



НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ
ПРОВИНЦИИ
СССР

553.98

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ СССР



МОСКВА · НЕДРА · 1977

2093



Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1977. 328 с.
Авт.: Г. Х. Дикенштейн, И. М. Алиев, Г. А. Аржевский и др.

В книге на основании результатов геологоразведочных работ и их научного обобщения, а также разработки методических приемов дано нефтегазогеологическое районирование территории СССР с обоснованием выделения 12 нефтегазоносных провинций и 10 самостоятельных областей, приведены сведения об их изученности, тектоническом районировании, открытых месторождениях нефти и газа, продуктивных комплексах и перспективах нефтегазоносности. На основе главных критериев нефтегазоносности дан сравнительный анализ нефтегазоносных провинций и областей СССР.

Книга представляет интерес для широкого круга специалистов-нефтяников и газовиков, а также студентов старших курсов специализированных вузов и факультетов.

Табл. 24, ил. 64, список лит. — 20 назв.

Авторы (основные исполнители): Г. Х. Дикенштейн, И. М. Алиев, Г. А. Аржевский, В. А. Киров, А. Э. Конторович, С. П. Максимов, В. Д. Налмекин, И. И. Нестеров, Н. С. Сабанеев, В. В. Семенович, Ю. Н. Швеймберггер.

Н 20804—287
043(01)—77 109—77

© Издательство «Недра», 1977

ИБ № 1835

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ СССР

Редактор издательства Н. А. Тарусова
Переплет художника В. М. Лукьянова
Графики-иллюстраторы: Ю. Л. Гаврилов,
С. А. Горюшкина
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Н. В. Жидкова
Корректор Г. Г. Большова

Сдано в набор 24/XI 1976 г. Подписано в печать 10/V 1977 г.
Т-06798. Формат 70×90^{1/16}. Бумага кн.-журн. Печ. л. 20,5.
Усл. п. л. 23,99. Уч.-изд. л. 25,20. Тираж 3400 экз.
Заказ 1310/6588—7. Цена 1 р. 60 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли.
196006, Ленинград, Московский пр., 91.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В «Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 гг.» предусмотрено довести в 1980 г. уровень добычи нефти, включая газовый конденсат, до 620—640 млн. т и газа до 400—435 млрд. м³. По сравнению с 1975 г. добыча нефти и газового конденсата должна возрасти в десятой пятилетке на 129—149 млн. т и газа на 111—146 млрд. м³.

Намеченные темпы развития нефтегазодобывающей промышленности обоснованы подготовленными запасами промышленных категорий и базируются на оценке перспектив нефтегазоносности территории СССР и отдельных ее районов.

Исходя из того, что и в перспективе потребность народного хозяйства нашей страны в нефти и газе будет возрастать, а следовательно, добыча этих полезных ископаемых должна увеличиваться, на XXV съезде КПСС подчеркнута необходимость значительного расширения геологоразведочных работ и обеспечения опережающего роста разведанных запасов минерального сырья.

XXV съезд КПСС поставил большие задачи перед геологами-нефтяниками и газовиками нашей страны по научно обоснованному определению эффективных направлений геологоразведочных работ и их концентрации в наиболее перспективных районах для наращивания необходимых запасов нефти и газа.

Естественно, что эти большие задачи могут быть успешно выполнены при условии объективного научного анализа результатов геологоразведочных работ, проведенных в СССР за последние годы, оценки потенциальных ресурсов углеводородов и их размещения по площади, разрезу и глубинам, современных представлений о геологическом строении и нефтегазоносности различных районов СССР и других проблемных вопросов.

Основные результаты геологоразведочных работ за три последние пятилетки следующие.

По европейской части СССР: открыты месторождения нефти и газа в терригенных отложениях девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и создана сырьевая база для развития нефтегазодобывающей промышленности; выявлены запасы газа и нефти в каменноугольных и девонских комплексах Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции; получен прирост запасов нефти в каменноугольных отложениях Пермской области и Удмуртской АССР Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и открыто в подсолевом нижнепермско-верхнекаменноугольном комплексе Оренбургское газоконденсатное месторождение; получены промышленные притоки нефти и газа из подсолевых отложений верхнего палеозоя Прикаспийской нефтегазоносной провинции, что создает реальные предпосылки для освоения ресурсов углеводородов этого региона; получены притоки нефти и газа из пород триаса и юрских подсолевых отложений Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции.

По азиатской части СССР: разведана Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция с продуктивными горизонтами в отложениях мезозоя и создана база для развития нефтегазодобывающей промышленности; выявлены запасы газа в породах мезозоя Амударьинской газонефтеносной провинции и нефти в Южно-Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной области, что позволило создать здесь базу для нефте-

газодобывающей промышленности; открыты газовые и газонефтяные месторождения в отложениях венда — нижнего кембрия Якутской АССР, Иркутской области и Красноярского края, а также мезозоя Якутской АССР и Красноярского края, что подтвердило реальные перспективы Лено-Тунгусской, Лено-Вилюйской и Енисейско-Хатангской провинций.

В основном в девятой пятiletке определились районы, где ограничены возможности выявления новых промышленных скоплений углеводородов. К ним относятся части территорий Волго-Уральской (Татария, Башкирия и Куйбышевская область) и Северо-Кавказско-Мангышлакской провинций и Причерноморско-Крымская нефтегазоносная область (в пределах суши). Определелись также территории низких перспектив на нефть и газ — Московская и Мезенская синеклизы, межгорные впадины Армении и др.

В составлении книги и отдельных ее глав и разделов принимали участие И. М. Алиев, Г. А. Аржевский, Г. Х. Дикенштейн, В. А. Киров, А. Э. Конторович, С. П. Максимов, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров, Н. С. Сабанеев, В. В. Семенович, Ю. Н. Швембергер (основные исполнители); А. И. Алиев, А. А. Али-Заде, Ю. А. Арсирий, В. Е. Бакин, Ю. С. Воронков, Э. С. Вопалевский, Ю. Н. Григоренко, Т. Н. Джумагалев, А. А. Зиновьев, Л. Г. Кирюхин, Н. И. Кошелев, В. В. Логвиненко, К. К. Макаров, Н. Д. Матвиевская, Н. В. Мельников, С. П. Микуцкий, О. А. Пархомовский, В. В. Поповин, К. Ф. Рахманов, К. А. Сакалаускас, С. К. Салаев, Ф. К. Салманов, Б. А. Соловьев, Д. С. Сороков, В. С. Старосельцев, Ю. П. Тихомиров, Д. Л. Федоров, П. Ф. Шпак, В. И. Шпильман, В. Н. Ярошенко.

Большую работу по подготовке материалов по нефтегазогеологическому районированию отдельных регионов СССР провели П. К. Азимов, А. М. Акрамходжаев, П. В. Анцупов, А. А. Арбатов, А. Г. Бабаев, Э. А. Базанов, Л. С. Бакланова, Д. А. Булейшвили, М. С. Бурштар, Н. И. Буялов, Б. Я. Вассерман, Г. С. Волос, А. Н. Воронов, Г. А. Гладышева, Е. К. Гончаров, В. М. Завьялов, В. Д. Ильин, А. Е. Каменецкий, А. И. Князева, В. С. Ковальчук, К. Н. Кравченко, В. Н. Крамаренко, Н. А. Крылов, Н. Х. Кулахметов, Д. И. Кульчицкий, И. П. Лаврушко, В. С. Лазарев, М. К. Мирзаханов, Л. Д. Мирошников, А. М. Моксякова, А. В. Овчаренко, А. М. Паллий, М. Р. Пустильников, Г. П. Сверчков, Д. П. Сидоров, Ф. Е. Силицын, В. С. Ситников, О. И. Супруненко, В. С. Сурков, Т. И. Убайходжаев, Р. О. Хачатрян, Я. С. Ходжакулиев, А. И. Цатуров, С. Е. Чакабаев, Б. С. Чернобров, В. А. Шеходанов, Я. С. Эвентов, Г. Т. Юдин, В. А. Яскевич и др.

Техническая работа по подготовке книги выполнена Б. Н. Ефремовым, Т. Н. Шехониной и Л. В. Начинкиной.

Авторы приносят глубокую благодарность коллективам производственных и научно-исследовательских организаций Министерства геологии СССР, Министерства нефтяной промышленности и Министерства газовой промышленности, материалы которых были использованы в настоящей книге.

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ СССР

Проблема нефтегазogeологического районирования СССР имеет большое научное и практическое значение, особенно в связи с составлением долгосрочных планов развития нефтяной и газовой промышленности. Как указано в решении Всесоюзного совещания по этому вопросу, состоявшегося в Москве 24—25 декабря 1973 г., нефтегазogeологическое районирование должно служить научной основой для:

1) выяснения главнейших закономерных связей размещения регионально нефтегазоносных территорий с теми или иными типами крупных геоструктурных элементов земной коры и связанными с ними формациями;

2) сравнительной дифференцированной оценки перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемой территории с учетом особенностей строения и формирования ее крупных геоструктурных элементов;

3) выявления геологических условий размещения прогнозируемых ресурсов нефти и газа в различных частях изучаемой территории и в том числе зон наибольших концентраций этих ресурсов, и на всей этой основе — для выбора наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ и повышения их эффективности.

Разработкой принципов выделения и классификации регионально нефтегазоносных территорий занимались А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. И. Буялов, М. И. Варенцов, Н. Б. Вассоевич, В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий, Г. Х. Дикенштейн, Н. А. Еременко, С. П. Максимов, В. Д. Наливкин, В. Б. Оленин, А. А. Трофимук, Н. Ю. Успенская, В. Е. Хаин и другие, которыми по этому вопросу опубликован ряд монографий и большое количество статей [1, 14, 17, 18, 20].

Одни исследователи проводят такое районирование по принципу выделения нефтегазоносных территорий, приуроченных к различным типам крупных геоструктурных элементов; другие — по принципу выделения нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к впадинам в современной структуре земной коры, а некоторые считают целесообразным при выделении нефтегазоносных территорий различных порядков использовать также возможные ресурсы углеводородов. Все это создает определенные трудности при сравнительной оценке перспектив нефтегазоносности отдельных регионов СССР и анализе пространственного размещения ресурсов нефти и газа.

В коллективной работе «Нефтегазоносные бассейны земного шара», опубликованной в 1965 г. под редакцией И. О. Брода и И. В. Высоцкого, в качестве нефтегазоносных бассейнов рассматривались разнообразные по геотектоническому положению и размерам впадины, выраженные в современной структуре земной коры и выполненные относительно мощной осадочной толщей метаморфизованных пород, содержащей скопления нефти и газа. По этому принципу на территории СССР отчетливо выделяются Днепровско-Припятский бассейн, приуроченный к одноименному авлакогену, Южно-Каспийский — к соответствующей единой области прогибания, Ферганский — к межгорной впадине и некоторые другие.

Выделение нефтегазоносных бассейнов имеет большое значение, но имеет и ряд ограничений, не позволяющих рассматривать его как универсальный принцип при нефтегазогеологическом районировании всей территории СССР. В качестве примера можно привести выделение Северо-Каспийского бассейна, в который И. О. Бродом и др. [14] включалась Прикаспийская синеклиза и значительная южная часть Волго-Уральской антеклизы (до Татарского свода на севере), т. е. различные геотектонические элементы. Нечеткие границы Среднекаспийского бассейна на западе и востоке и т. д.

Сторонники районирования по принципу бассейнов считают эту единицу единственной в классификации, без учета размеров бассейнов, объема осадочного выполнения и других параметров, оказывающих существенное влияние на нефтегазоносность территории. Площадь бассейнов, по их данным, колеблется от 8 тыс. км² (Северо-Предкарпатский бассейн) до 2,3 млн. км² (Западно-Сибирский бассейн), а объем осадочного выполнения — от 55 тыс. км³ (Тенгизский бассейн) до 4,7 млн. м³ (Западно-Сибирский бассейн). Эти параметры были определены в 1964 г. В настоящее время они значительно уточнены. В некоторых районах выделены межбассейновые территории (Ставропольский свод). В то же время вполне естественно, что классификация нефтегазоносных территорий, так же как и любая другая классификация (стратиграфическая, тектоническая и др.), должна включать элементы разных рангов.

Как отмечал А. А. Бакиров [1], ограничение регионально нефтегазоносных территорий (нефтегазоносных бассейнов) в геоструктурном отношении только областями длительного погружения не отражает действительной картины формирования и размещения их в природных условиях. Крупные регионально нефтегазоносные территории нередко приурочены и к областям палеовпадин, которые в современном структурном плане выражены в виде региональных поднятий вплоть до антеклиз.

Другой группой исследователей в основу нефтегазогеологического районирования положен принцип, основанный на ведущем значении геоструктурных признаков в совокупности с общностью геологического строения и истории развития, условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления по крупным стратиграфическим единицам (А. А. Бакиров и др.).

Н. Ю. Успенской и З. М. Табасаранским [20] за основу приняты тектонический и литолого-фациальный признаки, контролирующие условия накопления нефти и газа; В. Д. Наливкиным и др. — нефтегазонос-

ность территории, ее тектонические особенности, литолого-фациальные условия разреза, гидрогеологическая обстановка и т. д. [13].

При составлении карты перспектив нефтегазоносности СССР [19], помимо единства геологического строения и условий нефтегазоносности, большое значение придавалось также количественной стороне, а именно удельному значению провинций и областей в нефтегазодобывающей промышленности страны.

Выделение нефтегазоносных бассейнов и нефтегазоносных провинций представляет собой два различных, но не исключających друг друга принципа при нефтегазогеологическом районировании. Преимущественное использование одного из этих принципов может определяться конкретными задачами той или иной работы.

В настоящей книге за основу принято нефтегазогеологическое районирование территории СССР на нефтегазоносные провинции, области и районы, как более полно выявляющие закономерности размещения залежей нефти и газа в пределах крупнейших тектонических элементов и зон наибольшей концентрации углеводородов. Помимо геотектонического признака учитывались литолого-фациальные условия, палеотектонические особенности, закономерности размещения залежей углеводородов по площади и разрезу, степень концентрации текущих разведанных запасов и прогнозной оценки и т. п.

Впервые при нефтегазогеологическом районировании суши и акваторий СССР учитывались: распределение начальных и текущих запасов нефти, конденсата и газа по отдельным комплексам нефтегазоносных территорий, степень концентрации разведанных запасов, коэффициент разведанности отдельных районов, а также объем потенциальных ресурсов.

В процессе разработки нефтегазогеологического районирования СССР были учтены и проанализированы геотектонические, литолого-стратиграфические, палеогеографические, палеотектонические, геохимические, гидрогеологические, геоморфологические и другие особенности каждого региона. Анализ указанных материалов приводил в конечном итоге к оценке перспективности и разведанности нефтегазоносных земель по определенному комплексу.

Основными исходными документами являлись тектонические и палеотектонические карты, карты тектонического районирования по регионам, структурные карты по отдельным структурным этажам и стратиграфическим горизонталм, поверхность фундамента и так называемого «промежуточного этажа», карты размещения нефтяных и газовых месторождений, литолого-фациальные, геохимические и комплекс геофизических карт и схем и т. п. При рассмотрении критериев нефтегазоносности учитывались и гидрогеологические факторы.

По территории с установленной промышленной нефтегазоносностью изучались: физико-химическая характеристика нефтей и газов, их изменение по разрезу, закономерности размещения залежей нефти и газа и их типов в зависимости от литолого-стратиграфических комплексов отложений и типов ловушек, степень концентрации начальных и текущих разведанных запасов нефти, конденсата и газа в зависимости от тектонических особенностей региона, соотношение нефти, конденсата и газа по

площади и разрезу, характер разведанности, время формирования и основные факторы, предопределившие формирование залежей нефти и газа.

При районировании территории СССР за основные подразделения приняты: нефтегазоносные провинции, области и районы.

Под нефтегазоносной провинцией понимается значительная по размерам и осадочному выполнению обособленная территория, приуроченная к региональному, одному или группе смежных крупнейших тектонических элементов (плита, синеклиза, антеклиза, авлакоген, краевой прогиб и др.), обладающих сходными чертами геологического строения и развития, определенным стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности и геохимических, литолого-фациальных и гидрогеологических условий, а также большими возможностями генерации и аккумуляции углеводородов. Нефтегазоносная провинция ограничивается бесперспективными или малоперспективными землями, а в ряде случаев отделяется от соседней провинции разломами или по зоне резкой смены строения осадочного чехла.

Для подобных территорий, в пределах которых месторождения нефти и газа еще не открыты, принят термин — перспективная нефтегазоносная провинция.

Нефтегазоносная область, являющаяся частью нефтегазоносной провинции или самостоятельной, приурочена, как правило, к крупнейшему, одному или нескольким крупным тектоническим элементам (краевой прогиб, синеклиза, свод, ступень, мегавал, впадина, зона поднятий или прогибов и т. п.), обладающим сходными геологическим строением и историей развития и повсеместным распространением основных нефтегазоносных комплексов.

Для аналогичных территорий, пока еще не имеющих разведанных запасов нефти и газа, но обладающих прогнозной оценкой, принят термин — перспективная нефтегазоносная область. Самостоятельные нефтегазоносные области ограничиваются бесперспективными или малоперспективными землями.

Нефтегазоносный район является частью нефтегазоносной области. Эта территория с разведанными запасами углеводородов расположена, как правило, в пределах одного или нескольких средних тектонических элементов (выступ, вал, куполовидное поднятие, депрессия и т. п.) или их частей, характеризующихся общими продуктивными горизонтами, близкими глубинами их залегания, сходными типами месторождений нефти и газа и фазовым состоянием углеводородов в залежах.

Провинции, области и районы по соотношению разведанных запасов нефти и газа подразделяются на нефтеносные (нефти более 90%), газоносные (газа более 90%), нефтегазоносные и газонефтеносные (по преобладанию). При характеристике ресурсов нефтегазоносных провинций, областей и районов приводятся следующие основные параметры.

Оценка всех районов дается по шести категориям плотности запасов. При прогнозной оценке районов, областей и провинций выделяются четыре категории. Кроме того, выявлены малоперспективные земли (как правило, не имеющие количественной оценки) и бесперспективные территории. Прогнозная оценка в пределах акваторий морей определена

до границы с континентальным склоном, которая соответствует четко выраженной бровке шельфа. Исключение сделано для Каспийского моря, где имеющиеся геолого-геофизические материалы позволили дать оценку всей акватории. Черное и Охотское моря на большей своей части не получили ни качественной, ни количественной оценки вследствие слабой изученности.

Характеристика нефтегазоносных районов дается по коэффициенту разведанности, показывающему возможности районов для выявления новых запасов нефти и газа.

Для целей нефтегазогеологического районирования использованы следующие крупнейшие, крупные и средние тектонические элементы осадочного чехла: крупнейшие положительные элементы — антеклизы, гряды и отрицательные — синеклизы, авлакогены и краевые прогибы; крупные положительные структурные элементы — своды, мегавалы, зоны поднятий и др.; отрицательные — впадины и прогибы, а также глубоководные котловины акваторий; средние положительные элементы — валы, куполовидные поднятия, выступы, антиклинальные зоны и др.; отрицательные — депрессии и котловины.

Границы платформ, складчатых областей, краевых прогибов и межгорных впадин определялись на основании анализа всех имеющихся новых геолого-геофизических материалов и современных представлений. Тектоническое районирование в пределах складчатых территорий проводилось в соответствии с общепринятой схемой, а акваторий морей — на основании анализа последних геолого-геофизических данных.

При нефтегазогеологическом районировании принципиально важным является вопрос о том, куда относить территории краевых прогибов. С одной стороны, молассовая формация верхней части разреза прогиба постепенно сменяется платформенными отложениями, в то время как нижележащие отложения на большей части прогиба типично платформенные. С другой стороны, внешний и внутренний борта краевых прогибов обладают резко различным геологическим строением. Тип структур на этих бортах определяет своеобразие ловушек и залежей нефти и газа.

В настоящей работе краевые прогибы вместе с прилегающими элементами платформ включены в единые провинции на том основании, что большая часть краевых прогибов (внешние зоны) не имеет резких отличий в осадочном выполнении и особенностях тектонического строения (Предуральский, Терско-Каспийский и др.) от окраинных частей платформ.

Среди крупнейших и крупных сводовых поднятий можно выделить два типа, у которых: а) поверхность фундамента приближена к поверхности либо выходит на поверхность (Белорусско-Мазурская, Воронежская и Анабарская антеклизы, Токмовский, Ростовский, Карабогазский своды и др.); б) поверхность фундамента погружена на глубину 1,5—2 км и более (Центрально-Каракумский, Татарский, Нижнеартовский своды и др.).

Сводовые поднятия I типа в подавляющем большинстве бесперспективные. Поднятия II типа — перспективные. Выделение бесперспективных площадей подчеркивается недостаточной мощностью осадочного чехла. Для Туранской, Западно-Сибирской, Русской и других плит граница

перспективных и бесперспективных территорий примерно совпадает с изогипсой фундамента 1—2 км.

Всего в пределах СССР выделено 12 нефтегазоносных и газонефтеносных провинций и 10 самостоятельных (нефтегазоносных и перспективных) областей, занимающих площадь 10,4 млн. км² и приуроченных к крупнейшим или крупным геотектоническим элементам (рис. 1).

Пр о в и н ц и и:

- 1) Тимано-Печорская нефтегазоносная;
- 2) Волго-Уральская нефтегазоносная;
- 3) Прикаспийская нефтегазоносная;
- 4) Днепровско-Припятская газонефтеносная;
- 5) Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная;
- 6) Южно-Каспийская нефтегазоносная;
- 7) Амударьинская газонефтеносная;
- 8) Западно-Сибирская нефтегазоносная;
- 9) Енисейско-Хатангская газонефтеносная;
- 10) Лено-Вилуйская газонефтеносная;
- 11) Лено-Тунгусская нефтегазоносная;
- 12) Охотская нефтегазоносная.

С а м о с т о я т е л ь н ы е о б л а с т и:

- 1) Балтийская нефтеносная;
- 2) Предкарпатская нефтегазоносная;
- 3) Причерноморско-Крымская газонефтеносная;
- 4) Черноморская нефтегазоносная;
- 5) Северо-Устюртская газонефтеносная;
- 6) Сурхан-Вахшская нефтегазоносная;
- 7) Ферганская нефтегазоносная;
- 8) Чу-Сарысуйская газоносная;
- 9) Анадырская перспективная нефтегазоносная;
- 10) Восточно-Камчатская перспективная нефтегазоносная.

Нефтегазоносные провинции Восточной Сибири (Лено-Тунгусская, Лено-Вилуйская и Енисейско-Хатангская) имеют общие границы значительной протяженности, что обусловлено, вероятно, еще их крайне слабой изученностью и различным временем основного этапа развития.

Нефтегазоносные области внутри провинций и самостоятельные нефтегазоносные области подразделяются на соответствующие нефтегазоносные районы. В ряде случаев границы нефтегазоносных областей внутри провинции и самих провинций, особенно в Восточной и Западной Сибири, Прикаспии, проведены несколько условно в связи с отсутствием пока еще достаточно обоснованных фактических данных.

По-видимому, в дальнейшем в Лено-Тунгусской, а возможно и в Западно-Сибирской провинциях будет выделено несколько самостоятельных провинций. Эти уточнения могут быть произведены в перспективе по мере накопления необходимого фактического материала и его научного анализа.

Некоторые крупнейшие и крупные тектонические элементы (Московская, Мезенская, Тургайская и Сырдарьинская синеклизы, межгорные

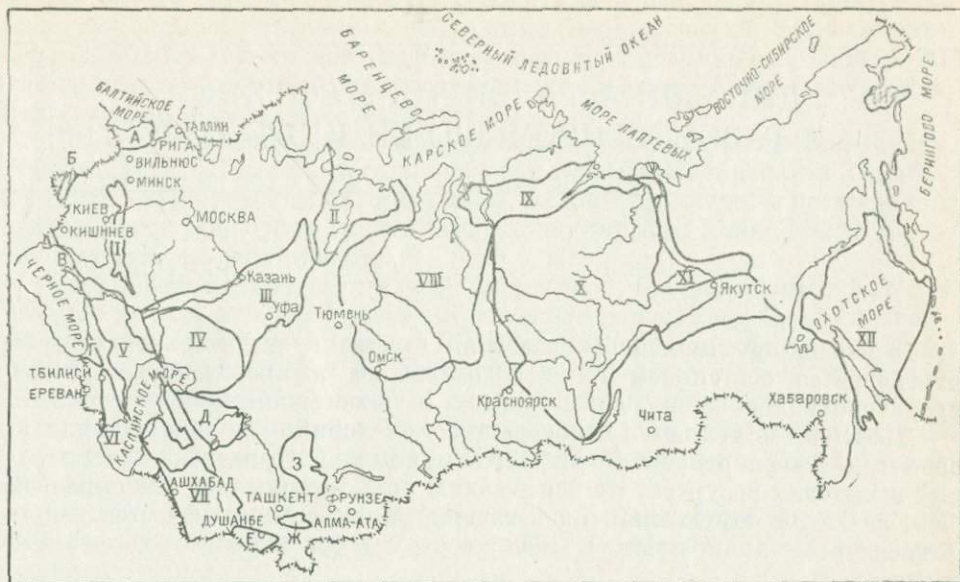


РИС. 1

СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ И ОБЛАСТЕЙ СССР

Провинции: I — Днепровско-Припятская газонефтеносная, II — Тимано-Печорская нефтегазосная, III — Волго-Уральская нефтегазосная, IV — Прикаспийская нефтегазосная, V — Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазосная, VI — Южно-Каспийская нефтегазосная, VII — Амударьинская газонефтеносная, VIII — Западно-Сибирская нефтегазосная, IX — Енисейско-Хатангская газонефтеносная, X — Лено-Тунгусская нефтегазосная, XI — Лено-Вилюйская газонефтеносная, XII — Охотская нефтегазосная.

Области: А — Балтийская нефтеносная, Б — Предкарпатская нефтегазосная, В — Причерноморско-Крымская газонефтеносная, Г — Черноморская нефтегазосная, Д — Северо-Устьуртская, газонефтеносная, Е — Сурхат-Вахшская нефтегазосная, Ж — Ферганская нефтегазосная, З — Чу-Сарысуйская газосная, И — Анадырская перспективная нефтегазосная, К — Восточно-Камчатская перспективная нефтегазосная

впадины и прогибы Тяньшаньского орогена, Казахского щита, Приамурья, Приморья и некоторые другие), получившие только качественную оценку или обладающие низкими потенциальными ресурсами, не попали в разряд основных нефтегазогеологических подразделений. Рассматриваются эти территории по наименованию основных тектонических элементов.

Большая часть складчатых систем, щиты и выходы фундамента на платформах отнесены к бесперспективным землям. Однако и в пределах складчатых систем отмечаются отдельные антиклинории, синклинории и периклинальные погружения (антиклинорий Восточных Карпат, Зилаирский и Магнитогорский синклинории, северо-западное и юго-восточное погружения мегантиклинория Большого Кавказа и др.), которые получили количественную или качественную оценку.

ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

Уровень промышленного развития страны в значительной степени определяется состоянием топливного баланса и преобладанием в его структуре наиболее высококалорийных и экономичных видов топлива.

Нефть и газ являются наиболее высококалорийными видами топлива, добыча и транспортировка их требует минимального расхода материальных и людских ресурсов. Не менее важна роль нефти и газа как сырьевой базы развития нефтехимии. За последние десятилетия отмечается непрерывный рост доли нефти и газа в структуре мирового топливного баланса.

