 мД) выявлена залежь нефти на Юрвож-Большелягском месторождении.

Промышленная продуктивность мелководно-шельфовых пластов доказана в пределах Большесынинской впадины на Суборском и Восточно-Пыжьельском месторождениях. Залежи приурочены к фаменским карбонатам, выходящим в результате размыва под визейскую покрывку. Коллекторы представлены поровыми, каверно-поровыми и трещинно-поровыми известняками. Фильтрационно-емкостные свойства довольно низкие: пористость – 8%, проницаемость – менее 50 мД.

В пределах Предуральского прогиба выявлены две залежи нефти в доманиковых отложениях на Западно-Соплесском и Суборском месторождениях. Коллекторами являются низкоемкие порово-трещинные известняки (пористость – 1–10%, проницаемость – 10–12 мД). Залежи малodeбитные – дебиты нефти до 5 т/сут.

Нижне-средневизейский НГК

Мелкие по запасам залежи УВ открыты в Верхнепечорской впадине на Вуктыльском и Козлаюском месторождениях в поровых и порово-трещинных песчаных коллекторах бобриковского горизонта нижнего карбона.

Средневизейско-нижнепермский НГК

В Предуральском краевом прогибе средневизейско-нижнепермский комплекс является одним из самых ресурсонасыщенных и содержит наибольшее количество залежей УВ.

Промышленная продуктивность отложений доказана на 11 месторождениях в пределах Верхнепечорской, Большесынинской и Косью-Роговской впадин с глубинами залегания залежей от 1875 (Курынская антиклинальная зона) до 4325 м (Вуктыльская тектоническая плита).

Природные резервуары в каменноугольно-нижнепермском карбонатном НГК связаны с верхнесерпуховско-ассельско-сакмарскими и артинскими породами.

Коллекторы каменноугольно-нижнепермского комплекса представлены известняками и доломитами со смешанным типом пустотного пространства: поровым, трещинно-поровым, порово-каверновым и др. Вмещающие породы низко- и среднеемкие с пористостью 0,5–21%, проницаемостью от 1 до 120 мД.

Нефтяные залежи выявлены в пределах Большесынинской впадины (Суборское, Пыжьельское месторождения) и Верхнепечорской впадины (Вуктыльское месторождение).

Газовые и газоконденсатные залежи открыты в Косью-Роговской (Интинское, Романьельское и др. месторождения) и Верхнепечорской впадинах (Мишпарминское, Вуктыльское и др.).

Нижнепермский НГК

Залежи УВ в данном НГК являются единичными, очень мелкими, залегают на глубинах 600–2700 м. Практически все запасы УВ комп-

лекса связаны со свободным газом (95,7%) и сосредоточены в пределах Курьинской антиклинальной зоны, на нефть приходится 4,3%. Наиболее крупной является газовая залежь Рассохинского месторождения.

В пределах Нитчемью-Сынинской ступени на Пыжьельском месторождении выявлена нефтяная залежь.

Как правило, залежи тектонически экранированные, приурочены к прибрежно-морским песчаникам артинского и кунгурского возраста. Коллекторы характеризуются поровым и трещинно-поровым типом пустотного пространства (пористость 8,2–10%, проницаемость до 4 мД).

Верхнепермский НГК

В терригенных отложениях верхней перми выявлено 3 пластовых, литологически-экранированных залежи нефти (Югид-Соплесское, Пыжьельское и Аранецкое месторождения) на глубинах от 1000 до 2500 м.

Коллекторами являются аллювиальные поровые песчаники уфимского яруса, с пористостью 21–23%, проницаемостью 50–150 мД.

Суборское нефтяное месторождение

Суборская структура приурочена к Нитчемью-Сынинской ступени Большесынинской впадины и представляет собой двухкупольную брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания.

В разрезе Суборского месторождения выявлены три залежи нефти: две в доманиково-турнейском и одна в средневизейско-нижнепермском НГК. По величине извлекаемых запасов нефти месторождение относится к категории мелких.

Залежь нефти в верхнефранских карбонатных отложениях сводовая, пластовая, приурочена к северной части Суборской локальной структуры и залегает на глубине 4250 м. Ее размеры в пределах контура нефтеносности составляют 4,0×1,6 км при высоте более 100 м.

Продуктивные отложения представлены известняками с трещинно-поровым типом коллектора. Эффективная нефтенасыщенная мощность коллекторов составляет 3,8 м, открытая пористость – 8%. Покрышкой для залежи служат вышележащие непроницаемые глинистые известняки и глины.

Залежь малodeбитная, при испытании в скважине был получен приток нефти дебитом 2,6 м³/сут на 2 мм штуцере.

В стандартных условиях нефть средняя по плотности ($0,865 \text{ г/см}^3$), высоковязкая, высокопарафинистая, смолистая, асфальтенистая, малосернистая.

Извлекаемые запасы нефти залежи верхнефранских отложений составляют незначительную часть (1,9%) от запасов всего месторождения.

Залежь нефти в карбонатах фаменского яруса верхнего девона. Скопление нефти приурочено к куполовидному поднятию в южной части Суборской структуры. Залежь массивная, сводовая, залегает на глубине 3450 м.

Коллекторами являются известняки каверново-порового типа. Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность коллекторов составляет 2,2 м, пористость – 10%. Флюидоупором служат одновозрастные плотные известняки, перекрытые глинами визейского яруса.

Залежь малодобитная, при испытании был получен приток нефти дебитом $1,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$ свободным переливом через 2S НКТ.

В стандартных условиях нефть очень легкая с плотностью $0,8216 \text{ г/см}^3$, маловязкая, парафинистая, малосмолистая, малоасфальтенистая, малосернистая.

Извлекаемые запасы нефти залежи составляют 0,7% от всех запасов месторождения.

Залежь нефти в нижнепермских карбонатных отложениях сводовая, массивная, приурочена к поровым и каверново-поровым известнякам ассельского и сакмарского ярусов нижней перми. Размеры залежи составляют $13,7 \times 1,4 \text{ км}$, высота – 81 м, глубина залегания – 2432 м (рис. 54, 55).

Мощность пластов-коллекторов по скважинам изменяется от 2,8 м до 26,6 м. Среднее значение открытой пористости составляет 14%. Флюидоупором служит толща глинистых алевролитов и глин кунгурского яруса нижней перми и уфимского яруса верхней перми общей мощностью 200–350 м.

Незначительные притоки нефти при испытании ассельско-сакмарских карбонатных пород получены во всех скважинах, максимальный дебит составил $8,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 5 мм штуцере.

В поверхностных условиях нефть является тяжелой, характеризуется как малопарафинистая, высокосмолистая, высокоасфальтенистая, высокосернистая.

Извлекаемые запасы залежи карбонатных отложений составляют основную часть – 97,4% от запасов всего месторождения.

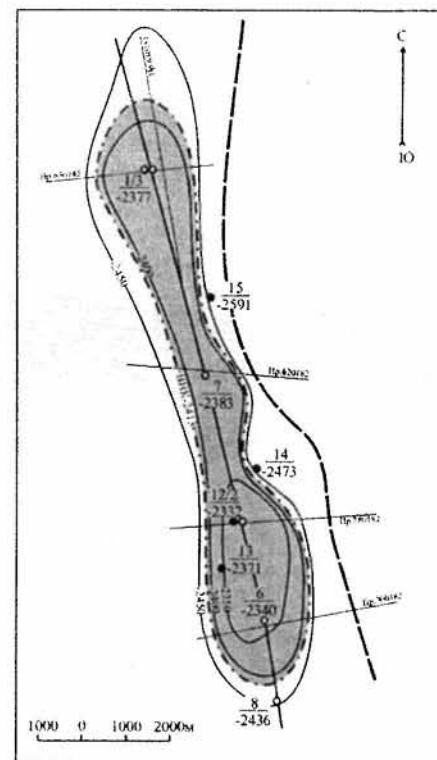


Рис. 54. Суборское нефтяное месторождение. Нефтяная залежь в отложениях P_1 . Структурная карта кровли проницаемых карбонатных отложений нижней перми (Коваленко и др., 1990 г.).

Интинское газовое месторождение

Интинская структура приурочена к Интинской складчато-чешуйчатой зоне в Косью-Роговской впадине. Складка представляет собой сложно-построенную узкую (около 2 км) протяженную (40 км) антиклиналь, ограниченную с северо-запада надвигом и разделенную тектоническими нарушениями различного характера на четыре основных блока: Усть-Кожимский (Южный), Косьинский, Чернореченский и Интинский.

Залежи газа выявлены в карбонатных отложениях среднего карбона и нижней перми в аллохтонной части разреза в пределах Усть-Кожимского, Чернореченского, Интинского блоков.

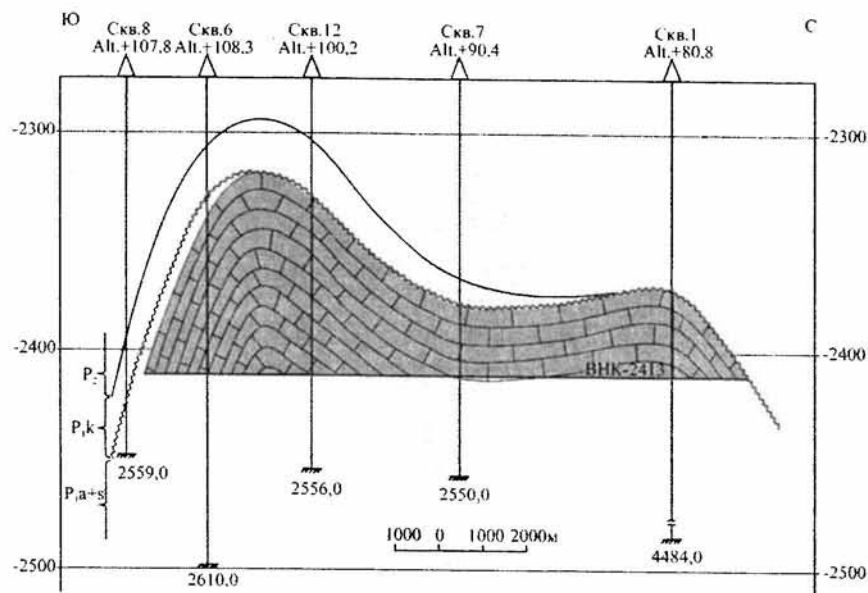


Рис. 55. Суборское нефтяное месторождение. Геологический разрез продуктивных отложений нижней перми по линии скважин 8-6-12-7-1 (Коваленко и др., 1990 г.).

Залежи газа в среднекаменноугольных отложениях выявлены в пределах Интинского, Чернореченского и Южного блоков.

Залежи массивные, тектонически и литологически (Чернореченский блок) экранированные, залегают на глубинах от 2725 м (Южный блок) до 3000 м (Интинский блок). Высоты залежей изменяются от 70 м (Интинский блок) до 200 м (Южный блок) (рис.56, 57).

Продуктивные отложения представлены чередованием плотных и проницаемых, пористых, в различной степени кавернозных и трещиноватых известняков и доломитов. Эффективные газонасыщенные мощности коллекторов составляют 24,7–28 м, пористость 7,5–11%. Покрышкой являются плотные, неравномерно глинистые нижнепермские известняки.

При опробовании скважин были получены притоки газа дебитами до 520 тыс.м³/сут. (Интинский, Южный блоки).

Свободный газ имеет плотность по воздуху 0,773 и является сухим, этановым, низкоазотным, низкоуглекислым и высокосероводородным (1,3% об.). Газ характеризуется высоким содержанием сероводорода и

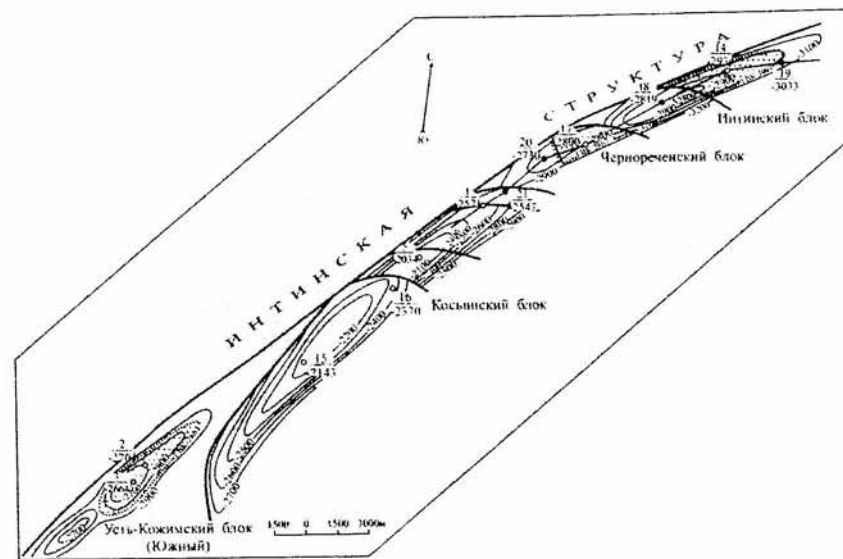


Рис. 56. Интинское газовое месторождение. Газовые залежи в отложениях С₂. Структурная карта кровли проницаемых карбонатов среднего карбона (по материалам УТГУ, 1983 г.).

повышенной концентрацией двуокиси углерода. Газ южной залежи обладает наименьшими агрессивными свойствами по сравнению с газами остальных залежей Интинского месторождения.

Запасы газа среднекаменноугольных залежей составляют 84% от запасов всего месторождения.

Залежи газа в нижнепермских ассельско-сакмарских карбонатных отложениях выявлены в пределах Интинского и Чернореченского блоков и приурочены к толще чередования плотных и проницаемых, пористых, в различной степени кавернозных и трещиноватых, иногда органогенно-детритовых известняков. Тип коллектора – поровый (Чернореченский блок) и трещинно-каверновый (Интинский блок) со значениями пористости, соответственно, 10 и 4%. Покрышкой залежей служат плотные карбонатно-глинистые отложения артинского яруса нижней перми.

Залежи сводовые, массивные, тектонически экранированные, залегающие на глубинах 2590 м (Интинский блок) – 2620 м (Чернореченский блок), высоты, соответственно, составляют 130 и 73 м (рис.57).

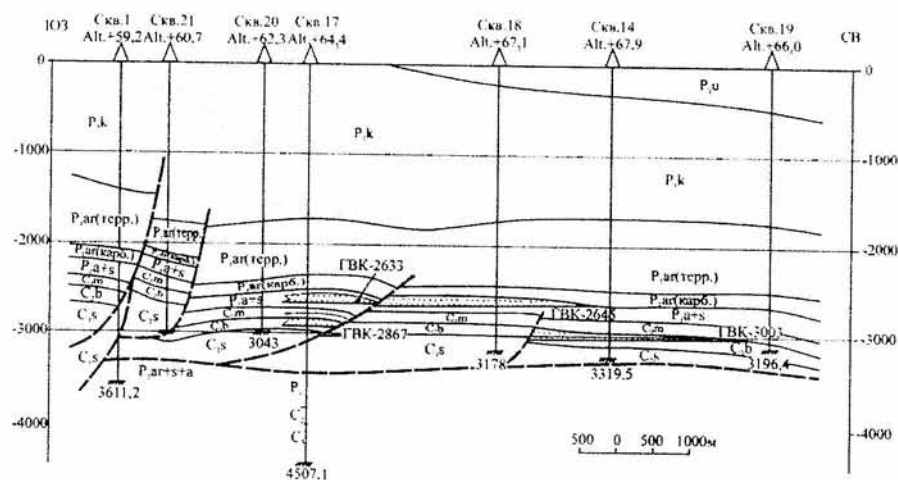


Рис. 57. Интинское газовое месторождение. Геологический разрез продуктивных пермско-каменноугольных отложений по линии скважин 1-20-17-18-14-19 (Щербаков и др., 1987 г.).

Свободный устьевой газ имеет плотность по воздуху 0,766 и является сухим, этановым, низкоазотным, низкоуглекислым, высокосеродородным.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение

Вуктыльская структура приурочена к Вуктыльской тектонической пластине Верхнепечорской впадины. В пределах Вуктыльской складки выявлено крупное нефтегазоконденсатное месторождение с залежами, приуроченными как к аллохтонной, так и автохтонной части структуры.

В разрезе месторождения выявлены 6 залежей – газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой на южной периклинали, два нефтяных скопления на Северо-Вуктыльском и Подчеремском участках и залежь газа в южной части месторождения. В автохтоне (Нижевуктыльский участок и Восточно-Козланюрское поднятие) выделены две нефтяные залежи. Запасы газа, конденсата и нефти учтены Государственным балансом.

По величине запасов газа месторождение относится к категории крупных, по величине извлекаемых запасов нефти – к категории мелких.

Залежь газоконденсата с нефтяной оторочкой на южной периклинали в каменноугольно-нижнепермских отложениях. Залежь с нефтя-

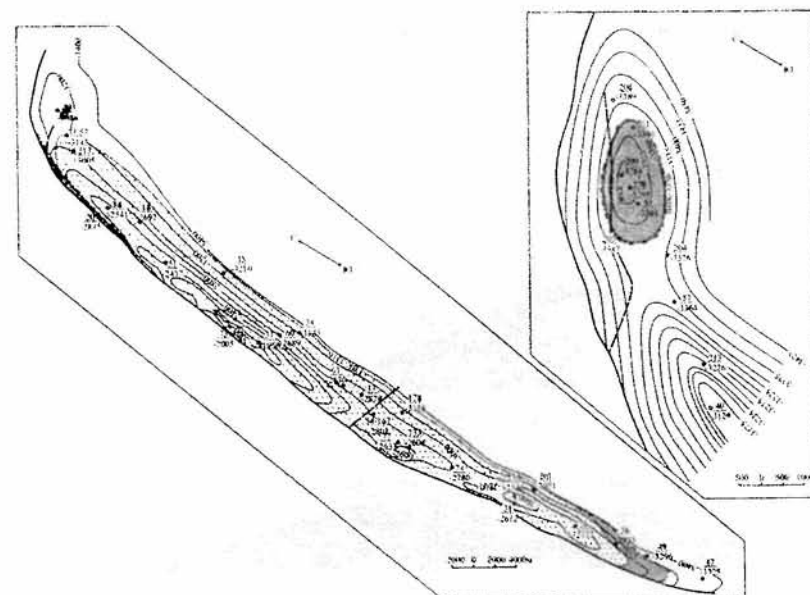


Рис. 58. Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. I – Газоконденсатная залежь в отложениях P_1 -С. Структурная карта кровли отложений нижнеартинского подъяруса нижней перми (Шелгунов и др., 1994 г.). II – Северо-Вуктыльский участок. Нефтяная залежь в отложениях C_2 - C_3 . Структурная карта кровли проницаемых карбонатов верхне-среднекаменноугольного возраста (Шелгунов и др., 1994 г.).

ной оторочкой приурочена к брахиантиклинальной складке меридионального простирания в аллохтонной части Вуктыльского надвига и разделена тектоническим нарушением на блоки, приуроченные к южной и северной периклиналям; с запада она экранирована тектоническим нарушением надвигового характера.

Размеры залежи северной периклинали в пределах контура газоносности составляют 38×4–5 км, высота около 1300 м. Размеры на юге в пределах контура ГВК – 30×3–5 км, высота порядка 700 м (рис.58, 59).

Продуктивные отложения представлены мощной карбонатной толщей, сложенной органогенными и доломитизированными известняками, вторичными доломитами с прослоями мергелей и глин. Тип коллектора смешанный: поровый, каверново-поровый, порово-трещинный.

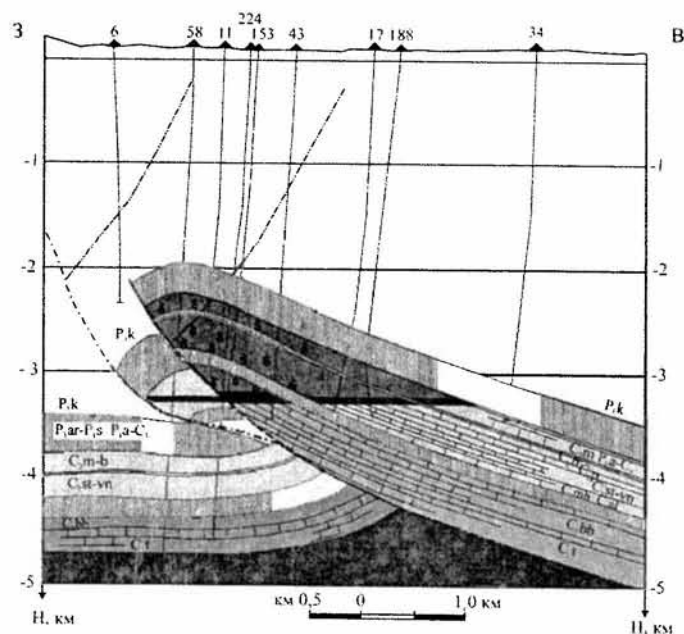


Рис. 59. Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. Геологический разрез по линии скважин 6-58-11-224-153-43-17-188-34 (по В. В. Шелгунову).

Средняя эффективная газонасыщенная мощность, принятая в подсчет запасов, равна 170 м. Покрышкой служит терригенно-сульфатная толща кунгурского возраста.

В контуре газонасыщенности пробурено большое количество поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, из которых получены притоки конденсатного газа. Конденсат, полученный из залежи северной периклинали на различных гипсометрических уровнях, в поверхностных условиях характеризуется средней плотностью $0,741 \text{ г/см}^3$ с низким содержанием парафинов, смол, асфальтенов, является малосернистым.

Плотность конденсата залежи южной периклинали изменяется в пределах $0,748-0,777 \text{ г/см}^3$, количество парафинов – $0,0-1,6\%$, смол – $0,0-0,8\%$. Конденсат является малосернистым.

Уникальность месторождения заключается в составе пластового газа, представленного в основном метаном ($80-82\%$) и содержащего значительное количество этана, пропана, бутанов и растворенного конденса-

та. Содержание азота в газе повышено ($4,9-5,2\%$ об.), содержание гелия значительно ниже кондиционного ($0,02\%$). Агрессивными свойствами газ не обладает: сероводород отсутствует, содержание двуокиси углерода низкое (около $0,1\%$ об.).

Запасы газа залежи каменноугольно-пермских отложений составляют $99,3\%$ от всех запасов газа месторождения, извлекаемые запасы нефти оторочки южной периклинали составляют $89,5\%$ от всех запасов нефти месторождения.

Залежи нефти в отложениях яснополянского горизонта нижнего карбона. В пределах Вуктыльской площади в автохтоне прослеживается крупное валообразное поднятие меридионального простирания длиной порядка 56 км, в пределах которого выделены небольшие структуры – Нижневуктыльская и Восточно-Козланюрская. К данным структурам приурочены небольшие по запасам залежи нефти.

Залежи сводовые, пластовые, локализованы в поровых коллекторах с пористостью $9-10\%$.

Извлекаемые запасы нефти залежей яснополянских отложений составляют $4,4\%$ от всех запасов нефти месторождения.

Залежь газоконденсата в бобриковских отложениях нижнего карбона на южной части месторождения. Песчаники бобриковского горизонта являются промышленно газоносными в пределах Верхневуктыльского поднятия. Сводовая, пластовая залежь небольших размеров приурочена к пачке, сложенной песчаниками с подчиненными прослоями глин и алевролитов. Песчаники мелкозернистые, крепкие, прослоями трещиноватые, пористость коллекторов составляет $6-12\%$. Покрышкой для залежи служат плотные глинисто-карбонатные породы тульского и алексинского горизонтов.

Извлекаемые запасы газа залежи бобриковских отложений южной части Вуктыльского месторождения составляют очень незначительную часть – $0,7\%$ от всех запасов газа.

Залежи нефти в среднекаменноугольных отложениях выявлены в пределах Северо-Вуктыльского участка (московский ярус) и Подчеремского участка (башкирский ярус).

Залежи массивные, сводовые с тектоническим экранированием (Северо-Вуктыльский участок) (рис.58).

Продуктивная толща представлена органогенными и доломитизированными известняками, а также вторичными доломитами с прослоя-

ми глинистых известняков. Коллектор порово-каверново-трещинный с пористостью 10% и величинами средневзвешенных эффективных нефтенасыщенных мощностей 6,6 м (залежь башкирских отложений) и 14 м (залежь московских отложений).

Покрышкой служат глины верхнеартинского подъяруса и гипсо-ангидритовые отложения кунгурского яруса.

Максимальные дебиты нефти при испытании составляли 80 т/сут. на 5 штуцере в пределах Северо-Вуктыльского участка.

В стандартных условиях нефти классифицируются как легкие, в пределах Северо-Вуктыльского участка парафинистые, малосмолистые, малоасфальтенистые, малосернистые.

Запасы нефти залежи среднекаменноугольных отложений составляют 5,1% от запасов всего месторождения.

Месторождения Печороморского шельфа

К настоящему времени на шельфе Печорского моря выявлено 5 месторождений: нефтяные – Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море, нефтегазоконденсатное – Северо-Гуляевское, газоконденсатное – Поморское.

Основным продуктивным комплексом являются рифогенные и органо-генные карбонатные породы каменноугольного-нижнепермского возраста. В данных отложениях установлены залежи нефти на месторождениях: Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море; залежи газоконденсата – на месторождениях – Северо-Гуляевское и Поморское. На Северо-Гуляевском месторождении установлена залежь нефти в нижнепермских песчаниках, а на месторождении Медыньское-море в верхнедевонских отложениях – фаменского и нижней части франского ярусов.

Месторождение Приразломное

Нефтяное месторождение Приразломное в тектоническом плане расположено в северной акваториальной части Варандейского вала (вала Сорокина). Ближайшие к нему месторождения на шельфе Печорского моря – нефтяные Варандей-море, Медыньское – море; на суше – Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское и др. Глубина моря в районе месторождения составляет 17–19 м.

Месторождение открыто в 1989 году поисковой скважиной № 1, глубиной 3100 м. В интервале 2368–2438 м из среднекаменноугольно-

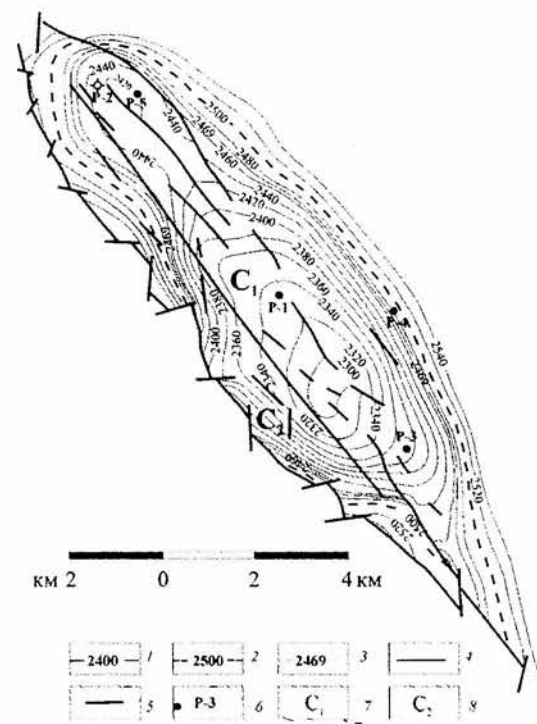


Рис. 60. Приразломное месторождение (подсчетный план I продуктивного горизонта). 1 – изогипсы кровли I горизонта; 2 – контур ВНК; 3 – граница запасов нефти, подготовленных к разработке; 4 – граница категории запасов C1 и C2; 5 – тектонические нарушения; 6 – пробуренные скважины; 7 – зона распространения запасов категории C1 (до уровня – 2469 м); 8 – зона распространения запасов категории C2.

нижнепермских отложений был получен промышленный приток нефти дебитом 393 м³/сут после соляно-кислотной обработки. В 1993–94 гг. бурение и испытание поисково-разведочных скважин № 3, 4, 5 подтвердило наличие промышленной залежи нефти.

Приразломная структура представляет собой двухкупольное, сквозное поднятие северо-западного простирания, с нарушенным разломом юго-западным крылом. Нарушение северо-западного простирания имеет амплитуду смещения 50–150 м и прослеживается от девонских по пермские отложений включительно (рис. 60).

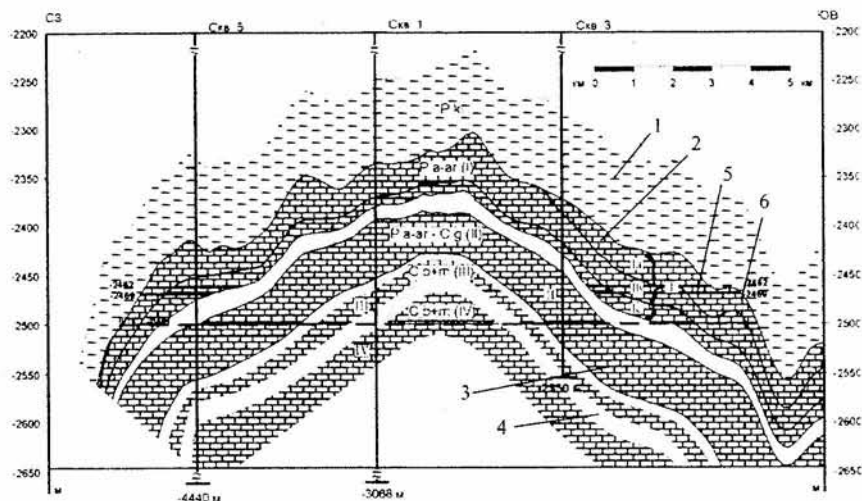


Рис. 61. Месторождение Приразломное. Геологический разрез. 1 – глины; 2 – нефтенасыщенные породы; 3 – водонасыщенные породы; 4 – плотные породы; 5 – граница легкой (вверху) и тяжелой нефти (–2462 м); 6 – граница запасов нефти, подготовленных для разработки (–2469 м), 7 – водо-нефтяной контакт (–2500 м).

По кровле каменноугольно-нижнепермских карбонатных отложений размеры структуры составляют 17,5×4,5 км, амплитуда 234 м. Всего на месторождении пробурено 5 скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5), четыре из них установили продуктивность разреза; скважина № 2, не достигнув кровли продуктивной толщи, ликвидирована по техническим причинам. В трех скважинах (№ 1, 3, 5) были получены притоки безводной нефти, а в скважине № 4 – притоки нефти с водой.

По материалам ГИС и литолого-петрографическим данным в разрезе каменноугольно-нижнепермской толщи выделяются три продуктивных горизонта – I, II, III, образующих единую залежь нефти. По данным ГИС (скв. № 4) и результатам опробования скважин положение ВНК принято на отметке –2500 м (рис. 61).

Залежь – массивная, дизъюнктивно ограниченная. Покрышкой служит пачка плотных непроницаемых известковистых глин кунгурского яруса.

В пределах Приразломного месторождения (по аналогии с материковой частью вала Сорокина) перспективы нефтегазоносности связы-

ваются с нижележащими комплексами: доманиково-турнейским и ордовикско-нижнедевонским (перспективы верхне-пермско-триасового комплекса оцениваются отрицательно, т. к. при опробовании скв. № 1 из коллекторов были получены притоки воды).

По данным ЗАО «Росшельф» с использованием материалов сейсморазведки 3Д в 1998 г. были оценены ресурсы нефти по предполагаемым залежам: 1) в пределах предполагаемой литологической ловушки в терригенных верхнедевонских отложениях в поднадвиговой зоне юго-западного крыла структуры; 2) в контуре структурной ловушки по нижнедевонским карбонатным отложениям; 3) в пределах предполагаемой рифовой постройки в силурийских отложениях (в районе скважины № 5).

Нефтяное месторождение Варандей-море

Месторождение расположено в северной акваториальной части Варандейского вала (вала Сорокина) и приурочено к структуре, входящей в состав Варандей-Адзввинской структурной зоны. Ближайшими месторождениями на шельфе Печорского моря являются – Приразломное, Медынское – море; на суше – Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское, Лабоганское. Глубина моря колеблется от 1–2 м вблизи береговой линии до 20 м при удалении от нее.

Структура Варандей-море выявлена МОВ ОГТ в 1972 году и подготовлена к поисковому бурению в 1979 году. В 1989–94 гг. детальными работами МОВ ОГТ было уточнено положение структуры по ОГ Ia(P₁), IIv(C₁), III₃(D_{3f}), III-IV (S-D). По ОГ – Ia(P₁) структура представляет собой узкую, двухкупольную, высокоамплитудную брахиантиклинальную складку, субмеридионального простирания, нарушенную разломами в северной периклинали и на западном крыле складки. Размеры структуры по ОГ Ia(P₁) составляют 35,0×5,0 км, амплитуда 200 м (рис. 62). Южное замыкание структуры и характер ее сочленения с Варандейской структурой не изучен в связи с невозможностью проведения сейсмических работ в мелководной прибрежной части моря. Предполагается, что в области сочленения имеет место разрывное нарушение.

В 1998 году сейсморазведочные работы 3Д уточнили строение структуры по основным отражающим горизонтам. По ОГ Ia(P₁), по предположительно замкнутой изогипсе –1800 м размеры структуры составляют 20×3,4 км, амплитуда 130 м. В пределах структуры выделяются три купола Центральный (район скв. 1), Южный и Северный. На восточном

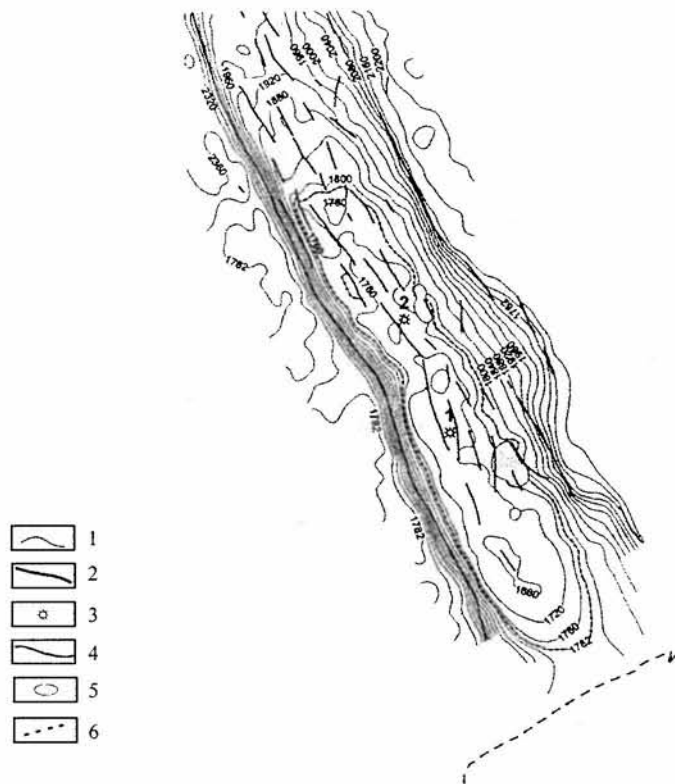


Рис. 62. Месторождение Варандей-море. Структурная карта по отражающему горизонту Ia (P1). Условные обозначения: 1 – изогипсы отражающего горизонта, м; 2 – тектонические нарушения; 3 – пробуренные скважины; 4 – условный контур нефтеносности (–1782м); 5 – предполагаемые рифовые постройки; 6 – линия берега.

крыле структуры в каменноугольно-нижнепермских отложениях предполагается развитие двух рифогенных построек размерами 1,5×0,5 км и 1,8×1,2 км.

Месторождение Варандей-море открыто в 1995 году поисковой скважиной №1, глубиной 2556 м с забоем в верхнедевонских отложениях. При испытании в эксплуатационной колонне каменноугольных нижнепермских отложений в интервале 1714–1738 м после соляно-кислотной обработки был получен фонтанный приток нефти дебитом 109,5 м³/сут на шту-

цере 22,7 мм с плотностью нефти в поверхностных условиях 0,903 т/м³. При испытании второго объекта в интервалах 1583–1595 м и 1627–1637 м были испытаны совместно два песчаных пласта верхней перми – нижнего триаса, из которых был получен фильтрат бурового раствора с нефтью (фильтрата 0,87 м³, нефти 0,7 м³ за 33,25 часа). Плотность нефти 0,936 т/м³ при +23°C. По материалам ГИС предполагается нефтенасыщение в песчаниках яснополянского надгоризонта (визейского яруса).

В 1996г. в 5 км севернее скв. № 1 на месторождении была пробурена скв. № 2, глубиной 2152 м с забоем в среднекаменноугольных отложениях. Кровля продуктивных нижнепермских карбонатов установлена на 67 м ниже, чем в скв. № 1. По материалам ГИС в скв. № 2 положение ВНК залежи определяется на отметке –1782 м (глубина 1814 м). При опробовании нижней части отложений нижнепермско-каменноугольного НГК в интервалах 1861–1881 м и 1834–1848 м получены притоки пластовой воды. При опробовании кровельной части Р1-С НГК в интервале 1781–1823,5 м были получены притоки фильтрата бурового раствора (3,7 м³/сут) и нефти (0,4 м³/сут). Отсутствие промышленных притоков нефти из нефтенасыщенной (по ГИС) части пласта связано, как предполагается, с недоосвоенностью скважины в условиях завершения навигации по ледовым условиям.

В пределах структуры Варандей-море по материалам ГИС, керну и испытанию скважин выявлена залежь нефти в карбонатных отложениях среднего – верхнего карбона и нижней перми. Залежь массивная, дизъюнктивно ограниченная, состоит из трех горизонтов: I + II + III – продуктивных горизонтов, выявленных на Приразломном нефтяном месторождении. Размеры залежи 19×2,4 км, высота 110 м. Коллекторы представлены известняками органогенными, органогенно-детритовыми, пористыми, кавернозными, прослоями глинистыми. Покрышкой служит глинистая толща кунгурского яруса нижней перми. Положение ВНК принято на отметке –1782 м (1814 м) (рис.63). Плотность нефти по результатам анализа двух устьевых проб из скв. № 1 принята равной 0,903 т/м³, газовый фактор – 42 м³/т (по аналогии с Варандейским месторождением).

Перспективы нефтегазоносности месторождения Варандей-море по аналогии с месторождениями континентальной части вала Сорокина предположительно связываются:

- с терригенными нижнекаменноугольными отложениями визейского яруса (залежь в песчаниках яснополянского надгоризонта);

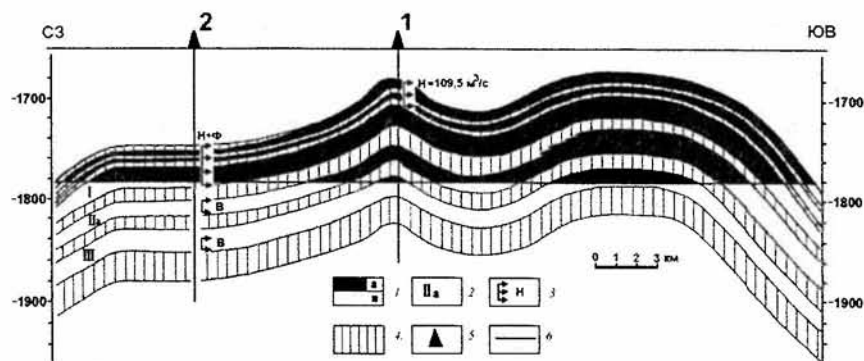


Рис.63. Месторождение Варандей-море. Разрез продуктивных отложений P1-C2. 1 – коллектора: а – нефтенасыщенные, б – водонасыщенные; 2 – продуктивные горизонты и подгоризонты; 3 – интервалы испытаний и результаты: Н – нефть, В – вода, Н + Ф – фильтрат бурового раствора с пленкой нефти; 4 – плотные породы; 5 – пробуренные скважины; 6 – принятый уровень ВНК.

- с карбонатными нижнекаменноугольными отложениями турнейского яруса (одна залежь нефти);
- с карбонатными верхнедевонскими отложениями (залежь нефти в карбонатах фаменского яруса и залежь нефти в карбонатах франского яруса);
- с карбонатными нижнедевонскими породами (залежь нефти в отложениях лохковского яруса);
- с карбонатами верхнего силура (одна залежь).

Перспективы нефтегазоносности верхнепермского и триасового НГК оцениваются отрицательно вследствие их и низких коллекторских свойств.

Нефтяное месторождение Медынское-море

Нефтяное месторождение Медынское-море в тектоническом отношении расположено в северной акваториальной части Медынского (Сарембойского) вала, входящего в состав Варандей-Адзвинской структурной зоны. Ближайшие месторождения на шельфе Печорского моря – нефтяные Приразломное, Варандей-море.

Структура Медынская – море выявлена сейсморазведочными работами МОВ ОГТ в 1978 году, к глубокому бурению подготовлена в 1981 году. По результатам детальных работ МОВ ОГТ в 1994 году структура

представляет собой двухкупольную (Медынская-море-1 и Медынская-море-2) приразломную, брахиантиклинальную складку северо-западного простирания. Крылья складки ограничены системой сбросов и взбросо-надвигов с вертикальными амплитудами смещения от 50 до 100 м на юго-западном крыле и 200–500 м – на северо-восточном. Общие размеры складки 30:35×3:5 км.