Динамика удельного значения нефти и газа (по теплотворной способности) в топливном балансе нашей страны показана в табл. 1.

До 1960 г. более половины топливного баланса страны приходилось на уголь, а в 1965 г. уже преобладали нефть и газ. В 1975 г. нефть и газ уже составили 65%, а значение угля снизилось до 32%. Остальные виды топлива — торф, горючие сланцы и др. занимают незначительную долю в топливном балансе, их удельное значение непрерывно снижается.

Указанные существенные изменения в структуре топливного баланса произошли благодаря непрерывному опережающему развитию нефтяной и газовой промышленности в нашей стране.

Открытие месторождений привело к росту промышленных запасов нефти и газа в стране, изменению их географического размещения, перераспределению по стратиграфическим комплексам и глубинам залегания. Существенно изменилась и прогнозная оценка территорий.

ТАБЛИЦА 1

Год	Топливо, %				
	Всего	Нефть и конденсаты	Газ	Уголь	Остальные виды
1950	100	17,4	2,4	66,1	14,1
1955	100	21,1	2,4	64,8	11,7
1960	100	30,5	7,9	53,9	7,7
1965	100	35,8	15,5	42,7	6,0
1970	100	40,4	18,9	36,1	4,6
1975	100	44,0	21,0	32,0	3,0

На начало седьмой пятилетки (1961 г.) основная доля текущих разведанных извлекаемых запасов нефти была сосредоточена в Волго-Уральской и Южно-Каспийской нефтегазоносных провинциях. Остальные районы играли второстепенную роль и удельное значение каждого из них не превышало десятых долей процента.

Существенно изменилось распределение разведанных запасов нефти к началу 1975 г. Резко возросло значение Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, важное значение в размещении запасов нефти приобрела за эти годы вновь открытая Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область.

Еще более резко изменилось размещение промышленных запасов газа. На начало седьмой пятилетки основные запасы газа были сконцентрированы на Северном Кавказе, в Амударьинской и Днепровско-Припятской газонефтеносных провинциях. В основной нефтедобывающей провинции — Волго-Уральской — промышленные запасы практически сохранялись на одном уровне. В последние годы основные приросты получены в Удмуртской АССР, Пермской и частично Оренбургской областях этой провинции.

Открытие месторождений нефти и газа в Западной Сибири и Средней Азии привело к изменению представлений о их распределении в разрезе осадочного чехла.

В табл. 2 и 3 показано распределение запасов нефти по стратиграфическим комплексам по состоянию на 1/I 1974 г. и для сравнения на 1/I 1961 г.

За указанный период снизилась доля запасов нефти в палеозойских и кайнозойских отложениях. Повысилось удельное значение запасов нефти в мезозойских отложениях за счет открытий в Западной Сибири и на Мангышлаке.

Промышленные запасы нефти в палеозойских отложениях приурочены к Восточно-Европейской платформе — Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Прикаспийской (частично), Днепровско-Припятской провинциям. К мезозойским отложениям приурочены промышленные запасы нефти в Прикаспийской провинции, небольшая часть — в Южно-Каспийской, все запасы Западно-Сибирской и Амударьинской провинций. В кайнозойских образованиях заключены запасы нефти в Южно-Каспийской провинции, Предкарпатской, Сахалинской, Ферганской областях и частично в Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции.

В прогнозной оценке территории Советского Союза по нефти основная часть запасов относится к меловым и юрским отложениям.

Основная доля промышленных запасов нефти Советского Союза сосредоточена на глубинах до 3000 м. Запасы нефти на глубинах 3000—5000 м характерны для Тимано-Печорской, Днепровско-Припятской, Южно-Каспийской провинций, Северного Кавказа и Предкарпатской области. Запасы нефти на глубинах более 5000 м пока установлены только в Грозненском районе Северного Кавказа.

Промышленные запасы газа в целом по СССР значительно возросли. Наиболее интенсивный рост их происходил в Западно-Сибирской провинции, где было открыто и разведано большое количество

Нефтегазоносные провинции и области	Распределение запасов нефти			
	Девон	Карбон	Пермь	Итого в палеозое
СССР в целом	40,35	28,20	1,97	70,52
Тимано-Печорская провинция	99,74	0,26	—	100,0
Волго-Уральская »	57,11	40,30	2,59	100,0
Прикаспийская »	—	—	7,57	7,57
Днепровско-Припятская »	—	35,52	34,31	69,83
Северо-Кавказско-Мангышлакская »	—	—	—	—
в т. ч. Северный Кавказ	—	—	—	—
Южно-Каспийская провинция	—	—	—	—
Амударьинская »	—	—	—	—
Предкарпатская область	—	—	—	—
Сахалинская »	—	—	—	—
Ферганская »	—	—	—	—

Нефтегазоносные провинции и области	Распределение запасов нефти				
	Кембрий	Силур	Девон	Карбон	Пермь
СССР в целом	0,18	0,01	16,54	21,56	2,88
Тимано-Печорская провинция	—	0,27	57,71	13,44	28,58
Волго-Уральская »	—	—	38,34	57,45	4,21
Прикаспийская »	—	—	—	—	9,15
Днепровско-Припятская »	—	—	49,83	30,91	18,70
Северо-Кавказско-Мангышлакская »	—	—	—	—	—
в т. ч. Северный Кавказ	—	—	—	—	—
Южно-Каспийская провинция	—	—	—	—	—
Западно-Сибирская »	—	—	—	—	—
Амударьинская »	—	—	—	—	—
Лено-Тунгусская »	100,0	—	—	—	—
Лено-Виллойская »	—	—	—	—	29,41
Енисейско-Хатангская »	—	—	—	—	—
Балтийская область	100,0	—	—	—	—
Предкарпатская »	—	—	—	—	—
Сахалинская »	—	—	—	—	—
Сурхан-Вахшская »	—	—	—	—	—
Ферганская »	—	—	—	—	—
Прочие районы	—	—	—	—	—

ТАБЛИЦА 2

по стратиграфическим комплексам на 1/1 1961 г., %

Перм-триас	Юра	Мел	Итого в мезозое	Палеоген	Неоген	Итого в кайнозое	Всего
0,06	0,53	1,80	2,39	7,42	19,67	27,09	100
—	—	—	—	—	—	—	100
—	—	—	—	—	—	—	100
—	16,86	75,57	92,43	—	—	—	100
19,71	10,46	—	30,17	—	—	—	100
—	4,49	13,94	18,43	35,56	46,01	81,57	100
—	4,49	13,94	18,43	35,56	46,01	81,57	100
—	—	0,18	0,18	9,87	89,95	99,82	100
—	14,63	85,37	100,0	—	—	—	100
—	—	—	—	99,18	0,82	100,0	100
—	—	—	—	—	100,0	100,0	100
—	—	0,98	0,98	89,88	9,14	99,02	100

ТАБЛИЦА 3

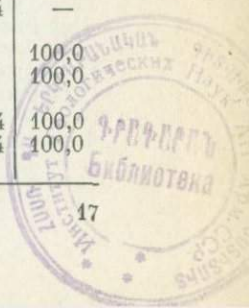
по стратиграфическим комплексам на 1/1 1974 г.

Итого в палеозое	Триас	Юра	Мел	Итого в мезозое	Палеоген	Неоген	Итого в кайнозое	Всего
41,17	0,13	8,69	41,39	50,21	1,58	7,04	8,62	100
100,0	—	—	—	—	—	—	—	100
100,0	—	—	—	—	—	—	—	100
9,15	4,40	37,42	49,03	90,85	—	—	—	100
99,44	0,56	—	—	0,56	—	—	—	100
—	0,49	65,89	21,16	87,54	3,21	9,25	12,46	100
—	1,33	6,71	57,88	65,92	8,78	25,30	34,08	100
—	—	2,07	0,64	2,71	5,46	91,83	97,29	100
—	0,05	8,12	91,83	100	—	—	—	100
—	—	73,77	26,23	100	—	—	—	100
100,0	—	—	—	—	—	—	—	100
29,41	70,59	—	—	70,59	—	—	—	100
—	—	—	100,0	100,0	—	—	—	100
100,0	—	—	—	—	—	—	—	100
—	—	—	—	—	—	100,0	100,0	100
—	—	—	—	—	—	100,0	100,0	100
—	—	—	100,0	100,0	—	—	—	100
—	—	—	1,21	1,21	30,02	68,77	98,79	100
—	—	26,92	61,54	88,46	—	11,54	11,54	100

Возраст	Распределение разведанных					
	СССР в целом	Тимано-Печорская провинция	Волго-Уральская провинция	Прикаспийская провинция	Днепро-Припятская провинция	Северо-Кавказско-Маглыш-лакская провинция
Всего						
на 1/I 1961	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1/I 1974	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Кембрий						
на 1/I 1961	—	—	—	—	—	—
1/I 1974	0,26	—	—	—	—	—
Девон						
на 1/I 1961	2,25	97,79	12,60	—	—	—
1/I 1974	0,32	4,33	2,02	—	—	—
Карбон						
на 1/I 1961	11,75	2,21	69,51	—	18,00	—
1/I 1974	3,91	37,10	8,06	—	64,84	0,69
Пермь						
на 1/I 1961	17,26	—	17,61	92,31	71,54	1,13
1/I 1974	12,32	58,38	89,92	2,33	33,69	—
Итого в палеозое						
на 1/I 1961	31,26	100,0	99,72	92,31	89,54	1,13
1/I 1974	16,81	99,81	100,0	2,33	98,53	0,69
Триас						
на 1/I 1961	0,09	—	—	—	0,42	—
1/I 1974	0,80	0,19	—	2,32	1,07	0,86
Юра						
на 1/I 1961	5,58	—	0,28	—	10,04	0,21
1/I 1974	12,35	—	—	60,47	0,40	22,81
Мел						
на 1/I 1961	37,21	—	—	7,69	—	45,00
1/I 1974	66,54	—	—	30,23	—	38,08
Итого в мезозое						
на 1/I 1961	42,88	—	0,28	7,69	10,46	45,21
1/I 1974	79,69	0,19	—	93,02	1,47	61,75
Палеоген						
на 1/I 1961	12,31	—	—	—	—	40,47
1/I 1974	1,08	—	—	4,65	—	22,47
Неоген						
на 1/I 1961	13,55	—	—	—	—	13,19
1/I 1974	2,42	—	—	—	—	15,09
Итого в кайнозое						
на 1/I 1961	25,86	—	—	—	—	53,66
1/I 1974	3,50	—	—	4,65	—	37,56

запасов газа, %

в т. ч. Северный Кавказ	Южно-Каспийская провинция	Западно-Сибирская провинция	Амударьинская провинция	Лено-Тунгусская провинция	Лено-Вилуйская провинция	Енисейско-Хатангская провинция	Предкавказская область	Сурхан-Бахшская область	Ферганская область	Сахалинская область
100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	100,0	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,84	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	30,07	—	—	—	—	—
1,13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,84	—	—	—	—	30,07	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,05	—	—	—	—	60,87	—	—	—	—	—
0,21	—	99,60	—	—	100,0	—	—	—	0,72	—
8,00	—	2,45	21,55	—	9,06	—	—	81,82	42,40	—
45,00	—	0,40	—	—	—	—	—	—	97,14	—
44,00	—	97,55	10,10	—	—	100,0	—	18,18	46,06	—
45,21	—	100,0	—	—	100,0	—	—	—	97,86	—
53,05	—	100,0	31,65	—	69,93	100,0	—	100,0	88,46	—
40,47	0,31	—	—	—	—	—	8,54	—	2,14	—
27,58	< 0,01	—	—	—	—	—	50,94	—	11,54	—
13,19	99,69	—	—	—	—	—	91,46	—	—	100,0
18,53	100,0	—	68,35	—	—	—	49,06	—	—	100,0
53,66	100,0	—	—	—	—	—	100,0	—	2,14	100,0
46,11	100,0	—	68,35	—	—	—	100,0	—	11,54	100,0



месторождений газа (Уренгойское, Медвежье, Губкинское, Ямбургское и др.), а также в Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Амударьинской провинциях.

В девятой пятилетке удельное значение запасов газа Западно-Сибирской провинции значительно возросло, а Амударьинской снизилось, причем запасы в обеих провинциях непрерывно росли.

Существенно изменилось распределение разведанных запасов газа по стратиграфическим комплексам (табл. 4). Наиболее возросло удельное значение мезозойских отложений, в связи с чем снизилась доля палеозойских и кайнозойских отложений. Столь значительные изменения распределения запасов газа в пользу мезозойских отложений произошли главным образом благодаря существенному росту их в Западно-Сибирской и Амударьинской провинциях.

Удельное значение запасов газа по глубинам по каждой провинции показано в табл. 5.

подавляющая часть промышленных запасов газа СССР (91%) сосредоточена на глубинах до 3000 м. Во многих нефтегазоносных провинциях и областях подобное соотношение сохраняется.

В Днепровско-Припятской провинции и Ферганской области более половины запасов газа сосредоточено на глубинах от 3000 до 5000 м. К этим же глубинам приурочена существенная часть запасов Амударьинской и Южно-Каспийской провинций.

Интенсивно развивалась добыча нефти в Волго-Уральской, Днепровско-Припятской провинциях. Наиболее значительные темпы роста добычи достигнуты в Западно-Сибирской провинции. Вследствие указан-

ТАБЛИЦА 5

Нефтегазоносные провинции и области	Распределение текущих разведанных запасов газа по глубинам залегания на 1/I 1975 г., %		
	Всего	До 3000 м	3000—5000 м
СССР в целом	100	91,2	8,8
Тимано-Печорская провинция	100	98,3	1,7
Волго-Уральская »	100	98,9	1,1
Прикаспийская »	100	100	—
Днепровско-Припятская провинция	100	44,5	55,5
Северо-Кавказско-Мангышлакская провинция	100	88,1	11,9
Южно-Каспийская провинция	100	75,6	24,4
Западно-Сибирская »	100	99,9	0,1
Амударьинская »	100	54,3	45,7
Лено-Тунгусская »	100	100	—
Лено-Вилуйская »	100	100	—
Енисейско-Хатангская провинция	100	100	—
Предкарпатская область	100	94,1	5,9
Сахалинская »	100	100	—
Сурхан-Вахшская »	100	100	—
Ферганская	100	46,0	54,0

ного произошло существенное изменение удельного значения нефтегазовых провинций и областей в общей добыче нефти СССР. В 1960 г. основная добыча нефти приходилась на Волго-Уральскую, Южно-Каспийскую и Северо-Кавказско-Мангышлакскую провинции.

В 1975 г. значительная часть добычи приходилась на Западно-Сибирскую провинцию, в связи с чем снизилось значение других провинций и областей.

Добыча газа за три пятилетки (1961—1975 гг.) развивалась весьма интенсивно и возросла более чем в 6 раз. Наиболее существенный абсолютный рост добычи достигнут в Амударьинской, Днепроовско-Припятской и Западно-Сибирской провинциях.

Сравнение прогнозной оценки и промышленных запасов газа в СССР свидетельствует о значительных возможностях развития газодобывающей промышленности.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

В пределах Восточно-Европейской платформы выделяются четыре провинции: Тимано-Печорская, Волго-Уральская, Прикаспийская и Днепровско-Припятская и одна самостоятельная область — Балтийская. В состав первых двух провинций, помимо платформенных территорий, включены соответствующие части Предуральского герцинского краевого прогиба.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

Тимано-Печорская провинция занимает северо-восток Европейской части СССР. На востоке и северо-востоке она ограничена западным склоном Урала и Пайхоя, на западе и юго-западе — Тиманом. Площадь провинции 350 тыс. км². Расположена она в Коми АССР и Ненецком национальном округе Архангельской области. В тектоническом отношении она приурочена к северо-восточной части Восточно-Европейской платформы¹ с фундаментом байкальского возраста и прилегающей с востока части Предуральского герцинского краевого прогиба (рис. 2).

Изученность

Ухтинская нефть была известна в древние времена. Еще племя чудь использовало ее для хозяйственных и лечебных целей. В 1595 г. при Борисе Годунове ухтинская нефть впервые была привезена в Москву. О ней тогда сообщалось как о «горючей воде густе». Сто пятьдесят лет спустя началась первая кустарная добыча и переработка нефти, которую организовал Федор Прядунов.

В 1890 г. в результате геологических исследований академика Ф. Н. Чернышева и благоприятных показаний первой скважины, заложеной в 1869 г. промышленником М. К. Сидоровым, Ухтинский район был признан заведомо нефтеносным. Это послужило основанием для продолжения разведочного бурения, которое велось вплоть до середины 1917 г. За этот период частными фирмами и отдельными предпринимателями

¹ Многие исследователи эту территорию не включают в состав Восточно-Европейской платформы.

было пробурено около 30 разведочных скважин, однако ни в одной из них не было получено промышленных притоков нефти.

Только в советское время, после организации крупной комплексной геологоразведочной экспедиции (1929 г.), началось всестороннее изучение геологического строения Ухтинского и соседних районов северо-восточного склона Южного Тимана.

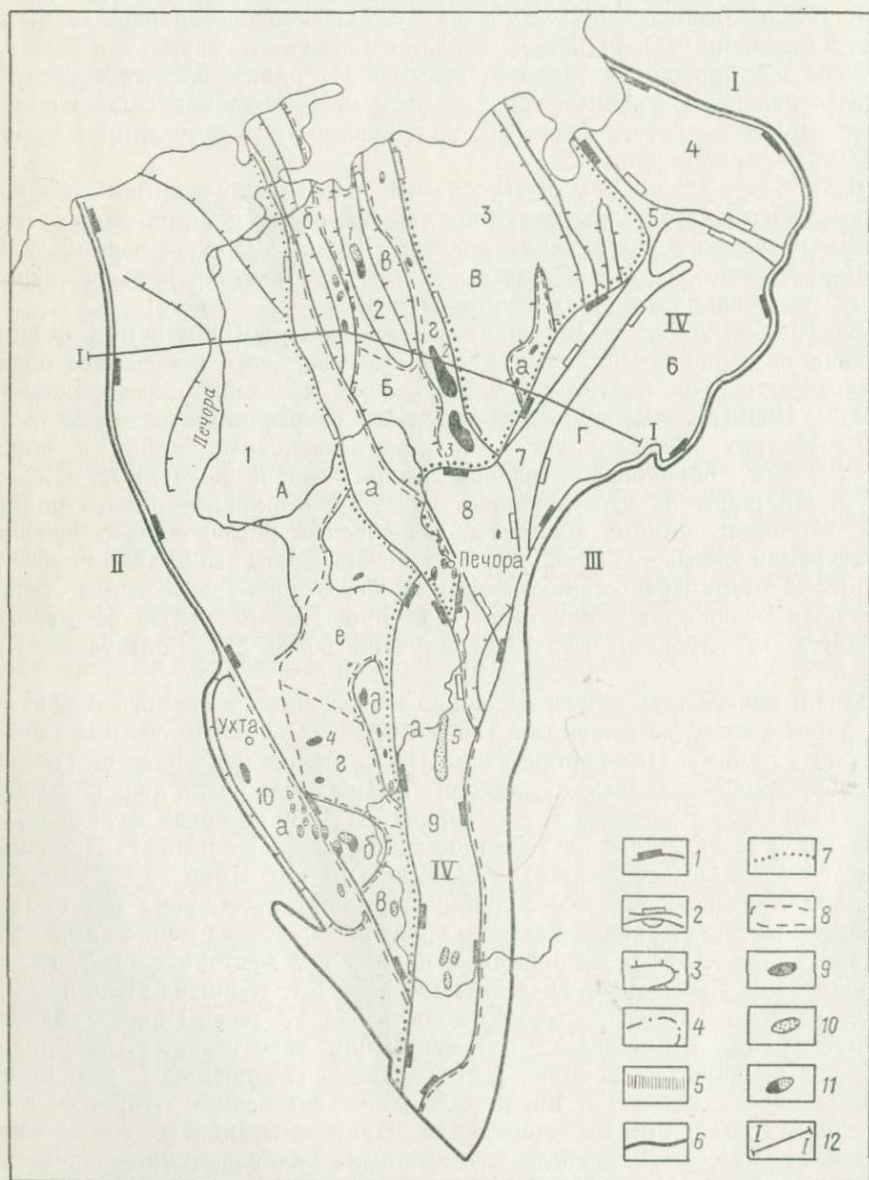
В 1930 г. было открыто первое — Чибьюское месторождение легкой нефти в отложениях пашийского горизонта верхнего девона, а в 1932 г. — Ярегское месторождение тяжелой нефти в III пласге эйфельского яруса среднего девона. В военные годы на этом месторождении были осуществлены строительство и ввод в промышленную эксплуатацию первых в СССР нефтяных шахт.

В 1934 г. в южной части Печорской гряды было открыто Малокожвинское (Югыдское) месторождение тяжелой нефти в терригенных отложениях визейского яруса нижнего карбона. В 1935 г. в южной части северо-восточного склона Южного Тимана был получен первый газовый фонтан на Седьвольском месторождении.

За 1943—1957 гг. в Верхнеижемском и Омра-Сойвинском районах Притиманья в поддоманиковых отложениях верхнего и среднего девона было открыто семь нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, за 1952—1959 гг. — четыре месторождения с незначительными запасами нефти. Низкая эффективность поисково-разведочных работ в период 1952—1959 гг. обусловлена слабой геологической изученностью, концентрацией работ на ограниченных участках Верхнепечорского района, недостаточными темпами геолого-геофизических исследований, особенно при освоении новых районов. Достаточно отметить, что к 1959 г. на территории Тимано-Печорской провинции было пробурено всего девять оценочных и опорных скважин, преимущественно в ее юго-восточной части, а глубоким бурением изучено всего 2% территории провинции.

Резко повысились темпы поисково разведочных и геолого-геофизических работ и их эффективность в 1959—1964 гг. Основным объектом нефтепоисковых работ в этот период стала Ижма-Печорская впадина. Геолого-геофизические исследования привели к выявлению ряда перспективных нефтегазоносных площадей и горизонтов. В 1959 г. после открытия Западно-Тэбукского нефтяного месторождения начался новый этап поисково-разведочных работ, приведших к созданию на юге Коми АССР сырьевой базы нефтедобывающей промышленности. В настоящее время месторождения Ижма-Печорской впадины имеют основное значение в добыче нефти провинции. В 1959—1964 гг. в провинции открыт ряд месторождений, из них большинство в Ижма-Печорской впадине. Объем глубокого бурения за этот период возрос в 1,6 раза, а эффективность — в 1,5 раза. Важное значение имело открытие Курьинского и Печорогородского газовых месторождений, подтвердивших высокие перспективы газоносности провинции. Усиление региональных и поисковых работ обеспечило открытие в последующие годы новых месторождений. Принципиальное значение имело проведение поисковых работ в северных слабоизученных районах. В 1963 г. в пределах Колвинского мегавала было выявлено первое на

севере провинции Усинское месторождение. Открытие нефтяных и нефтегазовых месторождений привело к созданию новой нефтегазодобывающей базы в северных районах Коми АССР и Архангельской области.



Открытием в 1964 г. Вуктыльского газоконденсатного месторождения доказаны перспективы газоносности Предуральского краевого прогиба.

В результате открытий последних лет добыча нефти и газа в провинции неуклонно росла и в 1975 г. достигла 12 млн. т нефти и конденсата и 18 млрд. м³ газа; эффективность геологоразведочных работ в 1973 г. повысилась в 8 раз по сравнению с 1959 г.

По мере продвижения работ на север увеличились средние глубины скважин и в 1974 г. они достигли 2829 м против 1761 м в 1961 г. Всего за период с 1929 по 1975 г. на территории провинции пробурено 1337 глубоких скважин (2,3 млн. м).

В настоящее время средняя плотность бурения по провинции составляет всего около 6,5 м/км². Наиболее изучены южные районы провинции — Мичаю-Пашнинский и Омра-Сойвинский районы Ижма-Печорской нефтегазоносной области (82—117 м/км²).

Важную роль в изучении геологического строения провинции и определении перспективных направлений сыграло опорно-параметрическое бурение, достигшее наибольших объемов в 1960—1965 гг., когда в бурении находилось до 30 скважин. Всего на территории провинции пробурено свыше 80 таких скважин, размещенных почти во всех нефтегазоносных областях и тектонических зонах. Параметрическое бурение осуществлялось и в последние годы — ежегодно по две-четыре скважины в малоизученных районах.

Геофизические исследования в провинции применялись с 30-х годов, но вначале носили эпизодический характер. За последние 20 лет территория провинции покрыта аэромагнитной и гравиметрической съемками

РИС. 2

ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Пайхойский антиклинорий, II — Тиманский кряж, III — Уральская складчатая система, IV — Предуральский краевой прогиб.

Крупные тектонические элементы: 1 — Ижма-Печорская впадина, 2 — Печоро-Кольвинский авлакоген, 3 — Хорейвер-Мореюская впадина, 4 — Коротайхинский прогиб, 5 — гряда Чернова, 6 — Косью-Роговская впадина, 7 — гряда Чернышева, 8 — Большесынная впадина, 9 — Верхнепечорский прогиб, 10 — Восточно-Тиманский мегавал.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Ижма-Печорская нефтегазоносная область: а — Ухта-Ижемский нефтегазоносный, б — Омра-Сойвинский нефтегазоносный, в — Джембольский газосытный, г — Велью-Табукский нефтеносный, д — Мичаю-Пашнинский нефтеносный, е — Верхнеильжско-Лемьоский нефтеносный районы; Б — Печоро-Кольвинская нефтегазоносная область: а — Печоро-Кольвинский нефтегазоносный, б — Шапкина-Юрьяхинский нефтегазоносный, в — Лайский газонефтеносный, г — Южно-Кольвинский нефтеносный районы; В — Хорейвер-Мореюская нефтегазоносная область: а — Макариха-Салюкинский нефтеносный район; Г — Северо-Предуральская газосытная область: а — Верхнепечорский газосытный район. Месторождения: 1 — Лаявожское, 2 — Возейское, 3 — Усинское, 4 — Западно-Табукское, 5 — Вуктыльское.

Условные обозначения к рис. 2, 6, 10, 14, 19, 21, 25, 28, 29, 34, 38, 42, 43, 45, 47, 52, 55, 57, 60, 61, 63: границы тектонических элементов: 1 — крупнейших, 2 — крупных, 3 — средних; 4 — изогипсы кровли подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы; 5 — основные разломы; границы: 6 — провинций, 7 — областей, 8 — районов; месторождения: 9 — нефтяные, 10 — газовые и газоконденсатные, 11 — нефтегазовые и газонефтяные; 12 — линии геологического профиля

и частично электроразведочными работами. С 50-х годов проводились сейсмические исследования КМПВ, МОВ, а с 1971 г. началось внедрение метода ОГТ. За это время сейсморазведкой отработано более 100 тыс. км профилей.

В комплексе поисково-разведочных работ существенная роль принадлежит структурно-поисковому бурению; всего пробурено более 1350 структурных скважин общим объемом свыше 890 тыс. м.

Тектоническое районирование

В пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделяются крупнейшие структурные элементы — Тиманский кряж на западе, сложно построенная Печорская синеклиза и Предуральский краевой прогиб на востоке. Печорская синеклиза как единая структура относительно хорошо выражена по мезозойским отложениям, а по палеозойским разделяется на ряд крупных структур — мегавалы, впадины и др.

В геологическом строении провинции принимают участие отложения протерозоя, палеозоя и мезозоя (рис. 3).

Фундамент сложен интенсивно дислоцированными и метаморфизованными верхнепротерозойскими (рифейскими и, возможно, вендскими) образованиями. Породы фундамента обнажаются в приподнятых блоках на Тимане и Урале, а также вскрыты рядом скважин к востоку от Тимана.

Платформенный чехол представлен палеозойскими (кембрий? — ордовик, силур, девон, карбон, перм) и мезозойскими (триас, юра, мел) осадочными образованиями. Общая мощность чехла, наибольшая в северных районах провинции, изменяется от нескольких сотен метров на Тимане до 6—8 км в наиболее глубоких прогибах платформы и до 8—10 км в Предуральском краевом прогибе. В платформенном чехле выделяется несколько структурных этажей, отличающихся составом, характером распределения мощностей, направленностью и интенсивностью тектонических движений.



РИС. 3

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ I—I (СОСТАВИЛА Н. Д. МАТВИЕВСКАЯ)

Условные обозначения к рис. 3, 7, 11, 15, 16, 20, 22, 23, 26, 30, 31, 35, 39, 40, 44, 46, 48, 49, 53, 56, 58, 62, 64: комплексы: 1 — карбонатный, 2 — терригенный, 3 — эвапоритовый, 4 — эффузивно-осадочный; 5 — фундамент; 6 — брекчии грязевых вулканов; 7 — рифтовые постройки; 8 — региональные несогласия; 9 — разрывные нарушения; месторождения: 10 — нефтяные, 11 — газонефтяные и нефтегазовые, 12 — газовые

Провинция занимает северо-восточную часть Восточно-Европейской платформы и северную часть Предуральяского краевого прогиба. По геолого-геофизическим материалам поверхность фундамента резко расчленена — выделяются линейно вытянутые прогибы, протягивающиеся в северо-западном направлении на сотни километров, ограниченные разломами и чередующиеся с зонами поднятий. Выделяемые по поверхности фундамента структурные элементы обычно постепенно выглаживаются в платформенном чехле, верхние горизонты которого отражают рельеф фундамента в значительно сглаженном виде или имеют обращенный структурный план.

Основными тектоническими элементами платформенной части провинции являются: Ижма-Печорская и Хорейвер-Мореюская впадины, Печоро-Колвинский авлакоген и Восточно-Тиманский мегавал, представляющий собой юго-восточное окончание Тиманского кряжа (см. рис. 2).

Восточно-Тиманский мегавал сложен в основном отложениями рифея, девона, карбона и перми.

На востоке к нему по разломам примыкает Ижма-Печорская впадина, выполненная карбонатно-терригенными породами палеозоя, а в северных районах — также триаса, юры и мела. Общая мощность чехла 4—4,5 км. На крайнем юго-востоке впадина погружается в направлении Предуральяского прогиба, от которого она отделена нечетко выраженным флексурным уступом.

Осадочное выполнение Ижма-Печорской впадины имеет простое строение. В юго-восточной ее части выделяются погружающиеся на восток Омра-Сойвинский выступ, Велью-Тэбукская и Джебольская ступени, а также Ирайольская котловина и Лыжско-Лузский выступ, в пределах которых группируются все основные локальные структуры. В зоне перехода к Предуральскому прогибу расположен Мичаю-Пашнинский вал,



протягивающийся на расстояние свыше 100 км и состоящий из цепочки кулисообразно расположенных поднятий.

Центральную часть провинции от предгорий Урала на юго-востоке до Печорской губы на северо-западе занимает сложно построенная структурная зона, выделяемая в последнее время как Печоро-Колвинский

авлакоген. Эту зону отличает дизъюнктивный характер строения, линейность локальных структур и большие их амплитуды, резкие колебания мощностей и структурные несогласия. Здесь отмечены наибольшие для платформы мощности осадочного чехла (предположительно до 8 км), в том числе ордовиско-силурийских отложений, и резкие колебания глубин залегания фундамента.

В состав Печоро-Колвинского авлакогена входят три различающихся по строению тектонических элемента: Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы и Денисовская впадина. Печоро-Кожвинский мегавал расположен в зоне глубинного разлома, вероятно, разделяющего внутреннюю и внешнюю зоны Тиманской рифейской геосинклинали. В этой зоне происходит резкая смена характера гравитационных и магнитных полей и фиксируются крупный уступ фундамента и система линейных кулисообразных нарушений в осадочном чехле амплитудой до 2 км [11].

Печоро-Кожвинский мегавал сложен отложениями девона, карбона и перми, протягивается более чем на 400 км, имеет ширину 30—40 км и характеризуется на значительном протяжении резко выраженным инверсионным строением. В составе мегавала выделяются три крупных кулисообразно расположенных вала (Лыжско-Кыртаюльский, Даныельско-Терехевейский и Шапкина-Лебединский) протяженностью до 100 км. В основании центральной части мегавала под его двумя южными кулисами протягивается система впадин фундамента, выполненных отложениями ордовика, силура и девона мощностью 6—8 км. В северной части мегавала (Шапкина-Лебединский вал) фундамент приподнят и залегает на глубинах 3—5 км. Валы осложнены крупными асимметричными поднятиями северо-западного простирания амплитудами в сотни метров. В южной части мегавала выделяются наложенные структуры меридионального (уральского) простирания, имеющие, видимо, чешуйчатое строение по типу передовых складок Западного склона Урала.

Денисовская впадина, разделяющая Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы, протягивается более чем на 400 км. На юге она раскрывается в Большесынинскую впадину Предуралья Краевого прогиба, граница с которой проводится по резкому увеличению мощности отложений верхней перми — триаса. Денисовская впадина осложнена двумя крупными валами — Шапкина-Юряхинским и Лайским.

Шапкина-Юряхинский приразломный вал имеет размер 250×10 км. Все осложняющие его структуры асимметричны, линейной формы, амплитудами от 100 до 300 м, выполаживаются вниз по разрезу.

Лайский вал протягивается более чем на 200 км и объединяет серию поднятий, резко выраженных по поверхности фундамента и нижним горизонтам осадочного чехла вплоть до подошвы верхнего девона. Амплитуда поднятий по кровле фундамента достигает 1,5 км, мощность доверхнедевонских горизонтов чехла на сводах резко сокращена. В вышележащих горизонтах палеозоя и особенно мезозоя валу соответствует наложенная пермско-мезозойская впадина. Амплитуды составляющих вал поднятий уменьшаются до 150—250 м.

Колвинский мегавал представляет собой сложнопостроенную систему различных по морфологии и условиям формирования поднятий. Он

протягивается более чем на 350 км при ширине 30—35 км, амплитуда его около 1 км. Часть поднятий мегавала приурочена к крупным выступам фундамента (Возейское, Ярейюское), другие расположены над древними впадинами (Харьягинское, Усинское). Глубины залегания фундамента колеблются от 4,5 до 8 км. Локальные структуры мегавала крупные, высокоамплитудные (Усинская имеет размер 35 × 12, амплитуду более 500 м), восточные крылья поднятий осложнены флексурами и разрывами, затухающими вверх по разрезу.

Хорейвер-Мореюская впадина объединяет две резко различающиеся по строению тектонические зоны: Хорейверскую депрессию и Варандей-Адзввинскую структурную зону.

Хорейверская депрессия располагается между Колвинским мегавалом и валом Сорокина и протягивается более чем на 300 км при ширине до 150 км. Она выполнена мощной толщей пород перми, мезозоя и кайнозоя. Отложения нижнего палеозоя, нижнего и среднего девона и части верхнего девона имеют резко сокращенную мощность. По поверхности фундамента в центральной части депрессии выделяется погребенный Большеземельский свод, в пределах которого отложения нижнего и среднего девона отсутствуют, а фундамент приподнят и залегает на глубине до 4,5 км. Юго-восточную часть впадины осложняет Макариха-Салюкинский вал, объединяющий два крупных (30—50 × 10) высокоамплитудных (500 — 700 м) поднятия.

Варандей-Адзввинская структурная зона занимает неопределенное тектоническое положение и по своим морфологическим признакам рядом исследователей включается в Предуральский краевой прогиб. В ее составе выделяются два крупных узких (до 5—6 км) дизъюнктивных вала: Варандейский (Сорокина) протяженностью более 250 км и Гамбурцева, а также Мореюская и Верхнеадзввинская депрессии. Амплитуды локальных структур, осложняющих валы, достигают несколько сотен метров, южные окончания их перекрыты надвигом гряды Чернышева.

В Тимано-Печорскую провинцию включена северная часть Предуральского краевого прогиба. Здесь выделяются четыре тектонических элемента: Верхнепечорский и Коротаихинский прогибы и Большесынинская и Косью-Роговская впадины.

Верхнепечорский прогиб выполнен мощной толщей терригенных отложений пермского возраста, среди которых развиты соленосные и гипсо-ангидритовые отложения. В структурном плане прогиба выделяются три различные по строению зоны: западная, центральная и восточная. Западная зона характеризуется почти полным отсутствием четко выраженных антиклинальных структур, центральная — глубоким погружением нижнепермского карбонатного основания (4—5 км) и фундамента (до 10 км). В центральной зоне распространены длинные узкие антиклинали уральского простираения, осложненные взбросо-надвигами. Здесь расположено Вуктыльское газоконденсатное месторождение, приуроченное к антиклинали длиной 100 км и амплитудой более 1500 м. Восточная внутренняя зона Предуральского краевого прогиба дислоцирована наиболее сложно: перекрыта передовой складчатостью западного склона Урала — линейными складками надвигового типа с глубоко эродиро-

ванными сводами. Эти складки серией чешуй перекрывают более просто построенные крупные поднятия платформенного типа, развитые в нижнем структурном этаже.

Большешыбинская впадина расположена между Верхнепечорским прогибом и грядой Чернышева и выполнена терригенной верхнепермско-триасовой толщей мощностью до 4—5 км. Значительная часть ее в девонский период, видимо, входила в систему Печоро-Колвинского авлакогена и имеет увеличенные (до 4 км) мощности отложений этого возраста. Глубины залегания фундамента достигают 10—12 км. В северной части впадины развиты малоамплитудные структуры платформенного типа, в южной и восточной, вблизи гряды Чернышева, выявлено несколько узких линейных складок, осложненных надвигами.

Косью-Роговская впадина выполнена мощной толщей терригенных отложений артинско-кунгурского, верхнепермского и триасового возраста, которые на северо-востоке представлены угленосной формацией. По западной окраине впадины протягивается сложная глыбово-надвиговая структура — гряда Чернышева. В юго-восточной части развиты узкие крушоамплитудные линейные антиклинали северо-восточного (уральского) простирания. В центральной и внешней зонах впадины распространена складчатость платформенного типа северо-восточной и северо-западной ориентировки.

Коротаихинский прогиб выполнен толщей терригенных отложений перми и триаса мощностью до 6 км. Здесь так же, как и в пределах других тектонических элементов Предуральяского краевого прогиба, более дислоцированы приосевая и внешняя зоны. В приосевой зоне установлен ряд приподнятых структурных зон (Одиндокско-Нямдаюская).

Нефтегазоносность

На территории провинции нефтегазоносность установлена почти во всем разрезе осадочного чехла — от ордовикских до мезозойских отложений, а также в трещиноватой коре выветривания фундамента. Максимальные глубины, на которых отмечены нефтегазопроявления, превышают 5 км.

В осадочном чехле выделяются нефтегазоносные комплексы: вендско-ордовикский (досилурийский), силурийско-нижнедевонский, среднедевонско-нижнефранский, верхнедевонский, нижнекаменноугольный, каменноугольно-нижнепермский, ниже-верхнепермский и мезозойский.

Наибольшее число залежей и основные разведанные запасы (более 90%) сосредоточены в среднедевонско-нижнефранском терригенном комплексе, который отличается высокими коллекторскими свойствами и перекрывается устойчивой покрывкой кыновско-саргаевских глин. Второй по значению каменноугольно-нижнепермский карбонатный комплекс, ставший объектом разведки в последние годы, нефтегазоносен главным образом в северных районах провинции, где перекрыт артинско-кунгурскими глинами, и в Верхнепечорской впадине Предуральяского краевого прогиба, где изолирован кунгурскими глинисто-хемогенными отложениями.

Вендско-ордовикский комплекс представлен преимущественно терригенными красноцветными отложениями, максимальная вскрытая мощность которых достигает 800—1000 м. В этом комплексе установлены незначительные нефтегазопроявления на площадях Омра-Сойвинского выступа.

Силурийско-нижнедевонский комплекс разведан слабо. Сложен он карбонатными отложениями и распространен по всей территории провинции за исключением южного и среднего Тимана и западной части Ижма-Печорской впадины. Мощность комплекса в наиболее полных разрезах в Печоро-Колвинском авлакогене предположительно достигает 2 км.

В силурийских отложениях отмечены многочисленные нефтегазопроявления в различных районах провинции и выявлены две залежи нефти. Из нижнего девона получены промышленные притоки нефти на Возейском месторождении.

Среднедевонско-нижнефранский комплекс представлен в основном терригенными породами. Однако в Приуральской части провинции присутствуют карбонатные породы. Мощность комплекса резко меняется: от нуля на сводах древних поднятий до 1,5—2 км во впадинах, на большей части провинции преобладает мощность 50—250 м. В этом комплексе выделяется несколько регионально развитых продуктивных пластов, с которыми связаны залежи нефти, газа и газоконденсата, в том числе основные залежи Усинского, Возейского, Западно-Тэбукского, Пашинского, Кыртаюльского и других месторождений.

Верхнедевонский комплекс развит по всей территории провинции и представлен главным образом карбонатными отложениями, состав которых, однако, непостоянен и меняется в различных структурно-фациальных зонах. Встречены глинисто-мергелистые толщи, рифовые известняки, слоистые известняки. В карбонатном комплексе установлены залежи нефти, связанные с пластовым коллектором и рифовыми массивами. Мощность комплекса достигает 2 км.

Нижнекаменноугольный (турнейско-визейский) терригенный комплекс разведан слабо. Он распространен главным образом в юго-восточной и восточной частях провинции, где, вероятно, является структурно-фациальным аналогом соответствующего комплекса Камско-Кинельской системы прогибов. Мощность комплекса достигает 600—800 м. В северных районах он сложен преимущественно карбонатными породами и маломощен. С ним связаны четыре небольшие залежи нефти и газа.

Каменноугольно-нижнепермский комплекс распространен повсеместно и представлен большей частью карбонатными отложениями, однако различными по составу. Его мощность колеблется в широких пределах — от 100—200 до 1110—1200 м. С ним связаны залежи Вуктыльского, Лаявожского, Усинского, Южно-Шапкинского, Возейского и других месторождений.

Нижне-верхнепермский комплекс сложен терригенно-карбонатно-галогенными отложениями в нижней части и терригенными в верхней. Он развит по всей территории провинции. Мощность его от 100—300 м в Ижма-Печорской впадине до 1000—2500 м в Предуральском краевом прогибе. Комплекс содержит многочисленные пласты песчаников, обычно

изменчивых по мощности, составу и коллекторским свойствам. В песчаниках известно шесть небольших литологических залежей в Ижма-Печорской впадине и на Печоро-Кожвинском мегавале.

Мезозойский терригенный комплекс широко развит в северной части провинции, где его мощность достигает 1400 м, и в Предуральском прогибе, где мощность 1000—4000 м (триас). В разрезе отложений триаса и юры имеются выдержанные по площади песчаные горизонты с хорошими коллекторскими свойствами. В мезозойских отложениях пока открыта небольшая промышленная залежь газа в нижнем триасе. Разведанность комплекса низкая.

Залежи по типу пластовые, сводовые, структурно-стратиграфические или массивные.

Преимущественно нефтяные месторождения встречены в южной части Ижма-Печорской впадины на Кожвинском мегавале и в Хорейверской впадине. Преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения установлены в Верхнепечорской впадине Предуральского краевого прогиба.

В остальных районах провинции встречаются месторождения углеводородов различного фазового состояния.

Нефтегазогеологическое районирование

На территории провинции выделяются Ижма-Печорская, Печоро-Кожвинская, Хорейвер-Мореюская нефтегазоносные и Северо-Предуральская газоносная области. Наибольшую площадь занимает Ижма-Печорская область, наименьшую — Хорейвер-Мореюская (табл. 6).

И ж м а - П е ч о р с к а я н е ф т е г а з о н о с н а я о б л а с т ь охватывает одноименную впадину и юго-восточный склон Тиманского кряжа (Восточно-Тиманский мегавал). Она была главным объектом нефтепоисковых работ до 1966 г.

Область включает Ухта-Ижемский и Омра-Сойвинский нефтегазоносные, Велью-Тэбукский, Мичаю-Пашнинский и Верхнелыжско-Лембюский нефтеносные и Джебольский газоносный районы. Северная часть области еще не разведана и отнесена к перспективным территориям.

Ухта-Ижемский район приурочен к Восточно-Тиманскому мегавалу, а остальные — к Ижма-Печорской впадине.

Залежи промышленного значения открыты в коре выветривания фундамента, отложениях силура, эйфельского яруса среднего девона, франского и фаменского ярусов верхнего девона, турнейского яруса нижнего карбона, артинского и кунгурского ярусов нижней перми и казанского яруса верхней перми. Основные продуктивные отложения — девонские. В коре выветривания выявлена одна залежь газа (Водный Промысел), среднедевонские, франские и турнейские отложения содержат нефть и газ, остальные продуктивные горизонты — нефть.

По плотности разведанных запасов Ухта-Ижемский, Омра-Сойвинский, Джебольский и Верхнелыжско-Лембюский районы относятся к VI категории, коэффициент разведанности приближается к единице.

Велью-Тэбукский и Мичаю-Пашнинский районы относятся к V категории с коэффициентом разведанности более 0,5 и перспективной оценкой по III категории.

Ижма-Печорская область по прогнозной оценке относится к землям III—IV категорий. Перспективная территория оценивается по IV категории.

Основные перспективы области связаны с терригенным комплексом девона, особенно в зоне его регионального выклинивания, а также с верхнедевонскими рифогенными массивами.

Печоро-Колвинская нефтегазоносная область стала объектом поисковых работ в последнее десятилетие. Она охватывает три крупные структуры: Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы и расположенную между ними Денисовскую впадину.

Промышленные залежи нефти приурочены к фаменскому ярусу девона, к визейскому ярусу нижнего карбона; залежи нефти и газа — к живецкому и франскому ярусам девона, к средне- и верхнекаменноугольным отложениям и ассельско-сакмарским отложениям нижней перми. Газоносны отложения казанского и татарского ярусов верхней перми и триаса.

Область включает: Печоро-Кожвинский нефтегазоносный район, приуроченный к одноименному мегавалу; Шапкина-Юрьяхинский нефтегазоносный район, занимающий западную часть Денисовской впадины, осложненной Шапкина-Юрьяхинским валом, на котором выявлены месторождения нефти и газа; Лайский газонефтеносный район, занимающий восточную часть Денисовской впадины и приуроченный к одноименному валу; Южно-Колвинский нефтеносный район, охватывающий Колвинский мегавал в восточной части Печоро-Колвинской области. Юго-западная часть области оценивается по III категории.

В Печоро-Кожвинском нефтегазоносном районе основная доля начальных разведанных запасов содержится в среднедевонско-нижнефранском комплексе, с ним же связана и прогнозная оценка района. По плотности текущих разведанных запасов район относится к VI категории, коэффициент разведанности менее 0,5.

В Шапкина-Юрьяхинском нефтегазоносном районе начальные разведанные запасы выявлены в пермско-каменноугольных и девонских отложениях. По плотности разведанных запасов район относится к V категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5. Прогнозная оценка связана с отложениями перми, карбона и девона и дается по III категории.

В Лайском газонефтеносном районе начальные разведанные запасы сосредоточены в нижнепермско-каменноугольных отложениях. По плотности разведанных запасов район относится к V категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5. Прогнозная оценка связана, кроме отложений перми и карбона, также с карбонатными и терригенными отложениями девона. В этом комплексе ожидается открытие структурно-стратиграфических залежей.

Южно-Колвинский нефтеносный район, с характерным Усинским месторождением (рис. 4), приурочен к Колвинскому мегавалу. Около

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Ижма-Печорская НГО а. Ухта-Ижемский НГР б. Омра-Сойвинский НГР в. Джебольский ГР г. Велью-Тэбукский НР д. Мичаю-Пашнинский НР е. Верхнелужско-Лембюский НР	120 12 4 5 7 3 13	Ижма-Печорская впадина, Восточно-Тиманский мегавал Восточно-Тиманский мегавал Омра-Сойвинский выступ Джебольская ступень Велью-Тэбукская ступень Мичаю-Пашнинский вал Ирапольская котловина, Лыжско-Лузский выступ
Б. Печоро-Колвинская НГО а. Печоро-Кожвинский НГР б. Шапкина-Юрьяхинский НГР в. Лайский ГНР г. Южно-Колвинский НР	55 12 10 10 5	Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы, Денисовская впадина Печоро-Кожвинский мегавал Шапкина-Юрьяхинский вал Лайский вал Колвинский мегавал
В. Хорейвер-Мореюская НГО а. Макариха-Салюкинский НР Г. Северо-Предуральская ГО а. Верхнепечорский ГР	45 3 130 25	Хорейвер-Мореюская впадина Макариха-Салюкинский вал Северная часть Предуральского краевого прогиба Верхнепечорский прогиб

Примечание. В табл. 6 и 8—22: НГО — нефтегазоносная область, ГНО — газонефте нефтегазоносная область, НГР — нефтегазоносный район, ГНР —

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
6	Среднедевонско-нижнефранский	Среднедевонско-нижнефранский, каменноугольно-нижнепермский, верхнедевонский
1	То же	—
2,5	»	—
3	Нижнекаменноугольный	—
3	Среднедевонско-нижнефранский	Среднедевонско-нижнефранский
3,5	То же	То же
4	Пермский, среднедевонско-нижнефранский	—
6	Среднедевонско-нижнефранский, каменноугольно-нижнепермский	Среднедевонско-нижнефранский, каменноугольно-нижнепермский, верхнедевонский, мезозойский
6	Среднедевонско-нижнефранский	Среднедевонско-нижнефранский
6	Каменноугольно-нижнепермский	То же
6	То же	Среднедевонско-нижнефранский, каменноугольно-нижнепермский
6	Среднедевонско-нижнефранский, каменноугольно-нижнепермский	Те же и силурийский
7	Каменноугольно-нижнепермский, силурийский	Среднедевонско-нижнефранский, каменноугольно-нижнепермский
5,5	То же	То же
12	Каменноугольно-нижнепермский	Каменноугольно-нижнепермский, среднедевонско-нижнефранский
12	То же	То же

носная область, НО — нефтеносная область, ГО — газосносная область, ПНГО — перспективная газонефтеносный район, НР — нефтеносный район, ГР — газосносный район.

а

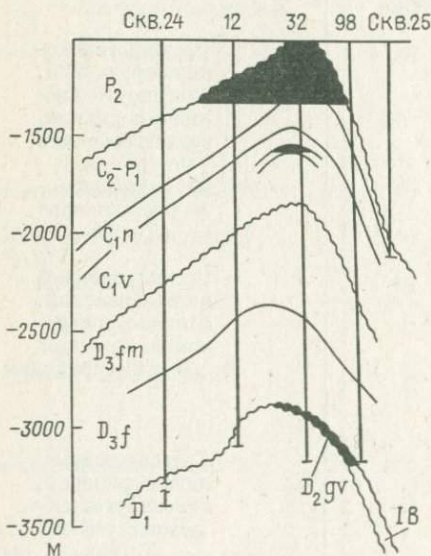
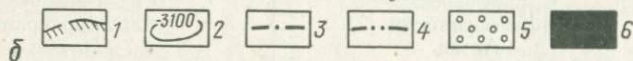
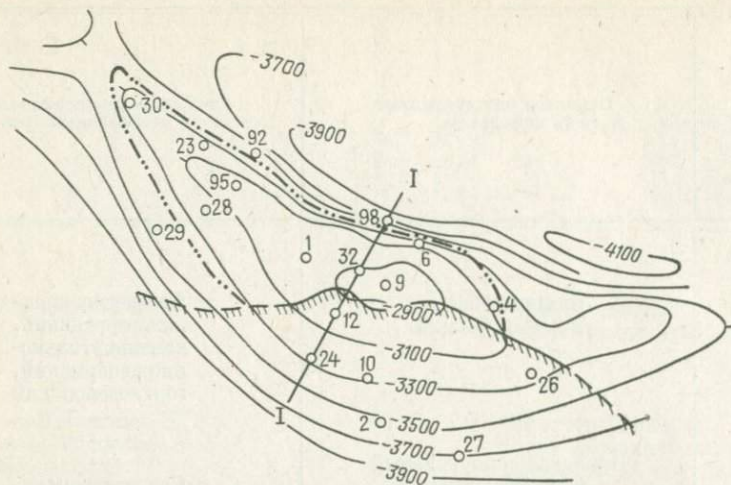


РИС. 4

УСИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО А. Я. КРЕМСУ, Б. Я. ВАССЕРМАНУ, Н. Д. МАТВИГВСКОЙ, 1974 г.):

а — структурная карта по подошве верхнего девона;
б — геологический профиль по линии I—I.

- 1 — граница распространения среднедевонских отложений;
- 2 — изогипсы продуктивного горизонта;
- 3 — газонасности;
- 4 — нефтеносности;
- 5 — газ; 6 — нефть

60% выявленных в районе промышленных запасов нефти сосредоточено в терригенном продуктивном комплексе девона и около 45% в каменноугольно-нижнепермском

Хорейвер-Мореюская нефтегазоносная область занимает территорию Хорейвер-Мореюской впадины. В составе области выделяется один нефтеносный район — Макариха-Салюкинский.

Разведанные запасы пока невелики. Месторождения приурочены к отложениям силура и карбона. Перспективы области связаны с отложениями палеозоя. По прогнозной оценке район относится к III категории.

Северо-Предуральская газоносная область охватывает территорию Предуральского краевого прогиба. Здесь выделяется один Верхнепечорский газоносный район, в котором расположено Вуктыльское месторождение, приуроченное к крупной антиклинальной складке, нарушенной разрывом (рис. 5). Основным продуктивным комплексом района является каменноугольно-нижнепермский, с которым связаны практически все начальные разведанные запасы. По плотности текущих промышленных запасов район относится к V категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5. Прогнозная оценка (III категория) связана в основном с пермско-каменноугольными отложениями.