По ОГ Ia(P₁-C₂) размеры структуры Медынская-море-2 по замкнутой изогипсе –1400 м составляют 17×4 км, амплитуда 480 м. По ОГ Пв(C₁у) по замкнутой изогипсе –2000 м размеры структуры составляют 17,5×3,5 км, амплитуда 500 м.

По отражающему горизонту III₃¹(D3f1) размеры по замкнутой изогипсе –2700 м составляют 18,5×3 км, амплитуда 650 м, а по ОГ III-IV(S-D1) с замкнутой изогипсой –3400 м размеры равны 19×1,5:2,0 км, амплитуда 650 м. Структура Медынское-море –1 по всем отражающим горизонтам располагается гипсометрически ниже на 200–300 м. Размеры купола 8–10,5 км, амплитуда до 250–350 м.

Месторождение Медынское-море (структура Медынская-море-2) открыто в 1997 году поисковой скважиной № 1 на северном куполе. По ГИС все проницаемые пласты в карбонатном нижнепермско-каменноугольном комплексе характеризуются как нефтенасыщенные. Отдельные нефтенасыщенные пласты выделены в верхнедевонских отложениях фаменского и верхнефранского ярусов.

В эксплуатационной колонне испытано пять объектов: в отложениях верхнего девона, турнейского, возейского, серпуховского ярусов, среднего карбона – нижней перми. Притоки нефти были получены при испытании карбонатных отложений верхнефранского яруса и карбонатных пластов среднего девона – нижней перми. При испытании трех объектов в карбонатных нижнекаменноугольных отложениях были получены притоки фильтрата бурового раствора с пленкой нефти.

При испытании карбонатных отложений франского яруса был получен приток нефти дебитом 1,9 м³/сут, с плотностью нефти 0,840 г/см³ при +20°C, а в карбонатных нижнепермско-среднекаменноугольных отложениях после соляно-кислотной обработки фонтан нефти составил 39,4 м³/сут на штуцере 8 мм. Плотность нефти 0,940 г/см³ при +20°C.

По результатам опробования и данным ГИС на месторождении Медынское-море (структура Медынское-море-2) предполагается наличие четырех самостоятельных залежей нефти.

Залежь А – пластовая, дизъюнктивно ограниченная, включает три продуктивных пласта (I, II, III). Пласт I разбивается на три горизонта – I, IIa, III, которые являются аналогами горизонтов месторождения Приразломное. По данным ГИС в скв. № 1 все коллекторы являются нефтенасыщенными и представлены органогенными пористыми известняками, трещиноватыми, иногда прослоями плотными, глинистыми. Покрышкой служит глинисто-аргиллитовая толща кунгурского яруса. Размеры залежи 17,5×3,5 км, высота 480 м. ВНК принят на отметке –1520 м (с учетом 100% заполнения ловушки). Плотность нефти по данным устьевой пробы скв. № 1 равна 0,940 т/м³.

Залежь В – массивная включает четыре продуктивных пласта: IV – C₁v(sr), VI-C₁v(jp), VII-C₁t, VIII-D₃fm. Размеры залежи 15×2,5 км, высота 340 м.

Продуктивные отложения представлены известняками органогенно-детритовыми, пористыми, трещиноватыми, кавернозными, местами плотными, глинистыми. Покрышкой служит пачка плотных, глинистых известняков, мощностью 57 м. Положение ВНК принято на отметке –1788 м.

Залежь С – сводовая, пластовая, дизъюнктивно ограниченная, включает продуктивный IX пласт в фаменских отложениях. Продуктивные породы – известняки пористые, трещиноватые, прослоями плотные, глинистые. Покрышкой является – пачка плотных глинистых известняков с прослоями аргиллитов, мощностью 110 м. За основу подсчетного плана принята структурная карта по ОГ III₃¹ по замыкающей изогипсе. ВНК условно принят на отметке – 2500 м, по предполагаемому гидрозамку складки по пласту IX. Размеры залежи 17,5×2,5 км, высота 550 м.

Залежь Д – сводовая, пластовая, дизъюнктивно ограниченная. Включает продуктивный пласт X в верхнефранских отложениях D₃, в котором продуктивные отложения представлены известняками пористыми, трещиноватыми, прослоями плотными, глинистыми. Покрышкой служит пачка глинистых известняков с прослоями аргиллитов толщиной 118 м. Размеры залежи по ОГ III₃¹ по замкнутой изогипсе, с отметкой ВНК, равной –2800 м (по предполагаемой замыкающей изогипсе кровли пласта X) составляют 16,5×2,5 км, высота 520 м.

Ресурсы нефти оценивались по предполагаемым залежам нефти в ордовикско-нижнедевонском НГК:

- в нижнедевонских отложениях в терригенных породах пражского яруса (одна залежь), в карбонатных отложениях лоховского яруса (до пяти залежей);

- в карбонатных отложениях верхнего силура (одна залежь нефти). Терригенные отложения нижней перми – триаса по данным ГИС скв. № 1 – обводнены.

Нефтяное месторождение Долгинское

Нефтяное месторождение Долгинское в тектоническом отношении приурочено к Долгинскому валу, северо-западного простирания, расположенному на акваториальном продолжении Печорской синеклизы. Ближайшие месторождения на шельфе Печорского моря – нефтяные: Приразломное, Варандейское и Медыньское-море, нефтегазоконденсатное – Северо-Гуляевское.

Долгинский вал состоит из двух структур – Северо-Долгинской и Южно-Долгинской, которые представляют собой приразломные брахиантиклинальные складки субширотного (Южно-Долгинская) и западно-северо-западного простирания (Северо-Долгинская). Структуры прослеживаются по всем ОГ. Южные крылья складок ограничены серией разрывных нарушений – сбросов субширотного простирания с амплитудой от 150–250 м (ОГ-A₁₁) до 350–500 м (по ОГ – IIv и III₃¹). По северному крылу обе складки объединяются единой замыкающей изогипсой, образующей крупную структурно-тектоническую Долгинскую ловушку, а с юга, востока и запада ловушка контролируется разрывными нарушениями. Наиболее приподнятое положение по всем горизонтам занимает Северо-Долгинская структура.

По ОГ – Ia(P₁a+s) общие размеры Долгинского участка (Южно-Долгинская и Северо-Долгинская структуры) по замыкающей изогипсе – 3500 м составляют 92×9,0:2,0 км, амплитуда 560 м. По ОГ I₂(P₂) по северному блоку размеры залежи по замыкающей изогипсе – 2850 м составляют 82,0×9,0:2,0 км, амплитуда 440 м.

В 1998 году на Северо-Долгинской структуре была пробурена поисковая скважина № 1-СД, с забоем на глубине 3175 м в среднекаменноугольных отложениях. По комплексу ГИС и керну в терригенных отложениях P₂ и карбонатных – C₂₊₃ выделен ряд перспективных объектов, характеризующихся как нефтенасыщенные.

В 1999 году в центральной части Южно-Долгинской структуры пробурена поисковая скважина № 1-ЮД с забоем на глубине 3900 м в верхнедевонских отложениях. По результатам ГИС и керну в терригенных отложениях P₂ и карбонатных P₁-C₃₊₂ выделен ряд пластов, характеризующихся как нефтенасыщенные.

Месторождение Долгинское открыто в 1999 году поисковой скважиной № 1-ЮД в результате испытания в эксплуатационной колонне трех объектов: два объекта в карбонатах $P_1 + C_{3+2}$ и один объект в терригенных отложениях P_2 .

При испытании карбонатных пермско-каменноугольных отложений в интервале 3164,5–3288 м получены притоки нефти и газа. После СКО дебит нефти составил 168 м³/сут на штуцере 13 мм, дебит газа – 29,3 тыс. м³/см². Плотность нефти на устье равна 0,842 г/см³ при +20°C. Из отложений верхней перми – притока не получено, несмотря на положительную характеристику по ГИС и керну. Отсутствие притока объясняется недоиспытанием скважины в связи с завершением навигации по погодным условиям.

По материалам ГИС, керну и результатам испытания в пределах Долгинского вала, объединяющего Южно-Долгинскую и Северо-Долгинскую структуры в единую структурно-тектоническую ловушку, выявлена залежь нефти в карбонатных отложениях среднего карбона – нижней перми и предполагаются четыре залежи нефти в песчаниках верхней перми. По данным ГИС в скважине № 1-ЮД отложения фанеско-турнейского и визейского ярусов – обводнены.

Каменноугольно-нижнепермская залежь нефти. Залежь пластового типа, содержит три горизонта – I+II+III и IV. Коллекторы представлены известняками органогенно-детритовыми, пористыми, кавернозными, иногда прослоями плотными, глинистыми.

Положение ВНК по скв. № 1-ЮД и 1-СД в продуктивных горизонтах – не установлено: все коллекторы по ГИС – нефтенасыщены. Нижний уровень доказанной промышленной нефтеносности в скв. № 1-ЮД находится на отметке –3295,6 м (отметка нижних дыр интервала перфорации), по ГИС – подошва нефтенасыщенного коллектора находится на глубине –3295,2 м. В связи с изложенным нижний уровень нефтеносности принят на отметке –3296 м.

При принятом уровне нефтеносности в качестве самостоятельных подсчетных объектов Долгинского месторождения выделены Южно-Долгинский и Северо-Долгинский участки, включающие северный и южный блоки, с осложняющими их куполами. Размеры залежи по основному северному блоку Долгинского месторождения составляют 77×5,0:2,0 км, высота 343 м. Газовый фактор рассчитан по результатам испытания скв. №1-ЮД и принят условно равным 207 м³/т.

Верхнепермские залежи нефти. По материалам ГИС отмечается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств по всем пластам верхней перми от скв. № 1-СД к скв. № 1-ЮД, что, по-видимому, связано с изменением региональных условий осадконакопления. Коллекторская часть пласта IV в скв. №1-ЮД замещается глинами.

Залежь пласта I. Залежь пластового типа, в южной части дизъюнктивно ограниченная. Установлена в пределах северного крыла Долгинского вала и имеет два самостоятельных объекта подсчета в пределах Северо-Долгинского и Южно-Долгинского участков. Продуктивные отложения представлены песчаниками. При испытании скв. №1-ЮД в интервале 2712–2734,5 м приток флюида не получен из-за погодных условий. Положение ВНК на Южно-Долгинском участке принято по материалам ГИС скв. № 1-ЮД на отметке – 2702 (глубина 2733 м). На Северо-Долгинском положение ВНК принято условно на отметке –2725 м по замыкающей ловушку изогипсе (по ГИС скв. № 1-СД все коллекторы пласта I – нефтенасыщены).

Размеры залежи по Южно-Долгинскому участку 12×1,8 км, высота 160 м. По Северо-Долгинскому – 42×3:5 км, высота 257 м.

Залежь пласта II. Залежь пластового типа, с юга дизъюнктивно ограниченная и установлена только в пределах северного крыла Долгинского вала.

Положение ВНК по скв. № 1-ЮД и скв. № 1-СД не установлено, т. к. опробование пласта не проводилось. Все коллекторы по ГИС – нефтенасыщены. Нижний уровень нефтеносности условно принят на отметке – 2771 м по подошве нефтенасыщенного по ГИС коллектора в скв. № 1-ЮД. Принятая отметка нефтеносности объединяет Южно-Долгинский и Северо-Долгинский участки единым контуром нефтеносности. Общие размеры залежи составляют: 54×5,5:1 км, высота 243 м. При этом по Южно-Долгинскому участку размеры залежи равны 12×1,0:1,5 км, высота около 40 м, по Северо-Долгинскому – 42,0×5,5:2,5 км, высота 243 м.

Залежь пласта III. Залежь пластового типа, дизъюнктивно ограниченная на юге и установленная в пределах северного крыла Долгинского вала.

Положение ВНК по скв. №1-ЮД и скв. №1-СД не установлено, т. к. опробование не проводилось, но по результатам ГИС все пласты нефтенасыщены. Нижний уровень нефтеносности условно принят на отметке – 2827,4 м по подошве нефтенасыщенного по ГИС коллектора в скв. № 1-ЮД.

При данном уровне Южно-Долгинской и Северо-Долгинский участки объединены единым контуром нефтеносности.

Общие размеры залежи составляют $54 \times 5,5:1$ км, высота 264 м. При этом на Южно-Долгинском участке размеры составляют $12 \times 1,0:1,5$ км, высота около 30 м, на Северо-Долгинском – $42 \times 5,5:2,5$ км, высота 264 м.

Залежь пласта IV. Залежь пластового типа, водоплавающая, дизъюнктивно ограниченная в южной части и установлена только в пределах Северо-Долгинского участка. Положение ВНК по данным ГИС в скв. № 1-СД принято на отметке $-2637,4$ м (глубина 2666,4 м). Общие размеры залежи составляют $3 \times 0,7$ км, высота 26,4 м.

Перспективы нефтеносности в пределах Долгинского вала могут быть связаны с отложениями доманиково-турнейского НГК и ордовикско-нижнедевонского НГК. Анализ геолого-геофизических материалов по скв. № 1-ЮД и сейсморазведки позволяет заключить:

- в скв. № 1-ЮД по данным ГИС коллекторы в отложениях нижнего карбона фаменского яруса – обводнены;
- сводовая часть Долгинского вала по ОГ $III_3^1(D_3f)$ и $III-IV(S-D_1)$ осложнена высокоамплитудным протяженным разломом;
- отсутствие на приподнятом крыле вала замкнутых положительных форм в сочетании с тектонической нарушенностью высокоамплитудными дизъюнктивами (до 400 : 500 м) предполагаемых продуктивных горизонтов рассматривается как неблагоприятный фактор для сохранности скоплений УВ;
- положительные перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с рифовыми постройками в верхнедевонских и нижнедевонских отложениях, выделяемых в присводовой части Долгинского вала, по аномалиям сейсмозаписи МОВ ОГТ. Контуры предполагаемых построек трассируются вдоль присводовой части как на Северо-Долгинском, так и на Южно-Долгинском участках.

Следует отметить, что надежность выделения рифов по сейсмическим данным невысока и пока не подтверждена результатами глубокого бурения.

Таким образом, извлекаемые запасы УВ по месторождениям Печорского моря составляют, примерно, 30% от запасов УВ Ненецкого автономного округа. Запасы углеводородов Долгинского месторождения категории C_2 во много раз превышают запасы УВ категории C_1 .

5. СТРАТЕГИЯ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА

5.1. Основные принципы стратегии

Поддержание добычи нефти в Российской Федерации в соответствии с утвержденной Правительством «Энергетической стратегией России до 2020 г.» возможно только при форсированной подготовке новых запасов, что требует интенсивного проведения геологоразведочных работ и соответствующих затрат. Их объемы должны существенно превышать достигнутые в последние годы в России, когда подготовка новых запасов нефти значительно отставала от объемов добычи, и особенно эта тенденция усугубилась с отменой в 2001 г. федерального налога на воспроизводство запасов (ВМСБ). В северо-западном регионе и в Тимано-Печорской провинции ситуация с воспроизводством запасов схожа с ситуацией в целом по России.

В совокупности базовые допущения Энергетической Стратегии и анализ элементов стратегии недропользования говорят о нескольких возможных сценариях воспроизводства запасов углеводородов в стране.

Один из них, наиболее часто принимаемый в качестве основного, можно назвать – идеалистическим. Его суть сводится к тому, что в стремлении к саморегулированию и упорядочению, разнонаправленные действия компаний и государства будут компенсированы, и, в конце концов, будут реализованы необходимые объемы воспроизводства запасов по схеме – «новые запасы нужны (понадобятся) добывающим компаниям» – «деньги компании просто так не вкладывают они ведь умеют их считать» – «были бы деньги, а запасы найдутся» – «когда запасы понадобятся – тогда и найдутся». Все просто и понятно. Но нет ли здесь противоречий?

Основное и главное – цели у сторон процесса не совпадают. В принципе инвесторам в любом проекте нужны допустимые и просчитываемые риски, хорошая конъюнктура, поменьше затрат и налогов, быстрая окупаемость, возможность концентрации капитала и его ликвидность.

Государству – то есть всему обществу – отчисления, налоги и «социалка» и отсутствие или минимизация затрат. Сегодня реализуется такой вариант, чтобы проще было собирать (налог на добычу полезных ископаемых), а в перспективе оставалась надежда на увеличение (сохранение) поступлений. Чем больше взимать налогов – тем проекты хуже, и чем больше вкладывать – тем они хуже, а чем больше рисковать (чтобы вкладывать в ГРП) – тем они еще хуже, а уж ликвидными их сделать может вообще только конъюнктура (хоть она не подводит в последнее время).

Какие же можно из сказанного сделать выводы: никто деньги зарывать в землю ради призрачных перспектив будущего не будет; сколько нужно «стране» запасов определяют олигархи исходя из собственных бизнес-планов, имеющихся средств и желания вкладывать именно в эту отрасль; существенный сдвиг в воспроизводстве запасов возможен только при вовлечении инвесторов в крупные проекты с гарантиями государства; если чего-нибудь нет – гарантий, проектов, денег, желания то, скорее всего опять будет «как всегда». Ведь, в конце концов, стран много, проектов тоже и деньги нужны не только в геологоразведке и освоении углеводородных богатств России.

Второй сценарий, более реалистичный, сводится к тому, что в увеличение добычи и воспроизводство вкладываются исключительно «избыточные» деньги и происходит это в период высоких цен на нефть и газ на мировом рынке.

Такой подход может привести к нерациональному использованию инвестиций, привлекаемых на разных этапах на создание избыточных нефтетранспортных и, возможно, нефтеперерабатывающих мощностей, и в концентуальном плане – в относительно недалекой перспективе к невозможности в полной мере использовать природные ресурсы (читай – наполнять бюджет), т. е. не иметь перспектив динамичного развития. Интеграционные процессы в крупных компаниях и Европе в целом не позволяют надеяться на то, что при резком уменьшении привлекательности проектов в России инвестиции не будут переброшены в более выгодные регионы.

Детальный анализ потенциала нефтегазоносных провинций, наряду с выработкой государством стратегии восполнения запасов и координации (контроля) за действиями компаний в этом направлении, позволил бы говорить с большей обоснованностью о перспективах роста и поддержания добычи нефти в долгосрочной перспективе.

Многими специалистами и экспертами ставятся под сомнение заявления крупных нефтедобывающих компаний и предусмотренный «Энергетической стратегией...» рост добычи нефти до 520–550 млн.т. в год к 2010 г. Конечно, такой рост с учетом разведанной базы можно обеспечить, но весь вопрос в том, к чему это приведет. Сколько лет можно будет поддерживать добычу на таком высоком уровне? Окупятся ли вновь созданные под такие объемы добычи трубопроводные мощности и не будут ли они в ближайшей перспективе конкурировать с ранее созданными? Не произойдет ли резкое увеличение обводнения и выбытие скважин? Будут ли достигнуты проектные показатели извлечения нефти? Какие планы преследуют компании, интенсифицируя добычу и не компенсируя ее приростами запасов? Совпадают ли цели компаний недропользователей и государства в ближайшей и среднесрочной перспективе? И в конечном итоге, рационально ли используется и какова будет разведанная база после 2020 г. и какие поступления в бюджет она сможет обеспечить?

Все понимают, что сейчас решаются сегодняшние задачи. Наполнение бюджета необходимо сегодня. Есть понятный, легко контролируемый, «работающий» и не очень обременительный для крупных компаний налог на добычу полезных ископаемых. Продолжается рост цены нефти. Добыча неуклонно растет. Все в порядке. Будет расти дальше – всем будет хорошо и в будущем. Прimitивно, но очень доходчиво.

Проблема сводится к иному. Целевого фонда, откуда бы шли инвестиции на воспроизводство запасов, не создано. Сами компании не спешат вкладывать средства в их подготовку, поскольку вовлечение в освоение новых запасов – процесс длительный и, соответственно, увеличивающий сроки окупаемости инвестиционных проектов. Чем интенсивнее разработка, тем быстрее остаточные запасы станут трудноизвлекаемыми, и тогда действительно станет необходимым «льготное законодательство» и не приходится сомневаться, что оно будет принято и это будет единственно возможный путь снижения темпов сползания добычи.

В любом случае истощение запасов приведет к одному результату – резкому сокращению бюджетных поступлений. Конечно, это будет уже другая Дума, другое Правительство, другие люди в министерствах и ведомствах. Стоит ли сегодня об этом думать?

Все вышеназванные проблемы присущи и одному из наиболее динамично развивающихся регионов России – Северо-Западному, кото-

рый последнее время активно рассматривается в качестве района развития нефтетранспортных (транзитных) мощностей, и особенно его экспортных направлений, и практически не оценивается с точки зрения рационального использования его внутреннего потенциала.

Необходимость комплексного освоения запасов и ресурсов нефти и газа Северо-Запада России определяется «Энергетической стратегией России на период до 2020 года», решениями, принятыми на заседаниях Правительства Российской Федерации 17 апреля 2003 г. и Морской коллегии при Правительстве Российской Федерации 17 октября 2003 г.

На приоритетность задачи создания комплексной программы освоения ресурсов и запасов углеводородов Северо-Запада России указал Президент Российской Федерации В.В. Путин в поручении, направленном им 06.01.2004 г. Председателю Правительства РФ.

Развитие нефтегазового комплекса Северо-Западного региона России играет важную роль в реализации энергетической политики, формировании новых нефтедобывающих районов, межрегиональной системы транспорта энергоносителей и комплексного освоения Арктического шельфа.

Цели и задачи изучения и дальнейшего освоения региона определены по сути «Энергетической стратегией России до 2020 г.», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г., где Тимано-Печорская провинция отнесена к районам с развивающейся добычей нефти, а шельфам морей отведена роль основных перспективных районов наращивания ресурсной базы России и развития газодобычи.

В пределах СЗ региона уже сегодня обеспечивается полный цикл от поисков, разведки и эксплуатации энергетического сырья, его транспортировки, переработки и до реализации, в том числе как в пределах, так и за пределами региона и России.

К наиболее значимым в структуре ТЭКа СЗФО видам энергетического сырья можно отнести углеводороды. На территории рассматриваемого района широко развита и развивается нефте- и газотранспортная система, работают крупные нефтеперерабатывающие предприятия (Ухтинский НПЗ, ООО «Кинэф»), обеспечена система оптового и розничного сбыта нефтепродуктов. Значительная доля углеводородного сырья добывается непосредственно в пределах СЗФО.

Развитие нефтегазового комплекса Северо-Западного региона России играет важную роль в реализации энергетической политики, фор-

мировании новых нефтедобывающих районов, межрегиональной системы транспорта энергоносителей и комплексного освоения Арктического шельфа.

Сырьевая база региона связана в первую очередь с Тимано-Печорской нефтегазоносной провинцией (ТПП), расположенной административно в пределах Республики Коми (РК) и Ненецкого автономного округа (НАО), а также на ее морском продолжении (в пределах Печорского моря). Суммарные ресурсы северо-западного региона оцениваются более чем в 37,5 млрд. т. н. э., из них в ТПП – 8,3 млрд. т. н. э., в том числе выявленные запасы (категорий А + В + С₁₊₂) по нефти 2,4 млрд. т. (в том числе шельф Печорского моря – 0,4 млрд. т.), и газа – 4,9 трлн. м³ (главным образом на акватории Баренцева моря).

В целом регион обладает значительным потенциалом для расширения сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности.

5.2. Нефтегазовый потенциал региона

Ресурсы углеводородов в Тимано-Печорской провинции оценивались начиная с 1972 года методом геологических аналогий, а также контрольными методами математической статистики и объемно-генетическим.

Последняя официальная оценка начальных суммарных ресурсов нефти и газа (апробированная и утвержденная Центральной Экспертной комиссией по количественной и геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов нефти и газа) была выполнена по состоянию на 01.01.1993 г. В дальнейшем, несмотря на получение новой геолого-геофизической информации, в связи с затянувшимися преобразованиями при переходе к новой системе недропользования проводилась только ежегодная актуализация состояния НСР (в соответствии с приростами и списаниями запасов, добычей). Министерство природных ресурсов РФ в последние годы не раз заявляло о готовности переоценить ресурсы нефти и газа по основным нефтегазоносным провинциям, но средств на проведение работ не выделяло. Таким образом, и по состоянию на 01.07.2004 г. в качестве официальной можно рассматривать только оценку 1993 г., хотя она, безусловно, устарела.

В целом по ТПП начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти по состоянию на 1.01.93 г. были утверждены в размере – 4352,1 млн. т. (извлекаемых) (рис.64).

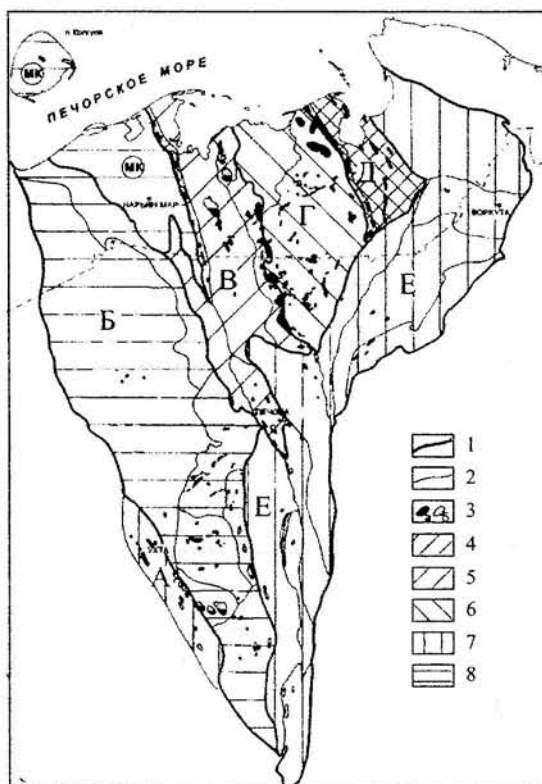


Рис. 64. Карта начальных суммарных ресурсов УВ ТПП (геологические) на 01.01.1993 г. (составил Ю.А. Панкратов по материалам ТПО ВНИГРИ).

1 – границы НГО: А – Тиманская, Б – Ижма-Печорская, В – Печоро-Колвинская, Г – Хорейверская, Д – Варандей-Адзвинская, Е – Северо-Предуральская, Ж – Западно-Уральский складчатый пояс, МК – Малоземельско-Колгуевский самостоятельный НГР; 2 – границы НГР; 3 – месторождения: а) нефтяные, б) газовые; плотность начальных суммарных ресурсов УВ (геологические), т. у. т./км²: 4 – более 200, 5 – 100–200, 6 – 60–100, 7 – 30–60; 8 – до 30.

НСР свободного газа в ТПП были оценены в 2397,4 млрд.м³, в т. ч. в Республике Коми 1447,9 млрд. м³.

Динамика изменения оценок НСР по отдельным нефтегазоносным областям говорит о том, что в течение периода изучения приоритеты и перспективы разных областей оценивались неоднозначно. Так, в пер-

воначальный период (1975 и 1979 гг.) явное преимущество отдавалось Печоро-Колвинской НГО (как по нефти, так и по газу). Максимальная оценка газа приходится на 1979 год, когда возникла определенная эйфория после открытия целого ряда газовых и газоконденсатных месторождений Шапкина-Юрьянского вала и в Денисовской впадине, позволивших прирастить за относительно небольшой период времени около 0.5 трл. м³ газа. На этот же год приходится и максимальная оценка газа в целом по НАО – 2363 млрд.м³.

Неудачи последующих лет привели к относительно пессимистичным настроениям при оценке начальных суммарных ресурсов газа территории НАО. Они неуклонно снижались начиная с 1979 года.

В целом по территории НАО, несмотря на относительно стабильный уровень оценок суммы углеводородов, намечается постоянный рост НСР нефти по Хорейверской НГО, что вызвано в первую очередь тем, что в 1984 году было выявлено принципиально новое направление – верхнедевонские рифы, а в 1988 году – ордовикско-нижнедевонский карбонатный комплекс. Открытия в последнем также позволили существенно увеличить оценки Варандей-Адзвинской НГО.

В настоящее время по инициативе Министерства природных ресурсов Республики Коми при поддержке ВНИГРИ силами ТП НИЦ выполнена переоценка ресурсов по состоянию на 2000 год, прошедшая апробации в экспертно-методической рабочей группе по Западным районам Европейской части России [48].

Начальные суммарные ресурсы (НСР) Тимано-Печорской провинции (ТПП), оценены по сумме УВ в 8315,5 млн.т.у.т.(извлекаемые), в том числе по Республике Коми – 50,1%, по Ненецкому автономному округу – 48,3% и по территории Пермской области – 1,6% (рис. 65, 66).

По сравнению с предыдущей оценкой НСР 1993 года произошло увеличение на 11% по сумме УВ по всей ТПП.

Из общей суммы УВ начальные суммарные ресурсы нефти составляют 59,0%, свободного газа 33,9%, конденсата 2,5% и растворенного в нефти газа 4,6%. (рис.67).

Порядка 75% всего нефтегазового потенциала провинции сосредоточено в пределах трех нефтегазоносных областей – Печоро-Колвинской, Северо-Предуральской и Хорейверской НГО (рис.68).

Распределение НСР нефти по НГО. 32,8% ресурсов нефти ТПП приходится на долю Печоро-Колвинской НГО, далее следуют (по убы-

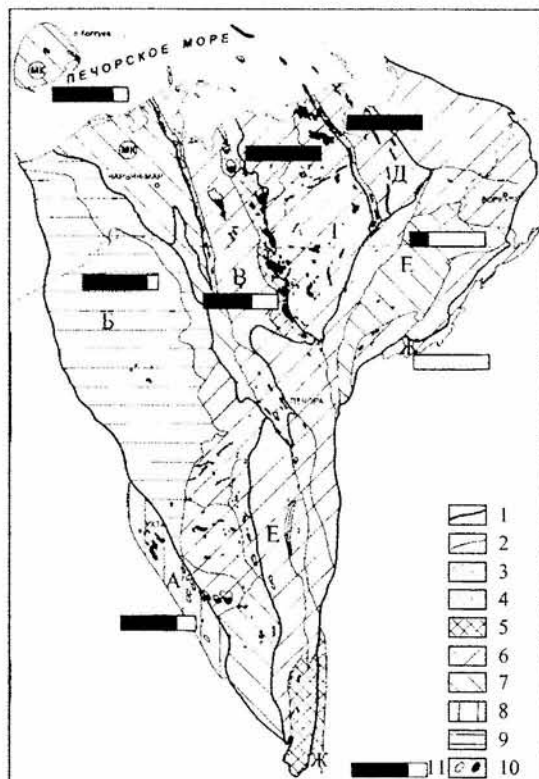


Рис. 65. Карта перспектив нефтегазоносности ТПП на 01.01.2003 г. (по материалам А. В. Куранова, 2003 г.). 1 – границы НГО: А – Тиманская, Б – Ижма-Печорская, В – Печоро-Колвинская, Г – Хорейверская, Д – Варандей-Адзвинская, Е – Северо-Предуральская, Ж – Западно-Уральский складчатый пояс, МК – Малоземельско-Колгуевский самостоятельный НГР; 2 – границы НГР; плотности неразведанных НСП УВ (C_3+D), т у. т на км²: 3 – 100–200; 4 – 50–100; 5 – 30–50; 6 – 10–30; 7 – 5–10; 8 – 3–5; 9 – менее 3; 10 – месторождения: а) нефтяные, б) газовые; 11 – процентное содержание нефти и газа в НГО.

ванию) Хорейверская (22,4%), Варандей-Адзвинская (15,9%) НГО. НСП нефти остальных НГО изменяются от 3,5% от НСП нефти ТПП – в пределах Малоземельско-Колгуевского НГР до 13,2% от НСП нефти ТПП – в пределах Ижма-Печорской нефтегазоносной области (табл.8).

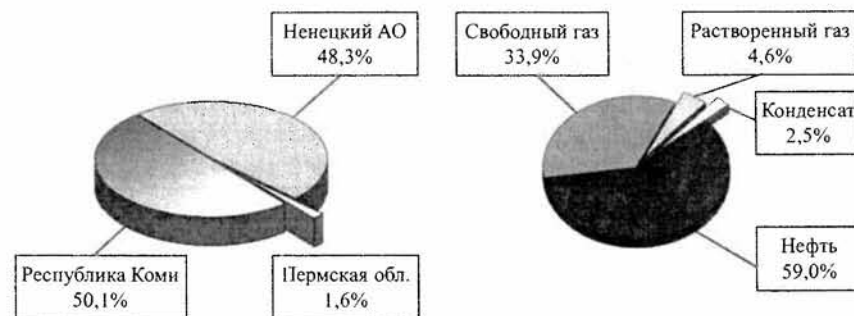


Рис. 66. Распределение НСП УВ ТПП по субъектам Федерации.

Рис. 67. Распределение НСП УВ ТПП по типу флюида.

Распределение НСП свободного газа по НГО. В пределах Северо-Предуральской НГО сосредоточены 55,9% общего газового потенциала ТПП, ещё 32,2% всех ресурсов свободного газа находятся в границах Печоро-Колвинской НГО (табл.8).

Распределение НСП УВС по НГК. 84,2% всего углеводородного потенциала ТПП сосредоточено в рамках четырех НГК: средневизейско-нижнепермского (32,2%), среднедевонско-франского (19,4%), среднеордовикско-нижнедевонского (17,0%) и доманиково-турнейского (15,7%). Наименьшие ресурсы приурочены к ниже-средневизейскому и артинско-кунгурскому терригенным комплексам (соответственно, 2,1



Рис. 67. Распределение НСП УВ ТПП по НГО.

Таблица 8

Распределение НСР нефти и свободного газа по НГО

Нефтегазоносная область	НСР (%)	
	нефть	свободный газ
Тиманская	3,7	0,8
Ижма-Печорская	13,2	3,8
Печоро-Колвинская	32,8	32,2
Хорейверская	22,4	—
Варандей-Адзвинская	15,9	—
Северо-Предуральская	8,5	55,9
Малоземельско-Колгуевский НГР	3,5	1,4
Западно-Уральский складчатый пояс		5,9

и 2,4%), а в верхнепермском и триасовом терригенных НГК сосредоточено, соответственно, 6,8 и 4,8% от общей суммы НСР ТПП (табл.9).

Распределение НСР по субъектам РФ. В Республике Коми сосредоточено 50,1% НСР углеводородного сырья всей Тимано-Печорской провинции, из них нефти 44,4% НСР нефти ТПП, свободного газа – 9,3%. В структуре НСР Республики Коми нефть имеет удельный вес 52,3%, свободный газ – 40,2%, остальное приходится на растворенный газ и конденсат.

На долю Ненецкого автономного округа приходится 48,3% всех НСР ТПП, в ее недрах сосредоточено 55,5% всех ресурсов нефти и 36,4% свободного газа. В структуре НСР НАО удельный вес нефти 67,8%, сво-

Таблица 9

Распределение НСР нефти и свободного газа по НГК

Нефтегазоносный комплекс	НСР (%)	
	нефть	свободный газ
O ₂ -D ₁	21,0	8,7
D ₂ -D _{3f}	24,0	9,9
D _{3dm} -C _{1t}	20,5	7,6
C _{1v1-2}	1,5	3,1
C _{1v2} -P ₁	19,4	55,4
P ₁ (P _{1ar-k})	0,6	5,8
P ₂	7,6	5,5
T	5,4	4,0

бодного газа – 25,6%, остальное приходится на растворенный газ и конденсат.

В границах Пермской области (в пределах ТПП) начальные суммарные ресурсы составили 1,6% от суммы по ТПП, в том числе свободного газа 4,3% от НСР свободного газа всей провинции. В структуре НСР Пермской области основную долю (91,2%) составляют ресурсы свободного газа, остальное приходится на нефть, растворенный газ и конденсат.

Разведанность НСР УВС ТПП по состоянию на 01.01.2003 г. составила 45,1% (с учетом запасов категории C₂), без учета категории C₂ – 36,6%. Разведанность НСР нефти составила 47,4% (с учетом запасов категории C₂), без учета категории C₂ – 35,9%, свободного газа, соответственно, 40,1% и 37,2%.

Неразведанная часть НСР (ресурсы категорий C₃ + D) по состоянию на 01.01.2003 г. составила: ресурсы категории C₃ – 10,2%, локализованных ресурсов категории D 11,7%. Остальное приходится на долю нелокализованных ресурсов – 78,1%.

По нефти и свободному газу отмечается в целом сходное в процентном отношении распределение неразведанных НСР по категориям. **По нефти:** ресурсы категории C₃ – 13,9%, D – 12,0%, а остальное приходится на нелокализованную составляющую. **По свободному газу** к категории C₃ относится только 4,7% неразведанных НСР, к категории D локализованные – 11,4%. Остальное составляет нелокализованная составляющая.

Структура НСР в ТПП приведена в табл. 10 и на рис. 69.

Таблица 10

Структура начальных суммарных ресурсов ТПП

Категории запасов и ресурсов	Нефть (%)	Свободный газ (%)	Конденсат (%)	Растворенный газ (%)
Добыча	9,3	14,2	23,0	9,3
ABC ₁	26,7	23,0	22,7	24,6
C ₂	11,5	3,1	2,4	14,7
C ₃	7,3	2,7	2,6	7,5
Д лок.	6,3	5,1	4,1	6,6
Д не лок.	38,9	51,9	45,2	37,3

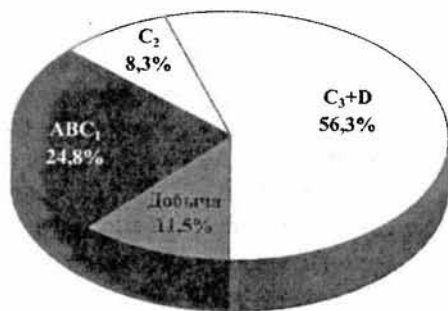


Рис. 69. Распределение НСР УВ ТПП по категориям запасов, ресурсов (на 01.01.2000 г.).

5.3. Изученность и освоенность запасов

Ненецкий автономный округ

На 01.01.2003 г. в Ненецком автономном округе открыто 77 месторождений (65 нефтяных, 6 нефтегазоконденсатных, 1 газонефтяное, 4 газоконденсатных, 1 газовое).

Текущие запасы нефти Ненецкого АО составляют более 62% от запасов Северо-Западного Федерального округа, свободного газа – более 75%. Текущая добыча нефти за 2002 г. составила 34% от добычи нефти по Федеральному округу, свободного газа – лишь 4%. Доля начальных суммарных и прогнозных ресурсов нефти НАО в ресурсах Федерального округа – около 55%. Доля начальных суммарных ресурсов свободного газа – около 36%, прогнозных – 30%.

Доля добычи нефти Ненецкого АО в общей добыче Российской Федерации за 2003 г. составила 1,8%, при этом доля разведанных запасов округа (суша) существенно выше – 3,7%. Соответственно, доля прогнозных ресурсов нефти оценивается в 4,1%.

Наиболее крупные месторождения УВ на территории НАО (с запасами более 30 млн.т. каждое) – нефтяные Торавейское, Харьягинское, Наульское, им. Р.Требса, им. А.Титова, газонефтяное Южно-Хыльчукское и газоконденсатные Василковское и Коровинское.

На 6 главнейших месторождениях нефти сосредоточено 45% извлекаемых запасов кат. ABC_1 НАО и 60.5% добычи нефти. Из 12 месторож-

дений Ненецкого АО на 6 крупных сосредоточено 97,1% разведанных запасов свободного газа категорий ABC_1 .

Накопленная добыча углеводородов составляет менее 6% от добычи по Тимано-Печорской провинции.

Разведанные запасы нефти вместе с предварительно оцененными сопоставимы с прогнозными ресурсами категорий $C_3 + D$, в т. ч. около трети из них (категории C_3) локализовано на подготовленных к бурению объектах.

Запасы нефти категорий ABC_1 разрабатываемых месторождений составляют около 34%, подготовленных к промышленному освоению – 40%, и разведываемых – около 26%.

Запасы свободного газа учтены в округе по 12 месторождениям. Половина из них пока нелицензирована (это месторождения Шапкина-Юрьяхинского вала и Денисовской впадины: Коровинское, Кумжинское, Ванейвиское, Шапкинское, Южно-Шапкинское и Западно-Командиршорское – 2).

Разведанные запасы свободного газа оценены на территории НАО в 484 млрд. м³ (кат. ABC_1), и 41 млрд.м³ предварительно оцененных запасов (кат. C_2) и 500 млрд.м³ прогнозных ресурсов (кат. C_3+D), в т. ч. 1,5 млрд. м³ – категории C_3 на подготовленных к бурению объектах.

В распределенном фонде недр находятся месторождения с суммарными запасами нефти 520 млн.т (кат. ABC_1) и 282 млн.т (кат. C_2). С нераспределенным фондом связано, соответственно, 302 млн.т запасов нефти кат. ABC_1 и 146 млн.т – кат. C_2 .

Всего в промышленной разработке в НАО в 2003 г. находилось 12 месторождений, в т.ч. 11 нефтяных, 1 нефтегазоконденсатное и 1 газоконденсатное. Подготовлено к разработке – 22 месторождения, в разведке – 41 и в консервации – 1.

Основными нефтедобывающими предприятиями в НАО являются ОАО НК «КомитЭК», ООО «Компания «Полярное сияние», СП «Тоталь Разведка Разработка Россия». Добыча по ним составляет 80,6% от всей добычи Ненецкого АО.

Вовлеченность в разработку запасов (кат. ABC_1) нефти и газа в НАО составляет для нефти – 28%, газа – 17%. Степень разведанности суммарных ресурсов в НАО составляет 32%, свободного газа 47%.

Выработанность запасов (кат. ABC_1) в НАО для нефти равна 4%, для газа – менее 1%.

Состояние лицензирования

Характеристика распределенного фонда недр. Площадь перспективных территорий в пределах Ненецкого автономного округа составляет 106,3 тыс. км² (60% от общей площади округа). Площадь участков распределенного фонда недр по состоянию на 01.01.2004 г. составляет 18,9 тыс. км² (17,8% от площади перспективных территорий).

По состоянию на 01.01.2003 число действующих лицензий составляло 46. По состоянию на 1.07.2004 года их число на территории НАО составляло 59 (рис.70).

Всего по действующим лицензиям на 1.01.2004 г. на территории НАО работало 25 недропользователей.

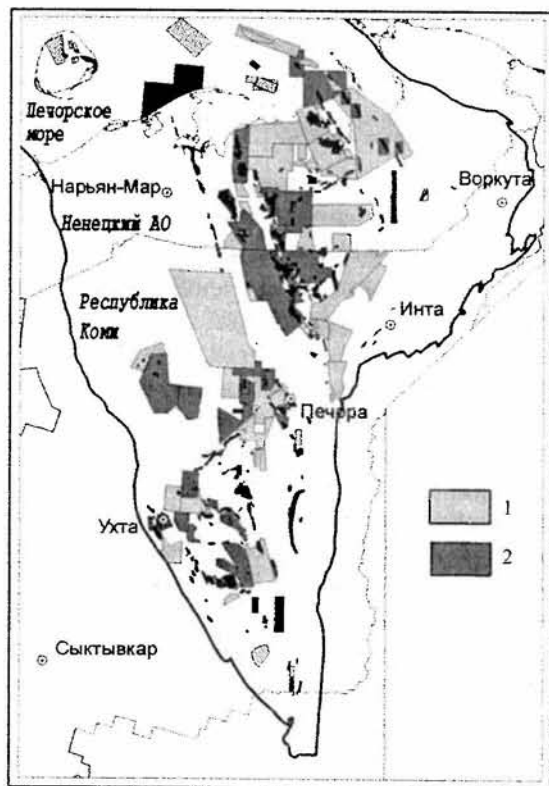


Рис. 70. Карта распределенного фонда недр Тимано-Печорской провинции. 1 – лицензии на геологическое изучение, 2 – лицензии на разведку и добычу.

ОАО «ЛУКОЙЛ» с дочерними и аффилированными предприятиями ЗАО «Нарьянмарнефтегаз», ОАО «Архангельскгеолодобыча», ЗАО «Арктикнефть», ЗАО «Колвагеолодобыча», ООО «БОВЭЛ» являются основными недропользователями в Ненецком АО, которым предоставлены лицензии на 18 месторождений УВС (включая участок Песчаноозерского месторождения) – 13 нефтяных, 1 газонефтяное и 2 нефтегазоконденсатных.

Пять лицензий на геологическое изучение принадлежит ОАО «Нарьянмарсейсморазведка». По четыре лицензии выдано Компании ОАО «Северная нефть» (дочернее предприятие ОАО «Роснефть») (в т.ч. на три месторождения), ОАО «Компания Полярное Сияние» (в т.ч. на 4 месторождения) и ЗАО «Арго-Плюс». По три лицензии имеют ООО «Данао Инжиниринг» и ОАО «Сургутнефтегаз». По две лицензии – ЗАО «Печорнефтегазпром», ОАО «Калмыцкая нефтяная компания», «Севергазпром» и «Севергеология». По одной лицензии принадлежит ОАО «Лукойл-Коми», ЗАО «Север ТЭК», ФАО «Тоталь Разведка Разработка Россия», ЗАО «Арктикморнефтегазразведка», ЗАО «Ненецкая комплексная нефтегазовая компания», ЗАО «Ненецкая нефтяная компания», ООО «Харьяга-нефть», ЗАО «Северное сияние» и ОАО «Печоранефть».

В 2003 г. выдано 9 лицензий на геологическое изучение недр сроком на 5 лет на Факельном, Белугинском, Альфинском, Надеждинском, Западно-Сорокинском, Западно-Ефремовском, Ямботинском, Лызатынском и Тибейвисском участках.

В 2004 г. МПР РФ принято решение о выдаче 5 лицензий на геологическое изучение Сарутаюского, Коробковского, Пончатинского, Сямаюского и Северо-Воргамусюрского участков недр.

По состоянию на 1.01.2003 г. в распределенном фонде НАО находились 37 месторождений нефти и газа, из них 13 – разрабатываемых, 10 – подготовлены к промышленному освоению и 14 – разведываемых.

Геологические запасы по 39 месторождениям составляют:

- нефти кат. C_1 – 1 606 млн.т., кат. C_2 – 1 052 млн.т.;
- растворенного газа кат. C_1 – 44 млрд. м³, кат. C_2 – 38 млрд. м³;
- свободного газа кат. C_1 – 260 млрд. м³, C_2 – 30 млрд. м³.

Характеристика нераспределенного фонда недр. По состоянию на 1.01.2003 г. в нераспределенном фонде недр по Ненецкому автономному округу числятся 40 месторождений нефти и газа.

Из месторождений нераспределенного фонда по степени разведанности 12 подготовлены для промышленного освоения, 29 – разведываемые и одно законсервированное.

Геологические запасы месторождений нераспределенного фонда в целом по НАО на 1.01.2003 г. составляют:

- нефти кат. C_1 – 954 млн.т., кат. C_2 – 476 млн.т.,
- растворенного газа кат. C_1 – 18 млрд. м³, кат. C_2 – 9 млрд. м³,
- свободного газа кат. C_1 – 224 млрд. м³, кат. C_2 – 11 млрд. м³.

По данным Государственного баланса РФ в фонде перспективных площадей (не считая невоскрываемых пластов месторождений) в НАО числится 82 объекта. Перспективные ресурсы (кат. C_3) УВ учтенных Госбалансом РФ площадей равны 518,2 млн.т нефти (извлекаемые) и 1,5 млрд. м³ свободного газа.

По свободному газу все перспективные ресурсы округа учтены лишь по двум перспективным площадям нераспределенного фонда недр и составляют 1543 млн.м³.

Всего (с учетом невоскрываемых пластов месторождений) из 609,5 млн. т извлекаемых перспективных ресурсов нефти (кат. C_3), учтенных Государственным запасом полезных ископаемых РФ по Ненецкому автономному округу по состоянию на 01.01.2003 г., на нераспределенный фонд недр (УПР по НАО) приходилось 443 млн.т, что составляет более 73% ресурсов округа. На перспективных площадях из 518 млн.т ресурсов нефти кат. C_3 , по данным Госбаланса РФ, на нераспределенный фонд приходится 392 млн. т нефти.

При рассмотрении оценок перспективных ресурсов следует иметь в виду, что данные, приведенные в Госбалансе РФ, и оценки научно-исследовательских организаций одних и тех же локальных объектов территории НАО могут существенно отличаться. Как неоднократно отмечалось в работах ВНИГРИ по Ненецкому АО (2000–2002 гг.), при передаче площадей с баланса ПГО «Архангельскгеология» на баланс Севергеолкома в 1995–1996 гг. без должной критической оценки и сколь-либо серьезного обоснования произошло существенное увеличение ресурсов по перспективным объектам НАО. Так, в результате передачи с баланса на баланс извлекаемые ресурсы нефти Южно-Вангурейской площади (не подтвердившиеся впоследствии) были увеличены с 1,4 млн. т до 10,0 млн. т, по Западно-Каминской площади с 21,4 до 31,3 млн. т, по Надеждинской площади с 3,6 до 15,0 млн. т, по Южно-Ямботинской – с 1,6 до 7,9 млн. т,

по Западно-Ефремовской – с 3,3 до 12,1 млн. т, по Алимовской – с 2,1 до 5,9 млн. т, по Сямаюской с 2,8 до 4,9 млн.т, по Нерчеюской с 1,2 до 3,5 млн. т и т. д. При этом по состоянию на 01.01.96 г. в отчете ТПО ВНИГРИ (Панкратов Ю.А., 1996 г.), где был детально проанализирован весь фонд перспективных объектов, такое увеличение не нашло отражения и, более того, значительная часть структур была отнесена к бесперспективным. Эти представления не нашли отражения в Государственном балансе и, наоборот, все вновь оцененные объекты были включены в него (по состоянию на 01.01.97 г.). Таким образом, стройная система анализа и оценки ресурсов, обеспечивающая получение статистических показателей (коэффициентов успешности открытия, коэффициентов подтверждения ресурсов при переводе их в запасы и т.д.) была нарушена. Такое несоответствие оценок наблюдается вплоть до настоящего времени.

Основная доля локальных объектов нераспределенного фонда и связанных с ними локализованных ресурсов нефти сосредоточена в Хорейверской НГО (Коллависовский и Чернореченский нефтегазоносные районы), далее следуют Печоро-Колвинская НГО и Варандей-Адзвинская НГО.

К числу наиболее крупных по величине извлекаемых локализованных ресурсов нефти (более 10 млн. т по каждому объекту, данные Госбаланса РФ) относятся объекты Хорейверской НГО (Алютинский, Альфинский, Западно-Ефремовский, Западно-Каминский, Луцатинский II, Надеждинский, Северо-Мишваньский II, Ямботинский), Варандей-Адзвинской НГО (Восточно-Морейюский, находится в зоне заказника), Печоро-Колвинской НГО (Северо-Лаявожский, Северо-Хыльчююский II, Ходоварихинский), Северо-Предуральской НГО (Южно-Адзвинский).

По оценке ВНИГРИ, общий фонд локальных объектов нераспределенного фонда составляет 120 подготовленных и 121 выявленную структуру (рис. 71). Локализованные ресурсы нефти в этих объектах составляют 241,7 млн.т нефти, в т. ч. по кат. C_3 – 141,4 млн.т, кат. D_1 – 90,382 млн. т, кат. D_2 – 10,0 млн. т.

В фонде подготовленных объектов наиболее крупной по газу структурой является Ходоварихинская – 1,5 млрд. м³.

В целом по НАО в объектах резервного фонда суммарные извлекаемые ресурсы нефти составляют 191,8 млн.т, в т. ч. кат. C_3 – 180,7 млн. т, кат. D_1 – 11,019 млн.т. Ресурсы свободного газа в сумме по региону рав-

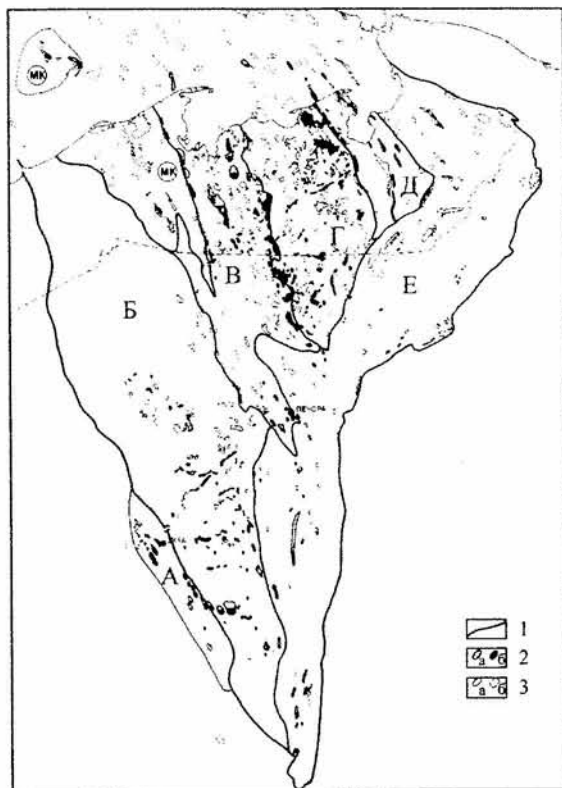


Рис. 71. Фонд перспективных объектов. 1 – границы НГО: А – Тиманская, Б – Ижма-Печорская, В – Печоро-Колвинская, Г – Хорейверская, Д – Варандей-Адзвинская, Е – Северо-Предуральская, Ж – Западно-Уральский складчатый пояс, МК – Малоземельско-Колгуевский самостоятельный НГР; 2 – месторождения: а) нефтяные, б) газовые; 3 – локальные структуры: а) подготовленные, б) выявленные.

ны 40,4 млрд.м³, в т. ч. кат. С₃ – лишь 2,5 млрд.м³, кат. Д₁ – 16,5 млрд. м³, кат. Д₂ – 21,5 млрд. м³. В целом, ресурсы УВС равны 232,2 млн. т у. т (УВ), в т.ч. кат. С₃ – 183 млн.т УВ, кат. Д₁ – 27,5 млн. т УВ, кат. Д₂ – 21,5 млн. т УВ. Соотношение нефти и свободного газа в регионе составляет 82,6% к 17,4%.

Максимальные ресурсы нефти кат. С₃+Д приурочены к Хорейверской НГО – 85,1 млн.т, или 44,4% ресурсов нефти объектов резервного

фонда НАО; максимальные ресурсы свободного газа кат. С₃+Д связываются с Северо-Предуральской НГО – 37,9 млрд. м³, или 93,8%.

Из нефтегазоносных районов по величине ресурсов нефти кат. С₃ + Д доминирует Колвависовский НГР – 61,3 млн. т, или 40,0% ресурсов нефти объектов резервного фонда НАО; далее со значительным отрывом следуют Хорьяга-Усинский НГР и Чернореченский НГР с суммарными локализованными ресурсами нефти более 20 млн.т по каждому НГР. По величине ресурсов свободного газа превалирует Кортаихинский НГР – 35 млн. т (86,6%).

Наибольшая доля локализованных ресурсов нефти объектов резервного фонда НАО приурочена к семилукско-турнейскому НГК – 39,1%. Далее следуют в порядке убывания – среднедевонско-нижнефранский НГК – 20,8%, верхнеордовикско-нижнедевонский НГК – 17,9%, верхневизейско-нижнепермский НГК – 15,7%, триасовый НГК – 3,4%, нижнепермский НГК – 1,8%, верхнепермский НГК – 0,8% и нижне-средневизейский НГК – 0,5%.

Ресурсы свободного газа в объектах резервного фонда НАО прогнозируются в силурийских отложениях верхнеордовикско-нижнедевонского НГК (2,928 млрд.м³, Воркутский НГР Северо-Предуральской НГО), верхневизейско-нижнепермском НГК (2,495 млрд. м³, Лайско-Лодминский НГР Печоро-Колвинской НГО), верхнепермском НГК (13,528 млрд.м³) и (21,458 млрд.м³) Кортаихинский НГР Северо-Предуральской НГО).

Республика Коми

Площадь перспективных территорий в пределах Республики Коми составляет 185,4 тыс.км² (44% от общей площади РК). Площадь участков распределенного фонда недр по состоянию на 01.01.2004 г. – 25,9 тыс. км² (14% от площади перспективных территорий).

Государственным балансом запасов РФ в Республике Коми учтено 135 месторождений (100 нефтяных, 7 нефтегазоконденсатных, 4 нефтегазовых, 4 газонефтяных, 4 газоконденсатных, 16 газовых).

Балансовые запасы нефти по всем месторождениям РК составляют:

- нефти кат. С₁ – 2442 млн. т, С₂ – 512 млн. т;
- растворенного газа кат. С₁ – 32 млрд. м³, С₂ – 12 млрд. м³;
- свободного газа кат. С₁ – 156 млрд. м³, С₂ – 41 млрд. м³.

Наиболее крупными месторождениями нефти в Республике Коми являются Усинское, Ярегское, Верхневозейское нефтяные и Возейское

нефтегазоконденсатное. Степень выработанности этих месторождений – от 15–16% (Ярегское, Верхневозейское) до 61–67% (Усинское, Возейское). По запасам свободного газа наиболее значимым месторождением в РК является Вуктыльское.

В промышленной разработке находится 38 месторождений, в т. ч. 27 нефтяных, 2 газовых и газоконденсатных, 9 смешанного состава. Подготовлены к разработке 6 месторождений (все нефтяные). Остальные месторождения Госбалансом учтены как разведываемые.

Доля запасов нефти разрабатываемых месторождений от запасов нефти всех месторождений категорий А + В + С₁ составляет 78,2%, накопленная добыча по ним – 91%.

По состоянию на 01.01.2003 г. накопленная добыча в Республике Коми составила: нефти – 416 млн. т, свободного газа – 406 млрд. м³.

Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти (кат. С₃+Д) равны 910 млн. т, свободного газа – 844,3 млрд. м³. По данным Госбаланса РФ локализованные ресурсы нефти составляют 131,6 млн. т, в т.ч. в распределенном фонде числится 57,6 млн. т, в нераспределенном фонде – 74,0 млн. т; локализованные ресурсы свободного газа – 59,1 млрд. м³, в т.ч. в распределенном фонде – 0,7 млрд. м³, в нераспределенном фонде – 58,4 млрд. м³.

Общие сведения о состоянии лицензирования

Характеристика распределенного фонда недр. По состоянию на 1.01.2003 г. общее число действующих лицензий на территории Республики Коми составляет 156 (рис.70), из них:

НП – на геологическое изучение – 34 лицензии;

НР – на геологическое изучение и добычу на условиях предпринимательского риска – 30 лицензий;

НЭ – на разведку и разработку – 92 лицензии.

В начале 2003 г. были выданы 4 лицензии: 1 – вида НП, 3 – вида НЭ.

В настоящее время всего по 156 действующим лицензиям на территории РК работают 50 недропользователей. Наибольшее количество лицензий принадлежит ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (15), ОАО «Северная нефть» (13), ЗАО «Байтек-Силур» (14), ООО «Севергазпром» (11), ОАО «Тэбукнефть» (10).

По состоянию на 01.01.2003 г. в распределенном фонде недр по Госбалансу РФ находятся 105 месторождений нефти и газа. Из них – 90 не-

фтяных (включая Ярегское и Западно-Ныльское месторождения, в которых одни залежи отнесены к распределенному фонду недр, другие – к нераспределенному), 2 нефтегазовых, 3 газонефтяных, 7 нефтегазоконденсатных, 2 газоконденсатных и 1 газовое.

Геологические запасы УВС по месторождениям, находящимся в распределенном фонде недр, составляют:

- нефти кат. С₁ – 2312 млн. т., кат. С₂ – 446 млн. т;
- растворенного газа кат. С₁ – 31 млрд. м³, кат. С₂ – 11 млрд. м³,
- свободного газа кат. С₁ – 122 млрд. м³, С₂ – 12 млрд. м³.

Характеристика нераспределенного фонда недр. На 1.01.2003 г. в нераспределенном фонде недр находится 30 месторождений, 5 из них законсервированы, остальные находятся в разведке. Из 30 месторождений нераспределенного фонда 10 нефтяных (включая Ярегское и Западно-Ныльское месторождения, в которых одни залежи отнесены к распределенному фонду недр, другие – к нераспределенному), 2 – нефтегазовых, 1 – газонефтяное, 2 – газоконденсатных и 10 – газовых.

Балансовые запасы месторождений нераспределенного фонда по РК на 1.01.2003 года составляют:

- нефти кат. С₁ – 131 млн. т. С₂ – 66 млн. т.,
- растворенного газа кат. С₁ – 0,8 млрд. м³, кат. С₂ – 0,8 млрд. м³,
- свободного газа кат. С₁ – 36 млрд. м³, кат. С₂ – 33 млрд. м³.

По данным Государственного баланса РФ в фонде перспективных на нефть площадей (не считая невоскрываемые пласты месторождений) нераспределенного фонда в РК числится 48 с перспективными извлекаемыми ресурсами нефти 74,048 млн. т, или 56% от всех ресурсов кат. С₃ перспективных площадей РК. На учтенных Госбалансом РФ по свободному газу 21 перспективной площади нераспределенного фонда РК числится 58,4 млрд. м³ свободного газа.

Наиболее крупными по величине локализованных ресурсов нефти из подготовленных объектов нераспределенного фонда в РК являются Северо-Лебединская (7,6 млн. т), Нижнеадзвинская (6,2 млн. т), Западно-Гудырьельская (6,2 млн. т), Созьвинская (5,2 млн. т), Лиственичная (4,9 млн. т).

Наиболее крупными по величине перспективных ресурсов свободного газа в нераспределенном фонде РК является Переборская (22,5 млрд. м³) и Песчанская (10,1 млрд. м³) структуры. Остальные объекты с ресурсами кат. С₃ менее крупные; наиболее значимой из них

являются Северо-Пагинская (4,2 млрд. м³) и Анкундинская структура с ресурсами свободного газа 3,6 млрд. м³. Из объектов с локализованными ресурсами категории Д₁ следует выделить Сывыюскую структуру (28,9 млрд. м³) в Северо-Предуральской НГО.

5.4. Обоснование целесообразности освоения нераспределенного фонда недр

Уровень добычи нефти в Тимано-Печорской провинции уже в ближайшие годы может быть доведен, по разным оценкам, до 30–43 млн. т в год. С учетом вовлечения в освоение прибрежных морских месторождений Печорского моря возможно достижение объемов добычи в северо-западном регионе до 50 млн. т в год и более. При этом период таких максимальных отборов нефти может продлиться более 15 лет.

Для компенсации отборов нефти подготовкой новых запасов и продолжительного поддержания стабильного уровня добычи нефти в пределах только суши северо-западного региона необходимые инвестиции в геологоразведочные работы оцениваются не менее чем в 200–250 млн. долл. ежегодно.

В последние годы финансирование геологоразведочных работ в регионе производится в существенно меньших объемах. Так, общие затраты на геологоразведочные работы в 1999–2003 гг. на суше Тимано-Печорской провинции составили около 15 млрд.руб. (500 млн. долл.), в том числе 0,15 млрд.руб. (1%) – средства федерального бюджета.

Во всех вариантах «Энергетической стратегии России до 2020 г.» показано, что для поддержания добычи нефти по регионам Российской Федерации необходима форсированная подготовка новых запасов, что требует интенсивного проведения геологоразведочных работ и, соответственно, затрат, существенно превышающих достигнутые показатели в России в последние годы. В последнее десятилетие подготовка новых запасов нефти в России существенно отставала от объемов добычи, и особенно эта тенденция усугубилась с отменой в 2001 г. федерального налога на воспроизводство запасов (ВМСБ).

В случае начала активного освоения региона воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородов позволит стабилизировать добычу и иметь стратегический резерв для обеспечения энергетической безопасности как отдельных субъектов Федерации, так и СЗФО.

В Северо-Западном регионе ситуация с воспроизводством запасов схожа с ситуацией в целом по России. При этом она принципиально отличается на территории суши (по отдельным субъектам – Республике Коми и Ненецком АО) и на акватории Печорского моря.

Так, если на территории Республики Коми (южная часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) подготовка запасов за счет проведения ГРП на **новых объектах** не компенсирует добычу даже на половину (коэффициент воспроизводства менее 0,5) и нет серьезных заделов для прироста запасов на разведываемых месторождениях, то в Ненецком АО, в основном, за счет доразведки месторождений (сейсморазведка 3D и разведочное бурение) были получены значительные приросты запасов нефти (коэффициент воспроизводства запасов нефти в 2002–2003 гг. превысил 3,0). При этом подготовка запасов на новых объектах также не компенсирует добычу (в сумме за последние 10 лет коэффициент воспроизводства по новым объектам не превышает 0,3). Существующий резерв предварительно оцененных запасов на месторождениях распределенного фонда НАО (категории С₂) позволяет рассчитывать на продолжительный перевод их в подготовленные к освоению запасы в объеме, составляющем около 1/3 объемов, компенсирующих добычу, и, соответственно, еще две трети должны быть обеспечены за счет работ на новых объектах.

Высокая эффективность работ в акватории Печорского моря и отсутствие добычи позволяют считать этот район одним из немногих с положительным балансом воспроизводства. С другой стороны, как показывает практика работы и опыт освоения морских месторождений, даже трех-пятикратная величина запасов по сравнению с запасами, расположенными на суше, не гарантирует возможности их эффективного освоения. Так, затраты на бурение поисковых скважин на море в три-четыре раза выше, чем на смежных территориях суши, на бурение эксплуатационных скважин – в три раза, стартовые затраты на обустройство – в пять-шесть, стартовые затраты на организацию транспорта – в четыре-пять раз и эксплуатационные затраты на транспортировку – в три-пять раз. Начало освоения морского месторождения требует огромных капитальных затрат. Дополнительной проблемой является отсутствие опыта эксплуатации месторождений в условиях сложнейшей ледовой обстановки, присущей Печорскому морю.

Кроме того, рассматриваемые территории и акватории принципиально отличаются как по достоверности и степени подготовленности запасов к освоению нефти, так и по их выработанности.

Следует обратить внимание, что величина воспроизводства запасов зависит от стадии выработанности недр и, следовательно, по мере перехода к все более «зрелой» стадии освоения недр региона величина воспроизводства будет меняться от расширенного воспроизводства – к простому и далее – частичному. Так, с учетом фактора разведанности и выработанности недр в пределах Северо-Западного региона о частичном (не полном) воспроизводстве можно говорить в Калининградской НГО и освоенных районах Республики Коми, о воспроизводстве простом (1,0) можно говорить в отношении перспективных территорий Республики Коми и хорошо изученных районов Ненецкого АО, расширенном (с коэффициентом 1,3) – перспективной территории Ненецкого АО, о расширенном (1,7 и более) – акватории Арктического шельфа (шельфы Печорского и Баренцева морей).

Возможно несколько основных сценариев воспроизводства запасов нефти и газа в регионе, согласующихся с прогнозами добычи нефти и газа.

В соответствии с целями, декларируемыми в «Энергетической стратегии России до 2020 года», во ВНИГРИ рассмотрены варианты простого и расширенного воспроизводства запасов, а также вариант, позволяющий избежать резкого падения добычи, после достижения планируемых максимальных уровней отборов.

В целом сырьевая база региона обеспечивает рассмотренные варианты (и в этом смысле они отличаются исключительно объемами инвестирования в ГРП). Если говорить об отдельных территориях и акваториях, то, безусловно, нельзя однозначно считать, что сырьевая база углеводородов позволяет обеспечить простое или расширенное воспроизводство запасов углеводородов в пределах каждого субъекта территории или ограниченной части акватории.

Так, даже вариант простого воспроизводства запасов нефти (компенсация добычи приростами запасов) на период до 2020 г. не фигурирует в планах основных добывающих компаний региона на суше, поскольку он не обеспечен ресурсной базой в пределах распределенного фонда (на лицензированных территориях). Для реализации варианта простого воспроизводства потребуется вовлечение в лицензирование участков с ресурсной базой, позволяющей надеяться на подготовку необходимого объема запасов при проведении ГРП. Для расширенного воспроизводства количество таких участков, соответственно, должно быть дополнитель-

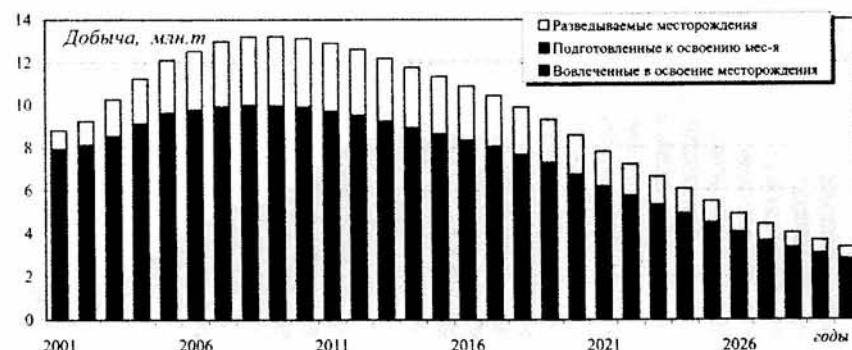


Рис. 72. Прогноз добычи нефти в Республике Коми без учета подготовки новых запасов (умеренный вариант).

но увеличено и к ним должен быть интерес со стороны недропользователей и инвесторов. При несогласованных действиях компаний и государственных органов, отвечающих за недропользование и лицензирование, может произойти разбалансировка интересов, что приведет, несмотря на наличие ресурсной базы, к отставанию подготовки новых запасов, что и наблюдалось в последнее десятилетие в России.

В случае невосполнения добычи нефти запасами уже в ближайшей перспективе (в 2015–2020 гг.) по территории Республики Коми произойдет резкое сокращение добычи и к 2030 г. она не превысит уровня 3–4 млн.т, что естественно не обеспечит потребности и энергетическую безопасность региона (рис.72 и 73). Необходимый уровень восполнения добычи нефти запасами промышленных категорий для ее поддержания в период 2015–2030 гг. (на уровне 11–12 млн.т) составляет 12–13 млн.т ежегодно, и с учетом периода от опоскования до ввода в освоение такой уровень должен быть обеспечен уже начиная с 2004–2005 годов (расширенное воспроизводство запасов). Выполнение этой задачи с учетом степени разведанности и изученности территории РК представляется маловероятным или потребует увеличения финансирования ГРП в несколько раз (более чем в три). Более реально выглядит прогноз на период 2004–2020 гг., обеспечивающий постепенное снижение уровней добычи после 2020 года от 10–12 млн.т до 7–8 млн. т к 2030 г. Реализация такого сценария возможна при ежегодном (на период 2004–2020 гг.) приросте запасов нефти 10–12 млн.т (простое воспроизводство).

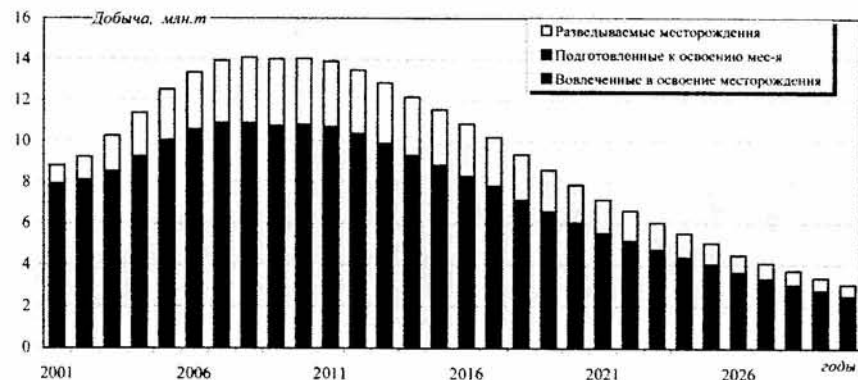


Рис. 73. Прогноз динамики добычи нефти в Республике Коми без учета подготовки новых запасов (оптимистический вариант).

При этом необходимо отметить, что часть запасов будет восполнена за счет доразведки (перевода запасов категории C_2 в C_1), а часть будет выявлена на новых направлениях, требующих как существенно больших затрат, так и большего периода на организацию добычи.

При ежегодном приросте запасов на новых месторождениях РК на уровне 3–4 млн.т в год (наиболее вероятном при условии ограниченного бюджетного финансирования) прогнозируемый уровень добычи не обеспечит восполнения запасов (коэффициент восполнения составит 0,5–0,6) и не сможет существенно поддержать падение добычи нефти за периодом 2020 г.

В случае невосполнения добычи новыми приростами в Ненецком АО поддержание ее на стабильном уровне более 20 млн.т/год возможно и после 2020 года (рис.74 и 75). При более интенсивном освоении (отбор 25–30 млн.т. в год) необходимый уровень восполнения добычи нефти запасами промышленных категорий для поддержания ее на стабильном уровне составляет 14–16 млн.т ежегодно (простое воспроизводство) начиная с 2008 года. Более низкие темпы подготовки новых запасов (при ежегодном приросте запасов нефти на уровне 10–12 млн.т), обеспечат постепенное снижение добычи после 2020 года (до 16 млн. т в 2030 г. и 12 млн. т в 2040 г.).

При условии своевременного проведения ГРП и подготовки запасов к освоению стабильный уровень добычи нефти на суше Тимано-Печорской провинции более 30 млн. т/год может быть обеспечен до 2030 года,

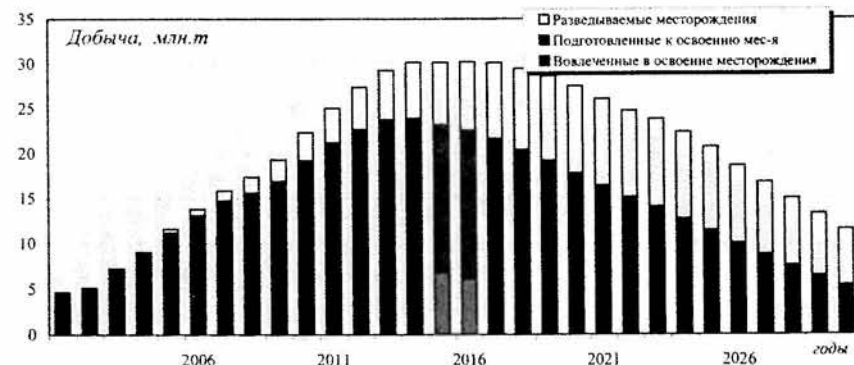


Рис. 74. Прогноз динамики добычи нефти в Ненецком АО без учета подготовки новых запасов (умеренный вариант).

и к 2050 г. он может составить около 15 млн. т/год. В случае невосполнения добычи нефти новыми приростами запасов в ТПП пик ее (на уровне 40–43 млн. т. в год) планируется достичь в период 2013–2018 гг., после чего начнется существенное сокращение отборов и уже к 2030 г. они составят 15 млн. т. в год (рис.76 и 77).

При начале интенсивного освоения месторождений Печорского моря сегодняшние запасы (при умеренном варианте отборов – до 15 млн. т в год)

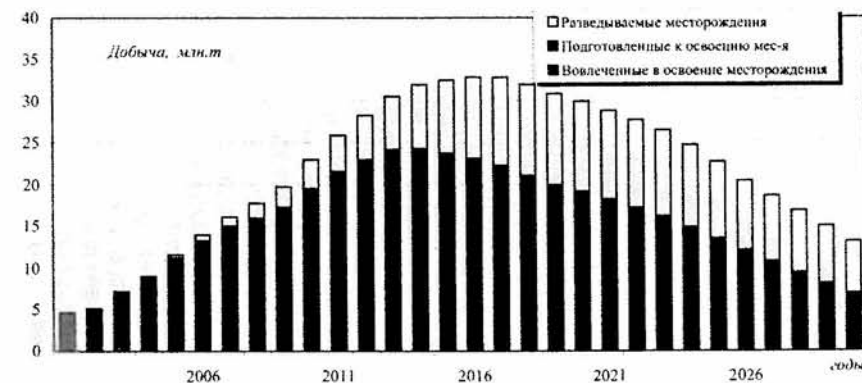


Рис. 75. Прогноз динамики добычи нефти в Ненецком АО без учета подготовки новых запасов (оптимистический вариант).

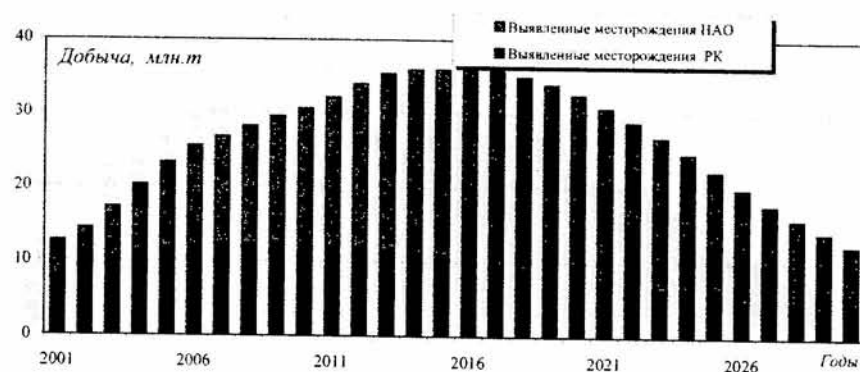


Рис. 76. Прогноз добычи нефти по ТПП без учета подготовки новых запасов (умеренный вариант).

обеспечат поддержание добычи до 2020 г. Для реализации декларируемых в «Стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала Российского шельфа» уровней добычи нефти по месторождениям Печорского моря до 25–30 млн.т в год потребуются подготовка и вовлечение в освоение новых запасов уже к 2015 г., а поддержание этого уровня – дополнительной подготовки не менее чем 30 млн.т нефти в год.

При отсутствии новых подготовленных к освоению запасов обвальное падение добычи (как по умеренному, так и по оптимистическому

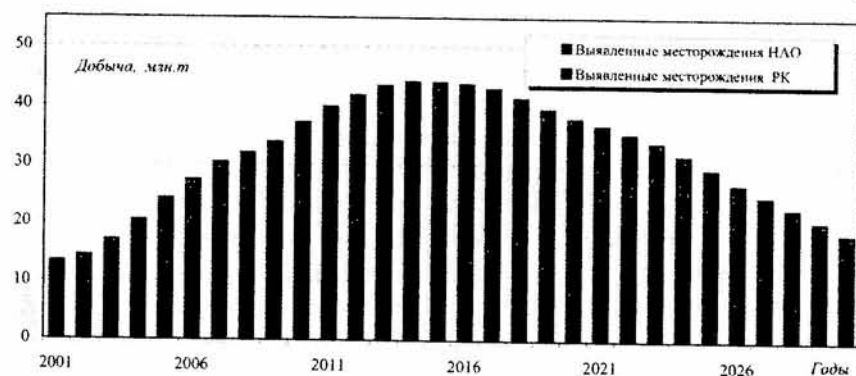


Рис.77. Прогноз динамики добычи нефти по ТПП без учета подготовки новых запасов (оптимистический вариант).

вариантам) по месторождениям ТПП прогнозируется в 2023–2031 годах, когда она снизится с 22 млн.т в начале периода до 12 млн.т в конце его.

Проведение геологоразведочных работ только на распределенном фонде недр не позволит поддерживать добычу в Республике Коми уже в ближайшие годы. Резерв промышленных запасов категории C_2 на территории НАО позволяет надеяться на воспроизводство запасов, обеспечивающее поддержание добычи на период до 2020 г. и не позволяет надеяться на ее поддержание после 2025 г.

Таким образом, освоение нераспределенного фонда недр должно быть направлено на обеспечение и развитие добычи углеводородного сырья в регионе как за счет уже разведанных запасов, так и за счет подготовки новых запасов геологоразведочными работами на нефть и газ.

6. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

6.1. Состояние нефтегазодобывающего комплекса

Тимано-Печорская провинция и прилегающая часть Печорского моря являются относительно слабо освоенными, несмотря на небольшую удаленность как от основных потребителей внутри региона, так и от возможных потребителей за его пределами (в т. ч. от рынков Европы и США).

Добыча углеводородов ведется только в пределах суши Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции.

Максимальные уровни добычи нефти и газа в регионе были отмечены в начале восьмидесятых годов (порядка 20 млн. тонн нефти и 20 млрд. м³ газа в год), после чего наступил период их существенного снижения. Добыча газа до настоящего времени продолжает неуклонно падать, в то время как в добыче нефти после минимума в начале девяностых годов (10 млн. т) наметился рост и в 2003 году в северо-западном регионе России было извлечено уже около 17 млн. т нефти (4% от добычи по России).

При практически равных начальных извлекаемых запасах нефти (НИЗ) кат. А + В + С₁ на суше в субъектах Федерации Тимано-Печорской провинции выработанность их сильно различается: в Республике Коми она составляет 46,1%, в Ненецком АО – 4,6%.

В разработке по состоянию на 1.01.2003 г. находилось 50,6% запасов нефти кат. А + В + С₁, в том числе 79% – в Республике Коми и 34% – в Ненецком АО, в Калининградской области – 84%.

Уровень добычи нефти по месторождениям Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции в 2003 г. составил 16,8 млн. т (рост по сравнению с 2002 г. на 15%), в том числе по месторождениям территории Республики Коми – 9,4 млн. т (56% от добычи провинции), по месторождениям в Ненецком автономном округе – 7,4 млн. т (рис.78).