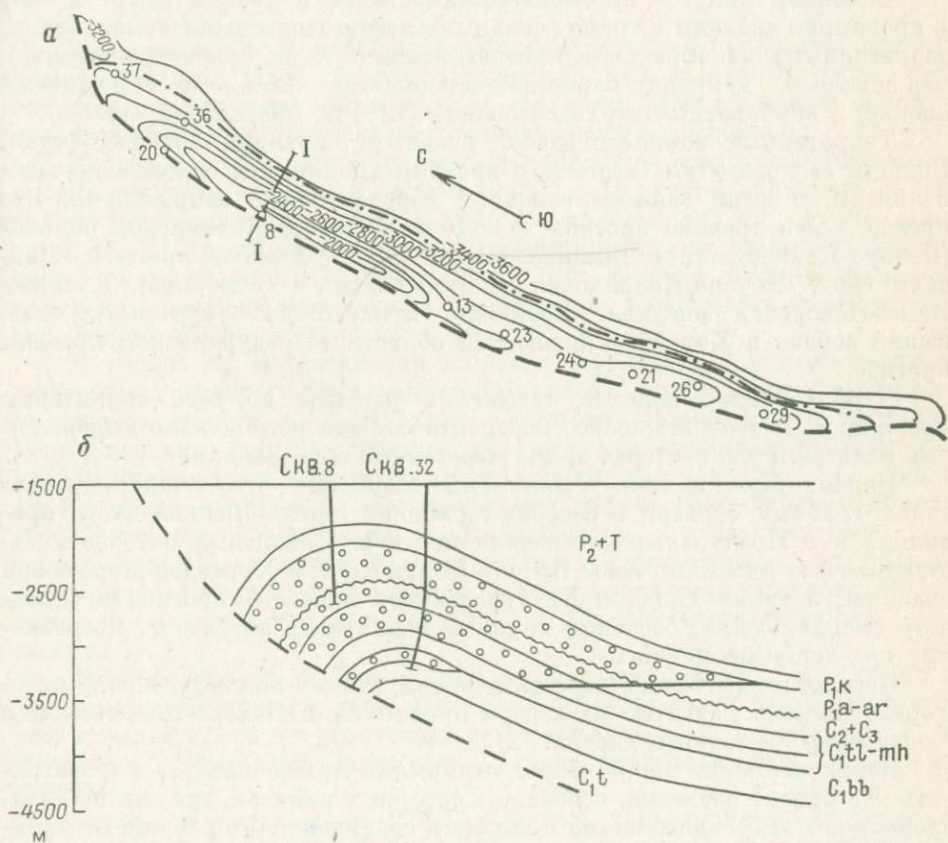


РИС. 5

ВУКТЫЛЬСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО А. Я. КРЕМСУ, Б. Я. ВАС-
СЕРМАНУ, Н. Д. МАТВИЕВСКОЙ, 1974 г.):

а — структурная карта по подошве кунгурских отложений; б — геологический профиль по линии I-I

Основные направления поисково-разведочных работ

Основные перспективы прироста запасов газа и конденсата в Тимано-Печорской провинции связаны в первую очередь с Северо-Предуральской областью (приосевая и восточная зоны Предуральского краевого прогиба), на которую приходится наибольшая доля прогнозных запасов, а также с Печоро-Кожвинским мегавалом, Варандей-Адзьвинской структурной зоной и северной частью Денисовской впадины и Колвинского мегавала.

Перспективы прироста запасов нефти связаны с Печоро-Колвинской нефтегазоносной областью, на которую приходится наибольшая доля прогнозных запасов, а также с Хорейвер-Мореюской областью и неразведанной территорией Ижма-Печорской области [11].

Основной прирост промышленных запасов и добыча нефти и газа в провинции связаны с тремя основными нефтегазоносными комплексами: терригенным нижнефранско-среднедевонским (35% по прогнозной оценке), карбонатным каменноугольно-нижнепермским (25% по прогнозной оценке) и карбонатным верхнедевонским (12% по прогнозной оценке).

Терригенный комплекс девона развит в провинции повсеместно. Области его развития тяготеют к древним впадинам и склонам древних поднятий, с ними связаны основные перспективные направления. Это прежде всего древние прогибы и поднятия Печоро-Колвинской области (Печоро-Кожвинский и Шапкина-Юрьяхинский древние прогибы, Лайский свод, Печоро-Колвинская система впадин и выступов), а также Ижма-Печорская впадина. Возможно присутствие терригенных отложений девона в Хорейвер-Мореюской области и Предуральском краеом прогибе.

Карбонатные девонские отложения развиты по всей территории провинции. В этом комплексе перспективны как регионально выдержанные пластовые коллекторы, так и рифогенные образования.

Карбонатные каменноугольно-нижнепермские отложения перспективны главным образом в северных районах платформенной части провинции и в Предуральском краеом прогибе. Поисковый интерес представляют все линейные валы Печоро-Колвинской и Хорейвер-Мореюской областей, а также складки Предуральского краеого прогиба и западного склона Урала, особенно крупные поднятия в автохтоне, погребенные под чешуями надвигов.

Перспективны также карбонатные силурийско-нижнедевонские отложения, широко развитые на севере провинции в Печоро-Колвинской и Хорейвер-Мореюской областях.

Верхнепермские терригенные отложения также следует рассматривать как объект разведки, особенно в северных районах, где они представлены морскими отложениями с высоким содержанием в разрезе песчаников, перекрытых глинами. Верхнепермские отложения перспективны также в Косью-Роговской и Коротаихинской депрессиях. В этих районах перспективны и отложения триаса, достигающие здесь максимальных мощностей.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

Территория Волго-Уральской нефтегазоносной провинции охватывает восточную часть Восточно-Европейской платформы и Предуральский краевой прогиб, занимая площадь около 700 тыс. км². С севера и востока она ограничена горно-складчатыми сооружениями Тимана и Урала, с юга — Прикаспийской синеклизой, а с запада — Сысольским и Токмовским сводами и восточным склоном Воронежской антеклизы (рис. 6). В провинцию входят земли Пермской, Кировской, Куйбышевской, Оренбургской, Саратовской и Волгоградской, частично Свердловской, Пензенской и Ульяновской областей; Татарской, Башкирской, Удмуртской и Марийской АССР.

Изученность

Выдающаяся роль в открытии Волго-Уральской провинции принадлежит академику И. М. Губкину, давшему в ряде известных работ научные обоснования перспектив нефтегазоносности этой обширной территории и на протяжении многих лет проводившему ее изучение.

Первое нефтяное месторождение в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции было открыто в апреле 1929 г. в Пермской области в районе с. Верхнечусовские Городки. В скв. 20, заложенной по рекомендации проф. Н. И. Преображенского для выявления южной границы Соликамского месторождения калийных солей, был получен фонтанный приток нефти из артинских рифогенных известняков, залегающих ниже мощной галогенной толщи кунгурского яруса.

В 1932 г. на Ишимбайской площади был получен фонтан нефти из рифогенных артинско-сакмарских известняков, из скважины, заложенной по данным геолога А. А. Блохина. Открытие Ишимбайского нефтяного месторождения явилось мощным толчком для дальнейшего широкого развертывания поисково-разведочных работ в провинции. К началу 1941 г. было открыто 14 месторождений нефти: Ишимбайская группа, Краснокамское, Северо-Камское, Полазненское, Бугурусланское, Новостепановское, Сызранское, Яблоневый Овраг, Туймазинское и др. В Ишимбайском и Бугурусланском районах залежи нефти были выявлены в пермских, а в остальных — в средне- и нижнекаменноугольных отложениях.

В 1941—1945 гг. в Волго-Уральской провинции выявлено около 20 месторождений нефти и газа. Наиболее значительными являются открытия залежей нефти в терригенных отложениях девона на Самарской Луке в районе с. Яблоневый Овраг и на Туймазинской площади в Башкирской АССР.

Послевоенный период (1946—1965 гг.) характеризовался широким развитием поисково-разведочных работ, особенно в Башкирской и Татарской АССР, в Куйбышевской, Пермской и Оренбургской областях.

Большим достижением за последние годы является открытие залежей нефти и газа в Удмуртской АССР, Пермской и Оренбургской областях.

В результате проведенных поисково-разведочных работ в Волго-Уральской нефтегазозоносной провинции создана база нефтедобывающей промышленности [4].

Характерной чертой развития нефтедобывающей промышленности Волго-Уральской провинции является ее устойчивый рост. Особенно резко добыча нефти начала увеличиваться с 1946 г. в основном за счет Татарской АССР, Башкирской АССР и Куйбышевской области. В 1945 г. в провинции было добыто 2,8 млн. т нефти, т. е. в два с лишним раза больше, чем в 1938 г. Добыча нефти в 1955 г. составила 41 млн. т, в 1960 г. — 105 млн. т, в 1965 г. — 173 млн. т, в 1970 г. — 208 млн. т, а в 1975 г. — 226 млн. т.

Первое относительно крупное по масштабам того времени месторождение газа (Елшано-Курдюмское) было выявлено в 1941 г. в Саратовской области. С момента его открытия началось развитие газодобывающей промышленности в Волго-Уральской провинции. Добыча газа развивалась значительно медленнее, чем добыча нефти. Только с открытием Оренбургского газоконденсатного месторождения ускорились темпы добычи газа. В 1960 г. она составила 9,3 млрд. м³, в 1965 г. — 12,4 млрд. м³, в 1970 г. — 17,5 млрд. м³, в 1975 г. — 30,8 млрд. м³.

Всего с начала разработки в Волго-Уральской нефтегазозоносной провинции на 1/1 1975 г. добыто 3022 млн. т нефти и 204 млрд. м³ свободного газа.

РИС. 6

ВОЛГО-УРАЛЬСКАЯ НЕФТЕГАЗОЗОННАЯ ПРОВИНЦИЯ

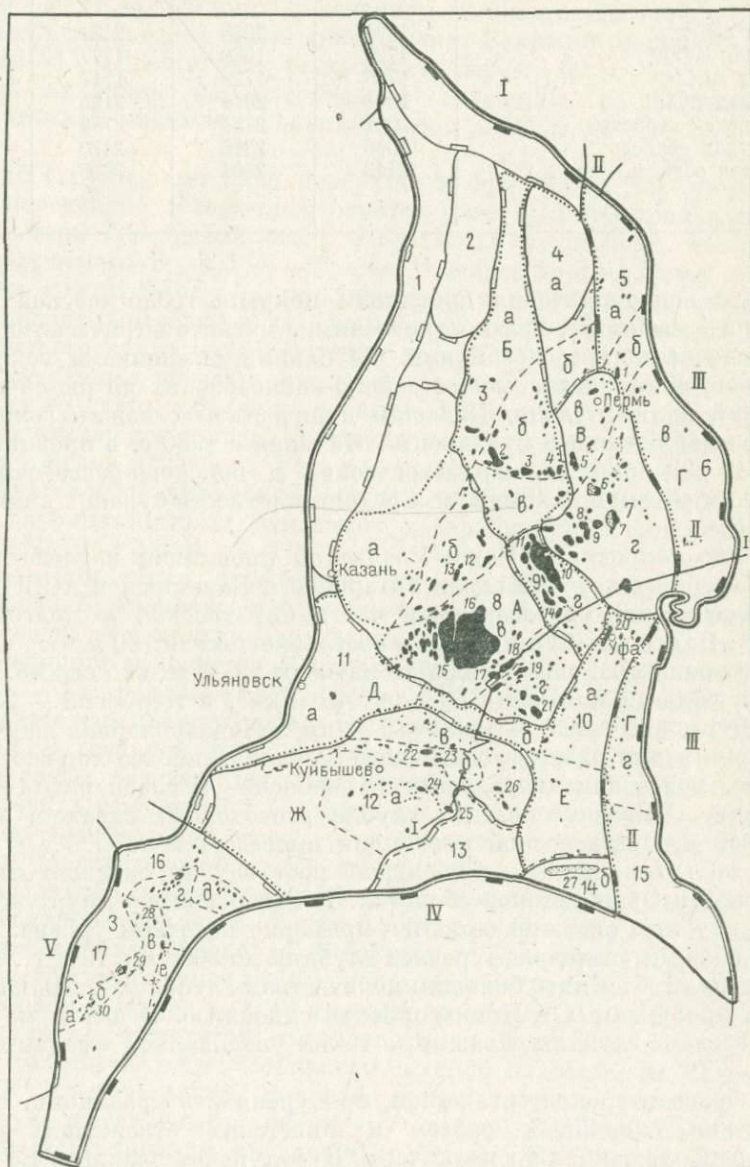
Крупнейшие тектонические элементы: I — Тиманский кряк, II — Предуральский краевой прогиб, III — Уральская складчатая система, IV — Прикаспийская синеклиза, V — Воронежская антеклиза.

Крупные тектонические элементы: 1 — Казанско-Кажимский прогиб, 2 — Коми-Пермяцкий свод, 3 — Верхнекамская впадина, 4 — Камский свод, 5 — Соликамская впадина, 6 — Юрюзано-Сылвенская впадина, 7 — Пермско-Башкирский свод, 8 — Татарский свод, 9 — Бирская седловина, 10 — Юго-Восточный склон платформы, 11 — Мелекесская впадина и Абдулинский прогиб, 12 — Жигулевско-Оренбургский свод, 13 — Вузудукская впадина, 14 — Соль-Илецкий выступ, 15 — Бельская впадина, 16 — юго-восточная часть Пачелымского прогиба, 17 — юго-восточный склон Воронежской антеклизы.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Татарская нефтеносная область: а — Кукморский, б — Нижнекамский, в — Ромашкинский, г — Шкаповский нефтеносные районы; Б — Верхнекамская нефтеносная область: а — Глазовский, б — Кенгелско-Верещагинский, в — Ижевский, г — Арланский нефтеносные районы; В — Пермско-Башкирская нефтеносная область: а — Камский, б — Чермошский, в — Пермский, г — Башкирский нефтеносные районы; Г — Южно-Предуральская нефтегазозоносная область: а — Соликамский нефтеносный, б — Косьюинско-Чусовской нефтеносный, в — Юрюзано-Сылвенский нефтегазозоносный, г — Ишимбайский нефтегазозоносный районы; Д — Мелекесско-Абдулинская нефтегазозоносная область: а — Мелекесский нефтеносный, б — Абдулинский нефтегазозоносный районы; Е — Уфимско-Оренбургская газонефтеносная область: а — Уфимский нефтегазозоносный, б — Соль-Илецкий газозоносный районы; Ж — Средневолжская нефтегазозоносная область: а — Покровский нефтеносный, б — Жигулевско-Самаринский нефтеносный, в — Пилогинский нефтегазозоносный районы; З — Нижневолжская нефтегазозоносная область: а — Верховский газонефтеносный, б — Кудиновский нефтегазозоносный, в — Жирновский нефтегазозоносный, г — Саратовский газонефтеносный, д — Степновский газонефтеносный, е — Камышинский нефтегазозоносный районы.

Месторождения: 1 — Ярино-Каменоложское, 2 — Чутырско-Киевское, 3 — Мишкинское, 4 — Ножевское, 5 — Осинское, 6 — Батырбаевское, 7 — Павловское, 8 — Красноярско-Кудинское, 9 — Четырманское, 10 — Арланское, 11 — Вятское, 12 — Бондюжское, 13 — Первомайское, 14 — Манчаровское, 15 — Новоелховское, 16 — Ромашкинское, 17 — Бавлинское, 18 — Туймазинское, 19 — Серафимовское, 20 — Сергеевское, 21 — Шкаповское, 22 — Мухоморовское, 23 — Дмитриевское, 24 — Кулешовское, 25 — Бобровское, 26 — Покровское, 27 — Оренбургское, 28 — Жирновско-Бахметьевское, 29 — Коробковское, 30 — Кудиновское

На территории Волго-Уральской провинции с начала развития поисково-разведочных работ (1930 г.) выполнен большой комплекс геолого-геофизических исследований, включающий региональные и детальные геофизические исследования, геологопоисковые и поисково-разведочные работы.



Район	Средняя глубина скважин, м			
	1961 г.	1966 г.	1971 г.	1974 г.
Пермская область	1791	2053	2131	2201
Удмуртская АССР	1729	1966	1777	1743
Татарская АССР	1789	1729	1717	1659
Башкирская АССР	1908	2010	2125	2226
Куйбышевская область	2321	2753	2788	2683
Оренбургская область	2068	2216	2470	2546
Саратовская область	2113	2301	3008	2401

Почти вся территория провинции покрыта геологической съемкой различного масштаба, гравиметрическими, магнитометрическими и электроразведочными исследованиями. Глубокими скважинами вскрыт весь разрез осадочного чехла от мезозойско-кайнозойских до рифей-вендских отложений включительно. Большим количеством скважин вскрыты породы кристаллического фундамента. Начиная с 1930 г. в провинции пробурено 16 593 опорных, параметрических и поисково-разведочных скважин общим объемом 31,3 млн. м. Средняя плотность бурения в провинции 45 м/км².

Однако территория Волго-Уральской провинции изучена неравномерно. Наиболее изучены земли Татарской и Башкирской АССР, Куйбышевской области, правобережной части Саратовской и Волгоградской областей. Плотность бурения здесь составляет около 100 м/км². Северные и юго-восточные районы провинции изучены значительно слабее. В Оренбургской области плотность бурения 45 м/км², в Пермской — 25 м/км², а в Удмуртской АССР — менее 10 м/км². Неравномерная изученность характерна и для разреза осадочного чехла. Наиболее хорошо изучены пермские, менее каменноугольные и девонские и слабо рифей-вендские отложения. Изменение средних глубин разведочных скважин в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции приведено в табл. 7.

Из табл. 7 видно, что наибольший рост глубин скважин отмечается в Пермской и Оренбургской областях. В Татарской и Удмуртской АССР средние глубины скважин остаются примерно на одном уровне. В Саратовской области увеличение средней глубины до 3008 м в 1971 г., по-видимому, следует объяснять большим количеством глубоких скважин (3500—4500 м), пробуренных в Прикаспийской синеклизе. В целом же по провинции средние глубины скважин за 15 лет увеличились незначительно — на 200—300 м.

Наиболее глубокой скважиной, пробуренной в провинции, является Ташлинская скв. 25, с забоем в живецких отложениях среднего девона, расположенная в южной части Бузулукской впадины. Ее глубина 5452 м.

Тектоническое районирование

Осадочный чехол Волго-Уральской нефтегазоносной провинции залегает на породах кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста, наиболее хорошо изученных в центральной и юго-западной частях провинции. В северном, южном и восточном районах они вскрыты лишь единичными скважинами. Вскрытая мощность не превышает 10—15 м, достигая в редких случаях 40—60 м.

Лишь глубокие параметрические скважины на Туймазинской и Ромашкинской площадях прошли около 2000 м по породам фундамента.

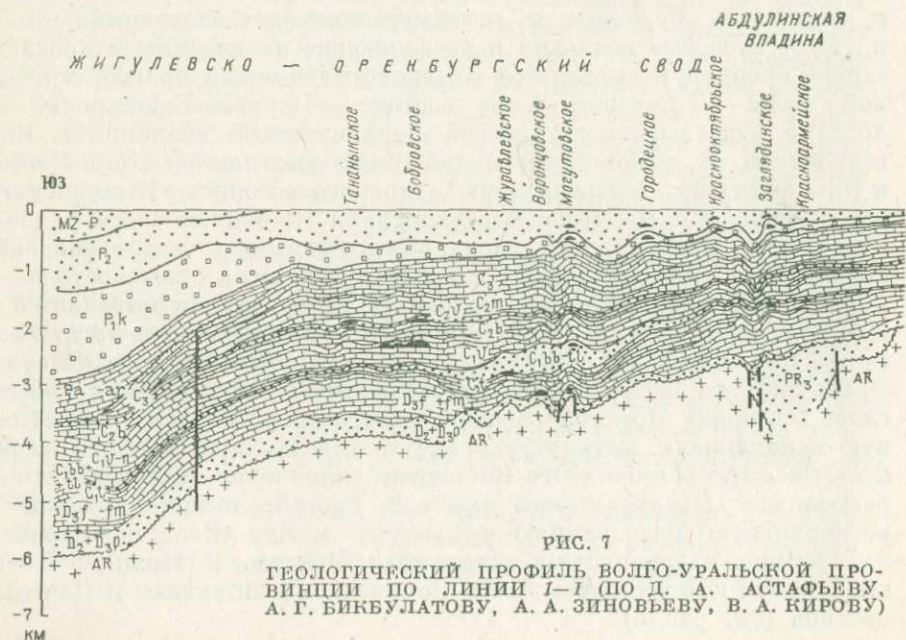
Общий структурный план поверхности фундамента характеризуется резкими перепадами абсолютных отметок (рис. 7). В центральных районах провинции (Татарский свод) поверхность фундамента залегает на абсолютных отметках $-1,5 \div -2,0$ км. В депрессионных зонах, окружающих свод, они достигают 4,5 км. Скважины, пробуренные на севере Бирской седловины (Орьбаш) и на Шкаповской площади, не вышли из разреза осадочного чехла на абсолютных отметках соответственно $-4,8 \div -5,0$ км. Таким образом, амплитуда глубин залегания поверхности фундамента по данным бурения превышает 3 км. По данным геофизических исследований поверхность фундамента погружена на глубину до 7 км в районах городов Абдулино, Уфы и Сарапула и до 10—12 км в Башкирско-Оренбургском Приуралье (Предуральский краевой прогиб). На небольших глубинах вскрыт фундамент в западной приграничной части провинции (2,5—3,0 км).

В осадочном чехле, сложенном отложениями верхнего протерозоя и фанерозоя, бурением и геофизическими исследованиями выявлены крупные сводовые поднятия и разделяющие их впадины и прогибы. На западе провинции выделяется Казанско-Кажимский прогиб, в центральной части — Татарский, а на востоке — Пермско-Башкирский своды, которые разделены между собой Верхнекамской впадиной и Бирской седловиной. В северной части провинции выделяются Коми-Пермяцкий и Камский своды, отделенные от Татарского и Пермско-Башкирского сводов Чепецкой и Чермозской седловинами. В южной части расположен Жигулевско-Оренбургский свод, ограниченный с севера Мелекесской впадиной и Серноводско-Абдулинским прогибом, а с юго-востока — Бузулукской впадиной. В юго-восточной части провинции выделяется Соль-Илецкий выступ фундамента. Южнее перечисленных структур располагается Прикаспийская синеклиза. К востоку от Татарского и Жигулевско-Оренбургского сводов отмечается непрерывное погружение палеозойских слоев в сторону Предуральского краевого прогиба. Они слагают обширную моноклиналь, вытянутую к югу от горста Каратау почти на 500 км и называемую обычно «Юго-Восточным склоном платформы». На востоке расположен Предуральский краевой прогиб, представляющий собой региональную пограничную структуру между Восточно-Европейской платформой и герцинским складчатым Уралом. В Нижнем Поволжье выделяются юго-восточные части Воронежской антеклизы и Пачелмского прогиба (см. рис. 6).

Казанско-Кажимский прогиб по поверхности фундамента представляет собой узкий, до 50—70 км шириной, грабен, вытянутый в юго-западном направлении на 600 км. Абсолютные отметки по данным бурения изменяются в том же направлении от —1970 до —2330 м. На севере, в Кировской области, прогиб выполнен мощными толщами верхнепротерозойских пород молассового типа, а южнее, в Татарской АССР, — терригенными образованиями эйфельского, живетского и нижнефранского возраста. В вышелегающих отложениях верхнего девона прогиб в значительной мере выполаживается. Каменноугольные и пермские отложения дислоцированы несогласно с нижележащими толщами и образуют обширную Вятскую систему линейных дислокаций.

Коми-Пермязкий свод находится непосредственно восточнее Казанско-Кажимского прогиба и ограничен с севера Предтима́нским прогибом, с юга — Чепецкой седловиной, а с востока — Верхнекамской впадиной. Отметки фундамента изменяются от —1600 м на юге до —1940 м на севере свода. В осадочном чехле фиксируется лишь его северная часть, а южная представляет собой пологую моноклинал, осложненную структурными носами. Четко выраженных валообразных структур в пределах свода не установлено.

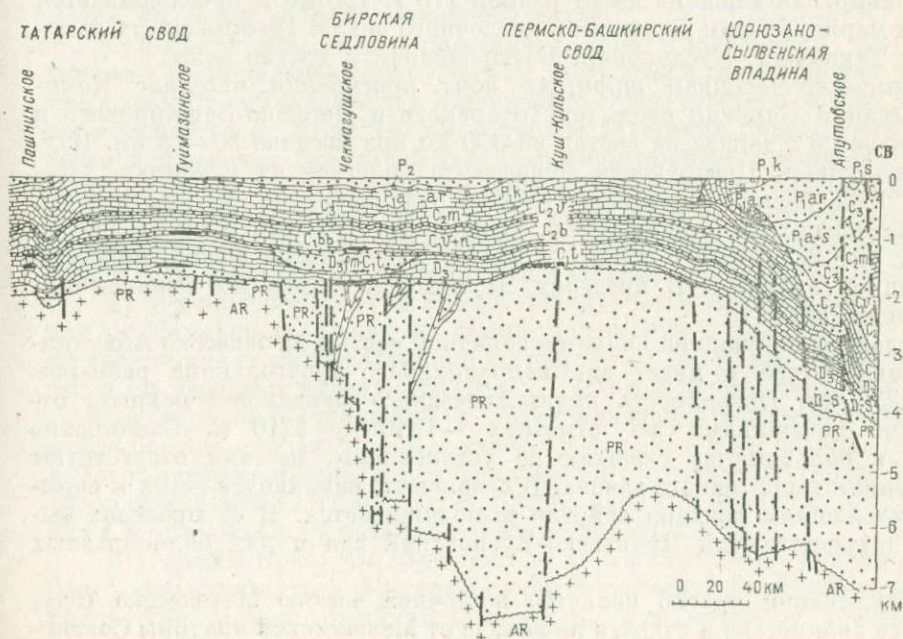
Татарский свод вытянут в субмеридиональном направлении более чем на 600 км при ширине 120—250 км и ограничен на северо-западе Казанско-Кажимским прогибом, на северо-востоке Верхнекамской впадиной, на юге — Серноводско-Абдулинским прогибом, а на юго-западе Мелекесской впадиной. В его пределах выделяются Немская, Кукморская, Альметьевская и Белебеевско-Шкаповская вершины, разделенные



флексурами и прогибами северо-восточного простирания. Абсолютные отметки поверхности фундамента изменяются от —1500 м на Кукморской до —1700 м на Белебеевско-Шкаповской вершинах. В осадочном чехле отчетливо отображены Кукморская, Альметьевская и Белебеевско-Шкаповская вершины. В пределах Немской вершины фиксируется пологая моноклинал с амплитудой погружения к северу на 175 м по девонским и 470 м по каменноугольным отложениям. По верхнепермским отложениям моноклинал перекрыта западным бортом Верхнекамской впадины. Территория Нижнекамской системы линейных дислокаций, Кукморской, Альметьевской и Белебеевско-Шкаповской вершин осложнена большим количеством приразломных валов и валообразных зон северо-восточного и северо-западного простираний.

Непосредственно к востоку от Татарского и Коми-Пермяцкого сводов расположена Верхнекамская впадина. Глубины залегания поверхности фундамента в ее южной части составляют по геофизическим данным 6 км. К северу впадина постепенно выполаживается. В девонских и каменноугольных отложениях она имеет более изометричные очертания, плоское дно и крутые борта. В пермских и мезозойско-кайнозойских отложениях борта впадины, особенно западный, сильно расширяются и перекрывают соседние своды. В ее пределах выделяется ряд валов и валообразных зон (Киевгопский, Ножовский и др.), к которым приурочены нефтяные месторождения.

Бирская седловина разделяет Альметьевскую и Башкирскую вершины и является южным продолжением Бирско-Верхнекамского авлактогена. Длина ее достигает 180 км, ширина 110 км. По геофизическим дан-



ным поверхность фундамента залегает здесь на глубинах от 3 до 8 км. По поверхности рифейско-вендских и нижней части девонских отложений выявлено асимметричное строение Бирской седловины. Каменноугольные и пермские слои на ее юго-западном борту дислоцированы и образуют довольно рельефные валобразные поднятия, большинство из которых не отражается в более древних отложениях (Базинский, Чекмагушский, Андреевский, Ивановский и Карабаевский валы).

Камский свод на западе ограничен Верхнекамской впадиной, а на востоке круто обрывается в Предуральский краевой прогиб. Размер его 280×120 км. Поверхность фундамента по данным бурения установлена на абсолютной отметке -2850 м. На юге Камский свод отделяется от Пермско-Башкирского Чермозской седловиной. Наиболее отчетливо свод выражен в нижнепермских отложениях. В его южной части выявлены Кудымкарский и Майкорский валы, имеющие форму вытянутых структурных носов, погружающихся на юг.