Освоение и эксплуатацию месторождений осуществляют около 40 организаций различных организационно-правовых форм. В настоящее вре-

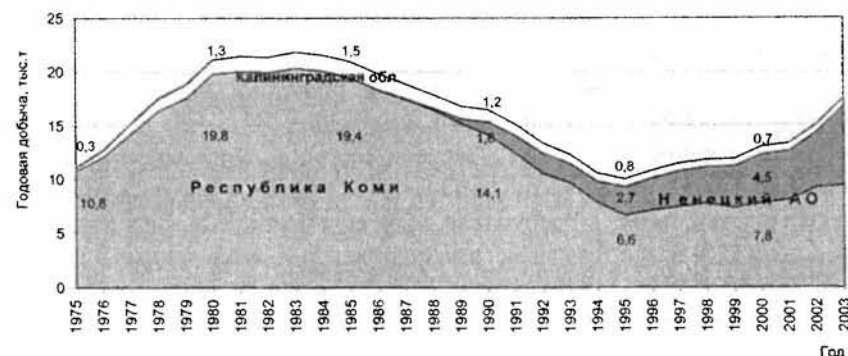


Рис. 78. Динамика добычи нефти в ТПП.

мя на суше региона крупнейшими недропользователями являются ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ОАО «Архангельскгеолдобыча» ЗАО «Варандейнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» и другие предприятия группы ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «Северная нефть», ООО «Компания «Полярное сияние» (группа ОАО «НК «Роснефть»), «ТотальФина-Эльф Разведка Разработка Россия».

На шельфе основными недропользователями в настоящее время являются ЗАО «Севморнефтегаз» и ЗАО «Арктикшельфнефтегаз». Промышленная разработка месторождений как в пределах акватории Печорского моря, так и в Баренцевом море не начата.

Республика Коми является одним из старейших районов добычи нефти в стране. В начале 80-х годов добыча нефти достигла почти 20 млн. т в год (3% от добычи СССР). В конце 80–начале 90-х годов добыча резко сократилась и упала до уровня 6,6 млн. т (в 1995 г.), а затем начался ее постепенный рост. Добыча нефти в 2003 г. составила 9,4 млн. т, причем около 20% приходилось на залежи высоковязких нефтей на Усинском и Ярегском месторождениях.

Всего в промышленной разработке в РК в 2003 г. находилось 38 месторождений, в т.ч. разработка нефти осуществлялась на 36 месторождениях, газа – на 11, конденсата – на 7 месторождениях. Подготовлено к разработке 6 месторождений, в разведке – 85 и в консервации – 5.

Основными нефтедобывающими предприятиями в РК являются ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ОАО «Северная нефть» и ОАО «Тэбукнефть» с годовой добычей нефти более 1 млн. т по каждому предприятию.

В сумме добыча этих трех предприятий составляет около 60% всей годовой добычи нефти по РК.

Группа предприятий НК ЛУКОЙЛ объединяет большую часть добывающих компаний Республики Коми, владеющих более чем 75% запасов нефти категории C_1 и более 81% запасов месторождений, вовлеченных в освоение. Группа предприятий ОАО НК «Роснефть», владелец ОАО «Северная нефть», имеет в Республике Коми еще более 13% запасов нефти категории C_1 и более 15% запасов месторождений, вовлеченных в освоение. Таким образом, на предприятия, не входящие в группы компаний ЛУКОЙЛ и Роснефть, на территории Республики Коми приходится лишь около 12% запасов категории C_1 , 35% запасов категории C_2 и лишь около 3% запасов (кат. C_1) месторождений, вовлеченных в освоение.

Всего добычу нефти в РК осуществляют около 30 предприятий.

Основным газодобывающим предприятием в РК является ООО «Севергазпром» (97,6% добычи).

В Ненецком АО начало добычи нефти связано с вводом в 1985 г. в опытную эксплуатацию Песчаноозерского месторождения на о. Колгуев, а в 1987 г. – в промышленную эксплуатацию Харьгинского месторождения.

По состоянию на 01.01.2004 г. в разработке находилось 13 месторождений, в т. ч. 11 нефтяных, 1 нефтегазоконденсатное и 1 газоконденсатное. Подготовлено к разработке 22 месторождения, в разведке – 41 и в консервации – 1.

Основными нефтедобывающими предприятиями в НАО являются ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «Компания «Полярное сияние», ОАО «Северная нефть», СП «ТОТАЛЬ Разведка Разработка Россия» (суммарно 77,6% добычи НАО). Нарращивают добычу такие предприятия, как ООО «Север ТЭК», «Нарьян-Марнефтегаз», ООО «БОВЭЛ», ОАО «Архангельскгеолдобыча» (еще 18,3%). Добыча по этим двум группам предприятий превышает 95% от всей добычи Ненецкого АО.

Группа предприятий НК ЛУКОЙЛ объединяет значительную часть добывающих компаний Ненецкого АО, имеющих более 83% запасов нефти категории C_1 и 90% запасов категории C_2 (распределенного фонда недр) и более 80% запасов месторождений, вовлеченных в освоение. Группа предприятий ОАО НК «Роснефть», владелец ОАО «Северная нефть», имеет в Ненецком АО еще около 13% запасов нефти категории C_1 и более 17% запасов месторождений, вовлеченных в освоение. На предприятия, не входящие в группы компаний ЛУКОЙЛ и

Роснефть, на территории Ненецкого АО приходится лишь около 4% запасов категории C_1 , 1,5% запасов категории C_2 и лишь около 3% запасов (кат. C_1) месторождений, вовлеченных в освоение.

Всего годовая добыча нефти в 2003 г. составила 7,4 млн. т. Нарращивание добычи нефти в округе связано как с трудностями экономического (финансирование, привлечение инвесторов) и технологического (сложные геолого-физические условия разработки месторождений) характера, так и с отсутствием развитой инфраструктуры, возникающими экологическими проблемами.

6.2. Прогноз добычи нефти

Стратегическими планами основных нефтедобывающих предприятий северо-западного региона (ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть») предусмотрен рост добычи нефти на месторождениях распределенного фонда, вовлечение в освоение месторождений и нераспределенного фонда и ввод вновь открываемых месторождений.

В соответствии с планами ОАО «ЛУКОЙЛ», до 2020 года на лицензионных участках дочерних и зависимых обществ предстоит обустроить и ввести в разработку 56 месторождений, пробурить в эксплуатационном бурении более 5 млн.м горных пород, ввести в эксплуатацию почти 1600 новых добывающих скважин. Объем инвестиций в добычу нефти превысит 200 млрд. руб (7 млрд.долл.). Основной объем работ (более 70%) будет сосредоточен в Ненецком автономном округе.

Также существенные инвестиции в освоение планирует сделать на своих участках компания Роснефть (более 1 млрд.долл. на суше ТПП).

Сопоставимые затраты на суше необходимы для вовлечения в освоение месторождений нераспределенного фонда. Большая их часть будет приходиться на территорию Ненецкого АО – еще около 8 млрд. долл.

Наибольший рост, в соответствии с планами ОАО ЛУКОЙЛ, обеспечат месторождения распределенного фонда Ненецкого АО. Так, по ним уже к 2009 г. предусмотрен рост добычи в НАО до 20 млн. т, затем стабилизация на уровне 21–19 млн. т и снижение к 2020 г. до уровня 16 млн. т и к 2030 г. – до уровня 7,4 млн. т.

Добыча нефти в Северо-Западном регионе достигнет максимума (31,2 млн. т) в 2015 году, за последующие 10 лет снизится до 15 млн. тонн в год. Всего в Северо-Западном федеральном округе из месторож-

дений распределенного фонда недр за период с 2004 года по 2030 год будет добыто почти 600 млн. т нефти и 50 млрд.куб.м нефтяного газа.

Стратегия ОАО «ЛУКОЙЛ» предполагает приобретение новых лицензионных участков с целью поддержания и (или) наращивания объемов добычи нефти и газа в регионе. В случае приобретения ОАО «ЛУКОЙЛ» новых лицензий на право пользования участками недр в Ненецком АО, добыча нефти в Северо-Западном регионе по максимальному варианту уже в 2011 году достигнет 50 млн. т.

В соответствии с планами ОАО «НК «Роснефть» предполагается рост добычи нефти и газа как на суше, так и в пределах Арктического шельфа.

Так, на суше Тимано-Печорской провинции предусмотрен рост добычи нефти к 2010 г. до уровня 35 млн. т (суммарно Республика Коми и Ненецкий АО) и к 2020 г. – до уровня 44 млн. т.

На шельфе северных морей ОАО «НК «Роснефть» также предусмотрен рост добычи нефти к 2010 г. до уровня 6–7 млн. т. (Приразломное месторождение) и к 2020 г. – до уровня 15 млн. т (группа выявленных месторождений Печорского моря – Приразломное, Долгинское, Варандей-море, Медыньское-море и Северо-Гуляевское).

Стратегическими планами ОАО «Газпром» предусмотрено наращивание добычи газа. Так, на суше увеличение добычи намечено после 2010 г., а к 2020 г. предполагается поднять добычу газа по суше ТПП до уровня 10 млрд.м³.

Стратегические планы компаний на шельфе Баренцева моря куда более масштабны. За счет ввода в освоение Штокмановского месторождения ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» планируют добычу к 2010 г. 14 млрд. м³ газа, а к 2020 г. довести ее до уровня 86 млрд. м³.

Программа воспроизводства запасов нефти и газа в регионе неразрывно связана и зависит как от проводимой государством политики в области недропользования и динамики макроэкономических показателей (цены, спрос, развитие альтернативных источников и т. д.), так и непосредственно от прогноза возможных уровней добычи нефти.

На протяжении последних пяти лет детальный прогноз добычи нефти выполняется для территории Тимано-Печорской провинции во ВНИГРИ [5, 79] в трех вариантах – умеренном, оптимистическом и максимальном. Все три варианта согласуются с основными положениями «Энергетической Стратегии России до 2020 г.» и отвечают, соответственно, консервативному, умеренному и благоприятному варианту.

В качестве базовых показателей добычи на месторождениях распределенного фонда использованы данные, предоставленные основными нефтедобывающими компаниями в регионе – ОАО «Лукойл» и ОАО «НК «Роснефть», а также технологические и проектные показатели, утвержденные по отдельным месторождениям Центральной комиссией по разработке (ЦКР).

При составлении прогноза добычи нефти на месторождениях не распределенного фонда недр использована информация по планам нефтедобывающих компаний (по группам месторождений в соответствии с их стратегическими интересами), данные из проектных документов, рассмотренных ЦКР, опыт разработки схожих месторождений региона, информация, предоставленная администрациями субъектов федерации, а также прогнозы научных организаций (ВНИГРИ), выполненные в соответствии со следующими подходами.

Варианты последовательности и интенсивности вовлечения в освоение месторождений и прогнозируемых объемов добычи нефти из них определяются, в первую очередь, в соответствии с индивидуальными экономическими показателями (зависящими от цены нефти, конъюнктуры рынка, инвестиционных возможностей, налогового режима) и в соответствии с концепцией развития транспортной инфраструктуры (централизованной, корпоративной и бессистемной), а также в целом от системы управления недропользованием (развитие законодательной базы, заинтересованность в освоении месторождений субъектов Северо-Западного региона и России в целом, заинтересованность и воля компаний в развитии территории и бизнеса, политического режима).

Три рассмотренных варианта (умеренный, оптимистический и максимальный) отличаются интенсивностью ввода месторождений в освоение, количеством эффективных инвестиционных проектов, обусловленных, в свою очередь, ценами на нефть и транспортными тарифами, объемами (существенно различающимися) необходимых инвестиций, и согласованных с соответствующими перспективными проектами наращивания нефтетранспортных мощностей.

Для определения доли запасов проектов, рентабельных при реализации их освоения, выполнены экономические расчеты в постоянных экспортных ценах, определенных (в зависимости от варианта – умеренный и оптимистический) на уровне в 25 и 30 долларов за баррель, и принятом допущении о тенденции сближения цен на внутреннем и внеш-

нем рынках (с 50% от уровня экспортных в начальный период до 75% к 2030 г.) [21, 23, 33, 50, 71].

Сразу же отметим, что, как показывают экономические расчеты, при экспортной цене нефти ниже 15 долл/барр. рентабельное освоение большинства месторождений Ненецкого АО и на акватории Печорского моря станет проблематичным и вполне возможна ситуация, когда в лучшем случае будут эксплуатироваться только введенные ранее месторождения, а максимальный уровень добычи в среднесрочной перспективе не превысит 10 млн. т в год [50].

Умеренный вариант прогноза добычи предусматривает развитие нефтетранспортной системы внутри региона только на основе существующих, прошедших апробацию и одобренных правительством трубопроводных проектов (Балтийская трубопроводная система) и проектируемых и начатых строительством добывающими компаниями (Варандейский терминал, трубопроводы ОАО «Лукойл», ОАО «Роснефть»), а также вариант подготовки новых запасов, обеспечивающих простое воспроизводство. Оптимистический и максимальный варианты предполагают возможность дополнительной ежегодной прокачки 20 – 25 млн. т нефти из месторождений Ненецкого АО, что может быть обеспечено вводом терминала в районе п.Варандей на мощность 5–10 млн. т в год и увеличением пропускной способности магистральных трубопроводов на участке Ухта-Ярославль на 15 млн. т/г или строительством дополнительного терминала (м.Святой Нос, п.Индиго) на недостающую мощность (15 млн. т). Этот вариант может быть реализован также при строительстве трубопровода Западная Сибирь (Сургут) – Ухта – Мурманск (или Западная Сибирь – Усинск – Мурманск) и соответствующем резерве мощностей на прокачку из ТПП в объеме 15–20 млн. т. В обоих вариантах подготовка новых запасов, обеспечивающая простое восполнение, должна начинаться с 2004–2005 гг. [59].

Умеренный вариант также базируется на допущении, что до 2020 г. на акватории Печорского моря будут вовлечены в освоение все месторождения, выявленные по состоянию на 01.01.2004 г. (кроме того, предполагается, что уже к 2010 г. будут подготовлены к освоению их запасы и коэффициент перевода запасов кат. C_2 в C_1 превысит 0,5). Оптимистический вариант предполагает также ускоренное проведение разведки на выявленных в пределах акватории месторождениях (с коэффициентом перевода запасов кат. C_2 в C_1 – 0,8), а также вовлечение группы новых месторождений, выяв-

ленных в результате ГРП в период 2004–2010 гг., которые обеспечат к 2020 г. уже не менее 10 млн. т добычи нефти в год. Такой вариант, безусловно, потребует дополнительных огромных инвестиций – как для доразведки, проведения ГРП на новых объектах, так и на обустройство, создание транспортной инфраструктуры.

Варианты прогноза возможной добычи нефти представлены на рис. 79–84 и в табл. 11 и 12.

По территории Республики Коми по всем вариантам (рис. 79, 80) на базе уже разведанных месторождений возможен незначительный рост добычи нефти до 2007–2009 гг., а затем стабилизация на уровне 12–14 млн. т в период 2010–2012 гг., дальнейшее постепенное снижение до 7–8 млн. т в год к 2020 г. и до 3,5 млн. т в год – к 2030 г. Увеличение добычи нефти в РК из месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями возможно при применении принципиально новых технологий их разработки.

По территории Ненецкого АО по трем вариантам (рис. 81, 82) на базе уже разведанных месторождений возможен существенный рост добычи нефти (в 2010 г. – 18–23 млн. т) вплоть до 2016 г., а затем стабилизация на уровне 25–30 млн. т в год на период

Таблица 11

Прогноз добычи нефти на территории Ненецкого автономного округа

Годы	Умеренный вариант			Оптимистический вариант			Максимальный вариант		
	по выявл. местор.	за счет новых открытий	всего	по выявл. местор.	за счет новых открытий	всего	по выявл. местор.	за счет новых открытий	всего
2004-2005	20,5		20,5	20,7		20,7	20,7		20,7
2006-2010	79,6	0,2	79,8	88,7	0,2	88,9	90,7	1,1	91,8
2004-2010	100,0	0,2	100,2	109,3	0,2	109,5	111,4	1,1	112,5
2011-2015	116,2	4,0	120,2	142,0	4,0	146,0	149,2	8,8	158,0
2016-2020	127,7	23,1	150,8	145,9	23,1	168,9	158,4	32,0	190,4
2011-2020	243,9	27,1	271,0	287,9	27,1	315,0	307,7	40,8	348,5
2004-2020	344,0	27,3	371,2	397,2	27,3	424,5	419,1	41,9	461,0

Прогноз добычи нефти на территории Ненецкого автономного округа

Годы	Умеренный вариант			Оптимистический вариант			Максимальный вариант		
	по выявл. местор.	за счет новых открытий	всего	по выявл. местор.	за счет новых открытий	всего	по выявл. местор.	за счет новых открытий	всего
2004-2005	22,8		22,8	23,3		23,3	23,9		23,9
2006-2010	60,0	0,7	60,7	65,1	0,7	65,8	69,4	0,7	70,1
2004-2010	82,8	0,7	83,5	88,5	0,7	89,1	93,4	0,7	94,1
2011-2015	55,7	6,3	62,0	60,9	6,3	67,1	63,9	9,4	73,3
2016-2020	45,7	16,4	62,1	49,1	16,4	65,5	46,9	25,6	72,5
2011-2020	101,4	22,6	124,1	110,0	22,6	132,6	110,8	35,0	145,8
2004-2020	184,2	23,3	207,5	198,4	23,3	221,7	204,2	35,7	239,9

2015–2020 гг., и дальнейшее постепенное снижение до уровня 10–12 млн. т к 2030 г. и до уровня 5 млн. т в год – к 2050 г.

Таким образом, на базе уже разведанных месторождений за пятилетний период (2004–2008 гг.) ежегодная добыча нефти в целом по Тимано-Печорской провинции может быть увеличена почти в 2 раза по сравнению с 2003 г., а к 2010 г. достичь уровня 30–37 млн.т (рис.83, 84). Причем основной прирост (80%) ожидается из месторождений, расположенных в Ненецком автономном округе. К концу этого пятилетнего периода планируется достижение второго максимума добычи в Республике Коми (на уровне 12–14 млн. т в год). В оптимистическом варианте в освоение должно быть вовлечено 108 млн. т запасов нефти категории C_1 месторождений НАО и 63 млн. т. – в РК. Всего за период 2004–2010 гг. добыча по суше Тимано-Печорской провинции может составить 175–210 млн. т [7].

К концу последующего пятилетнего периода (2011–2015 гг.) уровень добычи нефти в целом по суше провинции может быть увеличен еще на 5 – 7 млн. т в год и достигнет в умеренном и максимальном вариантах, соответственно, 35–44 млн. т.

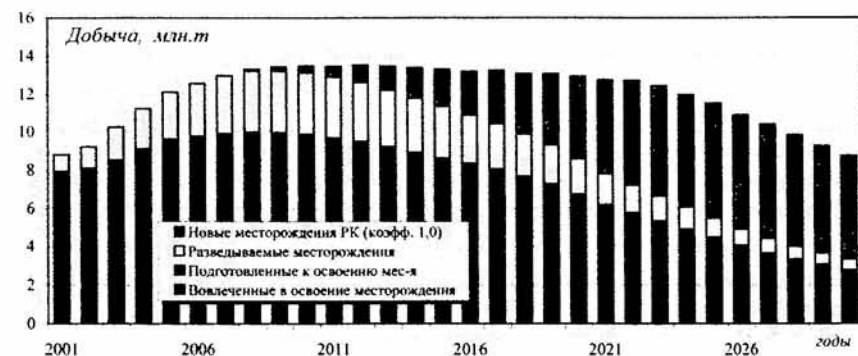


Рис. 79. Прогноз динамики добычи нефти в Республике Коми. Умеренный вариант.

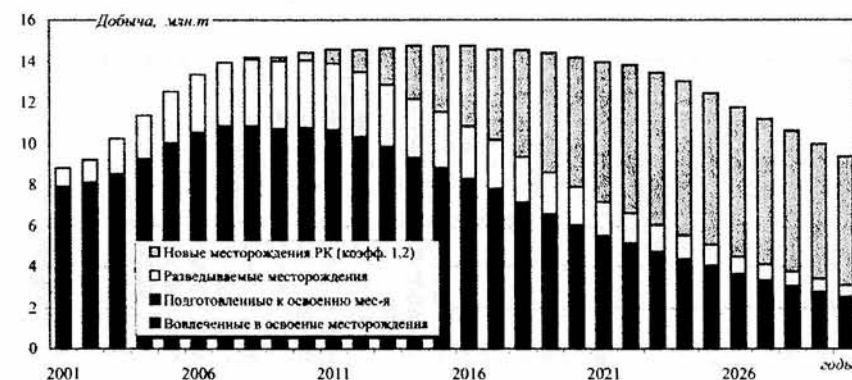


Рис. 80. Прогноз динамики добычи нефти в Республике Коми. Оптимистический вариант.



Рис. 81. Прогноз динамики добычи нефти в Ненецком АО. Умеренный вариант.

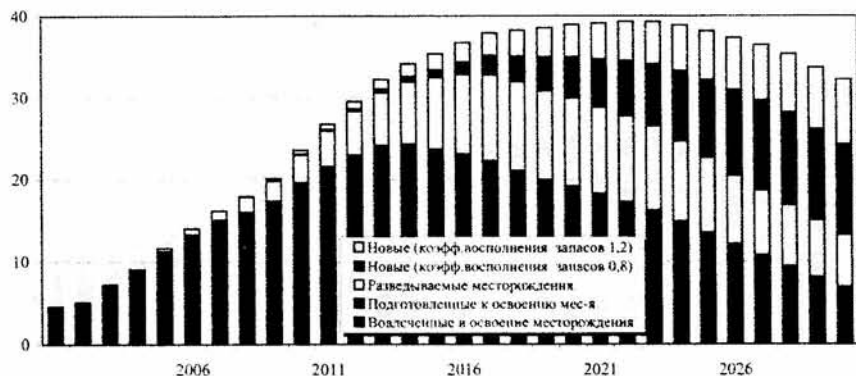


Рис. 82. Прогноз динамики добычи нефти в Ненецком АО. Оптимистический вариант.

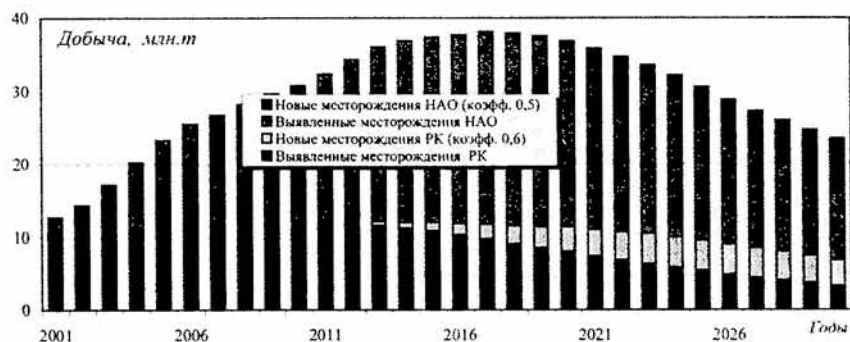


Рис. 83. Прогноз добычи нефти по ТПП. Умеренный вариант.

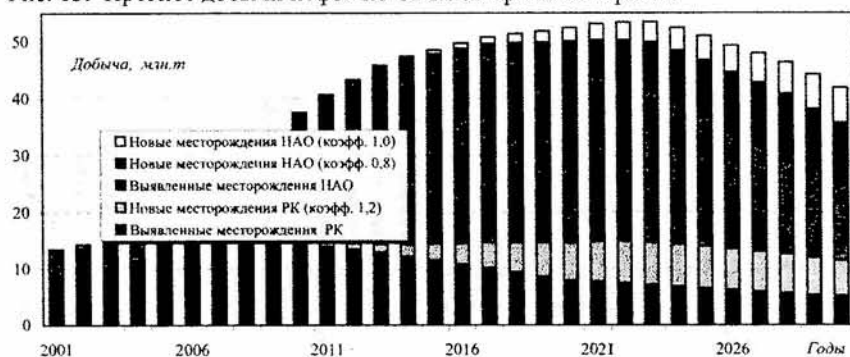


Рис. 84. Прогноз динамики добычи нефти по ТПП. Оптимистический вариант.

Основной рост добычи нефти после 2006 года может быть получен за счет ввода в разработку подготовленных к освоению месторождений на территории НАО (рис.82).

К концу последующего периода (2016–2020 гг.) годовой уровень добычи нефти в целом по провинции может сохраниться на уровне 33–38 млн. т за счет дополнительного вовлечения в освоение запасов месторождений НАО. Для достижения прогнозируемых показателей добычи в освоение за этот период необходимо дополнительно вовлечь более 220 млн. т запасов нефти категории C_1 по НАО, в то время как в Республике Коми уже к 2012 году все выявленные на сегодняшний день месторождения будут осваиваться (рис. 80).

Всего за период 2011–2020 гг. из месторождений, выявленных к настоящему времени, добыча нефти составит 245–307 млн. т на территории НАО и 100–110 млн. т по РК. По всем разрабатываемым в настоящее время месторождениям провинции к 2020 г. ожидается значительное снижение годовых отборов нефти, суммарный ежегодный объем добычи которых не превысит 6 млн. т.

Всего за 17 лет (2004–2020 гг.) в Тимано-Печорской провинции по оптимальному варианту планируется добыть около 595 млн. т нефти при соотношении добычи из месторождений РК и НАО как 1:2. Для достижения прогнозируемых объемов добычи в освоение необходимо будет вовлечь 360 млн. т запасов нефти категории C_1 месторождений Ненецкого АО и 72 млн. т Республики Коми (всего 432 млн. т).

Прогноз добычи нефти по регионам и в целом по Тимано-Печорской провинции до 2050 г. проиллюстрирован на рис. 85 и 86. В пер-

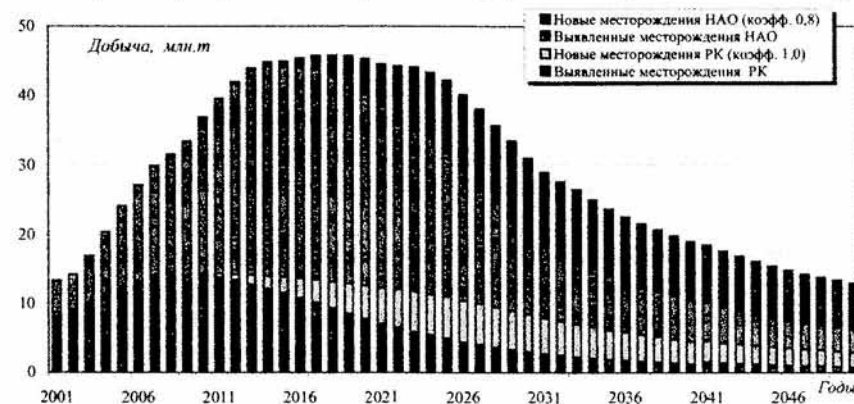


Рис. 85. Прогноз добычи нефти по ТПП на 50 лет. Умеренный вариант

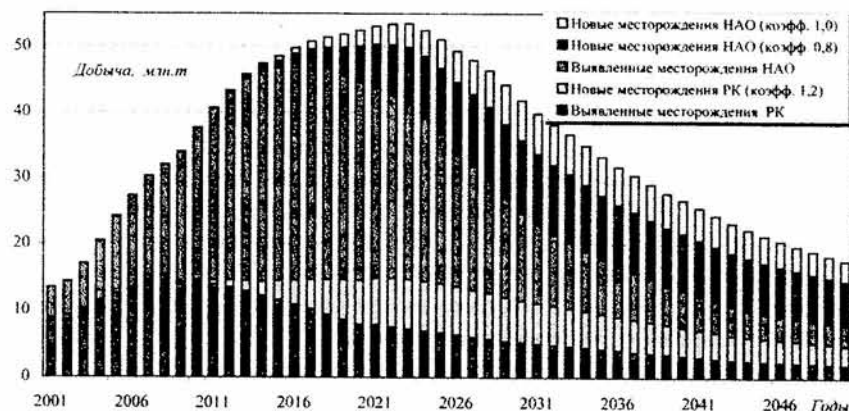


Рис. 86. Прогноз динамики добычи нефти по ТПП на 50 лет. Оптимистический вариант.

спективе роль добывающих районов существенно меняется: если в начале рассматриваемого периода более половины добываемой нефти приходится на месторождения Республики Коми, то в 2020 году более 3/4 добычи будет приходиться на месторождения Ненецкого автономного округа, и далее эта тенденция будет только усугубляться.

С учетом ввода в освоение прибрежных морских месторождений рост объемов добычи по умеренному и максимальному вариантам в Северо-Западном регионе возможен до 2017 и 2020 гг. с уровнями отборов 45–55 млн. т в год (при условии открытия и вовлечения в освоение новых месторождений), соответственно. Период максимальных отборов (более 40 и 50 млн. т в год) продлится по этим вариантам более 10 лет.

В случае невозможности добычи нефти запасами уже в ближайшей перспективе (в 2015–2020 гг.) в Республике Коми произойдет ее обвальное падение и к 2030 г. она не превысит уровня 3–4 млн. т, что, естественно, не обеспечит потребности и энергетическую безопасность региона.

Необходимый уровень восполнения добычи нефти запасами промышленных категорий для ее поддержания в период 2015–2030 гг. на максимальном уровне (12–14 млн. т) составляет 14–16 млн. т ежегодно (активных – 10–12 млн. т), и с учетом периода времени от опосредования до ввода в освоение, такой уровень должен быть обеспечен, уже начиная с 2004–2005 годов. Выполнение такой задачи с учетом боль-

шой разведанности и изученности территории РК представляется маловероятным или потребует увеличения финансирования ГРП в несколько раз. Более реально выглядит прогноз на период 2004–2030 гг., обеспечивающий постепенное снижение уровней добычи после 2020 года от 10–12 млн. т в начале этого периода до 7–8 млн. т в конце. Реализация такого сценария возможна при ежегодном приросте запасов нефти 10–12 млн. т (рис. 80), что обеспечит простое восполнение запасов в долгосрочной перспективе. Новые открытия должны будут компенсировать естественное снижение темпов отборов на выработанных месторождениях, что позволит стабильно поддерживать добычу нефти в Республике Коми на уровне 11–13 млн. т вплоть до 2020 г. (объем добычи из «новых» объектов в период 2011–2020 гг. – 23–35 млн. т.), а затем постепенно обеспечат постепенное снижение к 2030 г. до уровня 7–8 млн. т и к 2050 г. – 4–5 млн. т.

При этом необходимо отметить, что часть запасов будет восполнена за счет доразведки (перевода запасов категории C_2 в C_1), а часть будет выявлена на новых направлениях, требующих как существенно больших затрат, так и большего периода на организацию добычи [12, 13].

При ежегодном приросте запасов из новых месторождений на уровне 3–4 млн. т в год (наиболее вероятно при условии действующего законодательства и проводимой правительством «политики» недропользования, т.е. в условиях крайне ограниченного государственного финансирования) прогнозируемый уровень добычи не обеспечит восполнения запасов (коэффициент восполнения 0,5–0,6) и не сможет существенно поддержать падение добычи нефти после 2020 г. (рис. 87).

В случае невозможности добычи новыми приростами в НАО возможно поддержание ее на стабильном уровне более 20 млн. т в год в течение 20–25 лет (рис. 88). Затем также произойдет существенное снижение ежегодных отборов нефти, что не позволяет надеяться на рациональное использование созданной к тому времени добывающей и транспортной инфраструктуры.

Необходимый объем восполнения добычи нефти запасами промышленных категорий в НАО для поддержания ее на стабильном высоком уровне после 2020 г. составляет 10–12 млн. т ежегодно (активных – 8–10 млн. т) начиная с 2008 года (с учетом периода времени от опосредования до ввода в освоение). При ежегодном приросте запасов нефти 5–6 млн. т и, соответственно, более низких темпах ввода в освоение новых запасов, будет

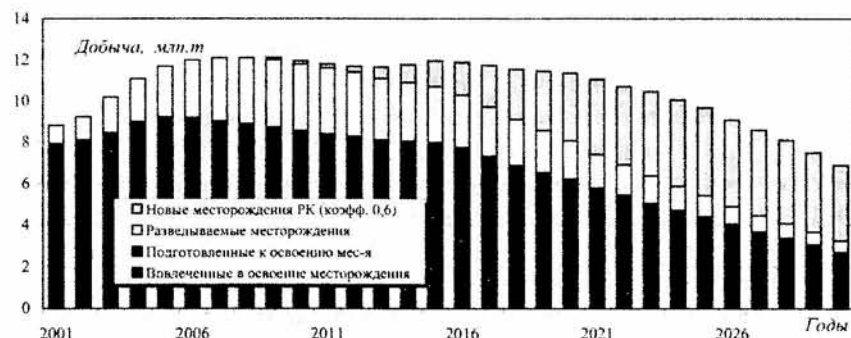


Рис. 87. Прогноз добычи нефти в Республике Коми. Пессимистический вариант.

обеспечено поддержание добычи в 2021–2030 г. на уровне от 22 млн. т в начале этого периода до 16 млн. т в конце.

В целом по ТПП (и, соответственно, по СЗ региону) при условии вовлечения в освоение запасов месторождений, выявленных по состоянию на 01.01.2004 г., и благоприятной конъюнктуре предполагается рост добычи нефти в период до 2013 г., стабилизация в период 2013–2025 гг. и существенное падение после 2030 г.

Тимано-Печорская провинция в силу географического положения и разведанной сырьевой базы является одним из наиболее реальных регионов в России, не требующих “фантастических” объемов инвестиций для наращивания и поддержания добычи нефти в среднесрочной

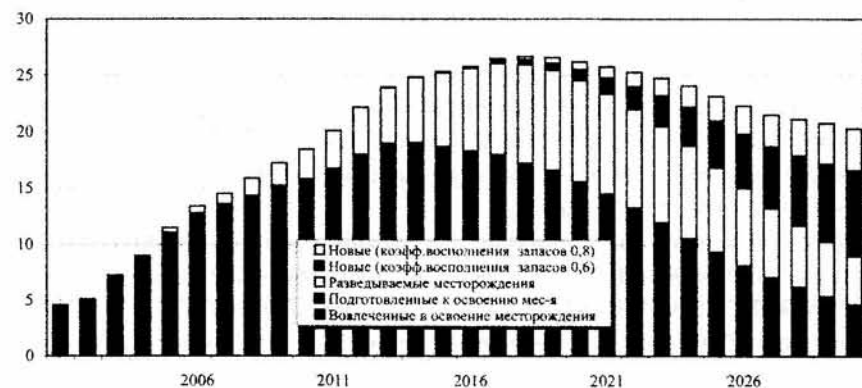


Рис. 88. Прогноз добычи нефти в Ненецком АО. Пессимистический вариант.

перспективе. При условии своевременного проведения ГРП и подготовки запасов к освоению стабильный уровень добычи нефти в Тимано-Печорской провинции более 30 млн. т в год может быть обеспечен до 2030 года.

Развитие газодобычи связано с освоением группы газовых, газоконденсатных и газоконденсатонефтяных месторождений Нарьян-Марского ГЭР, которые удалены от магистрального газопровода на расстояние до 400 км, и Интинского ГЭР, перспективные объекты которого расположены в пределах 10–60 км от трассы проектируемого к строительству магистрального газопровода «Ямал–Европа».

Основные показатели действующих магистральных нефтепроводов

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Магистральные нефтепроводы		
			Уса-Ухта	Ухта-Ярославль	Ярославль-Кириши-Приморск
1.	Год ввода в эксплуатацию	—	1973	1974	1969, 2002–2004
2.	Диаметр и толщина стенки	мм	720×9	820×10	720×7+11 820×10 с лупингами
3.	Протяженность	км	406	1136	524
4.	Паспортная пропускная способность	тыс. т год	16400	20300	42000
5.	Рабочее давление	кгс/см ²	58–62	56–60	54–64
6.	Количество насосных станций	шт	4	8	4
7.	Загрузка нефтепровода по состоянию на 01.01.2004	тыс. т год %	12,7 77,4	12,4 61,1	30000 71,4

7.1. Действующие и строящиеся нефтепроводы

В процессе обсуждения и принятия «Энергетической стратегии России до 2020 г.» нефтедобывающие компании неоднократно заявляли о возможном росте добычи нефти, превышающем сегодняшний в 1,2–1,5 раза, а также о возрастающем дефиците транспортных мощностей и в первую очередь – о необходимости развития его экспортных направлений. Этот дефицит оценивается крупными нефтедобывающими компаниями в 80–120 млн. т в год уже к 2010 году. Текущие проекты по развитию трубопроводного транспорта (Балтийская трубопроводная система – БТС, Каспийский трубопроводный консорциум – КТК) не решают в полной мере проблему дефицита экспортных мощностей в первую очередь по причинам, не зависящим от России (ограниченность пропускной способности турецких и датских проливов на Черном и Балтийском морях).

Для создания условий широкомасштабного освоения новых месторождений Тимано-Печорской провинции необходимо расширение системы транспортировки нефти. Оценка вариантов развития этой системы необходима для решения ключевых вопросов стратегического планирования [5].

Транспорт нефти, добываемой в ТПП, можно осуществлять как в южном, так и в северном направлениях.

Ниже рассмотрены действующие на 01.01.2004 трубопроводные мощности по магистральному транспорту нефти, добываемой в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (табл. 13).

Магистральные нефтепроводы Уса – Ухта и Ухта – Ярославль находятся на балансе ОАО «Северные магистральные нефтепроводы».

Технологическое состояние линейной части и нефтеперекачивающих станций удовлетворительное, трубопроводы способны обеспечить паспортную производительность.

В систему межпромыслового транспорта нефти входят следующие основные межпромысловые трубопроводы:

1. Харьга – Северный Возей – Уса диаметром 325/530 мм, протяженностью 148,9 км предназначен для транспорта нефти с Харьгинского, Ардалинского и Возейского месторождений. По нефтепроводу с 2003 г. перекачивается подготовленная нефть, позволяющая поставлять ее непосредственно для прокачки в магистральный нефтепровод. Подготовка нефти до кондиций, установленных для магистрального транспорта, осуществляется на действующих УПН и на ЦПС «Харьга».

Начальный участок нефтепровода Харьга – Северный Возей состоит из двух ниток Ø 325 и 530 мм.

В 2003 году введен новый нефтепровод на участке Северный Возей – Уса, что позволило существенно увеличить мощность участка Харьга – Уса.

2. ЦПС Ардалинского месторождения – Харьга, Ø 325 мм, протяженностью 64 км. Трубопровод эксплуатируется СП «Полярное Сия-

ние» с 1994 г., удовлетворяет потребностям компании. Максимально достигнутая мощность 2,28 млн.т.

3. С 2002 г. действует нефтепровод Ардалинское месторождение – Тэдинское месторождение Ø 325 мм, протяженностью 55,2 км, позволяющий транспортировать нефть с одноименного месторождения предприятием, владеющим лицензией на добычу – ООО «БОВЭЛ». В дальнейшем планируется продолжить и соединить нефтепровод с Харьягинским терминалом.

4. Компания ОАО «Северная нефть» эксплуатирует нефтепровод от ДНС «Салюкинская» и от ДНС «Сандивейская» Ø325 мм до группового пункта сбора на Южно-Баганском месторождении и затем до ЦПС «Уса».

5. Введен в строй в 2003 г. нефтепровод ДНС Черпаю – ДНС Салюкинская (две ветки по 155 мм), где компанией «Северная нефть» планируется создать групповой пункт сбора нефти месторождений вала Гамбурцева, которая будет транспортироваться через Усинский ЦПС в систему магистральных трубопроводов.

6. Пущен в эксплуатацию нефтепровод Ø219 мм, протяженностью 38 км, соединяющий Средне-Харьягинское месторождение с Харьягинским терминалом. Мощность трубопровода рассчитана на прокачку нефти одноименного месторождения, эксплуатируемого компанией ОАО «Печоранефть».

7. Закончено строительство нефтепровода Ø325 мм, протяженностью 94,5 км на участке Южно-Шапкинское месторождение – Харьяга, что позволяет при вводе его в эксплуатацию на полную мощность транспортировать до 3 млн.т. нефти в год.

8. В районе п.Варандей ОАО «Нарьянмарнефтегаз» начата эксплуатация береговых сооружений и терминала мощностью до 0,7 млн. твг. К 2005 г. предполагается увеличить мощность до 5 млн.т в год, а в дальнейшей перспективе до 12 млн.т в год.

9. На территории Республики Коми непосредственно к магистральному нефтепроводу Возей – Уса – Ухта и в районе г.Ухта подключаются месторождения нефти, суммарная мощность которых в ближайшей перспективе оценивается в 10–11 млн.т. Кроме того, тяжелая нефть Ярегского месторождения (ЗАО «Битран») доставляется на Ухтинский НПЗ железнодорожным транспортом (ежегодный объем добычи стабилизировался в последние годы на уровне 0,5 млн. т в год).

Таким образом, с учетом пропускной способности магистральных трубопроводов на участке Ухта – Ярославль (20,3 млн. т в год) и возможной максимальной мощности нефтеперерабатывающего завода без строительства дополнительных веток (без увеличения мощности) максимальный объем нефти, который может быть транспортирован через «Ухтинский» узел, ограничивается 25 млн.т. в год. С учетом нефти, поступающей в систему магистральных трубопроводов с территории Республики Коми, максимальный объем нефти, который может быть прокачан с территории Ненецкого автономного округа, оценивается в 13–15 млн. т/год.

Увеличение пропускной способности на участке Ухта – Ярославль потребует не только его реконструкции, но и строительства нового магистрального трубопровода большой протяженности (более 1100 км), что, скорее всего, не будет оправдано по экономическим соображениям и на несколько лет отложит «активное» освоение месторождений Ненецкого автономного округа.

В настоящее время с территории НАО поступает нефть в объеме около 7 млн.т.

При вводе на полную мощность нефтепроводов с Южно-Шапкинское месторождения (2,5 млн. т/год) и группы месторождений вала Гамбурцева (3–3,5 млн. т/год), а также небольших врезок (например, с Мюсюршорского, Восточно-Харьягинского, Инзырейского (опытная эксплуатация), Леххарьягинского, Северо-Харьягинского, Ошкотынского и Дюсушевского месторождений) практически вся мощность системы магистральных трубопроводов на участке «Уса-Ухта» будет задействована.

7. 2. Танкерный и ледокольный морской флот

Танкерный флот ОАО «Мурманское морское пароходство»

Всего 6 судов, в том числе:

- танкер типа «Котлас»: дедвейт 2,8 тыс.т, осадка 4,9 м, количество 1;
- танкер типа «Индиго»: дедвейт 16 тыс.т, осадка 9,5 м, количество 2;
- танкер типа «Г. Кононович»: дедвейт 17,7 тыс. т, осадка 9,36 м, количество 2;
- танкер типа «Хатанга»: дедвейт 23 тыс.т, осадка 10 м, количество 1.

Танкерный флот пароходства в настоящее время преимущественно осуществляет перевозку нефти НК «ЮКОС» на линии порт Витино –

порт Мурманск, которая далее танкером дедвейтом 100–150 тыс. т (с использованием временного накопителя) экспортируется в Западную Европу. Кроме этого, парохозяйство осуществляет транспортировку нефти с Варандейского и Восточно-Колгуевского дьюкер-терминалов арендованными танкерами ледового класса.

Перспективы своего развития ОАО ММП в значительной степени связывает с перевозками углеводородного сырья. В ее стратегических планах строительство танкеров большого дедвейта, участие в освоении шельфа арктических морей, где без опыта мурманских моряков танкерного и ледокольного флота не обойтись.

Танкерный флот ОАО «Лукойл-Арктик-Танкер»

Компании принадлежит 10 танкеров ледового класса дедвейтом от 16 (5 судов) до 20 тыс.т (5 судов). Используются для вывоза нефти и завоза нефтепродуктов по Севморпути, а также для вывоза нефти и нефтепродуктов с терминалов Балтийского моря.

Кроме вышеперечисленных, на Северо-Западе России работает танкерный флот и других операторов.

Ледокольный флот

На конец 2002 г. в ведении Росморфлота находилось 14 линейных и 16 портовых ледоколов. Государственный ледокольный флот находится в оперативном управлении Морских администраций портов и доверительном управлении судоходных компаний. На Севере управление ледоколами осуществляют Мурманское морское парохозяйство (9 ледоколов), Северное морское парохозяйство (3 ледокола) и Морская администрация порта Архангельск (2 ледокола), на Дальнем Востоке – Дальневосточное морское парохозяйство (4 ледокола) и Сахалинское морское парохозяйство (1 ледокол), на Юге – МАП Астрахань (2 ледокола) и МАП Таганрог (2 ледокола). На Балтике работают 7 государственных ледоколов (2 линейных и 5 портовых), находящихся на балансе МАП Санкт-Петербург.

Ледокольный флот, находящийся в оперировании ОАО ММП

Ледокольный флот на начало 2004 г. составляет всего 10 ледоколов, в том числе:

- атомный ледокол типа «Арктика», мощность 75 тыс. л. с., осадка 11 м, ледопроездимость 2,3м, постройка 1975 – 1992 гг., количество 5 шт.

- атомный ледокол типа «Таймыр», мощность 50 тыс. л. с., осадка 9,5 м, ледопроездимость 2.1 м, постройка 1988–1989 гг., количество – 2 шт.
- дизельный ледокол типа «К. Николаев», мощность 22 тыс. л. с., осадка 8,5 м., ледопроездимость 1,6 м., постройка 1978–1980 гг., количество – 2 шт.
- дизельный ледокол «Владимир Игнатюк», мощность 23,2 тыс. л. с., осадка 8,3 м, постройка 1984 г., количество 1 шт. – собственность ОАО ММП

Следует отметить, что в течение ближайших 5 лет все пять линейных атомных ледоколов из-за старости должны быть либо выведены из эксплуатации, либо модернизированы. На модернизацию одного ледокола уходит одна четвертая часть средств, необходимых для строительства нового судна. В 2003 г. парохозяйство за счет собственных средств закончило работы по продлению ресурса эксплуатации атомной парогенераторной установки одного из линейных атомных ледоколов.

В стадии постройки находится головной атомный ледокол нового поколения «50 лет Победы», который в 2005 г. должен быть введен в эксплуатацию.

Согласно имеющимся прогнозам, объем перевозок в Арктике в 2005 г. составит 4 млн.т, в 2010 г. – 12 млн. т, в 2020 г. – 50 млн. т. Мурманск на сегодняшний день – единственный порт, способный принимать суда грузоподъемностью свыше 300 тыс. тонн.

Учитывая начало разработки месторождений на шельфе западно-арктических морей (Приразломное – 2005 г.) и вероятное последующее увеличение темпов освоения арктического шельфа и прилегающих сухопутных областей, можно констатировать, что имеющийся в наличии ледокольный флот будет недостаточен для решения поставленных задач.

ЗАО «Северная морская компания» является 100% дочерним предприятием ЗАО «Дальневосточная морская компания» (FEMCO), которая, в свою очередь, является аффилированной компанией «Роснефти». Зарегистрирована в июне 2003 г.

Основной задачей, стоящей перед компанией, будет обеспечение работы буровых платформ на шельфе арктических морей, на первом этапе при разработке месторождения Приразломное, транспортировка добытой нефти и нефти с терминала «Роснефти» в Архангельске на танкер-накопитель в район Белокаменки в Мурманской области.

7.3. Развитие транспортной системы

Нефтепроводы

Южное направление базируется на действующей системе нефтепроводов Харьяга-Усинск-Ярославль. Далее возможны несколько вариантов: выход на морские терминалы в Приморске (Балтийская трубопроводная система), через Полоцк – на терминалы в Вентспилсе и Бутинге и (или) перекачка на юг (через Нижний Новгород в систему нефтепроводов «Дружба»). Последний вариант приведет к противотоку и ограничен (при экспортировании) квотами на проход судов через Босфор.

Для обеспечения транспорта дополнительных объемов нефти до 2010 г. потребуются строительство новых нефтепроводов от терминала Харьягинского месторождения до Возейского и далее до Усинского ЦПС (система магистральных трубопроводов государственной компании Транснефть).

Увеличение пропускной способности на участке Ухта-Ярославль потребует (кроме его реконструкции) строительства нового магистрального трубопровода большой протяженности (более 1100 км).

Первая очередь Балтийской трубопроводной системы (БТС) мощностью 12 млн. тонн нефти в год была введена в действие в декабре 2001 года.

Учитывая устойчивую тенденцию роста нефтедобычи при стабильном внутреннем потреблении нефти в России, Правительством Российской Федерации подтверждена целесообразность увеличения производительности БТС до 62 млн. тонн нефти в год. С целью изменения показателей проекта строительства второй очереди БТС Правительством Российской Федерации издано распоряжение от 17.03.03 № 341-р о внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 02.11.01 № 1467-р.

ОАО «Транснефть» в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации разработало ТЭО (проект) реконструкции и расширения Балтийской трубопроводной системы на 30 млн. тонн нефти в год. Проектом предполагается строительство нефтепровода «НПС Палкино» – «Приморск» протяженностью 708 км, диаметром 1020 мм, расширение и реконструкция существующих НПС, включая строительство резервуарных парков емкостью 120 тыс.м³. Цель этого шага – переориентация экспорта на продажу нефтепродуктов более высокого уровня передела, рынок которых более перспективен.

Проект второй очереди БТС знаменует начало реализации новой стратегии развития ТЭК северо-запада России. После ее пуска пропускная способность БТС возрастет до 18 млн. т. А завершение третьей очереди позволит прокачивать и переваливать в Приморске до 42 млн. т в год (существует план увеличения мощности и до 50 млн.т).

Ограничением БТС является то, что сырая нефть по ней поставляется на рынки Европы, затоваренной российской нефтью.

При полной загрузке Киришского НПЗ (24 млн.т) и увеличении пропускной мощности Приморска до 42 млн. т на направлении Ярославль-Кириши может быть прокачано около 60 млн. т нефти, что создает дефицит поставок с учетом загрузки Ярославского НПЗ (и проектируемого Приморского НПЗ) из Нижнего Новгорода и Ухты.

Создание дополнительной ветки на участке Ухта-Ярославль и модернизация участка Ухта-Усинск-Харьяга позволят обеспечить вывоз всей добываемой в ТПП нефти в среднесрочной перспективе, а в дальнейшем прокачивать нефть, добываемую на шельфе Печорского моря или поступающую из районов северной части Западной Сибири и Красноярского края.

Северное направление. В специальных исследованиях рассматривались несколько вариантов строительства морских терминалов, расположенных непосредственно в ТПП (НАО) – в районах п.Варандей, мыса Горелка или п.Индиго (мыс Святой Нос). Реально работающий морской терминал расположен в районе п.Варандей (мощность на сегодня – 0,5–0,7 млн. т в год, в соответствии с планами компании ОАО «ЛУКОЙЛ» она будет наращиваться до 5 млн.т в год к 2005 г. и до 12–14 млн. т в год – к 2010 г.). Такая же мощность морского терминала в районе мыса Горелка позволила бы транспортировать нефть, добываемую на месторождениях северной части Колвинского мегавала, без дополнительной дальней прокачки по суше (в район Варандея или в южном направлении).

Существует проект, предложенный Администрацией Ненецкого АО, предполагающий строительство магистрального субширотного трубопровода через всю территорию округа и рассчитанный на сбор и транспортировку всей добываемой нефти через терминал в районе Святого Носа (проектная мощность 30 млн. т⁺, срок окупаемости 8–9 лет при транспортном тарифе 24 долл./т, включающем прокачку по сухопутному участку и перевалку).

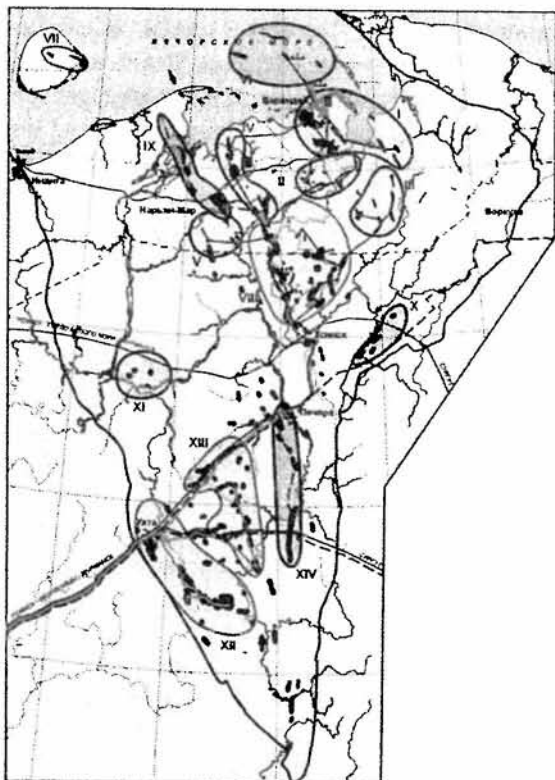


Рис.89. Схема освоения углеводородного сырья Тимано-Печорской провинции и Печорского моря. Центры нефтедобычи: I – Варандейский, II – Центрально-Хорейверский, III – Морейюский, IV – Хыльчюуский, V – Южно-Шапкинский, VI – Печороморский, VII – Песчаноозёрский действующий, VIII – Возейский действующий, XI – Цилемский, XII – Ухтинский действующий, XIII – Пашнинский действующий. Центры газодобычи: IX – Нарьян-Марский, X – Интинско-Кожимский, XIV – Вуктыльский.

Группа крупных нефтедобывающих компаний («ЛУКОЙЛ», «Сибнефть», ТНК и «ЮКОС») подписали меморандум по вопросу строительства нефтепровода Западная Сибирь – Мурманск. Кабинет министров РФ дал указание (на заседании правительства 17 апреля 2003 г.) приступить к разработке технико-экономического обоснования строительства Мурманской трубопроводной системы (МТС) (рис. 89). Стро-

ительство трубопровода было запланировано на 2004–2007 гг., ввод – в 2007 г. Общая стоимость проекта, в зависимости от маршрута (Сургут–Ухта–Мурманск, протяженностью 3,6 тыс. км, или Сургут–Уса–Мурманск через Белое море, протяженностью 2,5 тыс. км), оценивается от 3,4 млрд. долл. до 4,5 млрд. долл. Предполагаемый объем транспортировки нефти по МТС варьировал от 80 до 120 млн. т в год. Нефтяные компании заявляли о готовности гарантировать поставки нефти в рамках этого проекта.

Предполагается, что реализация проекта сможет обеспечить поставку российской нефти кратчайшим морским путем на рынки Северной Европы и США, а также полностью решит проблему дефицита экспортных мощностей для нефти, добываемой на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и на шельфе Баренцева моря.

На севере России Мурманск является единственным незамерзающим портом, предоставляющим возможность в перспективе производить круглогодичную отгрузку танкеров дедвейтом 300 тыс. тонн и выше. В этом случае экономия на фрахте позволяет достигнуть эффективного экспорта российской нефти в США, сравнимого с традиционными поставками на европейский рынок.

В настоящее время прорабатывается вариант строительства магистрального нефтепровода через территорию Тимано-Печорской провинции с выходом на морской терминал в районе п. Индига (м. Святой Нос) для транспортировки нефти из Западной Сибири в район г. Мурманска с дальнейшей перегрузкой и поставкой морским транспортом на экспорт.

Необходимо отметить, что ввод сразу нескольких конкурирующих направлений (терминал п. Варандей на мощность более 5 млн. т и терминал п. Индига на мощность более 15 млн. т или терминал п. Варандей на мощность более 5 млн. т и строительство дополнительной ветки магистрального трубопровода Ярославль–Ухта на мощность более 15 млн. т и т. д.) в относительно недалекой перспективе приведет к их необеспеченности добычей нефти из месторождений Тимано-Печорской провинции.

С началом освоения месторождений Печорского моря, расположенных на относительно небольшом расстоянии от берега (Приразломное, Варандей-море, Медын-море, Долгинское и др.), для транспортировки нефти могут быть использованы терминалы и сухопутные магистраль-

ные трубопроводы, что в долгосрочной перспективе позволит обеспечить их рациональную загрузку.

При строительстве трубопровода в Мурманск через территорию ТПП и соответствующем его использовании для прокачки добываемой здесь нефти ежегодный направляемый в МТС объем может быть доведен до 15–20 млн. т в год на протяжении довольно продолжительного периода (более 15 лет). В долгосрочной перспективе (при проведении необходимых объемов ГРП) возможно поддержание добычи нефти на уровне 12–15 млн.т вплоть до 2030–2035 гг.

Предварительная оценка эффективности строительства магистрального трубопровода Сургут-Мурманск (через Ухту или Усинск) показывает, что экономические показатели собственно трубопроводного проекта даже с учетом полной декларируемой загрузки будут весьма невысокими и рискованными. Так, при ставке дисконтирования 10% окупаемость варианта маршрута через Ухту не достигается при тарифе прокачки в 15 долл/т. При тарифах 20 и 25 долл/т срок окупаемости составляет около 17,5 и 12,5 лет. Приведенные тарифы не учитывают стоимость перевалки в Мурманске и стоимость дальнейшей транспортировки морским транспортом.

Более высокими экономическими показателями характеризуется вариант транспортировки через Усинск и горловину Белого моря – при тарифах прокачки в 15 и 25 долл/т срок окупаемости снижается с 17 до 10 лет.

Увеличение пропускной способности магистральных трубопроводов на участке Ярославль-Ухта-Усинск-Харьга дополнительно на 15–20 млн. т в год обеспечит прокачку всей добываемой нефти из Тимано-Печорской провинции (при условии исключения пиковых отборов) или потребует ограничения добычи на одном из малозначимых направлений внутри провинции. В перспективе новая ветка трубопровода сможет заменить существующую и стать основной в связи с высокой степенью износа.

Стратегическая задача для создания условий активного освоения месторождений северной части ТПП – строительство системы транспорта нефти.

Строительство нового магистрального трубопровода (в любом из предлагаемых вариантов) полностью решит проблему транспорта нефти из ТПП.

С целью определения концепций транспортной системы, которые обеспечивали бы наиболее экономичное и рентабельное решение проблемы транспорта нефти в связи с разработкой нефтяных месторождений Ненецкого автономного округа, с учетом возможных потребностей в транспорте нефти северной части Тимано-Печорской провинции, разработку которых предполагается осуществлять в дальнейшем, выполнены многочисленные специальные исследования.

Для обеспечения транспорта дополнительных объемов нефти до 2010 г. потребуется строительство новых нефтепроводов от терминала Харьгинского месторождения до Возейского (условным диаметром не менее 530 мм) и далее до Усинского месторождения (система магистральных трубопроводов ОАО «Транснефть»).

При направлении всех потоков нефти на юг возможны две основные схемы строительства нефтепроводов на территории НАО:

1. от Харьгинского месторождения до Южно-Хыльчюуского с попутным подключением других месторождений северной части Колвинского мегавала.

2. от Харьгинского месторождения (через Ардалинское) к группе месторождений Центрально-Хорейверской зоны и далее к месторождениям северо-восточной части Хорейверской впадины (им. А. Титова, им. Р. Треба) и центральной части вала Сорокина.

Ограничением использования южного направления является в первую очередь ограниченная пропускная способность собственно магистральной части трубопровода на участке Ухта-Ярославль. Паспортная пропускная способность составляет 20,3 млн. т в год. Создание дополнительной мощности потребует строительства дополнительных нефтепроводов протяженностью 1136 км.

Оценка вариантов развития транспортной системы необходима для решения ключевых вопросов обоснования как возможных объемов добычи, так и стратегии воспроизводства запасов. От направлений и сроков развития нефтетранспортной системы будут зависеть сроки ввода в эксплуатацию месторождений и, соответственно, последовательность и направления подготовки новых запасов.

Несколько групп неосваиваемых месторождений на территории НАО можно выделить в качестве новых центров нефтедобычи. К таковым, в первую очередь, можно отнести Южно-Хыльчюускую, Северо- и Центрально-Хорейверскую, Центрально- и Южно-Варандейскую и Сарем-

бойскую. Четыре новых центра (Северо-Хорейверский, Центрально-Варандейский, Южно-Варандейский и Сарембойский) в соответствии с принципиальными схемами транспорта нефти из них можно объединить в Варандейский групповой центр нефтедобычи.

Ниже приведены четыре наиболее часто обсуждаемых варианта развития транспортной системы по территории Тимано-Печорской провинции.

Вариант 1. Раздельный транспорт нефти из месторождений Южно-Хыльчужской и Варандейской групп по двум трубопроводам и через два точечных рейдовых причала. В районе мыса Горелка и п.Варандей создаются отдельные нефтехранилища и насосное оборудование для закачки нефти в танкеры. Данный вариант предполагает в перспективе подключение к каждому из двух морских терминалов месторождений Сарембойской, Центрально-Хорейверской групп и им. Ю. Россихина и Инзырейского.

Вариант 2. Нефть месторождений Южно-Хыльчужской группы доставляется по наземному трубопроводу на головные сооружения в районе п.Варандей для последующей совместной перекачки с нефтью месторождений Варандейского центра и налива через один точечный рейдовый причал. Нефть из месторождений вала Сорокина, им. А. Титова, им. Р. Требса и Медынской группы также доставляются на Варандейский терминал по наземным трубопроводам. Нефтехранилище предусматривает возможность раздельного хранения нефтей с высоким и низким содержанием серы. Налив в танкеры будет осуществляться через насосную станцию в п.Варандей, также с раздельной перекачкой нефтей. Затем она будет поступать по двухниточному внешнему трубопроводу на точечный рейдовый причал, расположенный в море на минимальном удалении от берега, где имеется глубина, достаточная для подхода больших танкеров. Далее до пункта продажи нефть будет перевозиться танкерами.

При высвобождении мощностей терминала в перспективе по этому варианту могут быть подключены месторождения Центрально-Хорейверской группы.

Вариант 3. Совместная перекачка нефти Южно-Хыльчужской, Северо-Хорейверской, Центрально-Хорейверской и Южно-Варандейской и Центрально-Варандейской групп месторождений до берегового товарного парка в районе п.Инди́га (мыс Святой Нос), с последующей перекачкой через морской участок трубопровода и наливом через точечный рейдовый причал. Из района месторождения им. Р. Требса, где происходит смешива-

ние нефтей месторождений им. А. Титова, группы месторождений центральной части вала Сорокина и Сарембойской группы, строится наземный магистральный трубопровод с большой пропускной мощностью, который проходит через Южно-Хыльчужское месторождение и далее в район Ярейюского, где в него закачивается нефть этих месторождений.

Вся эта нефть идет на запад до перевалочного склада в п.Инди́га. Налив в танкеры осуществляется через насосную станцию в Инди́ге и точечный рейдовый причал, расположенный в море на удалении от берега в 2–5 км (в отличие от ранее рассмотренных вариантов), где имеется глубина, достаточная для подхода большегрузных танкеров. Далее от ТРП до пункта продажи нефть перевозится танкерами.

Вариант 4. Перекачка нефти месторождений Южно-Хыльчужской и Варандейской групп в южном направлении до головных сооружений в районе Усы и далее через Балтийскую трубопроводную систему до нефтеналивного терминала в г. Приморск.

Для организации такого направления необходимо строительство одного наземного магистрального трубопровода большой пропускной мощности для перекачки нефти из района Южно-Хыльчужского месторождения и еще одного такого же трубопровода из района месторождений им.А.Титова и им. Р. Требса (в который будут собираться нефти с месторождений Центрально-Хорейверской группы) через Харьягинский терминал до головных сооружений Усы. Далее нефть будет доставляться до пункта продажи по Балтийской трубопроводной системе (БТС). Главная проблема – ограниченная пропускная способность БТС. Как было сказано выше, для организации данного направления потребуется строительство нового магистрального трубопровода от г. Ухта до г. Ярославль.

Каждый из вариантов обладает своими плюсами и минусами.

Вариант 1. Плюсы: раздельный транспорт нефти до пункта продажи; выход на все экспортные рынки; возможность разработки месторождений Южно-Хыльчужской и Варандейской групп независимо от начала разработки других месторождений; химическая обработка нефтей месторождений ведется раздельно; возможно совместное использование танкеров; наличие двух точечных рейдовых причалов обеспечивает необходимую гибкость системы.

Минусы: надежность системы зависит от погодных условий, которые могут приводить к нарушению графиков подачи танкеров и налива нефти; трубопроводы будут проходить через экологически уязвимые районы Пе-

чорской губы (Ненецкий заповедник); наличие двух терминалов требует создания дополнительных хранилищ нефти в условиях вечной мерзлоты; в зимний период осложняется проведение ремонтных работ на подводном участке трубопровода и работ по локализации и ликвидации разливов; большая протяженность подводного участка трубопровода.

Вариант 2. Плюсы: нефть Южно-Хыльчюуской группы улучшает качество нефтей месторождений Варандейской группы, им. А. Титова и им. Р. Требса при смешивании; меньшая протяженность подводного участка трубопровода; меньше экологического риска для участков моря; выход на все экспортные рынки.

Минусы: надежность системы зависит от погодных условий, которые могут приводить к нарушению графиков подачи танкеров и налива нефти; при наличии одного точечного рейдового причала осложняется раздельная перекачка и налив; при наличии одного ТРП снижается надежность системы и возможности реализации различных нефтяных смесей; в зимний период осложняется проведение ремонтных работ на подводном участке трубопровода и работ по локализации и ликвидации разливов; трубопровод будет проходить через один экологически уязвимый район, охраняемый в соответствии с международной конвенцией RAMSAR; разработка месторождений северной части провинции будет зависеть от сроков строительства терминала в районе п. Вараидей.

Вариант 3. Плюсы: нефть Южно-Хыльчюуской группы улучшает качество нефтей месторождений Варандейской группы, им. А. Титова и им. Р. Требса при смешивании; самая маленькая протяженность подводного участка трубопровода; меньше экологического риска для участков моря; выход на все экспортные рынки.

Минусы: трубопровод будет проходить через несколько экологически уязвимых районов, охраняемых в соответствии с международной конвенцией RAMSAR; разработка месторождений будет зависеть от сроков строительства терминала в районе мыса Святой Нос (п. Инди-га) и подключение к системе будет возможно только после строительства всей сухопутной части (более 450 км).

Вариант 4. Плюсы: независимость от погодных морских условий и ледовой обстановки, отсутствие экологического риска для участков моря.

Минусы: снижение качества поставляемой в систему магистральных трубопроводов нефти, строгая согласованность сроков ввода в освоение и соблюдение ограничений по добыче, совместная химическая

обработка нефтей разного состава по усложненной схеме, ограничения по экспортной поставке.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что все варианты развития транспорта отличаются существенно разной степенью централизации и концентрации инвестиционных потоков. Концентрация на одном направлении всех потоков нефти приведет к монопольной политике освоения, диктуемой владельцем (контролером) транспортной системы. Надежность систем с использованием морской транспортировки будет зависеть от погодных условий, большая протяженность подводного участка трубопровода и проблемы экологических рисков не позволяют рассматривать его в качестве основного.

В любом случае, независимо от направления транспортировки и района дислокации терминала, контроль должен оставаться не у одной компании, определяющей стратегию развития в регионе собственными планами и финансовыми возможностями, а у представителей государства и консорциума инвесторов.

Газопроводы

По сравнению со средним уровнем газификации жилого фонда в Российской Федерации, который составляет 74,6%, уровень газификации Северо-Западного Федерального округа составляет 70,7%, в том числе по природному газу – 42,4%, и 28,3% – по сжиженному газу.

Потребление природного газа в регионе достигает порядка 30 млрд. м³, на долю населения приходится около 1,5 млрд. м³ природного газа и 224,64 тыс. т сжиженного газа.

Для решения проблем социально-экономического развития региона строится газопровод Нюксеница – Архангельск.

На период до 2010 года перспективными проектами строительства магистральных газопроводов являются: Северные районы Тюменской области (СРТО)–Торжок, Грязовец–Санкт-Петербург, сухопутная часть Северо-Европейского газопровода Грязовец–Выборг и участок газопровода по дну Балтийского моря в Германию, а также Нюксеница–Архангельск.

Северо-Европейский газопровод

Проект газопровода является принципиально новым маршрутом подачи российского природного газа в Западную Европу. Проходящий

из России через регион Балтийского моря к побережью Германии Северо-Европейский газопровод (СЕГ) прокладывает российскому газу новый с географической точки зрения экспортный коридор по «северному маршруту», который позволит напрямую осуществлять поставки газа потребителям стран Европейского Союза и осуществлять диверсификацию экспортных потоков российского природного газа.

В настоящее время ОАО «Газпром» приступил к реализации проекта Северо-Европейского газопровода на базе разработанного технико-экономического обоснования, которое подтвердило его техническую осуществимость и экономическую эффективность.

Российский участок СЕГ (Грязовец-Выборг) общей протяженностью около 900 км пройдет по территориям Вологодской (330 км) и Ленинградской (570 км) областей в основном параллельно существующим газопроводам «Грязовец-Санкт-Петербург» и «Санкт-Петербург-Выборг-гос. граница». Производительность газопровода около 20 млрд. м³ в год, диаметр 1220 мм с рабочим давлением 8,3 МПа. При этом будет сооружено 7 КС общей мощностью порядка 420 МВт. Стоимость строительства составит около 1,8 млрд.долл. США.

Ввод в эксплуатацию указанного участка позволит обеспечить подачу газа в Северо-Европейский газопровод и удовлетворение увеличивающейся потребности в газе г. Санкт-Петербург и Ленинградской области, решить социально-экономические проблемы региона посредством обеспечения занятости населения — одного из основных факторов социальной направленности и экономической эффективности проекта.

СРТО – Торжок

Основную роль в обеспечении ресурсами газа экспортного газопровода Ямал-Европа, а также промышленных и коммунально-бытовых потребителей Северо-Западного региона будет выполнять газопровод СРТО-Торжок.

Протяженность газопровода с 6-ю компрессорными станциями по территории региона составляет 948,5 км. Стоимость строительства на этом участке 57 млрд. руб.

Начальной точкой газопровода является головная компрессорная станция Уренгойского месторождения, конечной – согласованная точка на подходе к КС в г. Торжок. Строительство магистрального газопровода обусловлено включением его в проект Ямал-Европа для подачи

газа из Надым-Пуртазовского района на экспорт. Сырьевой базой являются Уренгойское, Юбилейное, Ямсовейское и Заполярное месторождения.

Планируется, что газопровод пройдет по территории семи районов Вологодской области. Трасса газопровода запроектирована в одном коридоре с действующей системой магистральных газопроводов. Инвестором по сооружению объекта выступает ОАО «Газпром».

Нюксеница-Архангельск

Строительство осуществляется в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 24 июня 1991 года № 349 «О комплексном развитии Архангельской области в условиях перехода к рыночным отношениям» и по поручению Президента Российской Федерации от 14 декабря 1999 года № ВП-П7-24.

Данный объект включен в федеральную целевую программу «Энергоэффективная экономика» на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года.

Создание объекта протяженностью 640 км, позволяющего транспортировать 3,32 млрд. м³ газа, имеет большое социально-экономическое значение, позволит улучшить надежность энергообеспечения Архангельской области, в т. ч. такого уникального стратегического объекта, как космодром «Плесецк».

Ввод первого пускового комплекса в постоянную эксплуатацию даст возможность обеспечить природным газом пос.Тарногский Городок – районный центр Вологодской области и г.Вельск – районный центр Архангельской области. Указанные населенные пункты подготовлены к приемке природного газа. В настоящее время газопровод на участке 0–147 км поставлен под давление, завершаются пуско-наладочные работы по газораспределительной станции (ГРС) п.Тарногский Городок и ГРС г.Вельск. Осуществлена подача газа для пуско-наладочных работ на построенную в г.Вельск современную газотурбинную ТЭЦ.

В период 2008–2020 гг. предусматривается поэтапный ввод системы газопроводов с месторождений п-ова Ямал.

Таким образом, можно сделать следующие основные выводы по организации транспортной системы в ТПП, определяющие перспективы развития нефтегазодобычи и необходимость подготовки новых запасов углеводородов:

1. Существующие мощности трубопроводного транспорта с учетом их реконструкции и развития в ближайшие пять лет могут обеспечить транспортировку и переработку до 25–30 млн. т нефти в год из Тимано-Печорской провинции – основного нефтедобывающего района северо-запада России.

2. Для планируемого увеличения нефтедобычи в ТПП (более 25 млн. т в год) потребуется решение принципиального вопроса по строительству нового магистрального нефтепровода или организации морской транспортировки.

3. Вариант транспорта нефти из месторождений ТПП в двух направлениях – южном по нефтепроводам и в северном – морским транспортом обладает одним из самых главных преимуществ – позволяет обеспечить два независимых потока нефти на внутренний и внешний рынки.

4. Морской транспорт нефти из прибрежных месторождений позволяет отгружать отдельно нефть с разными свойствами.

5. При морском транспорте нефти отпадает необходимость согласования сроков начала добычи нефти из новых месторождений со сроками ввода реконструированных и новых участков магистральных трубопроводов.

6. Вместе с тем, стабильность работы систем морского транспорта зависит от погодных условий и времени года. Для обеспечения надежной и стабильной работы всей системы транспорта в Тимано-Печорской провинции обе системы должны соединяться, что позволит в период экстремальных ситуаций менять направление потоков.

Объем потребления нефтепродуктов в пределах СЗФО оценивается в среднесрочной перспективе не менее чем в 25–30 млн. т, а потребление природного газа – более чем 30 млрд. м³. Таким образом, регион является самодостаточным по нефти и дефицитным по газу. По расчетам ОАО «Газпром», запасы газа в пределах СЗФО позволяют обеспечить добычу на уровне не более 10 млрд. м³, что не решит проблему газоснабжения региона.

С учетом существующих и реализуемых планов развития транспортных мощностей и переработки в г. Приморск суммарный объем возможных поставок нефти через северо-западный регион оценивается в 70–75 млн. т в год.

При реализации проекта по созданию Мурманской трубопроводной системы суммарная мощность поставок нефти в (и через) Северо-Западный регион России оценивается в 150–190 млн. т в год.

Реализация нового нефтетранспортного проекта, безусловно, будет способствовать укреплению экономической безопасности и независимости как от европейского рынка энергоносителей, так и от стран, контролирующих порты и проливы.

Создание избыточных экспортных мощностей в регионе (Приморск, Мурманск, терминалы Печорского моря – Индига или Святой Нос и Варандей и т. д.) не обеспечено разведанными запасами нефти непосредственно в Тимано-Печорской провинции.

Для развития экспортных направлений через Северо-Западный регион потребуется нефть из других регионов России.

Разведанные запасы нефти России (без учета месторождений Восточной Сибири, где имеется свой независимый рынок потребителей – страны АТР) не позволяют надеяться на существенное и продолжительное увеличение уровней добычи в среднесрочной и долгосрочной перспективе и, соответственно, не обосновывают необходимость создания избыточных экспортных мощностей. Для обеспечения приемлемых экономических показателей поддержания высоких уровней отбора (заявляемых нефтедобывающими компаниями) потребуется ввод новых месторождений с приростами запасов УВ, для чего необходимы огромные инвестиции.

8. ВОСПРОИЗВОДСТВО ЗАПАСОВ

8.1. Программа воспроизводства запасов в Ненецком АО

Целью ГРП в 2004–2010 гг. является обеспечение сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли путем полного воспроизводства запасов углеводородного сырья промышленных категорий с коэффициентом воспроизводства не менее 1,0. Исходя из нефтяного потенциала Ненецкого автономного округа, возможный уровень добычи нефти может быть стабилизирован на уровне более 25–30 млн. тонн в период 2010–2020 гг. с последующим его постепенным снижением. За период 2004–2010 гг. суммарная добыча нефти оценивается в 109 млн. т (по оптимистическому варианту), т.е. в среднем за период – 15 млн. т в год. Уровень добычи газа в обозримом будущем может возрасти за счет ввода в разработку нового газоносного района, включающего месторождения Шапкина-Юрьяхинского вала и Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение. За период 2004–2010 гг. суммарная добыча газа в Ненецком автономном округе оценивается в 15 млрд. м³, т.е. в среднем за период – 2 млрд. м³.

Для компенсации (простого восполнения) текущего отбора углеводородного сырья в 2004–2020 гг. необходимо обеспечить ежегодный прирост запасов в объеме 15–21 млн. т условного топлива, в том числе 13–19 млн. т нефти и 2–3 млрд. м³ газа. Подготовка запасов углеводородов должна быть восполнена (с учетом подтверждаемости) приростом ресурсов кат. С₂ в объеме 25–30 млн. тонн нефти и 6–10 млрд. м³ газа ежегодно.

За счет средств федерального бюджета и бюджета Ненецкого автономного округа основной задачей геологоразведочных работ следует считать выявление и оценку зон нефтегазоаккумуляции в слабоизученных районах для подготовки новых районов к лицензированию. Поэтому часть средств необходимо направить на региональные работы для изучения новых зон нефтегазоаккумуляции, и относительно небольшие средства должны быть направлены на собственно поисково-оценочные работы в новых зонах и подготовку ресурсной базы (на подготовленных и выявленных

структурах) для снижения геологических рисков и увеличения потенциальной привлекательности для инвесторов и недропользователей.

За счет средств недропользователей должны оцениваться перспективы новых участков в пределах крупных тектонических и нефтегазогеологических структур с ранее установленной нефтегазоносностью в непосредственной близости к районам их деятельности (рис. 90), будет осуществляться прирост запасов углеводородов.

Решение задач воспроизводства запасов может реализовываться на следующих направлениях работ:

1. Доизучение разрабатываемых и подготовленных к разработке месторождений нефти и газа с целью перевода прогнозных запасов категории С₂ в разведанные категории С₁.

2. Подготовка промышленных запасов нефти и газа на перспективных структурах в районах нефтегазодобычи и прилегающих к ним территориях для расширения разведанной ресурсной базы добывающих предприятий, преимущественно в районах Коллависовского, Лайско-Лодминского, Ярейюского, Харьяга-Усинского и Верхнеадзвинского НГР.

3. Сосредоточение поисковых работ на нефть в следующих перспективных зонах нефтенакопления (ЗНН):

- в северной и центральной частях Хорейверской ЗНН Коллависовского НГР;
- в юго-восточной части Хорейверской перспективной ЗНН Коллависовского НГР;
- в Сарембой-Леккейягинской ЗНН Верхнеадзвинского НГР;
- в Северо-Лаявожской зоне Лайско-Лодминского НГР;
- на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР.

на газ:

- на сочленении Верхнеадзвинского НГР и Коротаихинского НГР;
- во внешней зоне Коротаихинского НГР;
- на сочленении гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины.

Для обеспечения простого воспроизводства запасов углеводородного сырья в 2004–2010 гг. на новых наиболее перспективных направлениях (исходя из достигнутых показателей эффективности ГРП – 300 т/м) необходимый объем глубокого бурения должен составить 423 тыс.м. Кроме того, на участках распределенного фонда планируется бурение в объеме 67 тыс.м. Для подготовки объектов к бурению планируемый объем сейсморазведочных работ 2D составит 17,5 тыс. пог. км (табл. 14).

**Основные физические показатели ГРП на территории Ненецкого АО
(при коэффициенте воспроизводства 1,0 и высокой эффективности)**

	Объем глубокого бурения, тыс.м				Объем работ 2D, пот.км	Объем работ 3D, км ³	Прирост запасов, млн.т у.т.					
	всего	в том числе		разведочного на распред. фонде недр			неразделенный фонд				распределенный фонд, млн.т у.т	Всего прирост запасов УВ, млн.т у.т
		поискового	разведочного				газа млрд.м ³	нефти, млн.т.	конденсата, млн.т	всего УВ, млн.т у.т		
2004-05	60,8	42,3	18,5	18,0	4500	2200	29,8	0	0	29,8	17,6	47,4
2006-10	225,0	178,2	46,8	49,0	13000	2600	93,8	2,6	0,028	96,4	43,0	139,4
2004-10	285,8	220,5	65,3	67,0	17500	4800	123,6	2,6	0,0	126,2	60,6	186,8
2011-15	240,0	120,0	120,0	66,0	11600	1500	74,15	10,0	0,05	84,2	48,8	133
2016-20	235,5	117,8	117,8	67,0	10200	1500	50,5	20,0	0,2	70,7	43,0	113,7
2011-20	475,5	237,8	237,8	133,0	21800	3000	124,65	30,0	0,25	154,9	91,8	246,7
2004-20	761,3	458,3	303,1	200,0	39300	7800	248,3	32,6	0,3	281,1	152,4	433,5

Все объемы ГРП будут реализованы в 2004–2005 гг. в основном в районах планируемой нефтегазодобычи – в Колвависовском, Лайско-Лодминском, Верхнеадзвинском, Харьяга-Усинском и Хоседаюском НГР, а в 2006–2010 гг. – в районах, прилегающих к ним, и в новых районах, в том числе на юге Хорейверской впадины, на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР, в Косью-Роговской впадине, в пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали и в Кортаихинской впадине.

Эффективность подготовки запасов в денежном выражении также будет постепенно снижаться с 6 долл./т и более 8 долл./т в конце его.

Приоритетные направления региональных работ на территории Ненецкого АО

К основным задачам региональных работ в пределах Тимано-Печорской провинции можно отнести следующие:

- выявление зон нефтегазонакопления в малоизученных районах провинции (отдельные структурные элементы Печоро-Колвинского авлакогена, впадины Предуральского прогиба и его надвиговый пояс, северная часть Ижма-Печорской и Кортаихинской впадин);
- стратиграфическая привязка сейсмических отражающих горизонтов;
- изучение взаимоотношений отдельных горизонтов осадочного чехла, в особенности его нижней части, с целью выявления возможностей сейсморазведки по картированию комбинированных и неантиклинальных ловушек.