В пределах Пермско-Башкирского свода поверхность кристаллического фундамента вскрыта под рифейско-вендскими образованиями на отметке -2850 м. Бабкинской седловиной свод разделяется на Пермскую и Башкирскую вершины.

Пермская вершина вытянута в северо-восточном направлении на 100 км при ширине 60—70 км. Структурно она выражена очень четко. Амплитуда ее уменьшается от 810 м по пашийскому горизонту верхнего девона до 540 м по верейскому горизонту среднего карбона. В ее пределах выделяются Краснокамский, Каменноложский, Лобановский, Межовский и Осинский валы.

Башкирская вершина имеет размер 170×130 км и прослеживается по всем маркирующим горизонтам осадочного чехла. В ее пределах выделяются Таушский, Куединский, Батырбайский и другие валы.

Чермозско-Чепецкая широтная зона прогибания отделяет Коми-Пермяцкий и Камский своды от Татарского и Пермско-Башкирского и протягивается с запада на восток на 300 км при ширине 50—75 км. Изучена она слабо. Поверхность фундамента залегает на глубинах 2,0—4,0 км. В девонских и каменноугольных отложениях осевая часть зоны, как и по поверхности фундамента, выявляется не очень четко. Выше по разрезу она смыкается с южным краем Верхнекамской юрско-триасовой наложенной впадины. В пределах Чермозской седловины выявлен Васильевский вал.

Мелекеская впадина является западной частью Мелекесско-Абдулинского авлакогена и имеет вид неправильного треугольника размером 140×230 км. Поверхность кристаллического фундамента вскрыта отдельными скважинами на отметках -1810 — -2210 м. Бавлинские осадки в большинстве скважин не установлены, местами отсутствуют образования терригенного девона. В девонских, каменноугольных и пермских отложениях впадина заметно выполаживается. В ее пределах выявлен дизъюнктивный Пичкаско-Бугровский вал и ряд валобразных зон.

Абдулинский прогиб является восточной частью Мелекесско-Абдулинского авлакогена и отделен на западе от Мелекесской впадины Сокско-

Шешминскими дислокациями. Прогиб протягивается в юго-восточном направлении на 230 км при ширине 35—40 км на западе и до 130—150 км на востоке. Глубина залегания поверхности фундамента по геофизическим данным вблизи южного борта составляет 3,5 км на западе и 6,0 км на востоке. В осадочном чехле прогиб нивелируется за счет заполнения его бавлинскими отложениями. Валы, осложняющие прогиб, лучше всего изучены в бортовых частях (Сокско-Шешминская и Большекинельская системы дислокаций).

Жигулевско-Оренбургский свод вытянут с запада на восток на 550 км при ширине 200 км на западе и 110 км на востоке. Поверхность фундамента погружается в этом же направлении от —1420 до —2980 м. Почти повсеместно в пределах свода в разрезе отсутствуют рифейско-вендские отложения. В западной и северной наиболее приподнятых его частях из разреза местами выпадают также низы девонских отложений. Поперечной Жигулевско-Самаркинской системой линейных дислокаций свод разделяется на Жигулевско-Пугачевскую и Оренбургскую вершины. В палеозойском осадочном чехле весьма рельефно выражена лишь Жигулевско-Пугачевская вершина, а Оренбургская как замкнутая положительная структура не прослеживается и представляет собой моноклираль. В пределах свода, кроме названной выше системы линейных дислокаций, выделяется большое количество валов и валообразных зон (Раковский, Шумаркинский, Покровский, Кулешовский и другие валы).

Бузулукская впадина на севере ограничена Жигулевско-Оренбургским сводом, а на юге — Прикаспийской синеклизой. Ширина ее изменяется от 30—40 км в северной до 150—200 км в южной частях. Глубина залегания поверхности фундамента достигает 6 км. Впадина прослеживается по всему разрезу осадочного чехла.

Юго-Восточный склон платформы, протягивающийся на 500 км, выражен региональным погружением подсолевых палеозойских отложений к востоку от Татарского и Жигулевско-Оренбургского сводов. Ширина его изменяется от 50 до 100 км. Глубина залегания поверхности фундамента в пределах склона по геофизическим данным изменяется от 4 до 10 км. В самой южной части его выделяется Соль-Илецкий выступ с глубинами залегания поверхности фундамента 4—5 км. Структурный план поверхности фундамента нивелируется бавлинскими отложениями, что определяет размещение тектонических элементов в девоне и карбоне.

Предуральский краевой прогиб вытянут в меридиональном направлении от Тиманского края на севере до широты г. Соль-Илецка на юге на расстояние свыше 1000 км при ширине от 20 до 110 км. В средней своей части он перекрыт надвигом Каратау. Краевой прогиб заполнен мощной толщей пермских отложений и характеризуется асимметричным строением бортов и зонально — полосовым распределением фаций. Наиболее хорошо изучены нижне- и верхнепермский структурные этажи. В состав рассматриваемой части краевого прогиба входят с севера на юг Соликамская, Юрюзано-Сылвенская и Бельская впадины.

В Нижнем Поволжье выделяются: юго-восточное окончание Пачелмского авлакогена, юго-восточный склон Воронежской антеклизы и южный склон Жигулевско-Оренбургского свода. Эти основные тектонические

элементы, осложнены рядом более мелких структур. К ним относятся Степновский вал, унаследованно развивавшийся со среднего девона до палеогена. Мезозойские образования залегают согласно с девонскими, но менее интенсивно дислоцированы. Елшано-Сергиевская флексура и Карамышская наложенная депрессия осложняют юго-восточную часть Пачелмского прогиба. Южнее Карамышской депрессии расположен Жирновско-Бахметьевский, резко приподнятый блок, Арчедино-Коробковский мегавал, Уметовская флексура и ряд более мелких структур. Кроме того, выделяется Кудиновско-Волгоградский погребенный вал девонского времени формирования.

Нефтегазоносность

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции промышленные залежи нефти и газа приурочены к девонским, каменноугольным и пермским отложениям [4]. В них выделяется до шести основных продуктивных комплексов: терригенный среднего и верхнего девона, карбонатный верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона, терригенный нижнего карбона, карбонатный и терригенно-карбонатный среднего карбона, карбонатный верхнего карбона — нижней перми и карбонатно-терригенный верхней перми. В девонских отложениях сосредоточено 38% разведанных запасов нефти и 2% газа, в каменноугольных — 58% нефти и 8% газа и в пермских — 4% нефти и 90% газа.

Терригенный продуктивный комплекс девона принят в объеме от подошвы эйфельского или живетского ярусов до кровли кыновского горизонта. Продуктивны здесь шесть пластов песчаников (Д-V, Д-IV, Д-III, Д-II, Д-I и Д-0), разделенных пачками глин и аргиллитов. Наиболее широко развиты пласты песчаников живетского яруса и нижнефранского подъяруса. Пласт Д-IV (воробьевский горизонт) распространен в центральной и южной частях Урало-Поволжья, а Д-V (нижняя часть эйфельского яруса) — на юге территории. Промышленная нефтеносность этих пластов установлена на большей части провинции. Наиболее богатые залежи нефти приурочены к песчаникам пашийского горизонта (пласт Д-I) на Альметьевской и Белебеевско-Шкаповской вершинах Татарского свода. Здесь сконцентрированы максимальные промышленные запасы нефти в терригенном девоне. С породами этого комплекса связано свыше $\frac{1}{3}$ разведанных запасов нефти провинции.

В течение последних лет в терригенном девоне выявлен ряд новых небольших месторождений нефти на Пермско-Башкирском, Татарском, Жигулевско-Оренбургском сводах, в Верхнекамской впадине и на северо-западном борту Мелекесской впадины и Юго-Восточном склоне платформы.

Карбонатный комплекс верхнего девона и нижнего карбона объединяет отложения от кровли кыновского горизонта до кровли турнейского яруса. Комплекс сложен карбонатными породами в различной степени пористыми, трещиноватыми, кавернозными. Пласты-коллекторы установлены в доманиковых (два пласта), мендымских (два), верхнефранских (три), фаменских (один) и турнейских (до четырех пластов) отложениях.

Коллекторские свойства их весьма изменчивы. Региональной покрывкой для этого продуктивного комплекса служат глины и аргиллиты нижней терригенной толщи визейского яруса, а местами глинисто-карбонатные породы верхней части турнейского яруса.

В карбонатных отложениях верхнего девона в последние годы залежи нефти выявлены в южной части Татарского свода, на Башкирской вершине Пермско-Башкирского свода, Жигулевско-Оренбургском своде и в Предуральском прогибе. Залежи преимущественно небольшие. Значительно больше их приурочено к карбонатным коллекторам турнейского яруса. Наиболее продуктивны пласты кизеловского и заволжского горизонтов. К этому комплексу приурочена примерно $\frac{1}{10}$ часть запасов нефти провинции.

К терригенному продуктивному комплексу нижнего карбона относятся песчано-глинистые породы малиновского и яснополянского надгоризонтов. Они широко развиты в пределах Камско-Кинельской системы прогибов. На остальной территории Волго-Уральской провинции распространены только образования яснополянского надгоризонта.

В указанной системе прогибов в разрезе терригенных отложений нижнего карбона выделяется до 10 продуктивных пластов. Наибольшее количество пластов (до восьми) установлено в южной части этой системы прогибов. В центральной и северо-восточной частях Камско-Кинельской системы прогибов количество их не превышает пяти-шести. Широкое распространение имеют продуктивные пласты яснополянского надгоризонта. С ними связано большое количество залежей.

Пласты-коллекторы терригенного комплекса нижнего карбона сложены песчаниками и алевролитами. Некоторые из них имеют локальное распространение. Литологический состав и мощность пластов сильно изменчивы. Региональной покрывкой служат глины и глинистые известняки тульского горизонта. Следует отметить, что местами в северной части провинции продуктивные песчаники бобриковского и тульского горизонтов объединяются в один или два продуктивных пласта. Запасы нефти этого комплекса составляют около $\frac{1}{3}$ запасов провинции.

Карбонатный и терригенно-карбонатный продуктивный комплекс среднего карбона в разных частях рассматриваемой провинции имеет неодинаковый разрез. На юге территории в его строении значительную роль играют терригенные породы, а на севере — карбонатные. К этому продуктивному комплексу приурочено 10—11 нефтегазовых пластов, в том числе в башкирском ярусе — два, верейском горизонте — до шести, в каширском и подольском — до трех.

На юге провинции пласты верейского горизонта представлены в основном песчаниками и алевролитами, а на севере известняками. Покрывкой залежей служат прослой глин и глинистых известняков. Большое количество залежей нефти установлено в Камско-Кинельской системе прогибов.

В карбонатных отложениях каширского и подольского горизонтов залежи нефти и газа сравнительно небольшие и имеют значительно меньшее распространение, чем в верейском горизонте. В мячковском горизонте разведаны пока единичные небольшие залежи нефти. Запасы нефти

и свободного газа комплекса в целом составляют около $\frac{1}{5}$ запасов провинции.

Карбонатный комплекс верхнего карбона и нижней перми распространен на всей территории провинции. Однако промышленно нефтегазонасен он только в юго-восточной ее части в Предуральском краевом прогибе. Это связано с тем, что здесь широко развита галогенная толща пород кунгурского яруса, служащая надежным экраном. На остальной территории она почти полностью отсутствует. В Предуральском краевом прогибе коллекторские горизонты нижней перми представлены рифогенными образованиями. За последние годы в этом комплексе выявлены новые залежи газа, в том числе Оренбургское газоконденсатное месторождение. Запасы нефти этого комплекса незначительны, а запасы свободного газа составляют 90% от запасов провинции.

Карбонатно-терригенный продуктивный комплекс верхней перми выделен в объеме от подошвы уфимского яруса до кровли галогенной толщи казанского яруса. Промышленно нефтеносен он только в пределах Жигулевско-Оренбургского свода. В этом комплексе выделяется до четырех нефтяных и газовых пластов. Приуроченные к ним залежи небольшие, и разведанные запасы нефти и газа незначительны.

Анализ материала по залежам нефти и газа показывает, что больше половины их (до 56%) приурочено к двум основным продуктивным комплексам: нижнекаменноугольному терригенному (26%) и девонскому терригенному (до 30%), наиболее широко распространенным.

Нефтегазогеологическое районирование

В Волго-Уральской нефтегазонасной провинции выделяются восемь областей с промышленными месторождениями нефти и газа (табл. 8). Из них три нефтеносные — Татарская, Верхнекамская и Пермско-Башкирская, занимающие центральную и северную части провинции; четыре нефтегазонасные — Южно-Предуральская, Мелекесско-Абдулинская, Средневожская и Нижневожская и одна газонефтеносная — Уфимско-Оренбургская, расположенные в южной части провинции. Кроме того, в состав провинции включаются перспективные земли Казанско-Кажимского и Вычегодского прогибов, Коми-Пермяцкого свода и Немской вершины Татарского свода, на долю которых приходится 18% площади провинции.

В Волго-Уральской нефтегазонасной провинции за длительный период поисков и разведки залежей нефти и газа выполнены большие объемы работ. Прогнозные и перспективные запасы газа превышают разведанные более чем в 5 раз. Основная прогнозная оценка нефти (60%) приходится на карбонатные отложения.

Перспективы открытия новых месторождений связаны с юго-восточной частью Волго-Уральской провинции: Уфимско-Оренбургской газонефтеносной областью, Бузулукской впадиной в Средневожской нефтегазонасной области, Ишимбайским нефтегазонасным районом. Кроме того,

определенными перспективами обладает северная часть Верхнекамской нефтеносной области. Менее перспективны нефтегазоносные районы с наиболее высокой плотностью разведочного бурения такие, как Арланский, Ромашкинский, Шкаповский, Жигулевско-Самаркинский и др.

Татарская нефтеносная область приурочена к одноименному своду, без его Немской вершины. В составе ее выделяются Кукморский, Нижнекамский, Ромашкинский и Шкаповский нефтеносные районы. Основные разведанные запасы приурочены к Ромашкинскому району. По разведанным запасам и добыче нефти рассматриваемая область занимает первое место в Волго-Уральской провинции. Запасы свободного газа отсутствуют. Газовые факторы нефти невысокие.

Промышленная нефтеносность связана с интервалом отложений от эйфельского яруса среднего девона до московского яруса среднего карбона. Основные запасы (свыше 90%) и добыча приурочены к терригенной толще девона, в которой сосредоточены основные нефтяные залежи. Нефть в карбонатной части девона и карбона распределена по большому количеству залежей и их значительная часть еще полностью не разведана.

В Татарской нефтеносной области открыто большое количество нефтяных месторождений, в том числе Ромашкинское (рис. 8), Новоелховское, Бавлинское, Туймазинское и др. В связи с высокой степенью разведанности терригенных отложений девона возможности открытия в них новых значительных залежей маловероятны. В пределах большей части Кукморского района, расположенного в северо-западной части области, терригенные отложения девона отсутствуют и распространены только на его юго-восточных участках. Здесь в девонской терригенной толще возможно открытие небольших залежей нефти. Основные перспективы нефтеносности Татарской области связываются с карбонатными и терригенными коллекторами нижнего и среднего карбона, а также с девонскими карбонатными породами.

Плотность разведанных запасов II категории характерна для Ромашкинского нефтеносного района. Нижнекамский и Шкаповский районы по плотности разведанных запасов относятся к V категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов выше 0,5. Кукморский район по плотности выявленных запасов отнесен к VI категории, а по прогнозной оценке — к III категории.

Верхнекамская нефтеносная область в тектоническом отношении приурочена к Верхнекамской впадине и Бирской седловине.

Промышленные залежи нефти связаны с отложениями от живетского яруса среднего девона до сакмарского яруса нижней перми. Основные запасы (свыше 90%) сосредоточены в каменноугольных отложениях.

Верхнекамская нефтеносная область включает Глазовский, Кенгоско-Верещагинский, Ижевский и Арланский нефтеносные районы.

Верхнекамская нефтеносная область характеризуется возможностями открытия новых залежей нефти, главным образом в ее северных (Глазовском,

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Татарская НО	100	Татарский свод
а. Кукморский НР	30	Кукморская вершина
б. Нижнекамский НР	16	Седловина
в. Ромашкинский НР	38	Альметьевская вершина
г. Шкаповский НР	16	Южный склон Татарского свода
Б. Верхнекамская НО	60	Верхнекамская впадина, Бирская седловина
а. Глазовский НР	22	Северная часть Верхнекамской впадины
б. Киенгопско-Верещагинский НР	15	Центральная часть Верхнекамской впадины
в. Ижевский НР	10	Южная часть Верхнекамской впадины
г. Арланский НР	13	Бирская седловина
В. Пермско-Башкирская НО	70	Камский и Пермско-Башкирский своды
а. Камский НР	20	Камский свод
б. Чермозский НР	6	Чермозская седловина
в. Пермский НР	11	Пермская вершина
г. Башкирский НР	33	Башкирская вершина
Г. Южно-Предуральская НГО	100	Южная часть Предуральского краевого прогиба

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
5	Терригенный девонский	Терригенные девонский и нижнекаменноугольный
2	То же	Терригенный девонский
2,5	Терригенный девонский, терригенно-карбонатный, нижне-среднекаменноугольный	Терригенный нижнекаменноугольный
2	Терригенный девонский	—
5	То же	Терригенные девонский
8	Терригенный нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный	и нижнекаменноугольный Терригенный нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный
3,5	Терригенно-карбонатный среднекаменноугольный	Терригенно-карбонатный среднекаменноугольный
7	Терригенно-карбонатный среднекаменноугольный, терригенный нижнекаменноугольный	Терригенный нижнекаменноугольный
8	Терригенный девонский, терригенно-карбонатный нижне-среднекаменноугольный	То же
7	Терригенный нижнекаменноугольный	—
8	Терригенные девонский и нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный	Терригенный нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный
3,5	Терригенный нижнекаменноугольный	Терригенный нижнекаменноугольный
4	То же	То же
8	Терригенно-карбонатный среднекаменноугольный	Терригенный нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный
8	Терригенные девонский и нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный	То же
12	Терригенный нижнекаменноугольный, карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский	Карбонатный верхнедевонско-нижнекаменноугольный, терригенный нижнекаменноугольный, карбонатно-терригенный среднекаменноугольный,

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
а. Соликамский НР	17	Соликамская впадина
б. Косьвинско-Чусовской НР	5	Косьвинско-Чусовская седловина
в. Юрюзано-Сылвенский НГР	33	Юрюзано-Сылвенская впадина
г. Ишимбайский НГР	15	Северная часть Бельской впадины
Д. Мелекесско-Абдулинская НГО	40	Мелекесская впадина, Абдулинский прогиб
а. Мелекесский НР	32	Мелекесская впадина
б. Абдулинский НГР	8	Абдулинский прогиб
Е. Уфимско-Оренбургская ГНО	50	Юго-восточный склон Русской плиты, Соль-Илецкий выступ
а. Уфимский НР	20	Уфимская моноклираль
б. Соль-Илецкий ГР	9	Соль-Илецкий выступ
Ж. Средневожская НГО	120	Жигулевско-Оренбургский свод и Бузулукская впадина
а. Покровский НР	25	Юго-восточная часть свода
б. Жигулевско-Самаркинский НР	9	Северная часть свода
в. Пилюгинский НГР	20	Северо-восточная часть свода

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
6	Терригенный нижнекаменноугольный	карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский Карбонатный верхнедевонско-нижнекаменноугольный
5	То же	То же
9	Терригенный нижнекаменноугольный, карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский	Терригенный нижнекаменноугольный, карбонатно-терригенный среднекаменноугольный
12	Карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский	Карбонатные верхнедевонский, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский
6	Терригенные девонский и нижнекаменноугольный	Терригенный и карбонатный девонские
3	То же	—
6	»	Терригенный и карбонатный девонские
10	Терригенные девонский и нижнекаменноугольный, карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский	Терригенный девонский, карбонатный верхнедевонско-нижнекаменноугольный, карбонатно-терригенный среднекаменноугольный, карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский
10	Терригенные девонский и нижнекаменноугольный	Терригенный и карбонатный девонские
8	Карбонатный верхнекаменноугольно-нижнепермский	Карбонатные среднекаменноугольный, нижнекаменноугольный и верхнекаменноугольно-нижнепермский
6	Терригенные девонский и нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный	Терригенные девонский и нижнекаменноугольный
4	То же	То же
3	»	—
4	»	Терригенный девонский

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
3. Нижневолжская НГО	70	Юго-восточные части Воронежской антеклизы и Пачелмского прогиба
а. Верховский ГНР	2	Арчедино-Коробковский вал
б. Кудиновский НГР	2	Кудиновско-Волгоградский вал
в. Жирновский НГР	5	Карамышская депрессия
г. Саратовский ГНР	4	Карамышская депрессия,
д. Степновский ГНР	4	Елшано-Сергиевская флексура
е. Камышинский НГР	3	Степновский вал Уметовская флексура

Киевско-Верецагинском и Ижевском) районах. В Арланском районе, занимающем южную часть области, проведен большой объем поисковых и разведочных работ, в результате чего в отложениях нижнего и среднего карбона выявлен ряд нефтяных месторождений, в том числе и Арланское. Ввиду значительной изученности перспективы открытия новых сколько-нибудь значительных залежей здесь маловероятны.

В Ижевском районе прогнозная оценка указывает на возможность открытия новых нефтяных месторождений. Имеющиеся данные по геологическому строению и нефтеносности этого района позволяют связывать ближайшие перспективы с терригенными отложениями девона и яснополянского надгоризонта и карбонатными коллекторами среднего карбона.

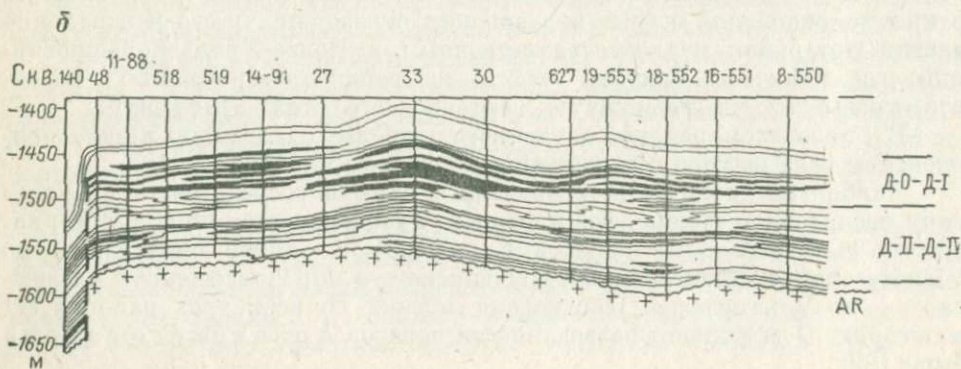
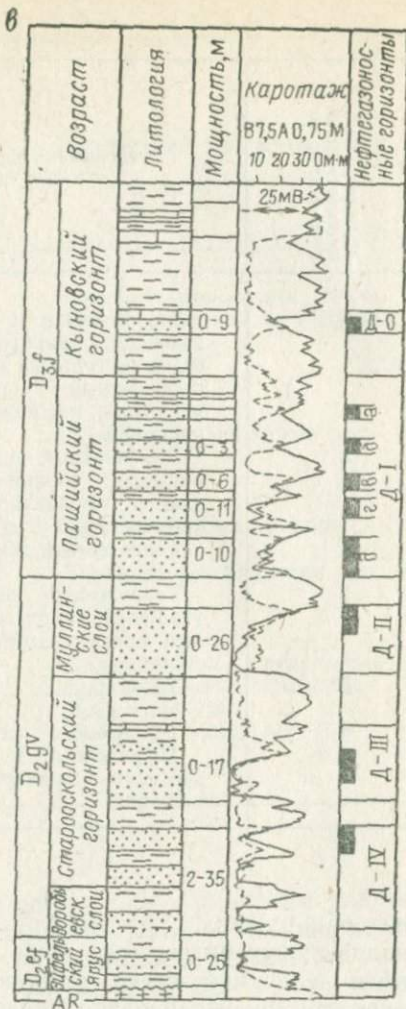
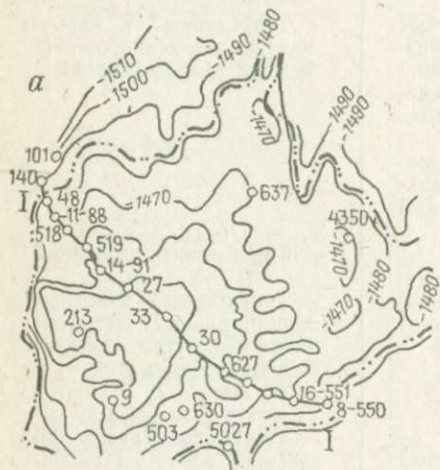
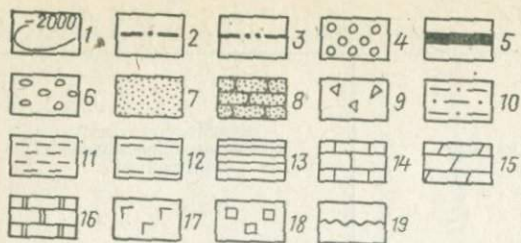
В Киевско-Верецагинском нефтеносном районе, занимающем центральную часть области, выявлен ряд нефтяных залежей. Основная часть разведанных запасов нефти сосредоточена в карбонатных и терригенных коллекторах среднего и нижнего карбона. Открытие новых залежей в этих отложениях наиболее вероятно в северо-восточной части района,

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
5,5	Терригенный и карбонатный девонские, терригенный нижнекаменноугольный и терригенно-карбонатный среднекаменноугольный, карбонатный нижнепермский	Терригенный и карбонатный девонские, карбонатный нижнепермский
3	Карбонатный девонский, терригенный нижнекаменноугольный, карбонатно-терригенный среднекаменноугольный	—
4	Терригенный девонский	Терригенный девонский
5	Терригенный нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный	Терригенный нижнекаменноугольный, терригенно-карбонатный среднекаменноугольный
3	То же	То же
4,5 5,5	Терригенный девонский Терригенный и карбонатный девонские, карбонатный нижнепермский	Терригенный девонский Терригенный и карбонатный девонские, карбонатный нижнепермский

где обнаружены два месторождения. В терригенных коллекторах девона, изученных пока еще слабо, открыта единственная залежь нефти в южной части района. Анализ условий распределения углеводородов в Киянгопско-Верещагинском районе позволяет ожидать открытие скоплений нефти в девонских отложениях в его центральной части. Этот район является единственным в Волго-Уральской провинции, где получены притоки нефти из верхнепротерозойских пород, что указывает на возможную нефтеносность этих отложений.

В Глазовском районе, изученном наиболее слабо, ближайшие перспективы связываются с отложениями среднего карбона.

Наибольшее количество разведанных запасов сосредоточено в Арланском нефтеносном районе, где плотность их оценивается по II категории. Плотность разведанных запасов в Глазовском районе оценивается по VI категории; в Киянгопско-Верещагинском — по IV категории и в Ижевском — по V категории. Прогнозная оценка во всех трех районах III категории. Коэффициент разведанности запасов Арланского района выше 0,9.



Пермско-Башкирская нефтеносная область приурочена к Камскому и Пермско-Башкирскому сводам и к Чермозской седловине.