Следует отметить, что региональными работами территория Ненецкого автономного округа изучена неравномерно.

Низкой степенью изученности характеризуются северная часть Ижма-Печорской впадины, Воркутское поперечное поднятие и Кортаихинская впадина. Кочмесский и Хоседаюский НГР характеризуются средней изученностью. Следовательно, необходимо завершить этап регионального изучения с целью получения достоверной информации о геологическом строении гряды Чернышева, севера Ижма-Печорской и Кортаихинской впадин.

Задачи региональных работ в Ненецком АО на 2004–2005 гг.

Задачи региональных работ на период 2004–2005 гг. на территории НАО целиком определяются незначительным предполагаемым объемом

финансирования – как со стороны федерального бюджета, так и субъекта федерации.

За счет федерального бюджета в 2004–2005 гг. предлагается бурение параметрической скважины Западно-Тибейвисской-1.

Скважину планируется заложить в пределах нераспределенного фонда недр на одноименной выявленной структуре, находящейся в пределах Тибейвисской депрессии Денисовской впадины Печоро-Колвинского авлакогена. Через Западно-Тибейвисскую структуру проходит сейсмопрофиль МОГТ 15-РС.

Целью бурения параметрической Западно-Тибейвисской №1 скважины является оценка перспектив нефтегазоносности глубоко погруженных горизонтов – карбонатов ордовика-нижнего девона и терригенных отложений среднего-верхнего девона. Кроме этого, бурение данной скважины даст возможность уточнить стратиграфическую привязку сейсмических отражающих горизонтов по профилю 15-РС.

Задачи региональных работ в Ненецком АО на 2006–2010 гг.

Основной задачей региональных работ на период 2006–2010 гг. на территории НАО будет подготовка новых направлений к лицензированию со снижением первичных геологических рисков на территориях Предуральского прогиба и Малоземельско-Колгуевской моноклинали.

Это позволит выявить наиболее перспективные участки для постановки поисковых работ и дать достоверную оценку начальных суммарных ресурсов района.

На 2006–2010 гг. предлагается бурение двух параметрических скважин за счет федерального бюджета и двух скважин за счет бюджета субъекта федерации.

За счет федерального бюджета необходимо пробурить две скважины на гряде Чернышева и в Коротаихинской впадине.

За счет бюджета Ненецкого автономного округа предполагается бурение также двух параметрических скважин. Одну параметрическую скважину планируется разместить на вновь подготовленной сейсмическими работами перспективной зоне нефтегазоаккумуляции в Малоземельско-Колгуевском НГР. Вторая параметрическая скважина должна быть размещена в зоне сочленения северной части гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины.

В Коротаихинской впадине в 2008–2009 гг. необходимо выполнить региональные сейсмические работы (протяженность 250 км). Они позволят уточнить взаимоотношения крупных положительных структур Коротаихинской впадины, проследить развитие целевых перспективных горизонтов (карбонатных отложений перми, карбона и терригенных – триаса и верхней перми), а также наметить первоочередной объект параметрического бурения для оценки перспектив нефтегазоносности пермских, каменноугольных и верхнедевонских (доступных бурению) отложений.

В настоящее время оценка прогнозных ресурсов полностью базируется на внешних аналогиях (в первую очередь с Косью-Роговской впадиной а также Варандей-Адзвинской структурной зоной), имеющих весьма значительные отличия от Коротаихинской впадины по геологическому строению – как по разрезу, так и в тектоническом отношении.

На протяжении последних 20 лет ведутся активные споры о предполагаемом фазовом составе углеводородов в Коротаихинской впадине (от преимущественно нефтеносной до сугубо газоносной) и наиболее перспективных комплексах (от преимущественно приуроченных к пермским и триасовым терригенным отложениям до пермско-каменноугольных и верхнедевонских карбонатных).

Неизменно на протяжении последних четырех оценок прогнозных ресурсов (проводимых приблизительно один раз в пять лет) Коротаихинская впадина относилась к числу наиболее перспективных районов Предуральского прогиба как на территории Ненецкого автономного округа, так и на территории Республики Коми. Ограниченный объем исследований, выполненных ранее на ее территории, был приурочен преимущественно к Верхневоркутской зоне дислокаций и к западным районам сочленения Коротаихинской впадины с Вашуткинско-Талотинской зоной надвигов и не позволил получить ответ на принципиально важные вопросы выявления перспективных комплексов.

Проведение намеченного профиля в совокупности с выполненными работами по каркасной сети профилей и бурением одной-двух параметрических скважин позволит выбрать направления поисков перспективных объектов в таком крупном перспективном районе, как Коротаихинская впадина, и наметить участки для лицензирования.

В северной части Ижма-Печорской впадины необходимо **доработать сейсмопрофиль МОГТ Р–5–84**. Планируемый профиль должен

пройти через параметрическую скважину Большепульскую № 1. Это даст возможность стратифицировать отражающие горизонты, уточнить строение зон сочленения Ижма-Печорской впадины с Малоземельско-Колгуевской моноклиной и Тиманом, выявить ловушки, перспективные на нефть и газ. Протяженность профиля составляет 150 км.

За счет собственных средств предприятий недропользователей планируется бурение параметрических скважин для изучения новых зон нефтегазоаккумуляции на лицензионных территориях в новых районах Верхнеадзвинского НГР. *Объем параметрического бурения оценивается в 4500 м в год.*

Таким образом, в 2004–2010 гг. при планируемом на этот период минимальном финансировании, намеченном как в планах МПР России, так и субъекта Федерации (НАО), программа региональных исследований (сейсмопрофилирования и параметрического бурения) будет выполнена в весьма незначительном объеме, что не обеспечит подготовку новых направлений геологоразведочных работ в округе.

8.2. Программа воспроизводства запасов в Республике Коми

Целью ГРП в 2004–2005 гг. является обеспечение сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли путем простого воспроизводства запасов УВС промышленных категорий с коэффициентом восполняемости не менее 0,8–1,0.

Для простого восполнения текущего отбора углеводородного сырья в 2004–2010 гг. необходимо обеспечить ежегодный прирост запасов в объеме 15–19 млн. т условного топлива, в том числе 14–17 млн. т нефти и 2–4 млрд. м³ газа. Подготовка запасов УВ должна быть выполнена (с учетом подтверждаемости) приростом ресурсов кат. С₃ в объеме 25–30 млн. тонн нефти и 8–10 млрд. м³ газа ежегодно [8, 12, 13, 58].

Решение задачи воспроизводства должно реализовываться на следующих направлениях работ:

1. Доизучение разрабатываемых и подготовленных к разработке месторождений нефти и газа с целью перевода прогнозных запасов категории С₂ в разведанные категории С₁,

2. Подготовка промышленных запасов нефти и газа на перспективных структурах в районах нефтегазодобычи и прилегающих к ним территориях для расширения разведанной ресурсной базы добывающих

предприятий, преимущественно в районах Колвасовского, Лайско-Лодминского, Верхнелыжско-Лемъюского, Велью-Тэбукского, Кыртаель-Печорогородского и Среднепечорского НГР.

3. Сосредоточение поисковых работ *на нефть* в новых зонах нефтегазоаккумуляции с целью выявления и подготовки в них промышленных запасов:

- в Северо-Ухтинской перспективной ЗНН Ухта-Ижемского НГР,
 - в Нерицкой перспективной рифогенной зоне Тобышско-Нерицкого НГР;
 - в Зверинецкой перспективной ЗНН Лайско-Лодминского НГР,
 - на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР;
- на газ:
- на сочленении Большесынинского НГР,
 - на юге Вуктыльского НГР,
 - в Интинско-Лемвинском и Кочмесском НГР.

4. Увеличение объемов поисковых работ с целью открытия новых месторождений и залежей в уже известных слабо изученных зонах, в т. ч.:

- на нефть:
- в Ижемской рифогенной зоне Тобышско-Нерицкого НГР;
 - в Лайско-Лодминском НГР на территории, расположенной между подготовленными к разработке месторождениями Шапкина-Юрьянского вала и Усинско-Возейской группой;
 - на юге Хорейверской НГО в Сынянырдской ЗНН,
- на газ:
- на юге Верхнепечорского НГР и в Курьинско-Патраковском НГР;
 - на севере Джебольского НГР.

Для обеспечения простого воспроизводства запасов УВС в 2004–2010 гг. на новых наиболее перспективных направлениях (исходя из достигнутых показателей эффективности ГРП – 200 т/м) необходимый объем глубокого бурения должен составить 575,6 тыс.м. Кроме того, на участках распределенного фонда объем бурения составит 39 тыс.м. Для подготовки объектов к бурению планируемый объем сейсморазведочных работ 2D составит 20,8 тыс. пог.км.

Всего прирост запасов углеводородов за счет геологоразведочных работ, планируемых на новых участках в 2004–2010 годах, ожидается в объеме 128,5 млн.т, в том числе 18,1 млрд.м³ газа. Такой прирост позволит обеспечить простое восполнение запасов нефти и газа [8].

Необходимый объем затрат на проведение ГРП за период 2004–2010 гг. оценивается в 26 млрд.руб. (или по 3,2 млрд.руб. ежегодно) (табл.16).

При достижении более высокой эффективности ГРП (300 т/м) необходимый объем бурения для получения планируемого прироста на участках в 2004–2010 гг. должен составить 392 тыс.м. Необходимый объем затрат на проведение ГРП за период 2004–2010 гг. оценивается в 19 млрд. руб. (или по 2,4 млрд.руб. ежегодно) (табл.17).

Все планируемые объемы ГРП будут реализованы в 2004–2005 гг. в основном в районах нефтегазодобычи – в Колвависовском, Кыртаельско-Печорогородском, Верхнелыжско-Лемъюском, Велью-Тэбукском НГР, а в 2006–2010 гг. – в районах, прилегающих к ним, и в новых районах, в том числе на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР, в Косью-Роговской впадине в Интинско-Лемвинском и Кочмесском НГР, в Ижемской рифогенной зоне Тобышско-Нерицкого НГР, в Лайско-Лодминском НГР, на севере Джебольского НГР, на юге Хорейверской впадины в Сынянырдской ЗНН, на юге Верхнепечорской впадины в Курьинско-Патраковском НГР.

Эффективность подготовки запасов в денежном выражении также будет постепенно снижаться и составит в начале проектируемого периода – 5–6 долл./т и более 8 долл/т в его конце.

Приоритетные направления региональных работ на территории Республики Коми

Региональные работы должны проводиться частично за счет федерального бюджета и частично за счет бюджета Республики Коми.

Основными задачами региональных работ на территории Республики Коми следует считать следующие:

- завершить стадию региональных работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по оценке новых зон нефтегазоаккумуляции: рифовых в Тобышско-Нерицком НГР, глубокозалегающих ордовикско-силурийских в Лайско-Лодминском НГР, складчато-надвиговых в Интинско-Лемвинском, Среднепечорском, Курьинско-Патраковском НГР и в Западно-Уральской области;
- завершить первую стадию региональных работ (прогноза нефтегазоносности) в Вычегодском прогибе Мезенской перспективной нефтегазоносной провинции.

Таблица 16

Основные физические показатели ГРП на территории Республики Коми (при коэффициенте воспроизводства 1,0 и фактически достигнутой эффективности)

	Объем глубокого бурения, тыс.м				Объем работ 2D, пот.км	Объем работ 3D, км ²	Прирост запасов, млн.т у.т.						
	в том числе			распредел. фонд недр			нераспределенный фонд						
	всего	поискового	разведочного				нефти, млн.т.	газа млрд.м ³	конденсата, млн.т.	всего УВ, млн.т.	у.т.		
												распределенный фонд, млн.т у.т.	Всего прирост запасов УВ, млн.т у.т.
2004-05	127,0	101,8	25,2	10,2	5640	1000	23,0	2,6	0	0	25,6	5,1	30,7
2006-10	448,6	268,0	180,6	28,5	15200	1500	70,3	15,5	0	0	85,8	12,0	97,8
2004-10	575,6	369,8	205,8	38,7	20840	2500	93,3	18,1	0,0	0,0	111,4	17,1	128,5
2011-15	383,4	255,6	127,8	35,5	13200	1000	44,5	17,0	0	0	61,5	12,5	74,0
2016-20	259,6	173,1	86,5	35,5	9000	500	25,0	13,0	0	0	38,0	10,7	48,7
2011-20	643,0	428,7	214,3	71,0	22200	1500	69,5	30,0	0	0	99,5	23,2	122,7
2004-20	1218,6	798,5	420,1	109,7	43040	4000	162,8	48,1	0,0	0,0	210,9	40,3	251,2

**Основные физические показатели ГРР на территории Республики Коми
(при коэффициенте воспроизводства 1,0 и высокой эффективности)**

	Объем глубокого бурения, тыс. м.				Объем работ 2D, пог. км	Объем работ 3D, км ²	Прирост запасов, млн.т у.т.					
	всего	поискового	разведочного	разведочного на распредел. фонде недр			нераспределенный фонд				распределенный фонд, млн.т у.т	Всего прирост запасов УВ, млн.т у.т.
							в том числе	нефти, млн.т.	газа млрд.м ³	конденсата, млн.т.		
2004-05	92,7	86,1	6,6	10,2	5500	1000	23,9	2,6	0	26,5	5,1	31,6
2006-10	299,3	244,7	54,6	28,5	15200	1500	65,0	15,5	0	80,5	12,0	92,5
2004-10	392,0	330,8	61,2	38,7	20700	2500	88,9	88,9	0,0	107,0	17,1	124,1
2011-15	246,4	123,2	123,2	35,5	13200	1000	41,9	17,0	0	58,9	12,5	71,4
2016-20	185,3	92,7	92,7	35,5	9000	500	27,1	13,0	0	40,1	10,7	50,8
2011-20	431,7	215,9	215,9	71,0	22200	1500	69	30,0	0	99	23,2	122,2
2004-20	823,7	546,7	277,1	109,7	42900	4000	157,9	118,9	0,0	206,0	40,3	246,3

Объемы **региональных геофизических работ** на территории Республики Коми до 2005 года должны быть направлены на дальнейшую реализацию целевой программы отработки сети региональных сейсмостратиграфических профилей РС.

На 01.01.2003 г. в Республике Коми отработано 3112 пог.км региональных сейсмических профилей МОГТ, из них 1114 пог. км выполнено в Мезенской ПНГП.

Последовательность отработки региональных профилей РС и их объемы обеспечивают создание редкой, но взаимоувязанной каркасной системы этих профилей в южной части ТП НГП, что позволяет наметить места заложения будущих параметрических скважин; одновременно это позволяет увязать профили с ранее отработанными профилями РС в северной части ТПП и в восточной части Мезенской синеклизы (в Вычегодском прогибе) и начать комплексное обобщение всех полученных данных.

Проведение региональных сейсмопрофилей на территории **Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции** должно быть направлено на изучение поднадвиговых структур внутренней части Предуральского краевого прогиба и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны. В первую очередь работы планируется вести по продолжению профилей 22-РС, 21-РС и 26-РС субширотного направления от западного склона Тимана с пересечением Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадин, Среднепечорского поперечного поднятия до западного склона Урала. Также планируются сейсмопрофили, пересекающие складчато-надвиговые зоны, примыкающие к Косью-Роговской впадине.

Решение поставленных задач будет обеспечено качественным выполнением МОГТ с кратностью 48 с применением способов высокого разрешения и графов цифровой обработки, обеспечивающим построение разрезов на уровне требований сейсмостратиграфического анализа. Время регистрации сейсмических колебаний 10 сек, на территории Предуральского краевого прогиба – 15 сек. Детально методика работ будет выбираться в зависимости от особенностей геологического строения конкретной территории.

Параметрическим бурением в 2004–2010 годах должна быть продолжена реализация трех направлений региональных работ.

Задачи региональных работ в Республике Коми на 2004–2005 гг.

На 2004–2005 гг. предлагается бурение параметрической скважины Южно-Белоюской № 1. Через скважину следует проложить сеймо-профиль МОГТ до его пересечения с выполненным профилем 07-РС [76].

Южно-Белоюскую № 1 параметрическую скважину следует пробурить на глубину 5,5 км со вскрытием отложений ордовика-нижнего девона. С целью оценки перспектив нефтегазоносности, уточнения геологического строения Вятской депрессии, выяснения геологических особенностей сочленения со смежной с ней Нитчемью-Сынинской ступенью, а также стратификации отражающих горизонтов следует через Южно-Белоюскую скважину №1 продлить **профиль МОГТ 07-РС**. Профиль должен быть продлен до границы Вятской депрессии с Нитчемью-Сынинской ступенью. Протяженность профиля составит ~ 100 км.

Задачи региональных работ в РК на 2006–2010 гг.

На период 2006–2010 гг. основные работы следует сосредоточить в Предуральском прогибе. Следует отметить, что региональными работами Тимано-Печорская провинция изучена неравномерно. Проведенные в неполном объеме региональные сейсморазведочные работы по каркасной сети профилей РС позволили выделить систему покровно-надвиговых складок и валообразных поднятий Западного склона Урала.

С другой стороны, совершенно неизученными остались Собский и Верхнекожимский НГР. Низкой степенью изученности характеризуются высокоперспективные Воркутское поперечное поднятие и Лемвинский аллохтон. Кочмеская ступень и Интинская складчато-чешуйчатая зона характеризуются средней изученностью. Следовательно, необходимо завершить этап регионального изучения с целью получения достоверной информации о геологическом строении Косью-Роговской впадины Западного склона Урала, гряды Чернышева, севера Ижма-Печорской и Коротаихинской впадин.

Это позволит выявить наиболее перспективные участки для постановки поисковых работ и дать достоверную оценку начальных суммарных ресурсов района.

На Западном склоне Урала в зоне сочленения с Косью-Роговской впадиной рекомендуется заложение **двух параметрических скважин: Восточно-Лемвинской № 1; Сывьюской № 1**. Для решения этой же

задачи на Западном склоне Урала рекомендуется бурение **параметрической скважины Печоро-Сыпучинской № 1**.

С целью выяснения характера сочленения Косью-Роговской впадины с грядой Чернышева и западного склона Урала, стратификации отражающих горизонтов через рекомендуемые Восточно-Лемвинскую–1, Сывьюскую–1 параметрические скважины **рекомендуется проложить два сейсмических профиля МОГТ**.

Первый – рекомендуется проложить как **продолжение выполненного профиля 12-РС**, далее через гряду Чернышева и находящуюся в бурении Воргамусюрскую–1 скважину. Далее рекомендуется продолжить профиль на планируемую параметрическую скважину и Восточно-Лемвинскую–1. Протяженность профиля составит 200 км.

Второй – следует проложить по линии **запланированного 19-РС профиля** через Сывьюскую структуру, гряду Чернышева, Большесынинскую впадину до пересечения его с запланированным профилем, проходящим через Вяткинскую депрессию (продолжение выполненного профиля 07-РС). Протяженность профиля – 150 пог. км.

Вторым важным направлением региональных геологоразведочных работ является один из самых неизученных районов южной части Верхнепечорской впадины и прилегающего к ней западного склона Урала. Здесь предлагается бурение **параметрической скважины в пределах Печоро-Сыпучинского вала**, выделяемого под аллохтоном Западного склона Урала. Погребенный вал выделен в результате комплексного анализа данных гравиметрических и магнитных исследований (Е. Л. Теплов, В. И. Богацкий, П. П. Тарасов, 2000 г.).

После проведения сейсморазведочных работ и выявления объектов для постановки работ необходимо бурение **Сыпучинской параметрической скважины** для изучения строения Печоро-Сыпучинского вала. Бурение скважины следует вести лишь после максимальной обработки и, соответственно, надежности полученных здесь сейсмических материалов. Глубина Печоро-Сыпучинской параметрической скважины планируется в 5,5 км.

За счет собственных средств предприятий недропользователей планируется бурение параметрических скважин для изучения новых зон нефтегазонакопления на лицензионных территориях (в новых районах Западно-Уральского региона). **Объем параметрического бурения должен составить до 4500 м в год**. При положительных результатах возможен дополнительный прирост запасов нефти и газа.

Таким образом, в 2004–2005 гг. и далее в 2006–2010 гг. программа регионального сейсмопрофилирования и параметрического бурения в Республике Коми, обеспечивающая подготовку новых направлений ГРП при существующем и планируемом на этот период минимальном финансировании, намеченном как МПР России, так и органами, управляющими недропользованием в Республике Коми, будет выполнена в незначительном объеме.

8.3. Оценка объемов ГРП и необходимых инвестиций

Поисково-оценочные и разведочные работы Ненецкий автономный округ

В соответствии с вышеописанными подходами к формированию программы воспроизводства получены базовые показатели, которые опираются на статистические зависимости реально достигнутой эффективности геологоразведочных работ в Ненецком автономном округе (с учетом тенденций последних 10 лет). Их разработка осуществлена во ВНИГРИ в рамках подготовки Проекта «Программы Комплексного изучения и освоения ресурсов УВ Северо-Западного региона». Полученные показатели позволяют говорить об их обеспеченности ресурсной базой и согласованы и взаимоувязаны с предложениями по лицензированию на период 2004–2005 гг.

Два варианта полученных показателей, отличающихся по планируемой эффективности, приведены в табл. 14 и 15. Для варианта с более высокой эффективностью оценены физические и стоимостные показатели объемов геологоразведочных работ при коэффициенте воспроизводства 1,3 (табл. 18).

Первый вариант показателей объемов ГРП по Ненецкому автономному округу на период 2004–2010 гг. (в стоимостном и денежном выражении) получен в соответствии со статистическими зависимостями и пролонгацией реально достигнутых объемов и эффективности ГРП (за основу анализа взяты показатели ГРП за период 1960–1990 гг. и 1991–2002 гг.), а также исходя из предположения о необходимости их роста (в среднем на 20% в год) для компенсации добычи нефти и газа новыми подготовленными запасами (с коэффициентом восполнения 1,0). Данный вариант согласован с объемами по конкретным объектам и участкам, предлагаемым к лицензированию в 2004–2010 гг.

Таблица 18

Основные физические показатели ГРП на территории Ненецкого АО
(при коэффициенте воспроизводства 1,3 и высокой эффективности)

	Объем глубокого бурения, тыс.м				Объем работ 2D, пот.км	Объем работ 3D, км ²	Прирост запасов, млн.т у.т.					
	всего	в том числе		разведочного на распред. фонде недр			нераспределенный фонд				распределенный фонд, млн.т у.т.	Всего прирост запасов УВ, млн.т у.т.
		поискового	разведочного				газа млрд.м ³	конденсата, млн.т.	всего УВ, млн.т у.т.			
										нефти, млн.т.		
2004-05	90,6	59,4	31,2	18,0	4500	2200	44,4	0	0	44,4	17,6	62,0
2006-10	332,4	219,4	113,0	49,0	13000	2600	142,6	2,6	0,028	145,2	43,0	188,2
2004-10	423,0	278,8	144,2	67,0	17500	4800	187,0	2,6	0,0	189,6	60,6	250,2
2011-15	388,0	194,0	194,0	50,0	11600	1500	126,1	10,0	0,05	136,1	48,8	184,9
2016-20	299,5	149,8	149,8	50,0	10200	1500	74,8	20,0	0,2	95	43,0	138,0
2011-20	687,5	343,8	343,8	100,0	21800	3000	200,9	30,0	0,25	231,1	91,8	322,9
2004-20	1110,5	622,6	488,0	167,0	39300	7800	387,8	32,6	0,3	420,7	152,4	573,1

Исходя из достигнутых показателей эффективности ГРР, для обеспечения воспроизводства запасов углеводородного сырья на новых наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности участках в районах нефтегазодобычи за счет собственных средств предприятий необходимый объем глубокого бурения должен составить ежегодно в 2004–2010 гг. по возрастающей от 44,0 до 71,3 тыс. пог. м поисковых скважин, что позволит осуществлять прирост запасов ежегодно в количестве от 13,7 до 18,6 млн. т у. т (табл.19). Предполагается, что в течение этого периода эффективность ГРР будет постепенно снижаться и составит в начале 310 т/м и 250 т/м – в его конце.

Прирост запасов УВ в 2004–2005 годы ожидается в объеме 45,7 млн. т у. т. За счет доразведки месторождений будет получено больше половины прироста по нефти. Всего прирост запасов УВ в 2004–2010 годы ожидается в объеме 179,2 млн. т у. т. Такой прирост позволит сделать задел для обеспечения простого восполнения запасов нефти и газа на период – до 2020 г. (коэффициент восполнения за этот период достигает 1,3).

Таблица 19

**Основные стоимостные показатели ГРР
на территории Ненецкого АО
(при коэффициенте воспроизводства 1,0
и фактически достигнутой эффективности)**

	Финансирование по видам работ, млн.руб						
	глубокое бурение	в том числе		разведочное на распред. фонде недр	сейсморазведка 2D	сейсморазведка 3D	всего на ГРР
		поисковое	разведочное				
2004-05	4530	2970	1560	900	540	1760	7730
2006-10	16620	10970	5650	2450	1560	2080	22710
2004-10	21150	13940	7210	3350	2100	3840	30440
2011-15	19400	9700	9700	2500	1392	1200	24492
2016-20	14975	7488	7488	2500	1224	1200	19899
2011-20	34375	17188	17188	5000	2616	2400	44391
2004-20	55525	31128	24398	8350	4716	6240	74831

Для подготовки объектов к бурению за счет собственных средств предприятий планируется вести **сейсморазведочные работы 2D** в объеме 1900–2600 пог. км сейсмопрофилей и сейсморазведочные работы 3D в количестве 300–1200 км². За счет этих объемов ежегодно будут подготовлены к бурению **перспективные объекты с ресурсами 20–25 млн. т нефти** категории C₃ и **3–5 млрд.м³ газа**.

За счет собственных средств предприятий недропользователей планируется также вести переобработку сейсмических материалов в объеме **20 млн. рублей** ежегодно.

Всего из собственных средств предприятий затраты в 2004–2005 гг. должны составить **7730 млн. руб.**, а в период 2006–2010 гг. – **22710 млн.руб.**, которые позволят пробурить **90,6 и 332,4 тыс. пог. м** глубоких скважин.

Все планируемые объемы ГРР будут реализованы в 2004–2005 гг. в основном в районах планируемой в период до 2010 г. нефтегазодобычи – в Колвависовском, Лайско-Лодминском, Верхнеадзвинском, Харьяга-Усинском и Хоседаюском НГР, а в 2006–2010 гг. – в районах, прилегающих к ним, и в новых районах, в том числе на юге Хорейверской впадины, на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР, в Косью-Роговской впадине, в Малоземельско-Колгуевской моноклинали и в Коротаихинской впадине.

Часть собственных средств предприятий-недропользователей должна быть направлена на региональные работы.

Эффективность подготовки запасов в денежном выражении также будет постепенно снижаться и составит в начале проектируемого периода около 8 долл./т. и более 10 долл./т – в его конце.

Реализация, рассмотренных предложений по объемам ГРР по Ненецкому автономному округу позволит обеспечить простое восполнение запасов и стабильную добычу нефти за периодом 2010 г. на уровне 18–20 млн. т на протяжении последующих 10 лет. Для увеличения уровня добычи по НАО в этот период (на уровне выше предусмотренного – до 25 млн.т) потребуются дополнительная подготовка новых запасов нефти в объеме не менее чем еще 10 млн.т в год, что сегодня обеспечено ресурсной базой перспективных объектов, но не обеспечено подготовкой к лицензированию новых направлений.

Реализация объемов ГРР, предложенных по Ненецкому автономному округу, не позволит обеспечить простое восполнение запасов газа после 2010 г. (на уровне максимальных значений отборов более

3,5 млрд.м³) и на протяжении последующих 10 лет. Для простого восполнения и увеличения добычи газа потребуются дополнительная подготовка новых запасов газа в объеме не менее чем еще 5–10 млрд.м³ в год, что сегодня не обеспечено ни ресурсной базой перспективных объектов, ни подготовкой к лицензированию новых направлений.

Восполнение ресурсов газа позволит приступить к подготовке нового газодобывающего района в Косью-Роговской и Коротаихинской впадинах.

Основные показатели объемов сейсморазведочных работ, оценка которых осуществлена во ВНИГРИ в двух вариантах [8, 33, 50] планируемого прироста запасов, определяются с использованием комплекса методических подходов (*Методика расчета объемов СРР через локальные объекты и их средние ресурсы, Методика расчета объемов СРР через перспективную площадь локальных структур, Методика расчета объемов СРР через удельный объем сейсморазведки для подготовки 1 млн.т ресурсов*).

Согласно полученным оценкам, сейсмическими исследованиями 2D, сейсмическими работами 3D и научно-исследовательскими работами, финансируемыми как за счет бюджета Ненецкого автономного округа, так и за счет собственных средств предприятий, для восполнения ресурсов углеводородов категории С₃ необходимо ежегодно готовить в разных вариантах воспроизводства **8–12 перспективных структур**, в том числе по нефти – **6–8**, и по газу – **2–4** структуры. Всего за период 2004–2010 гг. минимальное количество подготовленных перспективных объектов оценивается в 55–80, а их суммарные ресурсы – в **150–210 млн. т у. т.**, в том числе **120–150 млн.т нефти** категории С₃ и **30–70 млрд.м³ газа**. Для этой цели необходимо увеличить объемы сейсморазведочных работ предприятиями недропользователями. Анализ пообъектных планов предприятий показывает, что планируемые ими объемы сейсморазведки недостаточны.

Следует обратить особое внимание на необходимость разработки новых методик подготовки структур в нефтедобывающих районах, которые должны обеспечить подготовку структур с минимальным объемом полевых наблюдений и с максимальным осуществлением переобработки старых материалов.

Республика Коми

По территории Республики Коми получены два варианта базовых показателей, отличающихся по планируемой эффективности (приведены в табл. 16 и 17). При варианте высокой эффективности также, по

анalogии с Ненецким АО, рассчитаны физические и стоимостные показатели объемов геологоразведочных работ для коэффициента воспроизводства 1,3 (табл.20).

Первый вариант базируется на статистических выкладках и пролонгации тенденций в изменении показателей ГРР, реально достигнутых в период 1960–1990 гг. и 1991–2002 гг. Второй вариант является скорректированным в соответствии с индивидуальными программами по каждому предлагаемому к лицензированию участку на период 2004–2005 гг. и 2006–2010 гг. Сразу же отметим, что в части объемов геологоразведочных работ (глубокого бурения, сейсмических площадных и объемных работ) оба варианта согласуются и взаимоувязаны.

Исходя из достигнутых показателей эффективности ГРР, объем глубокого бурения за счет собственных средств предприятий, необходимый для обеспечения воспроизводства запасов углеводородного сырья на новых наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности участках в районах нефтегазодобычи, должен составить ежегодно в 2004–2010 гг. по возрастающей от **55,7 до 94,1 тыс. пог. м** поисковых скважин, что позволит осуществлять прирост запасов ежегодно в количестве от **11,0 до 17,6 млн.т у.т.** В период 2004–2010 гг. предполагается, что эффективность ГРР будет постепенно снижаться и составит в начале периода 200 т/м, а в его конце – 170 т/м.

Прирост запасов УВ в 2004–2005 годы ожидается в объеме **30,7 млн.т у.т.** За счет доразведки месторождений будет получено около 1/3 прироста по нефти. Всего прирост запасов УВ в 2004–2010 годы ожидается в объеме **128,5 млн. т у. т.** Такой прирост позволит обеспечить простое восполнение запасов нефти и не обеспечит восполнение запасов газа (коэффициент восполнения – 0,3), что, собственно говоря, стало постоянной тенденцией последних двух десятилетий в Республике Коми.

Для подготовки объектов к бурению за счет собственных средств предприятий планируется вести **сейсморазведочные работы 2D** в объеме 2790–3150 пог.км сейсмопрофилей и сейсморазведочные работы 3D в количестве 300–500 км² ежегодно. За счет этих объемов ежегодно будут подготовлены к бурению **перспективные объекты с ресурсами 20–25 млн. т нефти** категории С₃ и **5–10 млрд. м³ газа**.

За счет собственных средств предприятий недропользователей планируется вести также переобработку сейсмических материалов в объеме **35 млн. руб.** ежегодно.

Таблица 20

**Основные физические показатели ГРП на территории Республики Коми
(при коэффициенте воспроизводства 1,3 и высокой эффективности)**

	Объем глубокого бурения, тыс.м				Объем работ 2D, пог.км	Объем работ 3D, км ²	Прирост запасов, млн.т у.т.						
	Всего	в том числе		разведочного на распредел. фонде недр			нераспределенный фонд					распределенный фонд, млн.т у.т.	Всего прирост запасов УВ, млн.т у.т.
		поискового	разведочного				газа млрд.м ³	конденсата, млн.т.	нефти, млн.т.	Всего УВ, млн.т у.т.			
2004-05	127,0	101	26,0	10,2	5640	1000	34,8	2,6	0	37,4	5,1	42,5	
2006-10	448,6	282,8	165,8	28,5	15200	1500	101,5	7,0	0	117,0	12,0	129,0	
2004-10	575,6	383,8	191,8	38,7	20840	2500	136,3	136,3	0,0	154,4	17,1	171,5	
2011-15	383,4	255,6	127,8	35,5	13200	1000	72,3	17,0	0	89,3	12,5	101,8	
2016-20	259,6	173,1	86,5	35,5	9000	500	42,3	13,0	0	55,3	10,7	66,0	
2011-20	643,0	428,7	214,3	71,0	22200	1500	114,6	30,0	0	144,6	23,2	167,8	
2004-20	1218,6	812,5	406,1	109,7	43040	4000	250,9	166,3	0,0	299,0	40,3	339,3	

Всего из собственных средств предприятий затраты в 2004–2005 гг. должны составить **6,2 млрд. руб.**, а в период 2006–2010 гг. – **19,5 млрд.руб.**, которые позволят пробурить **127 и 449 тыс. пог. м** глубоких скважин (табл.21).

Все планируемые объемы ГРП будут реализованы в 2003–2005 гг. в основном в районах нефтегазодобычи – в Колвависовском, Кыртаель-Печорогородском, Верхнелыжско-Лемъюском, Велью-Тэбукском НГР, а в 2006–2010 гг. – в районах, прилегающих к ним, и в новых районах, в том числе на гряде Чернышева в Хоседаюском НГР, в Косью-Роговской впадине в Интинско-Лемвинском и Кочмесском НГР, в Ижемской рифогенной зоне Тобышско-Нерицкого НГР, в Лайско-Лодминском НГР, на севере Джебольского НГР, на юге Хорейверской впадины в Сынянырдской ЗНН, на юге Верхнепечорской впадины в Курьинско-Патраковском НГР.

Часть собственных средств предприятий недропользователей должна быть направлена на региональные работы.

Таблица 21

**Основные стоимостные показатели ГРП
на территории Республики Коми
(при коэффициенте воспроизводства 1,0
и фактически достигнутой эффективности)**

	Финансирование по видам работ, млн.руб						
	глубокое бурение	в том числе		разведочное на распред. фонде недр	сейсморазведка 2D	сейсморазведка 3D	всего на ГРП
		поисковое	разведочное				
2004-05	4445	3563	882	357	620	750	6172
2006-10	15701	9380	6321	998	1672	1125	19496
2004-10	20146	12943	7203	1355	2292	1875	25668
2011-15	15336	10224	5112	1420	1452	750	18958
2016-20	10384	6923	3461	1420	990	375	13169
2011-20	25720	17147	8573	2840	2442	1125	32127
2004-20	45866	30090	15776	4195	4734	3000	57795

Эффективность подготовки запасов в денежном выражении также будет постепенно снижаться и составит в начале проектируемого периода 6–7 долл./т. и более 8 долл./т – в его конце.

Реализация предлагаемых объемов ГРП по Республике Коми позволит обеспечить простое восполнение запасов и стабильную добычу нефти после 2010 г. на уровне **10,5–8,5** млн. т на протяжении последующих 10 лет. Для увеличения уровня добычи по РК в этот период (более предусмотренных **11–12** млн. т) потребуется дополнительная подготовка новых запасов нефти в объеме не менее чем еще 5–6 млн.т в год, что сегодня не обеспечено ни ресурсной базой перспективных объектов, ни подготовкой к лицензированию новых направлений. При резком и существенном (на порядок) увеличении финансирования на ГРП за счет федерального бюджета и бюджета субъекта федерации такие объекты и направления могут быть подготовлены за пять лет.

Реализация рассмотренных объемов ГРП по Республике Коми не позволит обеспечить простое восполнение запасов и стабильную добычу газа за периодом 2010 г. на уровне более 3,5 млрд. м³ на протяжении последующих 10 лет. Для увеличения добычи газа дополнительно потребуется подготовка новых запасов газа в объеме еще не менее чем 5–10 млрд.м³ в год, что сегодня также не обеспечено ни ресурсной базой перспективных объектов, ни подготовкой к лицензированию новых направлений. Восполнение ресурсов газа позволит приступить к подготовке нового Интинского газодобывающего района в Косью-Роговской впадине и поддержать падение добычи в Вуктыльском газодобывающем районе.

В соответствии с тремя методическими подходами, применяемыми ВНИГРИ для расчета необходимых объемов сейсморазведочных работ (*Методика расчета объемов СРР через локальные объекты и их средние ресурсы, Методика расчета объемов СРР через перспективную площадь локальных структур, Методика расчета объемов СРР через удельный объем сейсморазведки для подготовки 1 млн.т ресурсов*), в соответствии с необходимыми приростами запасов в двух вариантах определены их основные показатели.

Сейсмическими исследованиями 2D, сейсмическими работы 3D и НИР, финансируемыми за счет бюджета Республики Коми и за счет собственных средств предприятий, для восполнения ресурсов углеводородов категории C₃ необходимо готовить в разных вариантах воспроиз-

Таблица 22

Основные показатели геологоразведочных работ на территории Тимано-Печорской провинции (при простом воспроизводстве запасов)

годы, периоды	Объемы глубокого бурения, тыс.м.	Объемы сейсмике 2D, тыс. пог.км	Прирост запасов УВС, млн.т у.т.	Объемы инвестиций в ГРП			
				Всего		за счет недропользователей	
				млрд.руб	млрд.долл.	млрд.руб	млрд.руб
2004-05 гг.	181,7	10,0	79	11,2	0,39	10,2	1,0
2006-10 гг.	601,8	28,2	232	31,6	1,09	28,7	2,9
2004-10 гг.	783,5	38,2	311	42,8	1,48	38,9	3,9
2011-15 гг.	587,9	24,8	204	31,4	1,08	28,5	2,9
2016-20 гг.	523,3	19,2	165	27,7	0,96	25,2	2,5
2011-20 гг.	1111,2	44,0	369	59,1	2,04	53,7	5,4
2004-20 гг.	1894,7	82,2	680	101,9	3,51	92,6	9,3

Таблица 23

Основные показатели геологоразведочных работ на территории Тимано-Печорской провинции

годы, периоды	Объемы глубокого бурения, тыс.м.	Объемы сейсмике 2D, тыс. пог.км	Прирост запасов УВС, млн.т у.т.	Объемы инвестиций в ГРП			
				Всего		за счет недропользователей	
				млрд.руб	млрд.долл.	млрд.руб	млрд.руб
2004-05 гг.	245,8	10,0	104,5	13,9	0,48	12,6	1,3
2006-10 гг.	858,5	28,2	317,2	42,2	1,46	38,4	3,8
2004-10 гг.	1104,3	38,2	421,7	56,1	1,93	51,0	5,1
2011-15 гг.	856,9	24,8	286,7	43,5	1,50	39,5	4,0
2016-20 гг.	644,6	19,2	204,0	33,1	1,14	30,1	3,0
2011-20 гг.	1501,5	44,0	490,7	76,6	2,64	69,6	7,0
2004-20 гг.	2605,8	82,2	912,4	132,7	4,57	120,6	12,1

водства **13–16 перспективных структур**, в том числе **9–12** – по нефти и **3–6** – по газу, что за период 2004–2010 гг. составляет 100–120 перспективных объектов с суммарными ресурсами углеводородов **130–170 млн. т у.т.**, в том числе **110–130 млн.т нефти** категории C_3 и **30–60 млрд. м³ газа**. Для этой цели необходимо резко увеличить объемы сейсморазведочных работ предприятиями недропользователями. Анализ пообъектных планов предприятий показывает, что планируемые ими объемы сейсморазведки недостаточны.