Основные запасы (свыше 90%) сосредоточены в каменноугольных отложениях. Пермско-Башкирская нефтеносная область характеризуется большим стратиграфическим диапазоном промышленной нефтеносности. Залежи нефти здесь выявлены в муллинских, пашийских, фаменских, турнейских, башкирских и верейских отложениях. Дальнейшие перспективы открытия нефтяных залежей во всех районах области связываются с этими же породами. В терригенных коллекторах девона наиболее вероятно обнаружение залежей нефти в северо-западных участках области.

В состав области входят Камский, Чермозский, Пермский и Башкирский нефтеносные районы.

Камский нефтеносный район находится на одноименном своде. По плотности разведанных запасов район соответствует VI категории, а по прогнозной оценке — III категории. Коэффициент разведанности запасов высокий. Чермозский район расположен в одноименной седловине. Плотность разведанных и прогнозных запасов такая же, как и в Камском районе.

Пермский район приурочен к Пермской вершине Пермско-Башкирского свода, а Башкирский — к Башкирской вершине этого свода. Оба района по плотности разведанных запасов относятся к V категории, а по прогнозной оценке Пермский район — ко II категории, Башкирский — к III категории. Коэффициент разведанности запасов высокий. Наибольшими запасами характеризуется Башкирский нефтеносный район.

Южно-Предуральская нефтегазосная область приурочена к южной части Предуральского краевого прогиба и включает Соликамскую и Юрюзано-Сылвенскую впадины с разделяющей их Косьвинско-Чусовской седловиной, а также Бельскую впадину.

В пределах области выделяются Соликамский и Косьвинско-Чусовской нефтеносные и Юрюзано-Сылвенский и Ишимбайский нефтегазосные районы. Все районы относятся к одноименным структурным элементам, за исключением Ишимбайского, который расположен в Бельской впадине.

Запасы нефти сосредоточены в основном в каменноугольных отложениях северных районов области, а запасы газа — в нижнепермских породах ее южной части.

РИС. 8

РОМАШКИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО П. И. ЛАНГУЕВУ и др., 1964 г.): а — структурная карта по кровле пашийского горизонта верхнего девона; б — геологический профиль по линии I—I; в — разрез продуктивной части отложений. Условные обозначения к рис. 8, 9, 12, 13, 17, 18, 24, 27, 32, 33, 36, 37, 41, 51, 54, 59: 1 — изогиасы продуктивного горизонта; контуры: 2 — газоносности, 3 — нефтеносности, 4 — газ; 5 — нефть; 6 — конгломераты; 7 — пески; 8 — песчаники; 9 — брекчии; 10 — алевролиты; 11 — алевроиты; 12 — глины; 13 — аргиллиты; 14 — известняки; 15 — мергели; 16 — доломиты; 17 — гипсы, ангидриты; 18 — соль; 19 — границы несогласия

Южно-Предуральская нефтегазоносная область изучена бурением весьма неравномерно. Хорошо изучен Косьвинско-Чусовской район. Промышленная нефтеносность здесь установлена в турнейских, яснополянских, среднекаменноугольных и нижнепермских отложениях. Открытие новых залежей в этих отложениях возможно в юго-восточной части Косьвинско-Чусовского района. Девонские отложения перспективны на всей территории района. Геологические особенности района указывают на возможность открытия в его пределах гидродинамических залежей нефти.

Соликамский район наиболее перспективный в области, поскольку характеризуется наиболее благоприятными условиями для формирования и сохранения нефтяных скоплений. Ближайшие перспективы открытия залежей нефти связываются с фаменскими, ниже- и среднекаменноугольными и пермскими отложениями, промышленная нефтеносность которых уже доказана.

В Юрюзано-Сылвенском нефтегазоносном районе наиболее перспективны для открытия нефтегазовых скоплений каменноугольные и пермские отложения. Степень их перспективности возрастает с запада на восток. В южной части района в качестве перспективных могут рассматриваться девонские и нижнепалеозойские образования.

Относительно хорошо изученный Ишимбайский район характеризуется промышленной нефтегазоносностью в стратиграфическом диапазоне от среднедевонских до нижнепермских отложений включительно. В этом районе, приуроченном к северной части Бельской впадины, основные перспективы открытия новых месторождений нефти и газа связываются с терригенными и карбонатными отложениями девона, карбонатными коллекторами нижнего карбона и нижнепалеозойскими отложениями, которые залегают на больших глубинах. Пермские отложения в связи с их уже значительной изученностью характеризуются невысокими перспективами. Структурно-фациальный анализ указывает, что в Ишимбайском районе в карбонатных верхнедевонских и турнейских коллекторах возможно открытие массивных залежей нефти.

В Соликамском нефтеносном районе плотность разведанных запасов оценивается по VI категории. Район еще слабо изучен, коэффициент разведанности запасов невысокий. По прогнозной оценке район относится ко II категории. Косьвинско-Чусовской нефтеносный район занимает небольшую площадь по сравнению с остальными районами области. В его пределах было открыто первое месторождение нефти в Волго-Уральской провинции — Чусовские Городки. По плотности разведанных запасов район соответствует V категории, а по прогнозной оценке — III категории. В Юрюзано-Сылвенском нефтегазоносном районе плотность разведанных запасов оценена по VI категории. По прогнозной оценке район относится к III категории. В Ишимбайском нефтегазоносном районе запасы нефти и газа в основном связаны с рифогенными образованиями нижней перми. По плотности разведанных запасов район относится к V категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов высокий. Южная часть Бельской впадины, не вошедшей в состав этого района, по прогнозной оценке соответствует II категории.

Несмотря на то что в Предуральском краевом прогибе поисково-разведочные работы ведутся уже более 40 лет, степень изученности его пока невысокая, особенно глубоководных перспективных горизонтов

Мелекесско - Абдулинская нефтегазоносная область включает Мелекесскую впадину и Абдулинский прогиб.

Запасы нефти связаны с отложениями от эйфельского яруса среднего девона до казанского яруса верхней перми. Основные запасы (свыше 90%) сосредоточены в каменноугольных, а минимальные — в пермских отложениях. Запасы газа связаны с пермскими отложениями. В области выделяются Мелекесский нефтеносный и Абдулинский нефтегазоносный районы.

В Мелекесском районе плотность разведанных запасов оценивается по VI категории. Коэффициент разведанности запасов 0,9. Абдулинский район по плотности разведанных запасов отнесен к V категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Выявленность запасов высокая. Перспективность Абдулинского района, занимающего восточную часть области, возрастает в восточном направлении. Ближайшие перспективы открытия залежей нефти и газа здесь можно связывать с папийскими, турнейскими, яснополяцкими и среднекаменноугольными отложениями. На востоке района в качестве перспективных рассматриваются также и пермские отложения.

Уфимско - Оренбургская газонефтеносная область расположена на Юго-Восточном склоне Русской плиты.

Запасы нефти почти поровну распределены между отложениями девона и карбона с небольшим преимуществом для карбона.

Область подразделяется на Уфимский нефтеносный и Соль-Илецкий газоносный районы. Все запасы газа сосредоточены в Соль-Илецком районе в отложениях нижней перми и верхнего карбона.

По плотности разведанных запасов Уфимский нефтеносный район отнесен к VI категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Соль-Илецкий газоносный район по разведанным запасам газа отнесен к I категории, а по прогнозной оценке — ко II категории.

Уфимско-Оренбургская газонефтеносная область характеризуется перспективами открытия залежей нефти и газа. В Уфимском районе возможно открытие новых залежей нефти в терригенных девонских и нижнекаменноугольных коллекторах, а также в карбонатных породах турнейского и фаменского ярусов в пределах линейных структурных зон, пересекающих район в северо-восточном направлении.

Центральная часть области отнесена к перспективным землям. Здесь доказана промышленная нефтеносность девонских и газоносность пермских отложений. Имеющиеся данные указывают на перспективы также и отложений каменноугольного возраста. По прогнозной оценке эти земли отнесены ко II категории.

В Соль-Илецком газоносном районе открыто Оренбургское газоконденсатное месторождение (рис. 9). Основными промышленными объектами являются верхнекаменноугольно-нижнепермские отложения. С этими же отложениями связываются дальнейшие перспективы открытия в районе новых месторождений, прежде всего в его южной и юго-восточной частях.

Кроме того, анализ материалов глубокого бурения позволяет высоко оценивать и перспективы нижнекаменноугольных отложений.

Область находится еще в стадии поисково-разведочных работ.

Средневолжская нефтегазоносная область приурочена к Жигулевско-Оренбургскому своду и Бузулукской впадине.

Основные запасы нефти сосредоточены в каменноугольных (почти 70%) и девонских (более 25%) отложениях. Запасы газа невелики. Средневолжская нефтегазоносная область характеризуется наиболее высоким в Урало-Поволжье диапазоном выявленной промышленной нефтегазоносности. В разрезе палеозойских отложений нефтегазоносные объекты установлены в 25 горизонтах от среднедевонских до верхнепермских

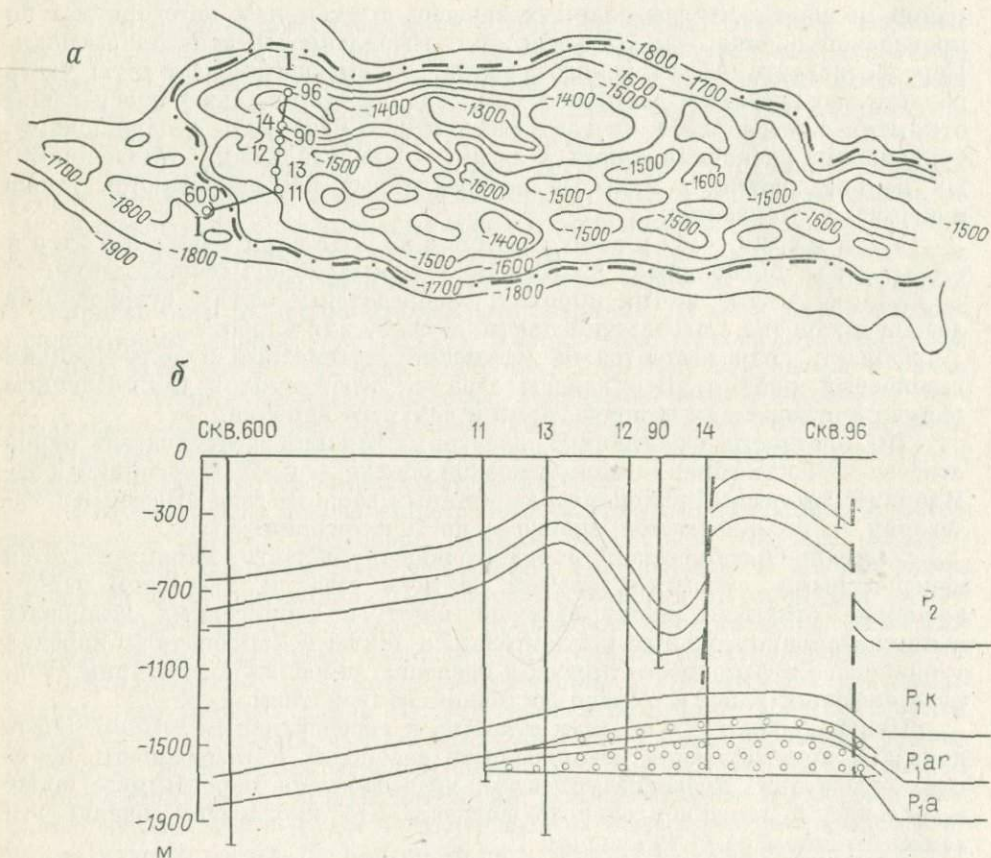


РИС. 9

ОРЕНБУРГСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО И. А. ШПИЛЬМАНУ и др., 1970 г.):

а — структурная карта по кровле сакмарских отложений; б — геологический профиль по линии I-I

включительно. Почти все выявленные запасы нефти и газа сосредоточены в восточной половине области.

В состав области входят Покровский и Жигулевско-Самаркинский нефтеносные и Пилюгинский нефтегазоносный районы, а также перспективные земли Бузулукской впадины и Балаковской вершины свода.

Покровский нефтеносный район — основной по разведанным запасам нефти. Открытие новых залежей нефти и газа наиболее вероятно в его восточной и южной частях в девонских, каменноугольных и пермских отложениях.

В Жигулевско-Самаркинском нефтеносном районе наиболее перспективна его восточная часть, особенно на бортовых участках Камско-Кинельской системы прогибов.

В Пилюгинском нефтегазоносном районе открытие новых небольших залежей нефти и газа возможно в девонских, каменноугольных и пермских отложениях. Территория Балаковской вершины, находящаяся на границе с Прикаспийской синеклизой, относится к малоперспективным землям.

Бузулукская впадина по прогнозной оценке относится ко II категории. Открытие новых залежей нефти и газа возможно во всех регионально нефтегазоносных комплексах. Покровский нефтеносный и Пилюгинский нефтегазоносный районы по плотности разведанных запасов соответствуют V категории, а по прогнозной оценке — III категории. Коэффициент разведанности запасов высокий. Плотность разведанных запасов в Жигулевско-Самаркинском нефтеносном районе оценивается по IV категории. Коэффициент разведанности запасов более 0,9.

Нижевожская нефтегазоносная область расположена в пределах юго-восточного склона Воронежской антеклизы и юго-восточной части Пачелмского прогиба.

Выделяется шесть районов: Верховский, Саратовский и Степновский газонефтеносные, Кудиновский, Жирновский и Камышинский нефтегазоносные и перспективные земли в северной и южной частях области. Диапазон нефтегазоносности охватывает отложения от эйфельского яруса среднего девона до казанского яруса верхней перми. Кроме того, на Коробковской площади выявлены четыре небольшие залежи газа в отложениях юрской системы.

Нефтегазоносные районы, входящие в Нижневожскую область, отличаются друг от друга по тектоническому строению и характеру нефтегазоносности. Верховский район приурочен к южной части Арчедино-Коробковского вала, Кудиновский — к Кудиновско-Волгоградскому погребенному валу, Жирновский — к высокоподнятому блоку, осложняющему Карамышскую депрессию, Саратовский — к Елшано-Сергиевской флекуре и Карамышской депрессии, Степновский — к одноименному валу и Камышинский — к Уметовской флекуре восточного склона Воронежской антеклизы.

Основные запасы сосредоточены в Жирновском районе. Главные продуктивные горизонты находятся в каменноугольных отложениях, небольшие запасы (1,6%) связаны с пермскими отложениями.

Второе место по запасам занимает Кудиновский район, содержащий залежи в терригенном девонском комплексе. Третье место занимает

Степновский район, запасы которого на 90% сосредоточены в девонских и на 10% в каменноугольных образованиях; четвертое место — Саратовский район. В основном запасы связаны с каменноугольными образованиями и только 3% — с девонскими. Камышинский и Верховский районы обладают незначительными запасами. В Камышинском районе около 70% запасов приурочено к девонским, а 30% — к пермским отложениям. В Верховском районе свыше 70% запасов приурочено к каменноугольным отложениям.

В целом по области с девонскими отложениями связано около 40%, с каменноугольными — 58% и с пермскими — 2% разведанных запасов.

По плотности разведанных запасов Жирновский, Саратовский и Степновский районы относятся к V категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Верховский район по плотности разведанных запасов оценен по VI категории. Коэффициент разведанности запасов в этом районе более 0,9. Кудиновский район по плотности разведанных запасов соответствует IV категории, Камышинский — VI категории. Последний по прогнозной оценке отнесен к III категории. В Кудиновском и Камышинском районах добыча только начинается. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с терригенным комплексом девона восточной части Нижневолжской области, где он погружен на глубины до 5 км и еще не изучен. Попутно с разведкой терригенной части девона здесь необходимо изучать и его карбонатный разрез.

Вся территория северо-западной части провинции (Казанско-Кажимский и Вычегодский прогибы, Коми-Пермяцкий свод и др.) отнесена к перспективным землям.

В Казанско-Кажимском и Вычегодском прогибах открытие залежей нефти и газа наиболее вероятно в терригенных породах среднего и верхнего девона. Эти отложения характеризуются здесь большими мощностями и благоприятными для нефтегазонакопления палеогеологическими условиями. Во многих из пробуренных скважин наблюдались обильные нефтегазопроявления. Наиболее благоприятными для скопления углеводородов условиями характеризуются центральные части прогибов.

На большей части Немской вершины Татарского и Коми-Пермяцкого сводов отложения регионально нефтегазоносных терригенных девонского и нижнекаменноугольного комплексов отсутствуют или имеют небольшие мощности. Поэтому основные перспективы здесь связываются с карбонатными породами нижнего и среднего карбона. Они повсеместно распространены и характеризуются удовлетворительными коллекторскими свойствами.

Основные направления поисково-разведочных работ

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции основными для проведения поисково-разведочного бурения являются следующие объекты.

1. Нижне- и среднекаменноугольные отложения Камско-Кинельской системы прогибов. В ее пределах первоочередными объектами являются

внешние и внутренние прибортовые зоны. Залежи нефти и газа связаны в основном со структурами облекания биогермных массивов верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста, широко развитых вдоль бортов всей системы прогибов. Во внутренних прибортовых зонах интерес представляют зоны выклинивания терригенных пород нижнекаменноугольного возраста и в первую очередь в радаевском горизонте Муханово-Ероховского, Актаныш-Черемшанского, Шально-Калининского и других прогибов. Перспективы поисков залежей нефти и газа связываются с осевой зоной названных выше прогибов.

2. Эйфельско-нижнефранские терригенные отложения юго-восточных склонов Жигулевско-Пугачевской вершины и Татарского свода, западного и северо-западного склонов Башкирской вершины, Бузулукской и юга Верхнекамской впадин, а также Юго-Восточного склона платформы.

3. Верхнедевонско-среднекаменноугольные карбонатные, терригенно-карбонатные и терригенные отложения в пределах большинства крупных тектонических элементов Волго-Уральской провинции, вне территории Камско-Кинельской системы прогибов. Главное значение отводится поискам нефти на юге Бузулукской и Верхнекамской впадин.

4. Нижнепермско-среднекаменноугольные терригенно-карбонатные отложения поднадвиговой части разреза внутреннего борта и осевой зоны Предуральского краевого прогиба и передовых складок Урала.

5. Преимущественно карбонатные отложения нижнепермско-каменноугольного возраста Юго-Восточного склона платформы и Соль-Илецкого выступа.

Основные объемы поисково-разведочных работ необходимо сосредоточить в основном в Удмуртской АССР, Пермской и Оренбургской областях и в меньшей степени в Башкирской и Татарской АССР и Куйбышевской области.

В Нижнем Поволжье первоочередные работы должны быть связаны с выявлением выступов фундамента на западном обрамлении Прикаспийской синеклизы, которые контролируют локальные структуры в отложениях девона. Основными перспективными горизонтами являются песчаники воробьевского и пашийского горизонтов. Попутно с разведкой этих отложений подлежат изучению карбонатные толщи девона и нижнего карбона.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция

Прикаспийская нефтегазоносная провинция охватывает Прикаспийскую синеклизу площадью более 500 тыс. км², а также прилегающий к ней Бузачинский свод площадью около 12 тыс. км². Большая часть провинции расположена в Казахской ССР (Уральская, Гурьевская, Актюбинская и Мангышлакская области), а меньшая входит в состав РСФСР (Астраханская область и частично Калмыцкая АССР, Волгоградская и Саратовская области).

Граница провинции, как правило, определяется глубинными разломами. На западе и севере они отделяют Прикаспийскую синеклизу от

приподнятых частей Восточно-Европейской платформы. На востоке Прикаспийская синеклиза обрамлена складчатыми сооружениями Урала и Мугоджар и отделяется от них Сакмаро-Кокпектинским разломом. На юго-западе синеклиза отделяется Донецко-Астраханским краевым швом от герцинид гряды Карпинского (Скифская плита). Крупный разлом, прослеживающийся по оси Южно-Эмбенского поднятия, ограничивает Прикаспийскую синеклизу на юго-востоке. К юго-западу от названного поднятия находится Бузачинский свод, включенный в состав Прикаспийской провинции. Граница провинции проведена здесь по южному склону свода (рис. 10).

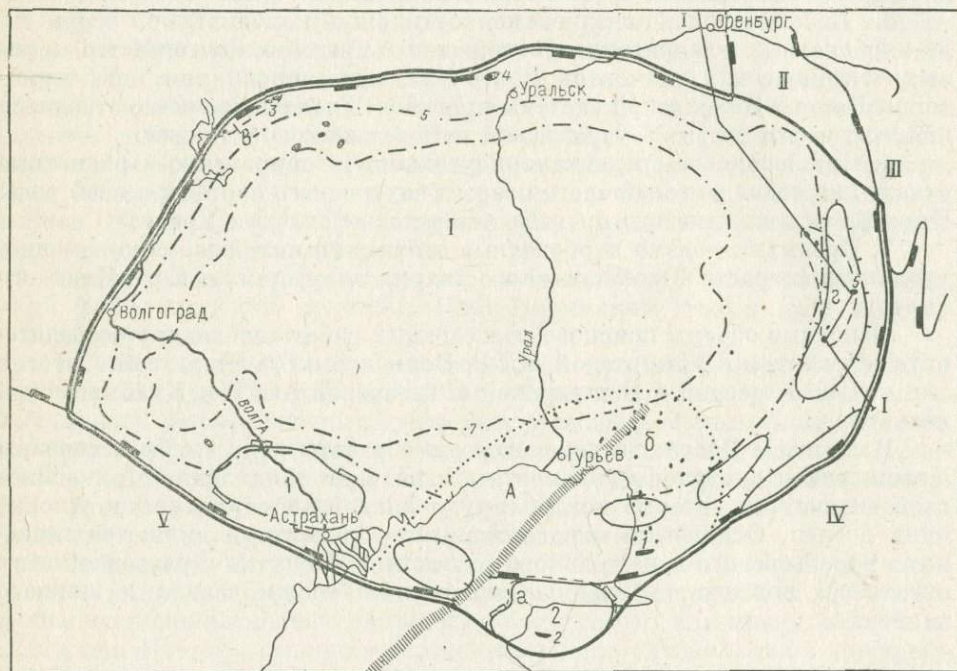


РИС. 10

ПРИКАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Прикаспийская синеклиза, II — Предуральский краевой прогиб, III — Уральская складчатая система, IV — Устьуртская синеклиза, V — гряды Карпинского.

Крупные тектонические элементы: 1 — Астраханский свод, 2 — Бузачинский свод.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Эмбенско-Бузачинская нефтегазоносная область: а — Бузачинский нефтеносный, б — Южно-Эмбенский нефтегазоносный районы; г — Карпенковский самостоятельный нефтегазоносный район; з — Северо-Эмбенский самостоятельный нефтеносный район.

Месторождения: 1 — Прорвинское, 2 — Каражанбасское, 3 — Карпенковское, 4 — Западно-Тепловское, 5 — Кенкиякское

Изученность

Освоение Прикаспийской провинции было начато в конце прошлого — начале текущего века. В 1892 г. были поданы первые заявки на проведение нефтепоисковых работ в Южно-Эмбенском районе. В 1899 г. на площади Карачунгул с глубины 40 м впервые в Прикаспии был получен фонтан нефти дебитом 22—25 т/сут, а всего скважина дала около 5 тыс. т. В 1911 г. на площади Доссор было открыто первое промышленное месторождение нефти. За один год здесь было получено 15,7 тыс. т нефти. В 1914 г. промысел Доссор дал 3% (273 тыс. т) всей добычи нефти в России. До Октябрьской революции промышленная нефть была получена также на площади Северный Макат.

В советское время поиски новых нефтяных месторождений в промышленном районе Южной Эмбы значительно усилились. В результате этого здесь были открыты новые месторождения — Байчунас, Косчагыл, Южное Искине и Кулсары, а в Северо-Эмбенском районе — Шубаркудук и Джаксымай. Все месторождения были выявлены в сводовых частях солянокупольных структур, характеризовались в условиях Прикаспия сложными условиями нефтегазоносности и, как правило, небольшими запасами.

В 1941 г. в Южно-Эмбенском районе было добыто 864 тыс. т нефти, или 2,5% общесоюзной добычи. Интенсивно разрабатывались месторождения Южной Эмбы в годы Отечественной войны. В 1943 г. район давал самую высокую добычу нефти — 979 тыс. т, после чего она упала из-за отсутствия новых подготовленных месторождений.

В послевоенное время (1946—1969 гг.) продолжалась планомерная разведка солянокупольных структур Южной Эмбы. Были открыты и введены в эксплуатацию новые месторождения — Каратон, Мунайли, Тереньюзок и др. Почти все они, как и ранее открытые месторождения, оказались небольшими по запасам. Прирост добычи в районе шел небольшими темпами; в 1959 г. добыча едва превысила 1,5 млн. т.

С 1960 г. в Прикаспии начал осуществляться широкий комплекс региональных геолого-геофизических исследований. В течение трех лет за пределами промыслового района Южной Эмбы были открыты новые месторождения, в том числе Кенкиякское (на Северной Эмбе), Прорвинское (на крайнем юге Южно-Эмбенского района) и Мартыши (в приморской части междуречья Урал — Волга). Ряд небольших месторождений, связанных с солянокупольными структурами, был открыт в Саратовской (Таловское, Старшиновское и др.) и Астраханской (Шаджинское, Халганское и др.) областях.

После относительно успешного периода (1960—1963 гг.) до конца шестидесятых годов поисково-разведочные работы, ориентированные на надсолевой комплекс, оказались неудовлетворительными. В связи с этим были существенно усилены поиски залежей нефти и газа в подсолевом комплексе. В результате этого получены данные, подтверждающие высокие перспективы этого комплекса в Прикаспийской синеклизе. Промышленные притоки нефти и газа из подсолевых отложений были получены в 1970—1973 гг. на площадях Кенкияк, Каратюбе, Западно-Тепловской, Карпенковской и др., а в 1976 г. на Ширияевской площади Астраханского свода.

В 1974 г. на п-ове Бузачи в отложениях юрско-нижнемелового комплекса на глубине всего 300 м было открыто нефтяное месторождение Каражанбас, что создало благоприятные условия для ускоренного наращивания добычи нефти в Прикаспийской провинции.

В 1974 г. добыча нефти достигла 3,5 млн. т, причем около 85% было получено на шести месторождениях (Мартыши, Кенкияк, Прорва, Западный Тереньзюк, Камышитовое, Актюбе). Общая добыча нефти за период 1911—1974 гг. составила 62,5 млн. т.

Территория Прикаспийской нефтегазоносной провинции изучена сравнительно слабо. Общий объем поисково-разведочного бурения составляет около 3,7 млн. м, что соответствует примерно 7 м проходки на 1 км² площади. В целом для Прикаспийской синеклизы характерны два уровня изученности: максимальный в прибортовых зонах и минимальный в центральной части. В значительном объеме глубокое бурение было осуществлено в районе Южной Эмбы. Плотность поисково-разведочного бурения для Гурьевской области, куда входит Южно-Эмбенский район, достигает 15 м/км². В среднем здесь одна скважина приходится на 70 км². В центральных районах Прикаспийской синеклизы плотность глубокого поисково-разведочного бурения составляет не более 1—3 м/км², причем здесь имеются обширные районы, совершенно не освещенные глубоким бурением.

Большая часть Прикаспийской синеклизы изучена рекогносцировочными и детальными сейсмическими съемками, причем детальной сейсморазведкой покрыто 25% перспективных земель. Максимальной плотностью сейсмические исследования характеризуются в бортовых зонах синеклизы.

В результате проведенных геолого-геофизических исследований наиболее полно изучено строение надсолевого структурного этажа и в первую очередь юрско-нижнемелового продуктивного комплекса. Слабо изучены перспективные отложения подсолевого комплекса, вскрытые немногочисленными скважинами в прибортовой зоне и в большинстве случаев на небольшую глубину. Пока еще недостаточны информативность и достоверность сейсмических построений по подсолевому комплексу. В последние годы существенно возросла изученность Бузачинского свода. Однако сведения о строении относительно глубоко залегающих горизонтов пока еще крайне ограничены. Детальные площадные сейсмические работы проведены на отдельных участках Бузачинского свода, при этом освещенность разреза ограничивается главным образом нижнемеловыми отложениями.

Тектоническое районирование

В тектоническом отношении Прикаспийская нефтегазоносная провинция охватывает одноименную синеклизу и Бузачинский свод.

Прикаспийская синеклиза располагается в юго-восточной глубоко погруженной части Восточно-Европейской платформы. С запада и севера она ограничена областями сравнительно неглубокого (3—6 км) залегания кристаллических пород фундамента. От бортов синеклизы поверхность фундамента неравномерно, уступами, погружается к ее центральной части

до глубин 15—20 км. Наиболее крутое погружение отмечается от западного и северного бортов, а в пределах восточного и южного бортов оно значительно положе, и поверхность фундамента характеризуется расчлененным рельефом с глубинами залегания от 6—7 км до 14—15 км. Здесь выделяются отдельные выступы фундамента: Енбекский, Жаркамысский, Утыбайский, Биикжальский и Астраханский, от которых поверхность фундамента погружается как к центральной части синеклизы, так и к ее окраинам.

Бузачинский свод находится в зоне сочленения древней Восточно-Европейской платформы и Туранской плиты молодой платформы. Из-за недостатка фактических данных вопрос о возрасте складчатого основания окончательно не решен. По имеющимся геофизическим материалам в пределах Бузачинского свода можно предполагать развитие досреднепалеозойского фундамента, залегающего на глубинах порядка 3—4 км.

Прикаспийская синеклиза выполнена осадочным чехлом огромной мощности (до 20 км), характерной особенностью которого является наличие мощной (до 3—4 км в первичном залегании) соленосной толщи нижнепермского возраста, подразделяющей весь разрез на подсолевой и надсолевой структурно-формационные комплексы (рис. 11).

Подсолевые отложения вскрыты ограниченным числом скважин в отдельных пунктах прибортовых зон Прикаспийской синеклизы. Общая мощность подсолевого комплекса по данным геофизических исследований изменяется от 3—4 км в прибортовых зонах синеклизы до 10—13 км в ее центральной части. В его составе выделены породы от среднего девона до нижней перми, а в Волгоградском и Саратовском обрамлениях Прикаспийской синеклизы установлено наличие верхнепротерозойских отложений, сложенных преимущественно терригенными породами. Нижний палеозой (ордовик и силур) на Соль-Илецком выступе представлен сероцветными терригенными толщами мощностью более 800 м. К нижнему девону в северо-западной части Прикаспийской синеклизы условно отнесены пестроцветные и сероцветные песчаники и алевролиты казанлинской свиты мощностью до 700 м.

В пределах западного и северного бортов Прикаспийской синеклизы во вскрытой скважинами части подсолевого разреза выделяется шесть литолого-стратиграфических комплексов: средне-верхнедевонский терригенный, верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный, нижнекаменноугольный терригенный, ниже-среднекаменноугольный карбонатный, среднекаменноугольный терригенный, средне-верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный (в том числе рифогенный). Мощность перечисленных комплексов изменяется от первых десятков до 1000—1500 м. Результаты бурения и данные сейсморазведки МОГТ свидетельствуют о том, что в зоне бортового уступа в виде прерывистой цепочки развиты нижнепермские (возможно, и среднекаменноугольно-нижнепермские) рифы. К югу во внутренней части Прикаспийской синеклизы рифогенные фации, достигающие в зоне бортового уступа значительной мощности, сменяются депрессионными, мощность которых резко сокращается до первых десятков метров.

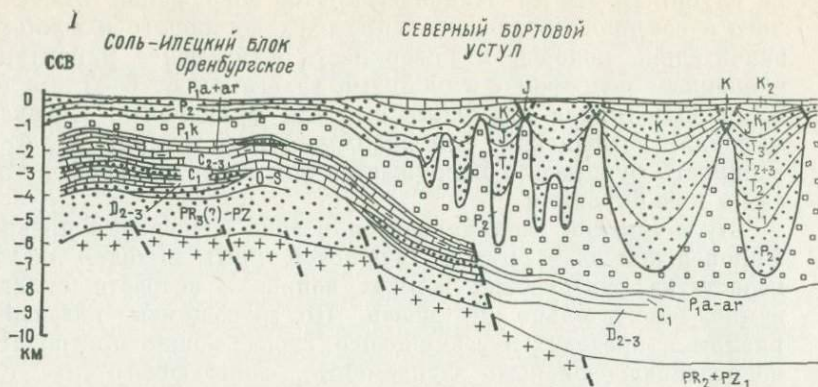


РИС. 11

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПРИКАСПИЙСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ I-I (СОСТАВИЛИ И. Н. КОМИССАРОВА, В. Н. КОПЫТЧЕНКО, Р. К. ПУГАЧЕВА)

В восточной, юго-восточной и южной частях синеклизы во вскрытом подсоловом разрезе выделяются три литолого-стратиграфических комплекса: верхнедевонско-гурнейский терригенный, каменноугольный карбонатный и нижнепермский терригенный. Мощность нижнего комплекса достигает 2000 м, среднего — более 1000 м и верхнего — 1200 м. На Астраханском своде мощность терригенных нижнепермских толщ резко сокращается до 100 м и менее.

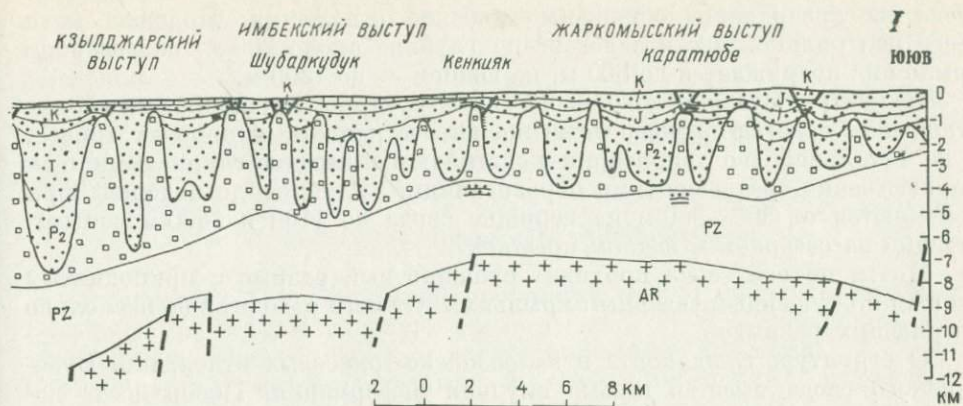
В составе надсолового (верхнепермско-четвертичного) комплекса выделяются две основные продуктивные толщи: верхнепермско-триасовая и юрско-нижнемеловая.

Верхнепермско-триасовая толща сложена терригенными пестроцветными отложениями в основном континентального происхождения. Лишь средний отдел триаса в западной части Прикаспийской синеклизы представлен морскими карбонатно-терригенными породами. Толща верхней перми и триаса характеризуется чрезвычайной пестротой фациального состава и его невыдержанностью по простиранию. Мощность верхнепермско-триасовой толщи значительно колеблется по площади, изменяясь от первых сотен метров до 6—7 км.

Юрско-нижнемеловая продуктивная толща представлена преимущественно сероцветными морскими и прибрежно-морскими карбонатно-терригенными породами с отдельными пачками континентальных пестроцветов. Последние тяготеют к восточным и юго-восточным районам синеклизы. Мощность юрско-нижнемеловых отложений изменяется от первых сотен метров до 1,5 км. Региональное нарастание мощности толщи происходит в южном направлении.

В пределах Бузачинского свода изучена пока юрско-нижнемеловая продуктивная толща, имеющая мощность до 700 м в сводовой зоне. На крыльях свода полнота разреза увеличивается.

Поверхность подсоловых отложений Прикаспийской синеклизы постепенно погружается от 2,5—3,0 км в периферийной зоне до 10 км в цен-



тральной. На фоне этого погружения условно можно выделить прибортовую зону, склон и центральную часть. Наибольшим наклоном характеризуется зона перехода от прибортовой к центральной части синеклизы. Прибортовые зоны, характеризующиеся различной шириной — сравнительно узкие на севере и западе и широкие на востоке и юге, осложнены многочисленными и различными по величине структурами.

На фоне моноклинального погружения в зоне бортового уступа фиксируется цепочка рифогенных нижнепермских (верхнекаменноугольно-нижнепермских) структур. К югу от нее по поверхности подсолевых отложений намечается ряд валообразных поднятий (Деркульский, Южно-Милорадовский и другие валы). Кроме того, в пределах западного и северного бортов Прикаспийской синеклизы выделяются достаточно крупные положительные структуры по кровле девона: Западно-Ровненская, Булатовская, Рожковская и Карачаганакская.

В Восточной прибортовой зоне по поверхности подсолевых отложений фиксируется ряд ступеней, осложненных локальными поднятиями, располагающимися на глубинах от 3,5 до 5,0 км. По внутриподсолевым отражающим сейсмическим горизонтам (P_2 и P_3) здесь выделяется крупная валообразная зона поднятий, совпадающая в плане с Енбекским и Жаркамысским выступами фундамента.

В юго-восточной части Прикаспийской синеклизы по поверхности подсолевых отложений выделяется северный склон Южно-Эмбенского палеозойского поднятия (глубина 2,5—4,0 км), на большей части которого под солями кунгура развиты каменноугольные отложения. В этом районе фиксируются Каратон-Биикжалское и Прорвинско-Азнагульское валообразные поднятия с глубинами до кровли подсолевых отложений 5—6 км.

На юге Прикаспийской провинции располагается Бузачинский свод. Глубины до кровли палеозойско-триасовых отложений здесь изменяются от 0,7 км в своде до 2—3 км на крыльях. Свод вытянут в широтном направ-

влении на расстояние около 140 км при ширине до 80 км. В пределах свода на поверхности обнажены альбские отложения. Подошва мела в его центральной части залегает на глубине около 300 м, на северном крыле она погружается до 800 м, на южном — до 1200 м.

В центре Бузачинского свода на структуре Каражанбас меловые отложения залегают непосредственно на пестроцветных породах триаса, а на остальной его территории подстилаются песчано-глинистыми преимущественно среднеюрскими образованиями. Глубины до подошвы юры изменяются от 300—350 м на вершине свода до 1100 и 1400 м соответственно на северном и южном крыльях.

Почти по оси свода проходит субширотный разрыв с приподнятым южным и опущенным северным крыльями. От него отходят еще несколько оперяющих разрывов.

О структуре фундамента и палеозойско-триасовых отложений Бузачинского свода имеется весьма скудная информация. Поверхность докембрийского (?) фундамента, по данным сейсморазведки КМПВ, в центральной части свода располагается на глубинах 4000 м, а на его крыльях — 8000 м. В палеозойско-триасовой толще на профилях ОГТ выделяется несколько отражающих горизонтов, но увязать их в единый надежно фиксирующийся на всей площади свода отражающий горизонт пока не удается. Имеющиеся результаты бурения позволяют предположить наличие в доюрских отложениях узкого (6—10 км) субширотного приразломного грабена, выполненного дислоцированными (до 40—50°) пестроцветными аргиллитами и песчаниками триасового возраста.

На крайнем юго-западе Прикаспийской синеклизы по всем горизонтам подсолевого комплекса фиксируется Астраханский свод — крупное палеозойское поднятие (длиной около 180 км и шириной 100 км), характеризующееся сокращенной мощностью подсолевых нижнепермских отложений. Глубины до их поверхности изменяются от 4,5 км в центральной части свода до 5,5 км на его склонах. В наиболее повышенной части свода отсутствуют отложения верхней части карбона.

К югу от Астраханского свода расположен Каракульский инверсионный прогиб, выполненный мощной (до 2—3 км) сероцветной молассовой нижнепермской толщей, залегающей, судя по данным сейсморазведки, на слабодислоцированных платформенных каменноугольных отложениях.

Для надсолевого комплекса Прикаспийской провинции характерно наличие региональных прогибов. На востоке выделяется Гурьевская система прогибов (Каратонский, Байчунасский и Прорвинско-Буранкульский), на западе и юго-западе — Волгоградский и Сарпинский, а в центральной части — Новоузенский и Джамбейтинский прогибы, разделенные приподнятыми зонами. Региональные структуры надсолевого комплекса осложнены многочисленными солянокупольными структурами.

Нефтегазоносность

Основными продуктивными комплексами Прикаспийской синеклизы являются надсолевые — верхнепермско-триасовый и юрско-нижнемеловой и подсолевой — палеозойский. Разведка последнего начата только в пос-

ледние годы. Поэтому основные разведанные запасы связаны с надсолевыми комплексами. В подсолевом комплексе выявлены Кенкиякское и Карпенковское нефтяные и Западно-Тепловское газоконденсатное месторождения.

Основные разведанные запасы свободного газа Прикаспийской провинции сосредоточены в месторождениях Прорва (Казахская ССР) и Карпенковское (Саратовская область).

Нефтегазогеологическое районирование

В пределах Прикаспийской провинции можно выделить Эмбенско-Бузачинскую нефтегазоносную область (табл. 9) с Бузачинским нефтеносным и Южно-Эмбенским нефтегазоносным районами, а также Карпенковский нефтегазоносный и Северо-Эмбенский нефтеносный самостоятельные районы.

Районирование Прикаспийской синеклизы выполнено по подсолевому комплексу, с которым связаны перспективы выявления залежей углеводородов. На Бузачинском своде перспективен юрско-бизнемеловой комплекс, а материалы для оценки доюрского комплекса в настоящее время отсутствуют.

Прогнозную оценку I категории получили области крупных поднятий, развитые в прибортовой зоне Прикаспийской синеклизы. К их числу относятся Енбекское, Жаркамыское, Каратонское, Биикжалское поднятия и Астраханский свод. Остальная территория Прикаспийской синеклизы отнесена: при глубине залегания подсолевых отложений 5 км — к II категории, от 5 до 7 км — к III категории. Основные перспективы связаны с подсолевым комплексом при глубине его залегания до 7 км. В центральной части синеклизы, где подсолевой комплекс залегает ниже, перспективы определены исходя из потенциальных возможностей надсолевого комплекса. Эта часть соответствует IV категории по прогнозной оценке.

Эмбенско-Бузачинская нефтегазоносная область расположена на юге провинции. Она охватывает южную часть солянокупольной области Прикаспийской синеклизы и Бузачинский свод. Продуктивны в пределах области юрско-нижнемеловой и верхнепермско-триасовый комплексы, причем на первый приходится около 97% начальных разведанных запасов области. IV категория начальных разведанных запасов характерна для Бузачинского свода¹. В пределах солянокупольной области разведанные запасы нефти и газа (VI категория) содержатся в многочисленных месторождениях, рассеянных на обширной территории. Основные запасы области разведаны на глубинах до 1000 м. В пределах Эмбенско-Бузачинской нефтегазоносной области расположены перспективные Каратонское и Биикжалское подсолевые поднятия и Бузачинский свод.

¹ По результатам работ 1975 и особенно 1976 г. плотность разведанных запасов существенно повышается.

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Эмбенско-Бузачинская НГО	90	Южная часть Прикаспийской синеклизы, Бузачинский свод
а. Бузачинский НР	10	Бузачинский свод
б. Южно-Эмбенский НР	80	Южная часть Прикаспийской синеклизы
в. Карпенковский самостоятельный НР	1	Северо-западная бортовая зона Прикаспийской синеклизы
г. Северо-Эмбенский самостоятельный НР	6	Восточная часть Прикаспийской синеклизы

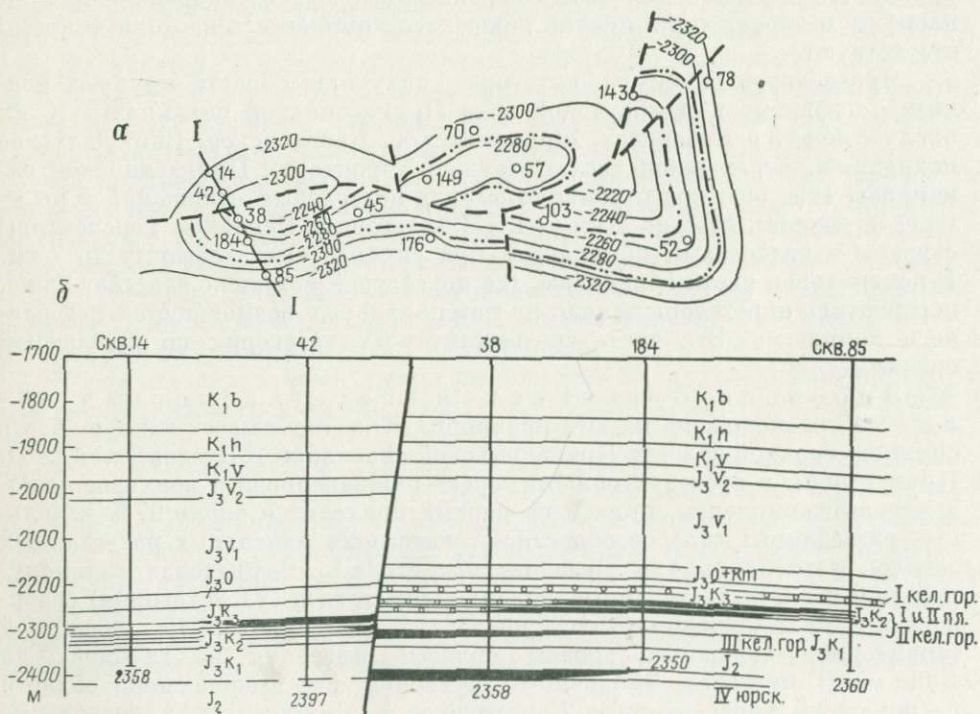


РИС. 12

ПРОРВИНСКОЕ ГАЗОНЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО П. А. ДУМЧЕВУ, Т. Г. ТРОХИМЕНКО и др., 1970 г.):

а — структурная карта по кровле II пласта II среднекембрийского горизонта; б — геологический профиль по линии I—I

Максимальная мощность осадоч- ного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
12	Юрско-нижнемеловой	Юрско-нижнемеловой, палеозойский
3	»	Юрско-нижнемеловой, палеозойский
12	»	Подсолевой палеозойский, пермо-триасовый
6	Девонский, пермский	Подсолевой палеозойский
8	Юрский, верхнепермско-триасовый	Палеозойский, триасовый

Рассматриваемая область включает Бузачинский нефтеносный и Южно-Эмбенский нефтегазоносный районы.

Бузачинский нефтеносный район приурочен к одноименному своду, где глубины до кровли доюрских (палеозойско-триасовых) толщ изменяются от 0,7 км в своде до 2—3 км на его крыльях. В марте 1974 г. здесь было открыто Каражанбасское нефтяное месторождение. Залежи нефти связаны с брахиантиклинальной складкой субширотного простирания. Разрывными нарушениями Каражанбасское поднятие разбито на шесть блоков, отличающихся различными размерами залежей и положением водонефтяного контакта. В разрезе неокома выделено пять продуктивных горизонтов, а в юре один. Коллекторами служат алевролиты и алевроиты, пористость которых изменяется от 20 до 30%, а проницаемость от 1 до 2500 мД. Дебиты нефти колеблются от 0,8 до 115 м³/сут. Залежи относятся к пластовым сводовым тектонически экранированным. Общий этаж нефтеносности около 120 м. Коэффициент разведанности запасов Бузачинского района менее 0,5.

В Южно-Эмбенском нефтегазоносном районе промышленная нефтегазоносность связана с тремя продуктивными толщами (рис. 12). Начальные разведанные запасы нефти и газа приурочены в основном к мелу и юре и распределяются между ними поровну (47,5 и 48%). С пермо-триасовыми отложениями связано лишь 4,5% начальных разведанных запасов. Коэффициент разведанности запасов углеводородов района значительно меньше 0,5.

Северо-Эмбенский самостоятельный нефтеносный район. Здесь выявлено пять нефтяных месторождений, связанных с солянокупольными поднятиями. Район характеризуется плотностью текущих разведанных запасов VI категории. В разработке находятся месторождения Кенкияк, Шубаркудук и Джаксымай.

Кроме того, на площади Кенкияк разведывается залежь в подсолевых отложениях, запасы которой пока еще не оценены. Глубина залегания залежи около 4000 м. Основной объем начальных разведанных запасов нефти (79%) приурочен к юрским отложениям, 15,5% приходится на перм-триас и 5,5% — на нижний мел.

Северо-Эмбенский район располагается в пределах подсолевого Енбекского и Жаркамьского поднятий, перспективы нефтегазоносности которых оцениваются по I категории. Коэффициент разведанности запасов для района меньше 0,5.

Карпенковский самостоятельный нефтегазоносный район расположен в северо-западной части бортовой зоны Прикаспийской синеклизы. Здесь выявлен Карпенковский вал, протягивающийся вдоль бортового уступа и осложненный несколькими поднятиями амплитудой от 50 до 150 м. Разрывные нарушения расчленяют вал на ряд блоков. Амплитуда смещения по разрывам от 30 до 150 м. Они имеют в основном широтную ориентировку. Размер всей приподнятой зоны Карпенковского района 60 × 30 км.

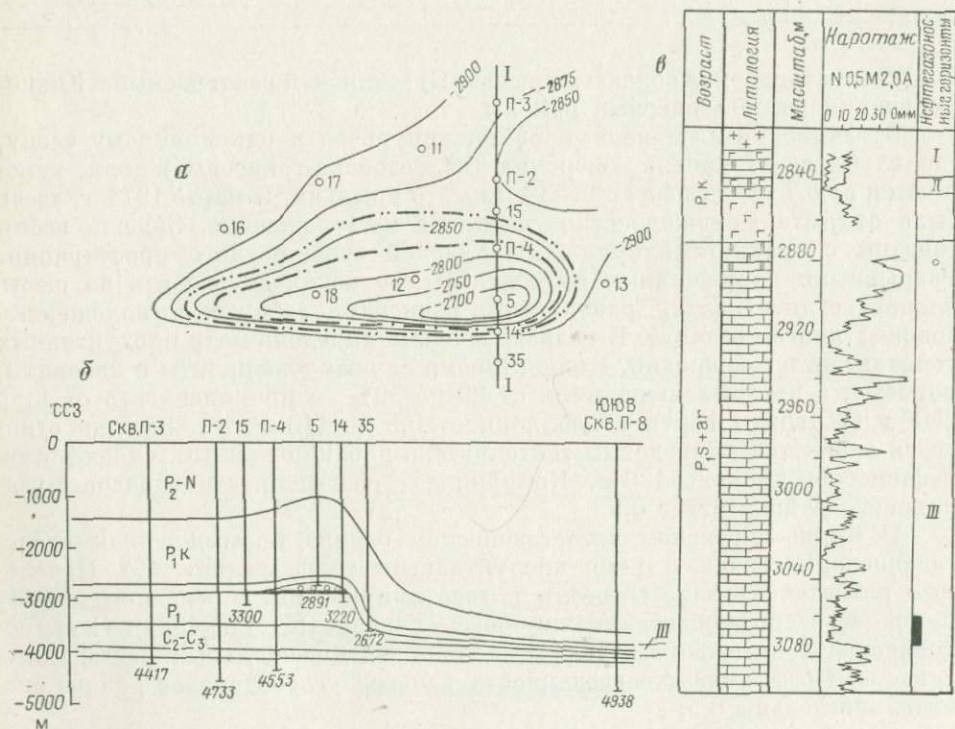


РИС. 13

ЗАПАДНО-ТЕПЛОВСКОЕ ГАЗОНЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО А. А. АЛЬЖАНОВУ, А. А. ГОЛОВУ и др., 1974 г.):

а — структурная карта по кровле артинского яруса; б — геологический профиль по линии I—I; в — разрез продуктивной части отложений

Здесь выявлены Ждановское газовое, Карпенковское и Краснокутское нефтегазовые месторождения. Залежи связаны с терригенными породами верхнебашкирско-верейского возраста и доломитовыми отложениями филипповского горизонта нижней перми. В пределах этого же района в отложениях девона выявлено Западно-Ровенское нефтегазовое месторождение. По плотности текущих разведанных запасов Карпенковский район относится к IV категории. Начальные разведанные запасы распределены по разрезу следующим образом: девон — 60%, нижняя пермь — 40%. Коэффициент разведанности запасов 0,5—0,9.

Карпенковский нефтегазоносный район приурочен к средней части карбонатного седиментационного вала, окаймляющего с севера и запада Прикаспийскую синеклизу. Вся полоса бортовой зоны Прикаспийской синеклизы (до глубины залегания подсолевых отложений 5 км), включая структуру карбонатного вала, отнесена ко II категории по плотности прогнозной оценки. В пределах этого вала будет, очевидно, выявлено достаточно большое число нефтегазоносных районов, аналогичных Карпенковскому.

В настоящее время такой район, получивший наименование Тепловского, разведывается в восточной части бортовой зоны. На открытом здесь Западно-Тепловском месторождении (рис. 13) газовая и нефтяная залежи приурочены к рифогенным образованиям артинского возраста и к доломитам сульфатно-карбонатной пачки филипповского горизонта кунгура. Залежи массивного типа, имеют высоту до 175 м и связаны с коллекторами порово-кавернозно-трещинного типа. В этом же районе на Гремячинской площади получен промышленный приток нефти и газа из артинских рифогенных отложений.

Основные направления поисково-разведочных работ

Завершая характеристику Прикаспийской провинции, следует еще раз подчеркнуть несоответствие между объемами ее прогнозных и разведанных запасов. В провинции выявлена всего часть начальных потенциальных ресурсов углеводородов. В связи с этим намечено резкое усиление геологоразведочных работ на нефть и газ по следующим направлениям:

1) выявление месторождений в подсолевых карбонатных (рифогенных) отложениях надверейского возраста, а также в карбонатных башкирско-верхневизейских и франско-турнейских отложениях и терригенных породах эйфельско-нижнефранской толщи северного и западного бортов Прикаспийской синеклизы;

2) оценка нефтегазоносности подсолевого нижнепермско-каменноугольного карбонатного комплекса в пределах подсолевых поднятий на восточном и юго-восточном бортах Прикаспийской синеклизы;

3) оценка нефтегазоносности подсолевых отложений Астраханского свода;

4) поиски месторождений нефти на локальных поднятиях юрско-нижнемелового комплекса, а также оценка доюрских отложений Бузачинского свода.

Днепро-Припятская газонефтеносная провинция

Днепро-Припятская газонефтеносная провинция тектонически приурочена в основном к Припятско-Днепровско-Донецкому авлакогену. Административно она расположена на территории Гомельской, Могилевской и Минской областей Белорусской ССР, Черниговской, Полтавской, Харьковской, Сумской, Днепропетровской, Донецкой и Ворошиловградской областей Украинской ССР, а также занимает часть Ростовской области РСФСР. Общая площадь провинции достигает 100 тыс. км².

На севере и юге по системе разломов она ограничена соответственно Белорусско-Мазурской и Воронежской антеклизмами и Украинским щитом, на северо-западе — Микашевичским выступом, а на юго-востоке — складчатыми сооружениями Донбасса (рис. 14).