Исходя из достигнутых показателей эффективности ГРП, для обеспечения воспроизводства запасов углеводородного сырья на новых наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности участках в районах нефтегазодобычи, а также на участках распределенного фонда недр за счет собственных средств предприятий необходимый объем глубокого бурения в Тимано-Печорской провинции должен составить в 2004–2020 гг. **2,3 млн.пог.м**, а прирост запасов – **486,9 млн.т у.т.** Затраты на проведение ГРП оцениваются в **132,6 млрд.руб.** При условии достижения более высокой эффективности (по НАО 500 т/м и по РК 300 т/м) необходимый объем глубокого бурения составляет около **1,9 млн.пог.м**, прирост запасов углеводородов – **680 млн.т у.т.**, а затраты на ГРП достигают **102 млрд.руб.** (табл.22).

В варианте воспроизводства с коэффициентом 1,3 прирост запасов должен составить **912,4 млн.т у.т.**, в т.ч. по НАО **573,1 млн.т у.т.**, по РК – **339,3 млн.т у.т.** (табл.23).

9. ПРОГРАММА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

Лицензирование в современных условиях – это базовый компонент в изучении и освоении нераспределенного фонда недр. От него зависит, в первую очередь, последовательность и своевременность воспроизводства запасов и объем инвестиций.

Грамотно составленная программа лицензирования при ее реализации оптимизирует объемы инвестирования, объемы геологоразведочных работ и позволяет рассчитывать на достижение необходимых уровней воспроизводства запасов.

Представляется целесообразным при долгосрочных прогнозах рассматривать и сам процесс лицензирования во временных срезах.

Поскольку процесс подготовки запасов строго связан со стадийностью и не может быть завершен в форсированные сроки, то и, соответственно, эффективность работ может быть оценена только за относительно продолжительный период. В качестве такого периода можно рассматривать продолжительность действия поисковой лицензии, за который на ограниченной территории можно выполнить полный цикл геологоразведочных работ как в пределах одного, так и группы поисковых объектов.

Наиболее целесообразно при формировании программы лицензирования рассмотреть начальный период процесса подготовки запасов (2004–2005 гг.) и далее – по пятилетним периодам (2006–2010, 2011–2015 и 2016–2020 гг.). Такой подход позволяет, с одной стороны, сгладить ежегодные колебания, а также, с другой – наметить основные тенденции и подходы, обеспечивающие решение поставленной задачи в каждый временной отрезок [6, 8, 9, 45].

Одним из наиболее дискуссионных вопросов является вопрос о детальности (глубине) изучения того или иного объекта или участка. Так, совершенно очевидно, что один и тот же прирост запасов можно получить при опосковании 10 перспективных объектов на одном участке или при опосковании десяти участков, но при опосковании лишь одного объекта на каждом участке.

Существует точка зрения о том, что после проведения геологического изучения на участке работ (пять лет) не должно оставаться неразведанной части ресурсов. Такой подход, на наш взгляд, не соответствует ни практике проведения геологоразведочных работ, ни интересам недропользователя и, в конце концов, ни интересам государства, поскольку при переходе к новой стадии детализации изученности (для выявления всех мельчайших залежей) потребуются многократное увеличение объемов исследований, находящихся за гранью экономической эффективности проведения работ.

Как показано в исследованиях ВНИГРИ, увеличение плотности сейсморазведочных работ в два раза на участке приводит к дополнительному выявлению (по сравнению с первоначальным) не более 25% структур и дает не более 20% прироста перспективной площади (конечно, без учета качества подготовки).

Удельные затраты (по материалам геолого-экономической оценки ресурсов Тимано-Печорской провинции) на подготовку 1 тонны запасов нефти варьируют для объектов с величиной запасов 10–30 млн.т. от 1,5 до 3 долл./т по Республике Коми и от 2,5 до 5 долл./т – по Ненецкому АО. Для следующего класса крупности (3–10 млн.т.) они, соответственно, достигают 2 – 7 и 4 – 8 долл./т. Для объектов следующего класса (1–3 млн. т.) они изменяются от 5 до 10 по РК и от 6 до 20 долл./т по НАО. При величине запасов 0,3 – 1 млн. т на подготовку запасов уже должно быть потрачено не менее 12–15 долл./т в Республике Коми и 16–20 долл./т – в Ненецком АО.

Практически все запасы объектов менее 0,3 млн.т. (за редким исключением высокодебитных залежей и месторождений-спутников на небольшой глубине) не могут быть оценены как эффективные для дальнейшего освоения, а затраты на их подготовку чаще всего превышают себестоимость добычи продукции.

При этом распределение ресурсов по классам приблизительно равномерное, а количество объектов при переходе к более мелкому классу увеличивается в 3–5 раз. То есть величина ресурсов, которые могут быть переведены в запасы, приходящаяся на средний объект класса, уменьшается по сравнению даже со следующим классом в три-пять раз. О таком распределении свидетельствуют статистические данные по бассейнам как бывшего СССР, так и мира в целом. В «богатых» бассейнах суммарный объем ресурсов смещается в крупные классы, и, наоборот, в «бедных» – в сторону мелких и мельчайших.

Тимано-Печорский бассейн может быть отнесен к средним как по богатству недр, так и по изученности. Распределение прогнозных ресурсов по классам крупности показывает, что только в наиболее богатых районах (в четырех из 16 перспективных на нефть в НАО и в двух из 23 в Республике Коми) и нефтегазоносных комплексах ожидается открытие самостоятельных залежей нефти с извлекаемыми запасами более 10 млн.т. и, наоборот, в 5 нефтегазоносных районах НАО и в трех в РК не ожидается выявления залежей с запасами крупнее 3 млн. т. Основываясь на моделировании распределения ресурсов по фазовому составу и с учетом совмещенности залежей в плане, можно говорить, что в пределах ТПП ожидается открытие не более чем 10 месторождений с запасами, превышающими 30 млн.т. у. т. (7 в НАО и 3 в РК), количество месторождений с запасами более 10 млн.т. не превысит 30 (20 в НАО и 10 в РК), а в большинстве районов максимальные размеры новых открытий не превысят 3–5 млн. т.

Таким образом, если принять за критическое значение затрат на тонну подготовленных запасов уровень в 10 долл., то при величине максимального объекта 10–30 млн. т эффективно могут быть опойсканы три-четыре класса объектов, включающие более 75% начальных суммарных ресурсов, при величине – 3–10 млн.т – два-три класса, включающие половину ресурсов, а при величине 1–3 млн. – лишь один-два класса с ресурсами, составляющими 1/3 от общих. При меньшей величине максимального открытия в пределах участка большая часть ресурсов не может быть освоена эффективно и вряд ли они будут объектами пристального внимания компаний недропользователей (в сложившихся макроэкономических условиях).

Следовательно, для рационального использования недр на участке должны быть либо оценены только эффективные (и, возможно, критически эффективные) ресурсы и объекты (по аналогии с «западными» классификациями), на изучение которых и должна быть направлена программа геологоразведочных работ, либо определена экономическая грань степени детализации геологоразведочных работ (соответствующая сегодняшним условиям или тенденциям), до которой намечено их проведение. При этом понятно, что существенная часть ресурсов мельчайших и сложных объектов не будет переведена в запасы, поскольку их значительная часть не может быть освоена эффективно.

То есть часть перспективной территории по окончании срока лицензии не будет изучена бурением, и на ней не будут получены достоверные (окон-

чательные) геологические результаты. Такая ситуация может быть повторена неоднократно (при изменении макроэкономических условий, при применении новых технологий поисков и добычи, при получении принципиально новых геологических результатов на прилегающих территориях и т.д.).

Соответственно вышесказанному построена стратегия проведения геологоразведочных работ. На каждом участке прогнозируется распределение возможных открытий по крупности, глубине и по условиям дальнейшего освоения (на основании результатов геолого-экономической оценки) и определяется последовательность работ (сейсморазведочных, а затем буровых) до уровня выхода на критические (в экономическом смысле) объекты. При этом предполагается, что объем сейсморазведочных исследований должен позволить выявить и оценить большую часть перспективных объектов участка (определить их размеры, амплитуду и т. д.), а бурение должно быть поставлено только на возможно эффективные для проведения ГРП и дальнейшего освоения.

Такой подход к оценке возможных объемов воспроизводства и степени детальности изучения полностью согласуется с интересами компаний, которые в первую очередь заинтересованы в экономических результатах работ, а не в безрассудной борьбе за прирост и объем.

Интерес государства – найти грань, до которой необходимо детализировать работы, с одной стороны – для рационального использования недр и получения максимального количества геологической информации, а с другой – с целью не оттолкнуть недропользователей и инвесторов от участка с заведомо завышенными показателями объемов ГРП (вменяемыми для проведения) и приростов запасов, не соответствующих богатству участка. И, наоборот, явно заниженный объем работ позволит недропользователю собрать “сливки” и оставить не изученным большую часть участка.

Одним из важных элементов при определении объемов ГРП на участках можно отнести риски. Их снижение при проведении работ позволяет увеличивать эффективность. К наиболее простым схемам снижения рисков, применимым при геологическом изучении, относятся такие, как вовлечение объектов в последовательности от наиболее перспективных к наименее перспективным, от наиболее изученных к наименее изученным, от наименее затратных к наиболее капиталоемким (с большими глубинами), от объектов простого строения к сложному, от объектов, имеющих аналоги, к не имеющим и т. д. При этом схемы должны быть разделены на зависимые и независимые от результатов предыду-

щего этапа работ. Для снижения рисков для группы участков важным элементом является согласование выбора первоочередного объекта. Так, например, при одновременном вводе в бурение на разных участках однотипных объектов и получении отрицательных результатов другие объекты могут остаться не изученными. И, наоборот, при получении положительного результата на каком-либо из разнотипных объектов к ним будет направлен интерес и на других участках.

Изложенные подходы помогают определить размеры, расположение и состав перспективных объектов лицензионных участков.

Определение площади конкурсного участка, включающего месторождение, не вызывает трудностей и, по сути, полностью совпадает с площадью самого месторождения.

Для обоснования принципов выделения лицензионных участков для геологического изучения могут быть использованы методические рекомендации по определению оптимальных размеров эталонных и расчетных (оценочных) участков, разработанные применительно к решению задач количественной оценки ресурсов нефти и газа. С учетом этих рекомендаций, а также на основании обобщения опыта составления лицензионных программ можно говорить о следующих требованиях к выделению лицензионных участков.

1. Перспективные участки и объекты в пределах района исследований следует выделять на территории нераспределенного фонда недр с учетом современного состояния лицензирования в регионе.

В зависимости от степени изученности (освоенности) перспективные участки (ПУ) могут содержать подготовленные к бурению, выявленные сейсморазведкой, выведенные из бурения, а также территории с оцененными прогнозными ресурсами категорий D_1 и D_2 .

В качестве базового элемента при дифференциации участков, рассматриваемых в качестве претендентов для определения очередности лицензирования, должна приниматься оценка локальных объектов (подготовленных к бурению и выявленных сейсморазведкой) и оценка прогнозных ресурсов.

2. Ранжирование участков следует производить как по ресурсной базе, так и на основе геолого-экономической оценки перспективных объектов и прогнозных ресурсов участка.

Экономические показатели призваны определить эффективность проведения геологоразведочных работ, а дальнейшая более углубленная эко-

номическая оценка перспективных объектов, осуществляемая с учетом полученных на этапе проведения ГРП результатов, позволяет оценить уже эффективность освоения выявленных и подготовленных запасов.

3. При выделении лицензионных участков в пределах региона необходимо достижение их равноценности по экономической значимости. Исходя из этого принципа, соизмеримость площадей лицензионных участков в пределах разных по характеру нефтегазоносности и строению структурно-фациальных зон не является обязательным условием. Более того, равноценность участков по их экономической значимости может достигаться за счет вариации размеров участков. Желательно, чтобы соотношение размеров различных лицензионных участков не превышало двукратной величины.

4. В пределах каждого участка должно быть, как правило, не менее 3–5 локальных структур. В расчете на выявление 1–2 месторождений это требование предопределяет оптимальную площадь участка в размере 200–300 км² для хорошо изученных территорий, а для слабоизученных (прежде всего акваторий) этот размер может быть увеличен до 500–1000 км².

5. Требование соблюдения геологической однородности диктует необходимость того, что каждый выделяемый участок должен, по возможности, не разделять разнотипные структурно-фациальные зоны, а находиться внутри них и быть однородным по общему геологическому строению и условиям нефтегазоносности. Выполнение этого условия способствует более прозрачным геолого-экономическим расчетам, принятию максимально эффективных технологических решений и более обоснованной оценке затрат, связанных с освоением ресурсов.

6. Контуры участков при достаточно хорошей изученности района должны проводиться посередине между месторождениями или перспективными локальными объектами, а в случаях, когда положение их не известно – на удалении от центральной части участка, кратном расстоянию между локальными объектами, характерными для данного района (зоны).

9.1. Критерии выделения участков недр, предлагаемых для лицензирования

Для обоснования выделения лицензионных участков использованы методические рекомендации по определению оптимальных размеров эталонных и расчетных (оценочных) участков, разработанные применитель-

но к решению задач количественной оценки ресурсов нефти и газа. Эти рекомендации могут с некоторыми коррективами использоваться при выделении лицензионных участков. Прежде всего, следует учитывать, что различия в площадях участков влияют на распределение показателей нефтегазоносности (плотность ресурсов и др.). При одинаковом количестве больших и малых по размерам участков равенство распределений соблюдается, если диапазон изменения их площадей не превышает двукратной величины. Это требование должно относиться к однотипным (однородным) по нефтегеологическим условиям участкам.

При выделении лицензионных участков существенное значение имеет выполнение еще одного условия – каждый выделяемый участок должен, по возможности, не разделять разнотипные структурно-фациальные зоны, а находиться внутри них и быть однородным по общему геологическому строению и условиям нефтегазоносности. Соблюдение этого условия положительно сказывается не только на выполнении геолого-экономических расчетов, но и на технологических решениях и оценке затрат, связанных с освоением ресурсов.

При выделении лицензионных участков в пределах региона, по возможности, нужно стремиться к достижению их равноценности по экономической значимости, что не всегда осуществимо. Исходя из этого принципа, соизмеримость площадей лицензионных участков в пределах разных по характеру нефтегазоносности и строению структурно-фациальных зон не является обязательным условием, поскольку она может приводить к сильной контрастности в экономической ценности участков. Последняя, в известной мере, может нивелироваться за счет вариации размеров участков. Понятно, что в зонах с повышенной концентрацией ресурсов, связанных обычно с крупными положительными структурами (вершинами сводов, валами и пр.) вероятность обнаружения месторождений, значительных по запасам высока и площадь выделяемых лицензионных участков можно принимать в пределах оптимального интервала (порядка 200–300 км² и менее). В менее перспективных зонах, районах, связанных преимущественно с впадинами, прогибами и региональными склонами, характеризующимися обычно меньшими размерами структурных ловушек и их частотой встречаемости, по сравнению с прилегающими сводами и валами, вероятность обнаружения значительных по запасам месторождений меньшая и, соответственно, площади лицензионных участков могут быть больше отмечавшихся

выше. Это позволит осуществлять выбор на них наиболее предпочтительных объектов из числа более многочисленных, но менее значимых, и тем самым повысить эффективность освоения участков.

И, наконец, при выделении лицензионных участков с соблюдением перечисленных условий необходимо стремиться к тому, чтобы они имели правильные геометрические формы – квадраты, прямоугольники, трапеции и пр., что будет облегчать их строгую пространственную привязку и выполнение разного рода расчетов.

Новые участки для лицензирования выделялись на территории не распределенного фонда недр ТПП с учетом современного состояния лицензирования в регионе (рис.70).

В зависимости от степени изученности (освоенности) перспективные участки могут содержать подготовленные к бурению, выявленные сейсморазведкой, выведенные из бурения объекты, а также территории с оцененными прогнозными ресурсами категорий D_1 и D_2 .

В качестве базового элемента при дифференциации участков, рассматриваемых в качестве претендентов для определения очередности лицензирования, принималась оценка локальных объектов (подготовленных к бурению и выявленных сейсморазведкой) и оценка прогнозных ресурсов участка в целом.

Количественная оценка прогнозных ресурсов перспективных участков может проводиться с применением методов сравнительных геологических аналогий (способы удельных плотностей на единицу площади, на осредненную структуру и др.) и методов геолого-математического моделирования. Использование тех или иных методов определяется, в первую очередь, степенью изученности регионов и, соответственно, наличием необходимой информационной базы.

Ранжирование участков производилось как непосредственно по ресурсной базе, так и на основе предварительной геолого-экономической оценки перспективных объектов и прогнозных ресурсов участка.

Для постановки ГРП в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции предлагаются следующие перспективные направления с лицензионными участками, выделенными на основании перечисленных критериев нефтеносности.

Печоро-Колвинская НГО

Первоочередными объектами поисков залежей нефти и газа являются:

Колвинский мегавал: северная часть мегавала по всему разрезу осадочного чехла; восточный борт мегавала в зоне его сочленения с Хорейверской впадиной (прежде всего отложения от верхнего ордовика до доманика включительно); силурийско-нижнедевонские отложения южной части мегавала.

Печоро-Кожвинский мегавал: терригенные среднедевонско-франские отложения в южной части мегавала; силурийско-нижнедевонские отложения в пределах высокоамплитудных структур; верхнепермские отложения.

Денисовский прогиб: отложения от верхнего ордовика до турне в пределах Лайского вала; зоны выклинивания разновозрастных отложений силура-девона на бортах Лайского и Шапкина-Юрьяхинского валов; зона развития органогенных построек различного типа и возраста и структур их облекания; верхнепермские и триасовые отложения в южной части Шапкина-Юрьяхинского и Лайского валов.

Хорейверская НГО

Первоочередными нефтепоисковыми объектами могут быть:

- структурно-стратиграфические и антиклинальные ловушки в отложениях раннедевонского возраста, рифовые и структурно-рифовые ловушки во франско-фаменских отложениях восточной части впадины;
- структурно-рифовые и рифовые ловушки в верхнедевонских и пермско-каменноугольных отложениях в центральной и южной частях впадины;
- нижнесилурийские отложения южной и центральной частей впадины в зонах их выхода под тиманско-саргаевскую покрывку;
- приразломные ловушки западного борта впадины, связанные в первую очередь с отложениями нижнего карбонатного комплекса, а также с терригенными отложениями среднего-верхнего девона.

Варандей-Адзьвинская НГО

Основными объектами поисков залежей являются:

- верхнеордовикско-нижнедевонский НГК южной части вала Сорюкина, Мореюской и Верхнеадзьвинской депрессий с высоко амплитудными приразломными складками в зоне их сочленения с грядой Чернышева;

- девонские отложения северо-восточной части НГО (Сарембой-Леккейягинский и Талотинский валы);
- каменноугольные карбонатные отложения;
- зоны развития органогенных построек различного типа в верхне-девонских и нижнепермских отложениях.

Северо-Предуральская НГО

Наиболее перспективными для поисков залежей нефти в СП НГО являются Большесынинская, Косью-Роговская и Верхнепечорская впадины.

Главными объектами могут быть:

Верхнепечорская впадина: зоны сочленения с Ижма-Печорской впадиной, Печоро-Колвинским мегавалом и Среднепечорским поперечным поднятием, где возможно широкое развитие ловушек комбинированного типа во всем разрезе осадочного чехла;

- зоны развития органогенных построек различного типа в доманиково-турнейском НГК и связанные с ними структуры облекания;

Косью-Роговская впадина: средневизейско-нижнепермские отложения внутреннего и внешнего бортов впадины;

- приразломные и поднадвиговые структуры в зонах сочленения впадины с грядой Чернышева и Уральской складчатой системой;
- зоны развития органогенных построек различного возраста и типа и связанные с ними структуры облекания;

Кортаихинская впадина: комбинированные ловушки различного типа (в том числе связанные с органогенными постройками) во внешней зоне впадины; высоко амплитудные ловушки в отложениях перми-триаса во внутренней зоне впадины.

9.2. Форма состязательной процедуры определения недропользователя

Участки недр, предлагаемые для включения в Программу лицензирования для геологического изучения, характеризуются в основном низкой геолого-геофизической изученностью.

Особенно это характерно для участков, где до настоящего времени не выявлены сейсморазведкой и не подготовлены к глубокому бурению перспективные объекты. Обоснованием предоставления таких участков яв-

ляется недостаточная геолого-геофизическая изученность участка недр, его перспективность в нефтегазогеологическом отношении, дающая основание для проведения здесь поисково-разведочных работ.

Для участков с выявленными (а тем более – подготовленными) объектами обоснованием является достаточно высокая перспективность участка недр и наличие подготовленных к бурению структур, дающих основание для проведения в его пределах поисково-оценочных работ с целью наращивания промышленных запасов углеводородного сырья.

Для участков, на которых выполнен ограниченный объем поискового, структурно-поискового бурения или бурения на «верхние» горизонты осадочного чехла, достаточно высокая перспективность участка недр (установленная нефтегазоносность верхних горизонтов осадочного чехла), недоизученность участка бурением и наличие подготовленных к бурению структур являются основанием для проведения работ. Также наличие прямых признаков нефтегазоносности верхних горизонтов осадочного чехла и недоизученность бурением глубоких горизонтов дают основание для проведения поисково-разведочных работ.

Для участков недр, предлагаемых для вовлечения в лицензирование для геологического доизучения и последующего освоения, обоснованием предоставления является их недостаточная изученность геологического строения, характеристика продуктивности, неясная оценки объемов запасов, требующих существенных затрат для проведения специальных исследований (пробной эксплуатации) и определяющих в дальнейшем технико-экономические условия освоения.

Для участков недр, включающих месторождения нефти и газа, обоснованием предоставления участка недр в пользование является развитие инфраструктуры региона и добыча углеводородов для нужд Российской Федерации и получения отчислений и налогов от освоения полезных ископаемых в бюджет России и субъекта Федерации.

Форма состязательной процедуры определена законодательством Российской Федерации, которое предусматривает для получения лицензий на право геологического изучения заявительный характер в соответствии с перечнем, утвержденным уполномоченным представителем субъекта Федерации и Министерства природных ресурсов России, для лицензий на право геологического изучения с последующей разработкой – конкурсный характер процедуры, а для лицензий на право разработки – аукционный и конкурсный вид состязательной процедуры.

9.3. Обоснование программы работ на лицензионных участках

Для размещения необходимых объемов геологоразведочных работ (для получения прироста запасов), соответствующих стратегии воспроизводства, все участки для лицензирования были дифференцированы по очередности и на них определены оптимальные объемы работ для эффективного геологического изучения.

Оценка объемов геологоразведочных работ должна быть основана на фактической изученности каждого участка.

Приоритеты при планировании работ отдавались наиболее изученным участкам и наиболее перспективным объектам участка.

При наличии нескольких объектов в качестве первоочередного выбирался объект с наибольшей оценкой ресурсов C_3 или D_1 . При наличии равнозначных по перспективности объектов предполагалась независимая оценка каждого из них.

При оценке объемов работ на участке с прогнозными ресурсами (без подготовленных и выявленных объектов) определение объемов было формализовано в соответствии с прогнозом крупности открытия.

Практически на всех перспективных участках предусмотрен объем переобработки сейсмического материала, полученного в предыдущие годы. Объем сейсморазведочных работ не предусмотрен для подготовленных к бурению объектов. Для выявленных сейсморазведкой структур предполагается проведение дополнительных работ для обеспечения необходимой изученности и плотности (дополнительный объем для объектов, выявленных МОГТ, сформирован исходя из площади перспективного объекта и плотности сейсмических исследований $2 \text{ км}/\text{км}^2$). Для новых прогнозируемых к выявлению объектов предполагается проведение сейсморазведки 2D в полном объеме (с плотностью $3 \text{ км}/\text{км}^2$).

Объемы поискового и разведочного бурения оценивались с учетом индивидуальных особенностей строения ловушек, литологии перспективного нефтегазоносного комплекса, а также с использованием формальной шкалы, регламентирующей плотность поисково-разведочного бурения в зависимости от перспективной площади залежи (ее активной части, то есть площади ловушки, исправленной с учетом коэффициента заполнения, как правило, уменьшающего фактическую площадь залежи пропорционально квадрату коэффициента заполнения) и по-

строенной с учетом практики ведения ГРП в Тимано-Печорском бассейне для объектов антиклинального и неантиклинального типов:

Для антиклинальных ловушек:

- при площади ловушки $1-3 \text{ км}^2$ – 1 поисковая скважина;
- при площади $3-5 \text{ км}^2$ – 1 поисковая + 1 разведочная скв.,
- при площади $5-15 \text{ км}^2$ – 1 поисковая + 2 разведочных скв.;
- при площади $15-30 \text{ км}^2$ – 2 поисковые + 2 разведочных скв.;
- при площади $> 30 \text{ км}^2$ – 2 поисковые + 3 разведочных скв.

Для неантиклинальных ловушек:

- при площади ловушки $1-3 \text{ км}^2$ – 1 поисковая скважина;
- при площади $3-5 \text{ км}^2$ – 1 поисковая + 2 разведочных скв.,
- при площади $5-15 \text{ км}^2$ – 1 поисковая + 3 разведочных скв.;
- при площади $15-30 \text{ км}^2$ – 2 поисковые + 3 разведочных скв.;
- при площади $> 30 \text{ км}^2$ – 2 поисковые + 4 разведочных скв.

При определении объема поискового и разведочного бурения предполагается последовательное вовлечение объектов в ГРП от наиболее привлекательного (с точки зрения выявления в первую очередь самого крупного и высокоперспективного объекта) к наименее перспективному. Объем бурения в пределах одного поискового объекта ограничен в большинстве случаев двумя-тремя скважинами, в соответствии с которым оценивается и прирост запасов. При этом делается допущение о том, что доразведка перспективного объекта будет проведена после периода геологического изучения и будет отнесена к работам на распределенном фонде (после открытия месторождения и получения лицензии на разведку и разработку).

9.4. Программа лицензирования,

обеспечивающая воспроизводство новых запасов нефти и газа

Ненецкий автономный округ

В соответствии с рассмотренными ранее показателями воспроизводства запасов по территории НАО, выделенными перспективными участками и оценкой объемов ГРП и эффективности работ на них все объекты (участки недропользования и лицензирования) разбиты на группы: 1. участки, залицензированные с целью геологического изучения на настоящий период; 2. участки, включенные в перечень объектов пользования недрами, утвержденный МПР к настоящему времени; 3. участки,

предлагаемые к лицензированию в 2004–2005 гг., 4. участки, предлагаемые к лицензированию в 2006–2010 гг. На период 2010–2020 гг. определены направления работ с размещением объемов ГРП на них.

Последовательное вовлечение в лицензирование участков недр и реализация необходимых объемов геологоразведочных работ в их пределах позволят реализовать намеченную стратегию воспроизводства запасов на территории НАО (рис.91).

В Перечень объектов лицензирования пользования недрами, утвержденный МПР, включено 5 участков на геологическое изучение недр. Перспективные ресурсы нефти (кат. C_3+D_1) по этим участкам составляют 135,3 млн. т, свободного газа – 1,5 млрд. м³. Месторождений, включенных в Перечень по территории НАО по состоянию на 01.07.2004 г., нет.

В 2004–2010 гг. на территории НАО предлагается включить в программу лицензирования все 40 месторождений, находящихся в нераспределенном фонде недр. Из 40 месторождений 12 подготовлены к промышленному освоению, 28 находятся в разведке, из которых на 19 месторождениях необходимо проводить дальнейшее изучение их геологического строения для последующей разведки и добычи углеводородов. Всего на предлагаемых к включению в программу лицензирования в 2004–2010 гг. месторождениях извлекаемые запасы нефти категории C_1 составляют 302,0 млн. т, газа – 223,6 млрд. м³ (табл.24).

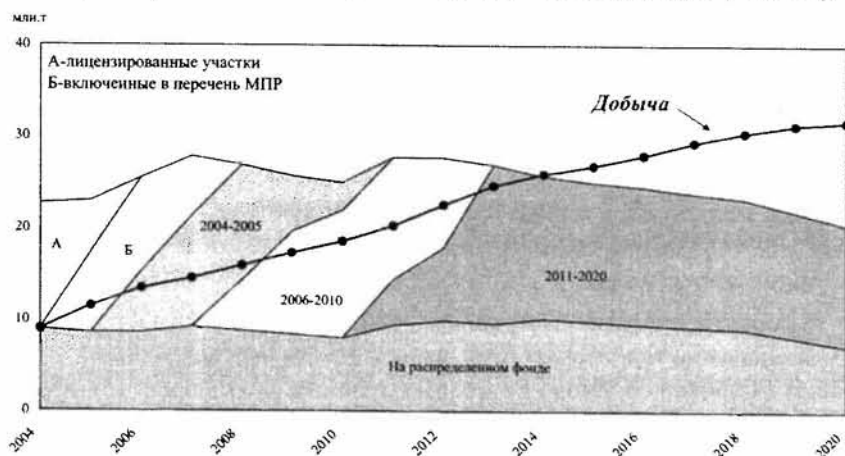


Рис. 91. Ненецкий АО (простое воспроизводство). Соотношение добычи и прироста запасов нефти в 2004–2020 гг.

Таблица 24

Изменение запасов УВ в результате лицензирования
и проведения ГРП на территории Ненецкого АО
(оптимистический вариант)

	Накоплен- ная добыча нефть, млн. т газ, млрд. м ³	Текущие запасы нефть, млн. т газ, млрд. м ³		Всего
		кат. C_1	кат. C_2	
1	2	3	4	5
Состояние на 01.01.2004 г.				
Всего	<u>47,0</u> 3,3	<u>824</u> 483,6	<u>433,5</u> 40,7	<u>1304,5</u> 527,6
на распределенном фонде	<u>47</u> -	<u>522</u> 260	<u>281,8</u> 30,1	<u>850,8</u> 290,1
на нераспределенном фонде	- -	<u>302</u> 223,6	<u>151,7</u> 10,6	<u>453,7</u> 234,2
Состояние на 01.01.2006 г.				
Всего	<u>67,7</u> 3,6	<u>850,3</u> 483,3	<u>429,9</u> 40,7	<u>1347,9</u> 527,6
на распределенном фонде	<u>67,5</u> -	<u>718,4</u> 259,7	<u>337,2</u> 30,1	<u>1123,1</u> 289,8
на нераспределенном фонде	- -	<u>131,9</u> 223,6	<u>92,7</u> 10,6	<u>224,6</u> 234,2
Состояние на 01.01.2011 г.				
Всего	<u>156,4</u> 11,1	<u>898,6</u> 478,4	<u>420,3</u> 43,3	<u>1475,3</u> 532,8
на распределенном фонде	<u>156,4</u> -	<u>803,9</u> 475,8	<u>354,9</u> 40,6	<u>1315,2</u> 516,4
на нераспределенном фонде	- -	<u>94,7</u> 2,6	<u>65,4</u> 2,7	<u>160,1</u> 5,3
Состояние на 01.01.2016 г.				
Всего	<u>298,4</u> 36,1	<u>879,6</u> 463,4	<u>393,9</u> 63,3	<u>1571,9</u> 562,8
на распределенном фонде	<u>263,3</u> -	<u>799,6</u> 453,4	<u>328,5</u> 43,2	<u>1391,4</u> 496,6

Из наиболее крупных месторождений, предлагаемых к лицензированию в 2004–2005 гг., отмечается группа, компактно расположенная в центральной и северо-восточной частях Хорейверской впадины – им.А.Титова (51 млн.т), им.Р.Требса (39 млн.т), Северо-Хоседаюское (22 млн. т), Висовое (13 млн.т), Сюрхаратинское (8 млн.т), Северо-Ошкотынское (5,5 млн.т), и территориально близ расположенные на вале Сорокина: Южно-Торавейское (11млн.т), Хосолтинское (9 млн.т) и Осовейское (5 млн.т). Одно месторождение расположено непосредственно рядом с Харьегинским разрабатываемым месторождением (Ошское, 4,4 млн.т). Разведанность месторождений существенно различается. Так на числящемся как подготовленное к освоению месторождении им.Р.Требса запасы категории C_2 составляют 44 млн. т, что является существенным резервом при доразведке. Также существенные запасы категории C_2 имеют три месторождения южной части вала Сорокина – Осовейское, Хосолтинское и Подверьёское (всего более 19 млн.т).

Всего по месторождениям, предлагаемым к лицензированию в 2004–2005 гг. (их 21), извлекаемые запасы нефти категории C_1 составляют 199,9 млн. т.

Программой лицензирования на период 2006–2010 гг. предусматривается, что в пользование на конкурсной основе будут предоставлены 19 месторождений с извлекаемыми запасами нефти категории C_1 102,1 млн. т, газа – 223,6 млрд. м³.

Из месторождений, предлагаемых к включению в лицензирование в 2006–2010 гг., как наиболее крупные по величине извлекаемых запасов отмечаются три газоконденсатных и нефтегазоконденсатных, компактно расположенных на Шапкина–Юрьяхинском валу (Кумжинское, 94 млрд.м³, Ванейвиское, 85 млрд.м³ и Коровинское, 40.8 млрд.м³), два нефтяных в центральной части вала Сорокина (Наульское, 39 млн.т и Лабаганское, 23 млн.т), а также Колвинское (6,5 млн.т.), Таркское (5,7 млн.т) на о.Колгуев и Северо-Харьегинское (6,4 млн.т.), расположенное непосредственно рядом с Харьегинским месторождением, которое разрабатывается.

Остальные 10 месторождений имеют запасы категории C_1 от 3,6 до 0,1 млн. т. Разведанность месторождений существенно отличается. Так, на числящемся подготовленным к освоению Наульском месторождении запасы категории C_2 составляют 12 млн. т, на Колвинском – 13 млн. т, что является существенным резервом при доразведке. Также

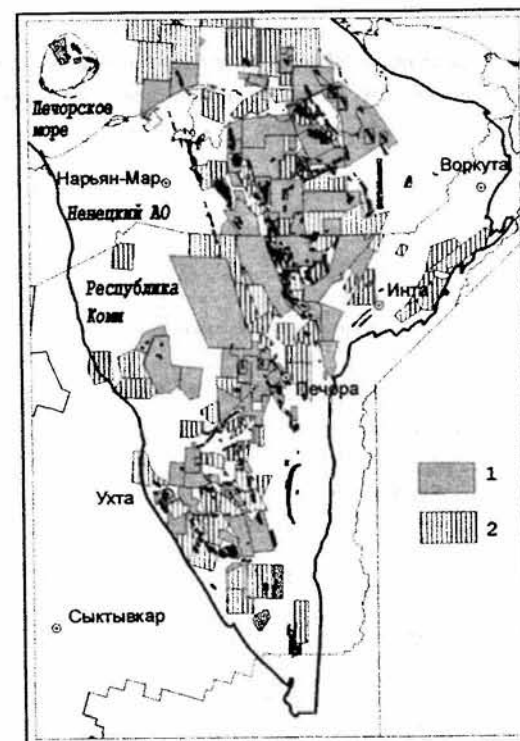


Рис. 92. Состояние лицензирования Тимано-Печорской провинции на 01.01.2006 г. 1 – действующие лицензии, 2 – лицензионные участки 2004–2005 гг.

весьма существенные запасы категории C_2 имеют Пасседское, Западно-Ярейегинское, Южно-Степковожское и Сарутаюское месторождения (более 17 млн.т).

В 2004–2010 гг. в программу геологического изучения предлагается включить изучение 38 участков с перспективными ресурсами нефти 226,8 млн.т, газа – 136,5 млрд.м³ (рис. 92, табл. 25).

Программой лицензирования пользования недрами на нефть и газ по территории НАО на период 2004–2005 гг. предусматривается, что в пользование на бесконкурсной основе будут предоставлены 11 участков, включающих территории, находящиеся по состоянию на 01.01.2004 г. в нераспределенном фонде недр и расположенные в трех основных НГО: Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзьвинской.

Таблица 25

**Изменение ресурсов УВ в результате лицензирования
и проведения ГРП (Ненецкий автономный округ)**

	Ресурсы, нефть, млн.т/газ, млрд.м ³	
	C ₃ +Д	в т.ч. C ₃
1	2	3
Состояние на 01.01.2004 г.		
Всего	1427,2	518,2
на распределенном фонде	500,2	2,5
на нераспределенном фонде	259,7	126,3
всего,	1167,5	391,9
в т.ч. на поисковых лицензиях	500,2	2,5
	385,1	139,6
	32,3	2,5
Состояние на 01.01.2006 г.		
Всего	1383,8	440,0
на распределенном фонде	500,2	2,5
на нераспределенном фонде	276,1	150,0
всего,	1107,7	290,0
в т.ч. на поисковых лицензиях	500,2	2,5
	309,1	81,7
	30,4	2,5
Состояние на 01.01.2011 г.		
Всего	1256,4	400,0
на распределенном фонде	495,0	2,5
на нераспределенном фонде	302,5	175
всего,	953,9	225
в т.ч. на поисковых лицензиях	495,0	2,5
	132,9	19,0
	130,9	0,6
Состояние на 01.01.2016 г.		
Всего	1159,8	380,0
на распределенном фонде	465	42,5
на нераспределенном фонде	340,1	215,0
всего,	819,7	165,0
в т.ч. на поисковых лицензиях	465,0	42,5
	200,0	50,0
	100,0	40,0
Состояние на 01.01.2021 г.		
Всего	1100,7	360,0
на распределенном фонде	405,0	82,5
на нераспределенном фонде	366,5	240,0
всего,	724,2	120,0
в т.ч. на поисковых лицензиях	405,0	82,5
	200,0	50,0
	100,0	40,0

Из выделенных участков наиболее значительные объемы перспективных ресурсов нефти (более 10 млн.т) содержат Мадагашорский и Янемдейский участки.

Всего по участкам, предлагаемым к лицензированию в 2004–2005 гг. прогнозные ресурсы нефти составляют 93,9 млн.т, газа – 5,6 млрд.м³, в т.ч. локализованные (кат. C₃+Д₁) – 25 млн.т (нефти) (табл. 25).

При выполнении необходимого объема ГРП на этих участках ожидаемый прирост запасов нефти должен составить 37,2 млн. т. При коэффициенте воспроизводства 1.3 прирост запасов нефти составит 40,6 млн. т.

На период 2006–2010 гг. для лицензирования будет предоставлено 27 участков, сосредоточенных в четырех НГО: Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзвинской, Северо-Предуральской и Малоземельско-Колгуевском НГР.

Из выделенных участков наиболее значительные объемы перспективных ресурсов нефти содержат Сизимшорский (23,3 млн. т), Вашуткинский (9,8 млн.т) и Кыттыский (9,3 млн. т) участки, свободного газа – Одинокский (28,4 млрд. м³).

Всего по участкам в 2006–2010 гг. прогнозные ресурсы нефти составляют 132,9 млн.т, газа – 131 млрд. м³, в т.ч. локализованные (кат. C₃+Д₁) – 34,3 млн.т нефти и 17 млрд. м³ свободного газа (табл. 25).

При выполнении необходимого объема ГРП на этих участках ожидаемый прирост запасов нефти должен составить 33,9 млн.т, газа – 2,6 млрд.м³. При коэффициенте воспроизводства 1.3 прирост запасов нефти составит 30,6 млн.т, газа 2,6 млрд. м³.

Республика Коми

В соответствии с обоснованной ранее показателями программы воспроизводства запасов по территории Республики Коми, выделенными перспективными участками и оценкой объемов ГРП и эффективности работ на них все объекты (участки недропользования и лицензирования) разбиты на группы: 1. участки, залицензированные к настоящему времени с целью геологического изучения; 2. участки, включенные в перечень объектов пользования недрами, утвержденный МПР к настоящему времени; 3. участки, предлагаемые к лицензированию в 2004–2005 гг., 4. участки, предлагаемые к лицензированию в 2006–2010 гг. На период 2010–2020 гг. определены направления работ с размещением объемов ГРП на них.

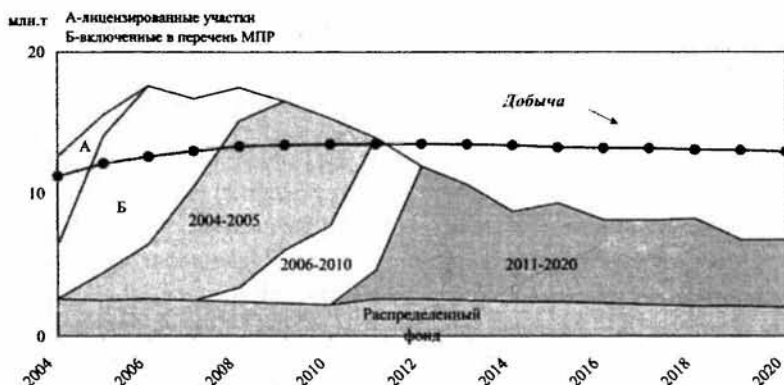


Рис. 93. Республика Коми (простое воспроизводство). Соотношение добычи и прироста запасов нефти в 2004–2020 гг.

Последовательное вовлечение в лицензирование и реализация необходимых объемов геологоразведочных работ в их пределах позволяют надеяться на реализацию намеченной стратегии программы воспроизводства запасов на территории РК (рис.93).

В программный Перечень объектов лицензирования пользования недрами, утвержденный МПР, включено 55 участков, 10 из которых – на разведку и добычу, 3 – на геологическое изучение, разведку и добычу и 42 – на геологическое изучение. Участки, предлагаемые для разведки и добычи, включают 9 месторождений (в пределах Ярегского месторождения – 2 участка), пять из которых нефтяные, два газовые, одно нефтегазовое и одно газоконденсатное. Извлекаемые запасы нефти категории C_1 по месторождениям – 37,0 млн.т (из них 35,9 млн.т сосредоточено в залежах Ярегского месторождения), свободного газа – 5,3 млрд.м³ (табл. 26).

Перспективные ресурсы нефти по участкам, предлагаемым для геологического изучения, составляют 267,6 млн. т, свободного газа – 58,2 млрд. м³, в том числе локализованные ресурсы нефти (кат. $C_3 + D_1$) – 38 млн. т, газа – 23,5 млрд.м³ (табл. 27).

В 2004–2010 гг. на территории РК предлагается включить в программу лицензирования 17 месторождений, находящихся в нераспределенном фонде недр, одиннадцать из которых газовые, одно газонефтяное, одно нефтегазовое, одно газоконденсатное и четыре нефтяных. Все месторождения находятся на стадии разведки и предлагаются к лицензированию на доразведку и добычу углеводородов. Все предлагаемые к

Изменение запасов УВ в результате лицензирования и проведения ГРП на территории Республики Коми (оптимистический вариант)

	Накопленная добыча нефть, млн.т газ, млрд.м ³	Текущие запасы нефть, млн.т газ, млрд.м ³		Всего
		кат. C_1	кат. C_2	
1	2	3	4	5
Состояние на 01.01.2004 г.				
Всего	425,6	484,0	131,3	1040,9
на распределенном фонде	408,7	155,3	36,7	600,7
на нераспределенном фонде	425,4	435,9	109,1	970,4
	399,7	119,3	7,2	526,2
	0,2	48,1	22,2	70,5
	9,0	36,0	29,5	74,5
Состояние на 01.01.2006 г.				
Всего	448,9	488,7	139,0	1076,6
на распределенном фонде	413,9	153,7	35,7	603,3
на нераспределенном фонде	448,9	454,4	108,3	1011,6
	413,9	145,9	32,9	592,7
	-	34,3	30,7	65,0
	-	7,8	2,8	10,6
Состояние на 01.01.2011 г.				
Всего	514,7	498,6	183,0	1196,3
на распределенном фонде	428,9	156,2	39,7	624,8
на нераспределенном фонде	514,7	490,5	130,1	1135,3
	428,9	153,1	29,6	611,6
	-	8,1	52,9	61,0
	-	3,1	10,1	13,2
Состояние на 01.01.2016 г.				
Всего	584,1	489,6	218,0	1291,7
на распределенном фонде	443,9	160,7	47,2	651,8
на нераспределенном фонде	584,1	439,6	175,1	1198,8
	443,9	156,1	32,1	632,1
	-	50,0	42,9	92,9
	-	4,6	15,1	19,7
Состояние на 01.01.2021 г.				
Всего	658,3	477,6	238	1373,9
на распределенном фонде	458,9	159,4	55,1	673,4
на нераспределенном фонде	658,3	442,4	210,1	1310,8
	458,9	158,8	45,0	662,7
	-	35,2	27,9	63,1
	-	0,6	10,1	10,7

**Изменение ресурсов УВ в результате лицензирования
и проведения ГРП (Республика Коми)**

лицензированию месторождения относятся к категории средних и мелких. Извлекаемые запасы нефти категории C_1 на месторождениях составляют 2,9 млн. т, газа – 30,3 млрд. m^3 .

На период 2004–2005 гг. предусматривается вовлечение в лицензирование 13 месторождений с извлекаемыми запасами нефти категории C_1 0,7 млн.т, свободного газа – 28,2 млрд. m^3 .

Программой лицензирования на период 2006–2010 гг. предусматривается, что в пользование на конкурсной основе будут предоставлены 4 месторождения с извлекаемыми запасами нефти категории C_1 2,2 млн. т, газа – 2,1 млрд. m^3 .

Суммарно месторождения, предлагаемые к лицензированию на территории Республики Коми, включают запасы нефти категории C_1 в объеме 39,9 млн. т и газа – 35,6 млрд. m^3 (табл. 26).

В программу геологического изучения на период 2004–2010 гг. предлагается включить изучение 31 участка с извлекаемыми ресурсами нефти 254,7 млн.т, газа – 530,7 млрд. m^3 (табл. 27).

Программой лицензирования пользования недрами на нефть и газ по территории РК предусматривается, что в пользование на бесконкурсной основе на период 2004–2005 гг. будет предоставлено 25 участков, включающих территории, находящиеся по состоянию на 01.01.2004 г. в нераспределенном фонде недр и расположенные в трех основных НГО: Северо-Предуральской, Ижма-Печорской и Хорейверской (рис. 92).

Из выделенных участков наиболее значительные объемы перспективных ресурсов нефти содержат Нижнесалюкинский (18,1 млн. т), Савиноборская площадь (15,5 млн. т) и Сынинский (16,6 млн.т) участки, свободного газа – Поварницкая площадь (80 млрд. m^3), Усино-Роговской (53,6 млрд. m^3) и Андюгский (30,5 млрд. m^3).

Всего по участкам, предлагаемым к лицензированию в 2004–2005 гг., прогнозные ресурсы нефти составляют 162,3 млн. т, газа – 282,2 млрд. m^3 , в том числе локализованные (кат. C_3+D_1) – 38,5 млн. т и 40,6 млрд. m^3 соответственно (табл. 27).

При выполнении необходимого объема ГРП на этих участках ожидаемый прирост запасов нефти должен составить 40,1 млн. т, свободного газа – 10,1 млрд. m^3 . При коэффициенте воспроизводства 1,3 прирост запасов нефти составит 56,1 млн. т, газа – 10,1 млрд. m^3 .

На период 2006–2010 гг. в программу лицензирования предлагается включить 16 перспективных на нефть и газ участков недр, расположенных в трех НГО: Северо-Предуральской, Ижма-Печорской и Тиманской (рис. 94).

	Ресурсы, нефть, млн.т/газ, млрд. m^3	
	C_3+D_1	в т.ч. C_1
I	9	10
Состояние на 01.01.2004 г.		
Всего	1140,0	137,6
на распределенном фонде	1072,6	59,1
	500,7	60,0
на нераспределенном фонде	121,3	0,7
всего,	639,3	77,6
в т.ч. на поисковых лицензиях	951,3	58,4
	472,3	58,8
	283,7	16,4
Состояние на 01.01.2006 г.		
Всего	1104,3	160,0
на распределенном фонде	1070,0	65,0
	508,9	65,0
на нераспределенном фонде	123,3	6,0
всего,	595,4	95,0
в т.ч. на поисковых лицензиях	946,7	59,0
	493,7	54,2
	410,6	41,5
Состояние на 01.01.2011 г.		
Всего	985,3	160,0
на распределенном фонде	1048,5	90,0
	504,9	70,0
на нераспределенном фонде	127,3	10,0
всего,	480,4	90,0
в т.ч. на поисковых лицензиях	921,2	80,0
	156,2	21,3
	318,7	10,3
Состояние на 01.01.2016 г.		
Всего	898,4	155,0
на распределенном фонде	1021,5	105,0
	499,9	65,0
на нераспределенном фонде	132,3	15,0
всего,	398,5	90,0
в т.ч. на поисковых лицензиях	889,2	90,0
	263,8	51,7
	220,2	42,5
Состояние на 01.01.2021 г.		
Всего	841,3	140,0
на распределенном фонде	999,9	115,0
	494,9	60,0
на нераспределенном фонде	133,7	25,0
всего,	346,4	80,0
в т.ч. на поисковых лицензиях	866,2	90,0
	263,8	51,7
	270,2	52,5

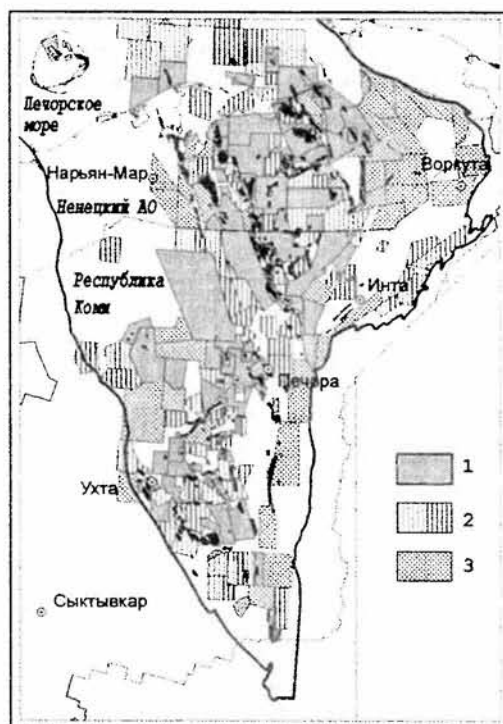


Рис. 94. Состояние лицензирования Тимано-Печорской провинции на 01.01.2011 г. 1 – действующие лицензии, 2 – лицензионные участки 2004–2005 гг., 3 – лицензионные участки 2006–2010 гг.

Всего по участкам 2006–2010 гг. прогнозные ресурсы нефти составляют 92,4 млн. т, газа – 248,5 млрд. м³, в т. ч. локализованные (кат. C_3+D_1) – 9,7 млн. т нефти и 56,7 млрд. м³ газа (табл. 27).

При выполнении необходимого объема ГРП на этих участках ожидаемый прирост запасов нефти должен составить 10,4 млн. т, свободного газа – 4,2 млрд. м³. При коэффициенте воспроизводства 1,3 прирост запасов нефти составит 17,3 млн. т, газа – 4,4 млрд. м³.

Всего по территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на период 2004–2005 гг. предлагается включить в программу лицензирования 43 месторождения, находящихся в нераспределенном фонде недр, с извлекаемыми запасами нефти категории C_1 237,6 млн. т, свободного газа – 33,5 млрд. м³ и 86 перспективных на нефть и газ

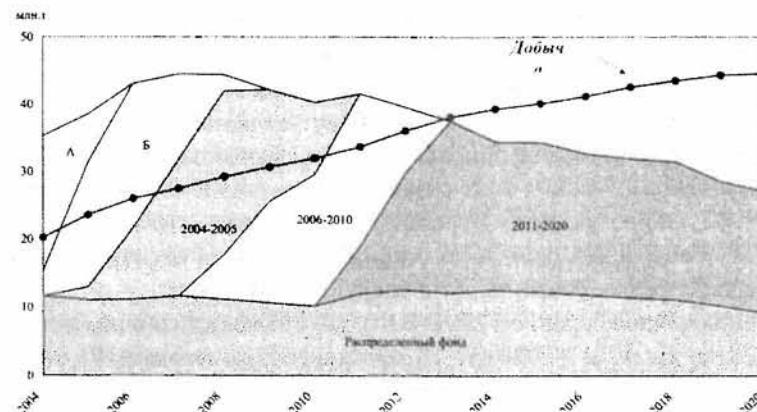


Рис. 95. Тимано-Печорская провинция (суша) (простое воспроизводство). Соотношение добычи и прироста запасов нефти в 2004–2020 гг.

участков недр с прогнозными ресурсами нефти 659,1 млн. т, свободного газа – 347,5 млрд. м³.

На период 2006–2010 гг. в программу лицензирования предлагается включить 23 месторождения с извлекаемыми запасами нефти категории C_1 104,3 млн. т, свободного газа – 225,7 млрд. м³ и 43 участка недр с прогнозными ресурсами нефти 225,4 млн. т, свободного газа – 349,4 млрд. м³.

При условии поэтапного вовлечения в освоение месторождений и последовательного выполнения необходимого объема ГРП на участках геологического изучения можно надеяться на реализацию программы воспроизводства по территории ТПП (рис.95).

Печорское море

В наиболее доступной для освоения мелководной транзитной зоне Печорского моря (глубины моря до 20 м) сконцентрировано 28% ресурсов категории C_3+D всего моря в целом; выявлены 5 из 6 месторождений, а Долгинское месторождение расположено на глубинах 20–30 м.

При начале широкомасштабной добычи нефти на месторождениях Печорского моря прирост запасов до 2020 г. может быть обеспечен в основном за счет доразведки ранее выявленных месторождений, а также на новых перспективных участках.

Прирост запасов категории C_1 за счет доразведки пяти месторождений ожидается в объеме 172 млн. т: за счет запасов категории C_2

(343,7 млн. т с коэффициентом перевода 0,5). За период 2004–2010 гг. большая часть месторождений будет доразведана, и ожидаемый прирост нефти категории C_1 составит 50 млн.т., в период 2011–2020 гг. – 90 млн.т.

По новым участкам, на которые будут выданы лицензии с целью геологического изучения, прирост запасов нефти за период 2004–2010 гг. по результатам бурения трех скважин ожидается в объеме 15 млн.т, в 2011–20 гг. по результатам бурения 14-ти скважин – 70 млн. т.

Для обеспечения ожидаемого прироста запасов нефти необходимо проведение разведочных работ в следующих объемах:

- разведочное бурение в 2004–2010 гг. – 10 скважин общим метражом 28 пог.км, в 2011–2020 гг. – 18 скважин общим метражом 75,6 пог. км;
- сейсморазведка 3D – 1180 км².

Большую часть разведочных работ на Приразломном, Долгинском, Медынское-море и Варандей-море месторождениях необходимо выполнить до 2010 г.

В период 2010–2020 гг. разведочные работы будут проводиться на Северо-Гуляевском месторождении, Алексеевской и Русской структурах.

В результате включения 6 участков «Баренц-2» в реальный лицензионный процесс общая площадь всех участков Печорского моря, охваченных разными формами лицензирования, составит 25 тыс. км².

В результате проведения тендера «Баренц-3» общая площадь лицензирования увеличится до 31,4 тыс. км².

Дополнительно ВНИГРИ предлагает включить в программу лицензирования в качестве первоочередных объектов геологического доизучения (конкурс) участки в пределах транзитной зоны Печорского моря в районе Печорской губы. В результате геологического изучения на предлагаемых к лицензированию участках транзитного мелководья общей площадью 3,4 тыс. км² могут быть получены приросты извлекаемых ресурсов УВ категории C_3 в объеме более 500 млн.т и подготовлены к бурению 9 структур, а в случае проведения бурения возможен прирост запасов в объеме 60–65 млн.т.

9.5. Состояние ресурсной базы в результате реализации Программы лицензирования

Ненецкий АО

Изменение текущих запасов нефти и газа в период 2004–2020 гг. будет происходить как в результате добычи (разработки), так и в результате перевода части запасов из категории C_2 в C_1 и неподтверждения части C_2

в результате доразведки месторождений, а также за счет новых приростов запасов на объектах распределенного и нераспределенного фондов.

В целом до 2015 года запасы нефти категории C_1 в пределах Ненецкого АО будут увеличиваться (за счет опережения подготовки запасов по сравнению с добычей) и достигнут максимума в 915 млн. т. На распределенном фонде максимальная величина запасов также будет достигнута в конце проектируемого периода (к 2016 г.) на уровне 835 млн. т. Соответственно, запасы месторождений нераспределенного фонда недр будут закономерно уменьшаться и достигнут минимума к 2020 г. (48 млн.т). После 2020 г., в соответствии с обозначившейся тенденцией, текущие запасы нефти (при отсутствии простого восполнения) будут уменьшаться.

Разведанность запасов (с учетом накопленной добычи и запасов категорий C_1 и C_2) увеличится с 47 до 60%, а сам регион будет относиться к хорошо изученным.

При реализации оптимистического варианта прогноза добычи нефти за счет большей добычи максимум запасов категории C_1 ожидается уже в 2010 г. в целом на уровне 890 млн. т. и на распределенном фонде – на уровне 804 млн.т (табл. 24).

Изменение текущих ресурсов нефти и газа в период 2004–2020 гг. будет происходить как в результате неподтверждения части C_2 в результате доразведки месторождений, так и за счет новых открытий на объектах распределенного и нераспределенного фондов.

В процессе реализации программы лицензирования и геологического изучения прогнозные ресурсы нефти уменьшатся с 1433 до 1100 (к 2020 г.), прогнозные ресурсы газа с 500 до 405 млрд.м³ (табл.25). Локализованные ресурсы на подготовленных и выявленных объектах в структуре ресурсов будут составлять значительную часть (33% по нефти и 20% по газу), что позволяет надеяться на поддержание добычи нефти и газа и после 2020 г.

Республика Коми

Изменение текущих запасов нефти и газа в период 2004–2020 гг. будет происходить как в результате добычи (разработки), так и в результате перевода части запасов из категории C_2 в C_1 и неподтверждения части C_2 в результате доразведки месторождений, а также за счет новых приростов запасов на объектах распределенного и нераспределенного фондов.

В целом до 2010 года запасы нефти категории C_1 в пределах Республики Коми будут незначительно увеличиваться (за счет опережения под-

готовки запасов по сравнению с добычей) и достигнут максимума в 504 млн. т. На распределенном фонде максимальная величина запасов будет достигнута гораздо раньше (уже к 2006 г.) на уровне 435 млн. т. Запасы месторождений нераспределенного фонда недр будут закономерно увеличиваться до 2016 г., когда будет достигнут максимум (111 млн. т). В соответствии с обозначившейся тенденцией, текущие запасы нефти (при отсутствии простого восполнения) будут неуклонно уменьшаться.

Разведанность запасов (с учетом накопленной добычи и запасов категорий C_1 и C_2) увеличится за период 2004–2020 гг. с 48% до 63%, а сам регион будет относиться к хорошо изученным.

При реализации оптимистического варианта прогноза добычи нефти за счет большей добычи максимум запасов категории C_1 ожидается также в 2010 г. в целом на уровне чуть менее 500 млн. т. и на распределенном фонде – на уровне 390 млн. т (табл. 26).

Изменение текущих ресурсов нефти и газа в период 2004–2020 гг. будет происходить как в результате неподтверждения части C_2 в результате доразведки месторождений, так и за счет новых открытий на объектах распределенного и нераспределенного фондов.

В процессе реализации программы лицензирования и геологического изучения прогнозные ресурсы нефти уменьшатся с 1142 до 840 (к 2020 г.), прогнозные ресурсы газа с 1070 до 1000 млрд. м³ (табл. 27). Локализованные ресурсы на подготовленных и выявленных объектах в структуре ресурсов будут составлять значительную часть (17% по нефти и 11,5% по газу), что говорит о довольно проблематичных перспективах воспроизводства запасов и поддержания добычи нефти и газа и после 2020 г.

В целом по территории суши Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в результате проведения работ на предлагаемых к лицензированию участках к 2020 году разведанность запасов увеличится с 47 до 62%. Незученная площадь уменьшится с 70% до 24%.

В целом за период будет достигнуто простое воспроизводство запасов нефти и газа. Качество подготовленных к освоению запасов ухудшится, что потребует при эксплуатации массового применения методов интенсификации. Так, в структуре остаточных запасов нефти в Ненецком АО доля трудноизвлекаемых запасов увеличится с 7 до 36%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ влияния макроэкономических компонент на условия освоения месторождений нефти на базе экономико-математического моделирования инвестиционных проектов / Г.А. Григорьев, О.М. Прищепа, А.А. Отмас и др. // Доклады Международной конференции «Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы северо-западного экономического района Российской Федерации». – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – С. 93–101.
2. Анализ недропользования в Республике Коми (Раздел «Нефть и газ»). / Л.З. Аминов, Г.И. Андреев, А.П. Боровинских, и др. – Ухта: ТП НИЦ. – 2000. – 117 с.
3. Аминов Л.З., Панева А.З., Удот В.Ф. Геолого-геохимическая характеристика семилукских и верхнефранских отложений северной части Тимано-Печорской провинции // В кн.: «Нефтегазоносные комплексы Печорской синеклизы». – Сыктывкар. – 1981. – С. 44–57.
4. Баженова Т.К., Гембицкая Л.А., Рожкова К.Г. Сравнительное геохимическое моделирование древних бассейнов России (мегабассейн Сибирской платформы и Тимано-Печорский бассейн) // Тезисы докладов «Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов». – СПб. – 1995. – С. 44.
5. Белонин М.Д., Мурзин Р.Р., Прищепа О.М. Обеспеченность ресурсами нефти развития трубопроводного транспорта в Северо-Западном регионе России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М., 2003. – №4. – С. 23–29.
6. Белонин М.Д., Назаров В.И. Нефтяная рента как основа национального богатства России // В сб. Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов. Оценка инвестиционной привлекательности объектов лицензирования. – СПб: ВНИГРИ, 2003. – С. 6–10.
7. Белонин М.Д., Прищепа О.М. Легкой нефти не будет. Перспективы освоения сырьевой базы нефти Северо-Западного федерального округа // Нефтегазовая вертикаль. – М., 2003. – №17. – С. 35.
8. Белонин М.Д., Прищепа О.М. Воспроизводство запасов СЗФО. Региональный аспект. // Нефтегазовая вертикаль, 2004, №4 С. 41–46.
9. Белонин М.Д., Прищепа О.М. Ресурсная база и сценарий развития ТЭК. / Нефтегазовая вертикаль, 2004, №4. С. 36–40.
10. Белонин М.Д., Мурзин Р.Р., Прищепа О.М. Комплексное освоение ресурсов и запасов углеводородов Северо-Запада России, включая арктический шельф. Сб. материалов 4-го Международного форума «Топливо-энергетический комплекс России: Региональные аспекты». – 6–9 апреля, 2004, с. 46–50.
11. Бизнес-план инвестиционного проекта. Практическое пособие. Под ред. И.А. Иванниковой. – М.: Экспертное бюро, 1997.

12. Боровинских А.П. Минерально-сырьевая база Республики Коми: состояние, проблемы и инвестиционные перспективы геологического изучения недр. // Докл. на Форуме «Топливо-энергетический комплекс России: региональные аспекты». – СПб.: ВНИГРИ, 2002.

13. Боровинских А.П. Топливо-энергетический потенциал Европейского Севера России. Состояние и стратегия освоения // Минеральные ресурсы. – 1998. – №1. – С. 14–19; №2. – С. 23–31.

14. Буданов Г.Ф. Палеозойские формации Европейского севера СССР и их нефтегазоносность. /Природные резервуары Европейского севера СССР и их нефтегазоносность/. Л. 1987, с. 6–18.

15. Буданов Г.Ф., Прищепина О.М. Блоковое строение и нефтегазоносность краевых систем (на примере Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна). Блоковое строение и нефтегазоносность. /Доклады II Международной конференции / СПб. – 2000. – С. 45–48.

16. Василькова В.В., Радченко С.Ю. Порядок получения лицензии на недропользование // Природные ресурсы России: управление, экономика, финансы. – 2004. – № 1. – С. 57–71.

17. Влияние системы налогообложения на эффективность инвестиций и нефтедобывающую отрасль / Г.А. Григорьев, О.А. Павленков, О.М. Прищепина, А.А.Отмас // Доклады Юбилейной конференции «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – С. 295–308.

18. Геологические условия формирования и размещения месторождений горючих ископаемых / В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, В.А. Молин и др. – Сыктывкар, 1988. – 44 с.

19. Геология нефти и газа Западной Сибири/А.Э.Контарович, И.И.Нестеров, Ф.К.Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 679 с.

20. Геология природных углеводородов Европейского Севера России/Л.А.Анищенко, Л.З.Аминов, В.А.Дедеев и др. –Сыктывкар, 1994.

21. Геолого-экономические условия освоения перспективных объектов Тимано-Печорской провинции/ О.М. Прищепина, Г.А. Григорьев, А.А. Отмас, В.И. Богацкий и др.// Докл. Юбил. конф. Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – с. 255–264.

22. Григорьев Г.А., Прищепина О.М., Отмас А.А. Компьютерная технология анализа и экономической оценки инвестиционных проектов (программная система INVESTOR)// Минеральные ресурсы России. – 1997. – №6. – с. 51–52.

23. Григорьев Г.А. Компьютерная технология экономического анализа инвестиционных проектов// Докл. II Межд. конф. Теория и практика геолого-экономи-

ческой оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – с. 97–103.

24. Григорьев Г.А., Прищепина О.М., Отмас А.А. Действующая налоговая система и перспективы рентного налогообложения в нефтегазодобыче // В сб. Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов. Оценка инвестиционной привлекательности объектов лицензирования. – СПб.: ВНИГРИ, 2003. – С. 29–43.

25. Гольдберг И.С., Зеличенко И.А., Герасимова Н.Б. О возможном времени генерации и миграции углеводородов в пределах Тимано-Печорской провинции. В кн.: «Вопросы миграции нефти и газа», Л, 1975, Тр. ВНИГРИ. Вып.370, с. 124–134.

26. Гольдберг И.С., Зеличенко И.А., Черников К.А. Условия проявления главной фазы нефтеобразования в терригенных породах мезозоя и палеозоя. Геология нефти и газа, 1976, №3, с.57–63.

27. Горбань В.А. Корреляция нефтей и органического вещества нижнепалеозойских пород Печорского бассейна. Сыктывкар, 1988, Тр. Ин-та геологии Коми НЦ УРО АН СССР, вып. 64.

28. Горбань В.А., Жукова А.В. Фациально-генетические типы рассеяного органического вещества палеозойских отложений Печорского бассейна как критерий оценки их нефтематеринского потенциала. В кн.: «Печорский нефтегазовый бассейн». Сыктывкар, 1985, с.101–109 (Тр. Ин-та геологии Коми фил. АН СССР, вып.52).

29. Геологическая наука в решении актуальных геологических проблем Республики Коми / Н.П. Юшкин, М.Д. Белонин, В.И. Богацкий, В.А. Дедеев и др. // Доклад на Всероссийской конференции «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского Северо-Востока России». – Сыктывкар. – 1994. – 43 с.

30. Геология и нефтеносность Тимано-Печорской области / Сб. статей под ред. В.Я. Аврова // Труды ВНИГРИ. – Л., Гостоптехиздат (Ленингр. Отд.). – 1959, вып. 133. – 419 с.

31. Геология и перспективы нефтегазоносности северной части Тимано-Печорской области / В.А. Дедеев, Н.М. Заломина, А.К. Запольнов и др. – Л., Недра. – 1966. – 273 с.

32. Геолого-экономические модели развития нефтедобывающих регионов востока Русской плиты. – М.: ГЕОС, 2002. – 212 с.

33. Геолого-экономические условия освоения перспективных объектов Тимано-Печорской провинции / О.М. Прищепина, Г.А. Григорьев, А.А. Отмас, В.И. Богацкий и др. // Доклады конференции «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – Т.3. – С. 255–264.

34. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. / Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта: 2003. – 298 с.
35. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Атлас карт. Ухта: 2001.
36. Данилевский С.А., Склярова З.П. Катагенетическое районирование-основа раздельного прогноза зон сингенетичного накопления углеводородов. В сб.: Нефтегазоперспективные объекты в Тимано-Печорской провинции и методы их прогнозирования. Труды ВНИГРИ, Л.: 1990.
37. Данилевский С.А., Склярова З.П. Катагенетическая зональность и размещение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции. В сб.: Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции. Труды ВНИГРИ, Л.: 1986.
38. Данилевский С.А., Склярова З.П. Распределение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции с позиции реализации генерационного потенциала органического вещества в очагах нефтегазообразования // В сб.: Научных трудов УИИ «Проблемы освоения природных ресурсов Европейского севера». – Ухта. – 1996.
39. Дедеев В.А., Запорожцев И.В. Земная кора Европейского севера СССР. – Л.: Наука. – 1985. – 98 с.
40. Дмитриева Т.Е. Рентное налогообложение на основе договорных отношений // Федерализм. – 2001. – №2. – С. 177–186.
41. Докембрий Восточно-Европейской платформы: геология и нефтегазоносность / Р.Е. Айзберг, Н.В. Аксаментова, М.Д. Белонин и др. – СПб.: ВНИГРИ. – 2002. – 391 с.
42. Запорожцева И.В. Слоисто-блоковая модель земной коры и верхней мантии северо-востока СССР. Науч. Докл., в. 229. – Сыктывкар. – 1990. – С.33
43. Законодательно-правовое обеспечение и эффективность современной системы воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли Республики Коми / Л.З. Аминов, Г.И. Андреев, А.П. Боровинских, В.И. Гайдеек и др. – Ухта. – 2001. – 112 с.
44. Зеличенко И.А., Старостин В.К. К оценке нефтематеринского потенциала терригенных отложений девона Печорской синеклизы // В кн.: «Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов». М.: Наука. – 1982. – с. 147–154.
45. Кимельман С.А. Государственная политика недропользования в сфере углеводородного сырья в России: механизм реализации. М.: «Современная экономика и право», 2004. – 91 с.
46. Макаревич В.Н. Тектоно-геодинамические закономерности нефтегазоносности платформенных структур // Автореф. докт. дисс. – Минск: 1996. – 62 с.

47. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Вторая редакция. – М.: Экономика, 2000. – 419 с.
48. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
49. Методологические рекомендации по применению «Временной методики экономической оценки прогнозных и перспективных ресурсов нефти». – Л.: ВНИГРИ, 1988. – 140 с.
50. Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) / Л.З. Аминов, М.Д. Белонин, В.И. Богацкий, А.П. Боровинских и др. – СПб.: ВНИГРИ, 2000. – 311 с.
51. Минерально-сырьевой комплекс Республики Коми: проблемы и перспективы развития. / Л.З. Аминов, В.И. Баннов, А.П. Боровинских, Т.Е. Дмитриева и др. – Сыктывкар. – 1999. – 135 с.
52. Назаров В.И. Экономические проблемы освоения ресурсов нефти и газа. – М.: Наука, 1982. – 166 с.
53. Научные основы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / В.А. Дедеев, Н.А. Малышев, Л.З. Аминов и др. – Сыктывкар. – 1987. – 125 с.
54. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. – Л.: Недра. – 1969. – 240 с.
55. Неручев С.Г., Мелехова К.Д., Шишкова А.П. Битумообразование в поддоманиковых отложениях Тимано-Печорской провинции. – Л.: 1972. – Тр. ВНИГРИ, вып. 310. – С. 170–173.
56. Неручев С.Г. Нефтематеринские породы: распределение, условия, причины и периодичность формирования // Тезисы докладов первой Международной конференции «Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов». – СПб. – 1995. – С. 36.
57. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра. – 1986. – 247 с.
58. Нефтеперспективные объекты Республики Коми (геолого-экономический анализ) / Л.З. Аминов, М.Д. Белонин, А.П. Боровинских, В.И. Гайдеек и др. – Ухта, ТП НИЦ, 1999. – 384 с.
59. Нефтяные ресурсы континентов и транзиталий. Геолого-экономическая оценка / В.И. Назаров, М.Д. Белонин, И.А. Верещако и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – С. 69.
60. Освоение и перспективы развития минерально-сырьевой базы Республики Коми / Е.Б. Грунис, В.И. Гайдеек, Л.З. Аминов, Н.И. Тимонина и др. // Доклады

международной конференции «Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы северо-западного экономического района Российской Федерации». – СПб.: ВНИГРИ. – 1999. – С. 44–52.

61. Основы государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования. – М.: 2003. – 8 с.

62. Прицпева О.М. Моделирование условий формирования зон нефтегазоаккумуляции Тимано-Печорской провинции. – В кн. Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море // Сб. докл. Междунар. конф. – СПб., ВНИГРИ. – 1994. – С. 180–186.

63. Прицпева О.М., Отмас А.А., Григорьев Г.А. Методика геолого-экономической оценки объектов резервного фонда (на примере Тимано-Печорской провинции) // Доклады II Международной конференции «Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов». – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – С. 118–127.

64. Песецакая В.А., Шемел С., Смейл Д. Индентификация нефтематеринских толщ в палеозойских отложениях Печорского бассейна // Тезисы докладов «Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов». – СПб. – 1995. – С. 38.

65. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. Пер. с франц. – М.: Недра. – 1991. – 359 с.

66. Поиски залежей углеводородов на больших глубинах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Белонин М.Д., Буданов Г.Ф., Головань А.С. и др. // Сов. геол. №3. – М.: 1990. – С. 19–23.

67. Природа Уральской геосинклинали / С.Н. Иванов, А.А. Ефимов, Л.М. Минкин и др. // Докл. АН СССР. – 1972. – Т.206, №5. – С. 7–25.

68. Прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции / В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, Н.И. Тимонин и др. / Серия препринтов Коми филиала АН СССР. – Сыктывкар. – 1981. – Вып. 27.

69. Проблема недропользования в Республике Коми / Л.З. Аминов, Б.Г. Ахматов, А.П. Боровинских, В.И. Гайдеев и др. // Материалы XIII геологического съезда РК. – Сыктывкар, 1999. – Т. IV. – С. 153–155.

70. Пучков В.Н. Тектоника Урала. Современные представления. Геотектоника. – Екатеринбург. – 1997, №4. – С.42–61.

71. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153–39–007–96. – М.: Минтопэнерго, ОАО ВНИИ им. акад. А.П. Крылова. – 1996. – 202 с.

72. Ресурсы нефти и газа в Тимано-Печорском седиментационном бассейне и динамика их освоения / А.П. Боровинских, В.И. Гайдеев, В.И. Богацкий, Ю.А.

Панкратов // В кн.: Актуальные проблемы геологии горючих ископаемых осадочных бассейнов европейского севера России: Материалы всероссийской конференции, 26–28 апреля 2000 г. – Сыктывкар, Геопринт. – 2000. – С. 34–36.

73. Садовник П.В. О задачах государственной службы МПР России на 2003 г. / Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – №1–2. – С. 3–7.

74. Сверчков Г.П., Назаров В.И. Классификация запасов и ресурсов нефти и газа (анализ состояния спроса и предложения) // Геология и геофизика. – Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГТМ СО РАН. – 2000. – Т.41.

75. Седиментационные нефтегазоносные бассейны Европейского севера и проблемы их эволюции / В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, А.З. Панева и др. – Сыктывкар: 1987. – С. 77–94.

76. Состояние и перспективы развития углеводородной сырьевой базы северо-западного региона России / М.Д. Белонин, А.П. Боровинских, В.Н. Макаревич // В кн. Актуальные проблемы геологии горючих ископаемых осадочных бассейнов Европейского Севера России: Материалы всероссийской конференции, 26–28 апреля 2000 г. – Сыктывкар, Геопринт, 2000. – С. 21–22.

77. Состояние, результаты и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ. Политика лицензирования в Тимано-Печорской провинции на территории Республики Коми / Л.З. Аминов, А.П. Боровинских, В.А. Холодилов и др. // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море. – СПб.: ВНИГРИ, 1994. – С. 112–118.

78. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Изд-во Акад. горных наук. – 1999. – 400 с.

79. Структура платформенного чехла Европейского севера СССР. / Дедеев В.А., Гецен В.Г., Запорожцева И.В. и др. – Л.: Наука. – 1982. – 200 с.

80. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты / В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, В.Г. Гецен и др. – Л.: Наука. – 1986. – 217 с.

81. Тектонические критерии нефтегазоносности северо-восточной окраины Русской платформы / Г.Д. Удот, Г.Ф. Буданов, Б.Г. Должанский, Л.И. Топорская и др. // Перспективы нефтегазоносности северных районов Европ. части СССР. – Л. – 1972. – С.21–22.

82. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты / В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, В.Г. Гецен, И.В. Запорожцева и др. – Л.: Наука. – 1986. – 217 с.

83. Тектоническая карта Печорской плиты / Дедеев В.А., Юдин В.В., Богацкий В.И. и др. / (сер. Препринтов «Научные доклады» Коми фил. АН СССР, вып. 142). – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН. – 1985. – 12 с.

84. Тектоника Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (объяснительная записка к «Структурно-тектонической карте Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции М-6: 1:1000000») / Делеев В.А., Юдин В.В., Богацкий В.И., Шарданов А.Н. / Сыктывкар, Коми НЦ УрО РАН, 1989. – 28 с.

85. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. / Объяснительная записка к «Атласу геологических карт», 2000 / Ларионова З.В., Богацкий В.И., Довжикова Е.Г., Никонов Н.И. и др. – Ухта: Из-во ТП НИЦ. – 2002. – 122 с.

86. Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. – Екатеринбург. – 1998. – 240 с.

87. Толкачев В.Ф. Дороги к нефти. Архангельск, 2000, с.608.

88. Топливо-энергетическая база европейского северо-востока / В.А. Делеев, Л.З. Аминов, Л.А. Анищенко и др. – Сыктывкар. – 1991. – 304 с.

89. Топливо-энергетический комплекс Республики Коми: состояние, проблемы и перспективы развития / Л.З. Аминов, А.Е. Бернштейн, В.И. Богацкий и др. – Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН. – 1997. – 220 с.

90. Тропко Л.А., Кимельман С.А. Обзор горных отношений зарубежных стран / В сб. Экономические проблемы недропользования. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2001. – С. 34–50.

91. Трутнев Ю. Полезные ископаемые под креслом министра // Российская газета от 17 марта 2004 г. – №53. – С.5.

92. Удом Г.Д. Локальные структуры Печорской плиты в связи с нефтегазоносностью. – Л.: Наука. – 1979. – 95 с.

93. Шаблинская Н.В., Буданов Г.Ф., Лазарев В.С. Промежуточные комплексы платформенных областей СССР и их нефтегазоносность. – Л.: Недра. – 1990. – 179 с.

94. Юдин В.В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. Екатеринбург: УИФ Наука. – 1994. – 286 с.

95. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. Пер. с англ. – М.: Мир. – 1982. – 703 с.

96. Horak R.L. Tectonic and hydrocarbon maturation history in the Permian basin// Oil and Gas Journal. – 1985. – v. 83, №21. – p. 124–129.

97. Klinger R., Ash R. Geologic studies can project stratigraphic trap trends// World oil. – 1967. – v. 164, №2. – p. 65–70.

98. Landes K.K. Petroleum Geology of the U.S.// N.J. – London – Sydney – Toronto. – 1969. – 569 p.

99. Midcontinent rift system: Precambrian hydrocarbon target// Oil and Gas Journal. – 1984. – v. 82, №42. – p. 151–159.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Краткий очерк истории освоения	7
2. Изученность территории сейсморазведкой и глубоким бурением	34
3. Основные черты геологического строения	46
3.1. Строение земной коры	46
3.2. Тектоническое районирование и краткая характеристика основных структур	57
3.3. Литолого-стратиграфическая характеристика осадочного чехла	90
3.4. Структурно-формационное расчленение осадочного чехла	107
4. Нефтегазоносность	116
4.1. Нефтегазоносные комплексы	118
4.2. Нефтегазогеологическое районирование	123
4.3. Закономерности распространения нефтегазоматеринских пород и очаги генерации углеводородов	148
4.4. Эволюция очагов нефтегазообразования и принципы формирования зон нефтегазоаккумуляции	176
4.5. Характеристика основных месторождений	183
5. Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала	267
5.1. Основные принципы стратегии	267
5.2. Нефтегазовый потенциал региона	271
5.3. Изученность и освоенность запасов	278
5.4. Обоснование целесообразности освоения нераспределенного фонда недр	288
6. Добыча нефти и газа	296
6.1. Состояние нефтегазодобывающего комплекса	296
6.2. Прогноз добычи нефти	299
7. Концепция развития транспортной системы	312
7.1. Действующие и строящиеся нефтепроводы	312
7.2. Танкерный и ледокольный морской флот	315
7.3. Развитие транспортной системы	318
8. Воспроизводство запасов	332
8.1. Программа воспроизводства запасов в Ненецком АО	332
8.2. Программа воспроизводства запасов в Республике Коми	340
8.3. Оценка объемов ГРП и необходимых инвестиций	348
9. Программа лицензирования пользования недрами	359
9.1. Критерии выделения участков недр, предлагаемых для лицензирования	364
9.2. Форма состязательной процедуры определения недропользователя	368
9.3. Обоснование программы работ на лицензионных участках	370
9.4. Программа лицензирования, обеспечивающая воспроизводство новых запасов нефти и газа	371
9.5. Состояние ресурсной базы в результате реализации Программы лицензирования	385
Список литературы	387

БЕЛОНИН Михаил Даниилович
ПРИЩЕПА Олег Михайлович
ТЕПЛОВ Евгений Львович
БУДАНОВ Геннадий Федорович
ДАНИЛЕВСКИЙ Сергей Александрович

**ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ:
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ**

Редактор *Н. В. Виноградова*

Корректор *Е. А. Стерлина*

Подписано в печать 03.09.2004. Формат 60×90/16. Объем 24,75 печ. л.
Гарнитур Таймс. Бумага офсетная. Тираж 300 экз. Заказ 137.

ООО «Недра». Санкт-Петербург, ул. Фарфоровская, 18.

Отпечатано в типографии «Евростарс».