Изученность

Геолого-геофизические исследования в провинции, направленные непосредственно на поиски залежей нефти, были начаты в 30-е годы после открытия в регионе солянокупольных структур. Бурение, осуществлявшееся в пределах соляных куполов (Роменского, Дмитриевского, Исачковского), привело к открытию (1936 г.) небольшой зональной залежи нефти в кепроке Роменского соляного штока.

Это послужило основанием для увеличения с 1944 г. объемов геолого-геофизических работ и глубокого поисково-разведочного бурения. Обобщение полученных материалов позволило установить внешние границы региона, дать общую характеристику разреза, выделить осложняющие его крупные структурные элементы (выступы и депрессии), а также ряд локальных структур для постановки глубокого поискового бурения.

Характерной особенностью послевоенных буровых работ был переход от разбуривания соляных куполов к разведке антиклинальных поднятий, подготовленных геофизическими методами по мезозойскому и верхнепермскому структурным планам. В результате этого в 1950 г. были открыты Радченковское газонефтяное и Шебелинское газоконденсатное месторождения.

Начиная с 1950 г. в провинции были начаты планомерные региональные и детальные геолого-геофизические работы. Проведены гравиметрическая, магнитометрическая и аэромагнитная съемки, начаты сейсмические исследования (КМПВ, МОВ и др.) в комплексе с опорно-параметрическим бурением. Это позволило значительно детализировать глубинное строение провинции и составить первые региональные структурные схемы по ряду опорных горизонтов.

При подготовке структур к бурению возросли объемы детальных геофизических работ (МОВ, РНП, ВЭЗ, ТТ и др.). Годовой объем глубокого поисково-разведочного бурения в 1963 г. возрос до 200 тыс. м.

К 1964 г. в девонских, каменноугольных и пермских отложениях было выявлено более 20 месторождений нефти и газа. В Восточной Укра-

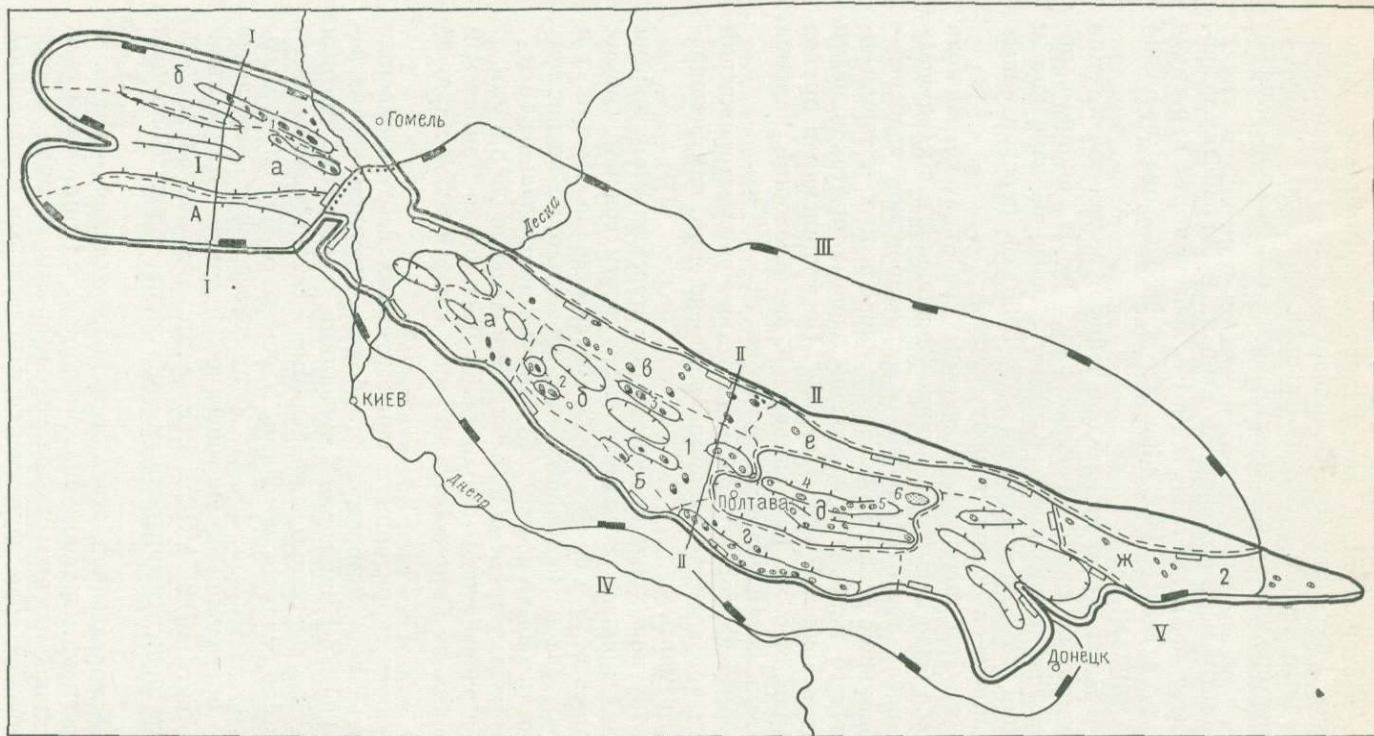


РИС. 14

ДНЕПРОВСКО-ПРИПЯТСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРО-
ВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы:
I — Припятский прогиб, II — Днепро-Донецкая впадина,
III — Воронежская антеклиза, IV — Украинский щит, V —
Донецкий кряж.

Крупные тектонические элементы: 1 — Дне-
провский грабен, 2 — Преддонецкая ступень.
Нефтегазогеологическое районирование:

А — Припятская нефтеносная область: а — Центральный,
б — Северный нефтеносные районы; Б — Днепро-Донецкая
газонетфеносная область: а — Монастырищенско-Прилуцкий
нефтеносный, б — Леляковско-Солоховский газонетфеносный,
в — Талалаевско-Рыбальский газонетфеносный, г — Зачепиловско-
Левенцовский газонетфеносный, д — Орчиковский газонетфеносный,
е — Рябухинско-Северо-Голубовский газонетфеносный, ж — Северо-
Донбасский газонетфеносный районы.
Месторождения: 1 — Осташковичское, 2 — Гнединецко-
ское, 3 — Глинско-Розышевское, 4 — Западно-Крестищенское,
5 — Ефремовское, 6 — Шебелинское

пне открыты такие месторождения, как Глинско-Розбышевское, Качановское, Желяковское, Гнединцевское, Солоховское и др. В Белоруссии в 1953 г. получен первый приток нефти на Ельской площади, а в 1963 г. открыто Речицкое месторождение с залежами нефти в подсолевых девонских отложениях.

Открытие указанных месторождений и ввод их в разработку позволили увеличить добычу нефти и газа. В 1961 г. добыча нефти в регионе равнялась 520 тыс. т, а газа — 14,2 млрд. м³, в 1963 г. она возросла до 2,1 млн. т и 18,2 млрд. м³.

В период 1964—1975 гг. происходило дальнейшее увеличение объемов региональных и детальных геолого-геофизических работ, опорно-параметрического и поисково-разведочного бурения с задачей изучения и детализации строения глубоководных (> 3000 м) перспективных нефтегазоносных комплексов (девон, карбон, пермь).

Основным результатом поисково-разведочных работ этого периода в Припятском прогибе было открытие Речицко-Вишанской и Малодушинской зон регионального нефтенакпления, а в Днепровском грабене — установление региональной нефтегазоносности карбонатных и терригенных отложений нижнего карбона и получение первых притоков нефти и газа из девонских отложений (Сагайдакская, Погарщинская и другие площади). Характерно, что на ряде площадей из отложений карбона промышленные притоки нефти получены с глубин 4,5—4,9 км.

За рассматриваемый период в провинции открыт ряд месторождений нефти и газа, в том числе такие газовые месторождения, как Западно-Крещищенское и Ефремовское.

Ввод в разработку новых месторождений и интенсификация добычи на старых промыслах привели к значительному росту годовой добычи нефти и газа, которая в 1974 г. составила соответственно 19 млн. т и 56 млрд. м³. Добыча газа в Восточной Украине неуклонно возрастает, а максимальная годовая добыча нефти (11,3 млн. т) приходилась на 1970 г. В Белоруссии к настоящему времени добыча нефти возросла до 8,8 млн. т. Всего за весь период разработки месторождений Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции было добыто 133 млн. т нефти и 537 млрд. м³ свободного газа.

Степень изученности территории и перспективных нефтегазоносных комплексов геофизическими методами и глубоким бурением весьма неравномерна. Днепровско-Припятская провинция пересечена многими региональными, преимущественно поперечными, сейсмическими профилями, выполненными разными методами, в основном КМПВ — МОВ, КМПВ — ГСЗ, КМПВ — ОГТ и др. По ряду профилей в комплексе с сейсморазведкой проведено параметрическое бурение. Детальными сейсмическими работами (МОВ, МОГТ, РНИ и др.) изучено около 23% перспективной территории Белоруссии и 30% территории Восточной Украины.

Изученность сейсморазведкой отдельных подразделений осадочного чехла по площади региона неравномерна. Например, в Припятском прогибе наиболее детально изучены положительные структурные формы по поверхности девонской соли, фундаменту и подсолевым отложениям,

особенно в центральной и восточной частях прогиба. Депрессионные зоны прогиба в целом изучены значительно слабее. В Днепровском грабене наиболее полно изучены отражающие поверхности в нижнем и среднем карбоне, за исключением крайнего северо-запада и юго-востока территории. Наименее изучен девонский комплекс отложений, достоверные сведения о строении которого имеются только по северо-западной части грабена и для сравнительно узких зон вдоль его южного и северного бортов.

За весь период изучения в Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции пробурено более 2000 глубоких скважин объемом около 6 млн. м. Средняя плотность бурения — 62 м/км². Средние глубины поисково-разведочных скважин в Припятском прогибе составляют 3237 м, а самая глубокая из них достигла забоя 4650 м (Шатилковская площадь). В Восточной Украине (Днепровский грабен) средние глубины скважин в 1975 г. достигли 4553 м.

В Припятском прогибе пробурено 517 скважин объемом 1670 тыс. м, при этом разведанность перспективных комплексов девона достигает 58 м/км². Наиболее хорошо разведана северная часть прогиба, причем подсолевые комплексы здесь имеют плотность бурения 30—42 м/км², а межсолевые — не более 25 м/км².

В Днепровском грабене, где пробурено 1506 скважин объемом 4304 тыс. м, разведанность палеозойских перспективных комплексов составляет 63 м/км². Наиболее разведана центральная часть грабена, где плотность бурения 100 м/км².

Разведанность нефтегазоносных комплексов по площади также весьма неравномерна. Наиболее высокую степень разведанности имеет верхнекаменноугольно-нижнепермский комплекс в Орчиковской депрессии (90 м/км²), среднекаменноугольный в зоне Голубовско-Михайловского вала и Преддонецкой ступени (30—50 м/км²), нижнекаменноугольный в средней части грабена (47 м/км²), девонский в северо-западной его части (23 м/км²). Характерно, что эта плотность бурения соответствует преимущественно глубинам до 3,5 км.

Тектоническое районирование

Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция охватывает в основном Припятский прогиб и Днепровский сложный грабен, входящие в состав Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена — крупной отрицательной поперечной структуры запада Восточно-Европейской платформы. Разрез авлакогена выполнен мощной толщей венд-кайнозойских отложений. Литологический состав и полнота стратиграфического объема этих отложений в западной и восточной частях региона различны и определяются особенностями геологического развития каждой из них.

Докембрийский фундамент на всей территории провинции имеет глыбово-блоковое строение, определяемое продольными и поперечными сбросовыми нарушениями различной амплитуды. Граничные Северный

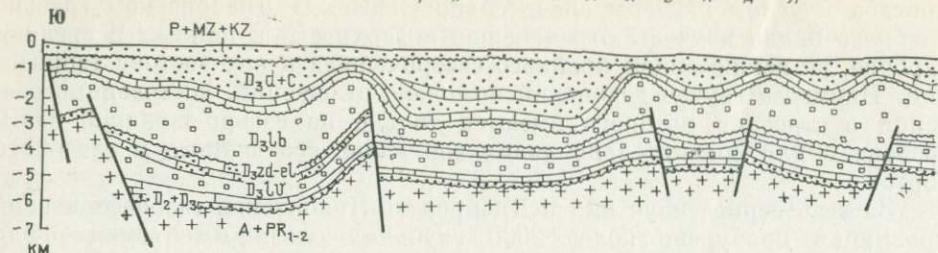


РИС. 15

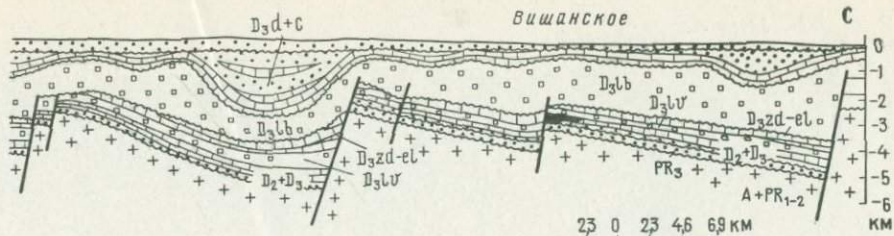
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ДНЕПРОВСКО-ПРИПЯТСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ I—I (ПО МАТЕРИАЛАМ ТРЕСТОВ БЕЛНЕФТЕГАЗРАЗВЕДКА И БЕЛГЕОФИЗРАЗВЕДКА)

и Южный глубинные разломы имеют амплитуды в Припятском прогибе 3—4 км, на Черниговско-Брагинском выступе 0,5—1,5 км, а далее к юго-востоку от 2—3 до 5—6 км и более. Остальные региональные продольные нарушения, как правило, имеют меньшие амплитуды. К поперечным разломам более раннего заложения и значительных амплитуд, отразившихся на распределении мощностей осадочного чехла, относятся Брагинский, Ичнянский и Ворсклинский.

Поверхность фундамента имеет разные глубины залегания и степень расчлененности в Припятском прогибе и Днепровском грабене. Для первого характерны широтные зоны положительных и отрицательных структур с глубинами залегания соответственно от 2—3 до 5,5—6 км. В пределах склонов Черниговско-Брагинского выступа расчлененность фундамента наименьшая, а глубины залегания колеблются от 1—1,5 до 2—3 км. В Днепровском грабене фундамент наиболее резко расчленен — глубины его залегания измеряются от 4,5—6 км в приподнятых зонах до 6,5—7,5 км на отрицательных структурах средней части грабена, а на юго-востоке они возрастают соответственно в 1,5—2,5 раза.

Основную роль в формировании внутренней структуры осадочного чехла Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена играли продольные разломы, а также девонские и пермская соленосные толщи. Сложное блоковое строение фундамента в сочетании с соляной тектоникой обусловило формирование в разрезе осадочного чехла своеобразных структурных форм и привело к несовпадению структурных поверхностей отдельных стратиграфических комплексов. Особенно заметно смещение сводов надсолевых структур относительно подсолевых.

В разрезе осадочного чехла Припятского прогиба выделяются три структурных этажа. Нижний — в объеме верхнепротерозойских, эйфельских, живецких, франских и нижнефаменских отложений — образует ряд тектонических ступеней или осложненных в своде выступов-горстов (Речицко-Вишанский, Малодушинский, Буйнович-Наровлянский и др.) и разделяющих их грабен-синклиналей (Шатилковской, Василевичской, Ельской и др.). Средний этаж, сложенный породами верхнефаменского и каменноугольного возраста, характеризуется развитием линейных соляных поднятий и куполов, объединяющихся в валы, разделенные



депрессиями. Верхний этаж, представленный пермскими и мезо-кайнозойскими отложениями, повторяет структуру среднего этажа с выполаживанием структурных форм вверх по разрезу. Наиболее активно в процессах соляного тектогенеза участвует верхняя (елецко-лебедянская) соленосная толща, в то время как нижняя (евлановско-ливенская) практически имеет пластовое залегание [3]. Только в зонах увеличенной ее мощности иногда (Малодушинский вал) образуются соляные подушки и сопряженные с ними локальные структуры в межсолевых отложениях (Золотухинская площадь и др.).

В Припятском прогибе выделяются три структурно-тектонические зоны — Северная, Центральная и Южная. В Северной и Южной зонах в подсолевых отложениях выявлены линейно вытянутые, протяженные (до 100—150 км) тектонические ступени, осложненные блоками, горст-антиклиналями и приразломными поднятиями. По кровле верхней соли здесь выделяются крупные широтные валы и депрессии. Для Центральной зоны характерны меньшая протяженность и изометрические очертания пликативных и блоковых структур подсолевого плана и соответствующая форма соляных тел и надсолевых поднятий (рис. 15).

В разрезе осадочного чехла Днепровского грабена выделяются пять основных структурных комплексов: подсолевой девонский (живетско-нижнефранский) и надсолевые — среднефранско-нижневизейский, верхневизейско-нижнепермский, верхнепермско-мезозойский и кайнозойский. Все эти комплексы объединяются в два структурных этажа — подсолевой и надсолевой, в строении которых наблюдаются наибольшие несоответствия. В подсолевом этаже, изученном сравнительно слабо, выделяются три типа структур — протяженные тектонические ступени и блоки, развитые в прибортовых зонах грабена, крупные блоки изометрической формы, характерные для центральной зоны и погребенные горстообразные выступы. Последние образуют две продольные группы — Северную (Лысогорский, Липоводолинский, Гадячский и др.) и Южную (Лебяковский, Миргородский и др.). Эти выступы имеют плоские, широкие своды, как правило, ограничены разломами и отражены в разрезе до верхневизейских отложений.

На строение надсолевого этажа, помимо движений блоков фундамента, значительное влияние оказал соляной тектогенез, в котором участвовала нижняя (воронежско-ливенская) соленосная толща девона. В связи с этим

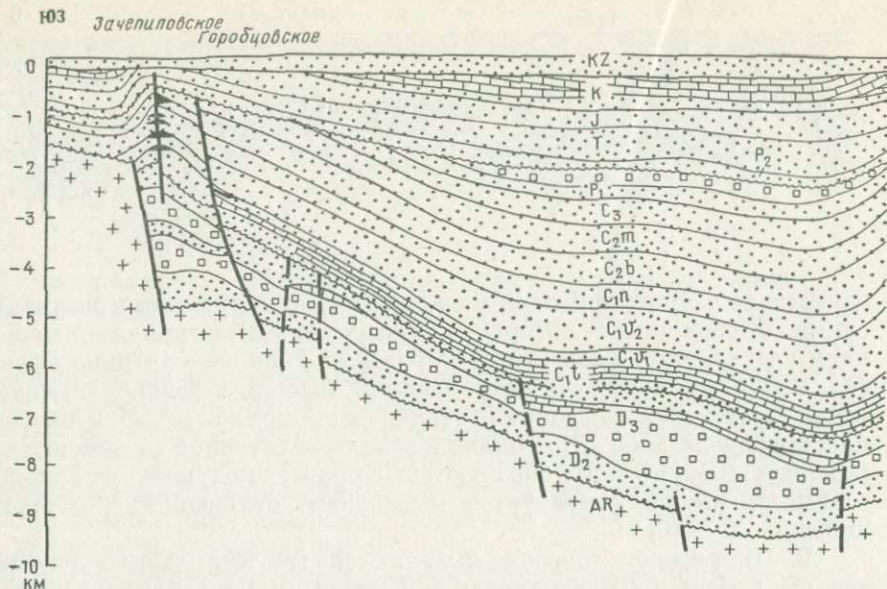


РИС. 16

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ДНЕПРОВСКО-ПРИПЯТСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ II—II (ПО В. А. АВЕРЬЕВУ, М. И. БЛАНКУ)

строение межсолевого и надсолевого девона имеет прямое отражение в структуре каменноугольных и вышележащих отложений. Внутри надсолевого этажа значительное несоответствие структурных планов устанавливается между верхневизейско-нижнепермским комплексом и вышележащими отложениями, в первую очередь за счет предверхнепермского размыва и влияния нижнепермской соленосной толщи.

По надсолевым отложениям в Днепровом грабене выделяются три основные структурно-тектонические зоны — Северная и Южная прибортовые и Центральная.

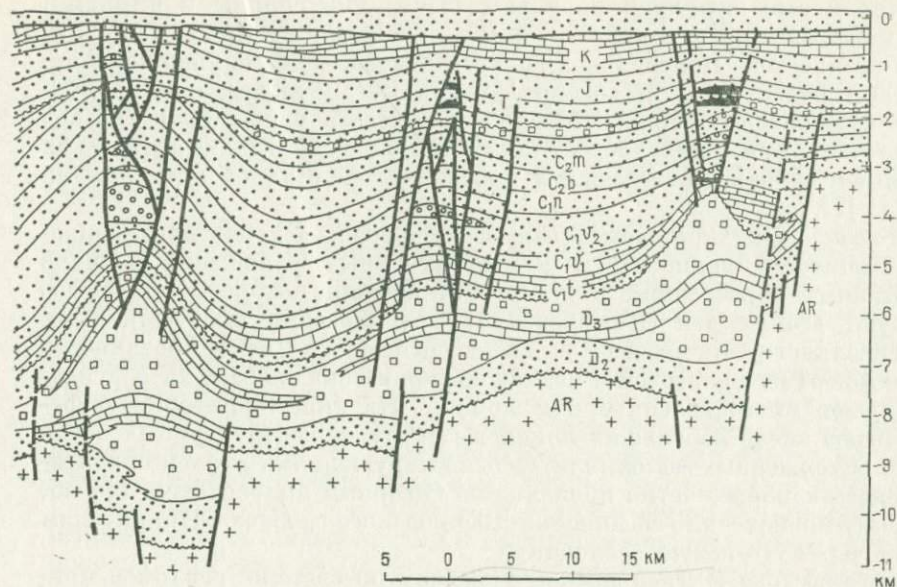
Северная прибортовая зона имеет наиболее полный разрез всех подразделений надсолевого комплекса. Здесь широко развиты брахиантиклинали изометричной формы и соляные купола, группируемые в две субширотные линии. Первую (северную) образуют поднятия, примыкающие к бортовому разлому или расположенные в пределах мысообразных бортовых выступов фундамента. Эти структуры имеют небольшие размеры и крутые южные крылья и сформировались без видимого участия соли. Вторую (южную) — выполняют более крупные брахиантиклинали и соляные купола, приуроченные к локальным депрессиям фундамента (Дмитриевской, Роменской, Качановской, Валковской и др.). Для диашировых структур здесь характерен предпалеогеновый и предчетвертичный уровень соляных штоков.

Солоховское

Бельское

Качановское

СВ



В Южной прибортовой зоне отмечается сокращенная мощность или полное отсутствие верхнефранских, верхнекаменноугольных, нижнепермских и меловых отложений. Приподнятое положение зоны привело к образованию здесь структур надвигания, сопряженных с Южным бортовым разломом. Такого типа поднятием является Голубовско-Михайловский вал, состоящий из трех крупных блоков, осложненных, в свою очередь, большим количеством локальных брахиантиклинальных структур. Последние имеют небольшие размеры (3—5 × 2—3 км), узкие и крутые южные крылья, срезанные на глубине бортовым разломом. В более погруженной северной части зоны располагаются более крупные солянокупольные структуры (в том числе диапировые), приуроченные к локальным депрессиям фундамента (Антоновской, Сенжаро-Ливенской, Перещинской и др.). В южной зоне возможно наличие связанных с выступами и прибортовыми моноклиналями, крупных зон стратиграфических несогласий и литологического замещения и неантиклинальных ловушек.

Центральная зона характеризуется наиболее полным развитием отложений палеозоя, мощности которых регионально возрастают к юго-востоку. Для этой зоны характерно наличие крупных сводов и брахиантиклиналей (Шебелинская, Мечебиловская и др.), а также, как правило, надразломных валообразных поднятий (Чутово-Алексеевское, Глинско-Розышевское и др.), имеющих блоковую или солянокупольную природу (рис. 16). Структуры в средней части зоны располагаются кулисообразно, имеют широкие плоские своды, симметричные очертания (Солохов-

ско-Диканьский вал) или резкие, крутые крылья (Радченковский вал). На юго-востоке валы имеют протяженные, резко очерченные формы, осложненные рядом локальных поднятий (Сосновское, Ефремовское и др.). Периклинали этих структур прорваны девонскими соляными штоками, имеющими предверхнепермский уровень залегания соляных ядер. На крайнем юго-востоке Центральной зоны осадочный чехол сильно дислоцирован, здесь развиты так называемые «открытые» антиклинальные структуры, в своде которых отложения карбона залегают непосредственно под породами кайнозоя. Выделяется также Дружковско-Константиновская протяженная складка, являющаяся продолжением главной антиклинали Донбасса [7].

Для северо-западной части Днепровского грабена характерны сокращенная мощность пермских и каменноугольных отложений, обилие вулканогенных образований в девоне, отложения которого полностью отсутствуют в ряде зон (Копелевский, Брусилловский выступы). Проявлений соляного тектогенеза здесь не отмечено. Дислоцированность отложений верхнего палеозоя и мезо-кайнозоя весьма слабая, хотя фундамент нарушен многочисленными разломами. На этой территории встречено большое число небольших локальных структур, структурных носов и террас, осложненных малоамплитудными нарушениями разной ориентировки. Здесь наиболее четко проявляется Северный прибортовой прогиб, по которому произошло соединение Днепровского грабена с Припятским прогибом через Лоевскую седловину.

На юго-востоке к Днепровскому грабену по системе разломов примыкает Преддонецкая шовная ступень, также включаемая в состав рассматриваемой провинции. Эта ступень является узкой (до 20—30 км) наиболее опущенной краевой зоной южного склона Воронежской антеклизы. Она ограничена с юга Северо-Донбасским надвигом, а с севера Краснорецким сбросом с амплитудой по фундаменту более 1000 м. Сама ступень интенсивно разбита продольной системой дизъюнктивных нарушений (сбросов и взбросов), образующих в отложениях палеозоя ряд локальных поднятий. Они группируются в две линии, представляют собой небольшие антиклинали блокового строения, перекрытые моноклинально залегающей мощной толщей пермо-триасовых, меловых и палеогеновых отложений.

Нефтегазоносность

В Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции основные продуктивные комплексы девонских отложений приурочены к подсолевым (эйфельско-франским) и межсолевым (нижнефаменским) отложениям Припятского прогиба, на долю которых приходится соответственно 21 и 20% от начальных разведанных запасов нефти всей провинции.

Подсолевой нефтегазоносный комплекс делится на две части: терригенную и карбонатную. Терригенная сложена преимущественно песчано-алевритовыми пярнуско-наровскими, лужскими и пашийско-кыновскими отложениями. В ней развиты гранулярные коллекторы со средней открытой пористостью от 4 до 25%, проницаемостью от 0,1—80 до 100—150 мД. Мощности и литологический состав этих отложений резко

изменяются по площади. Верхняя часть комплекса представлена карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями саргаевского, семи-лукско-петинского и воронежского горизонтов. Коллекторами служат трещиновато-кавернозные доломиты и доломитизированные известняки. Мощности горизонтов хорошо выдержаны по площади, а емкостные свойства резко изменяются. Открытая пористость колеблется от 3 до 25%, проницаемость от 20 до 1000 мД. Наиболее высокие емкостные свойства связаны с зонами несогласий в кровле саргаевского, петинского и воронежского горизонтов. Региональной покрывкой для этого комплекса служат евановские глинисто-сульфатные и ливенские соленосные отложения (нижняя соль).

Межсолевой задонско-елецкий продуктивный комплекс сложен известняками, часто органогенными, и доломитами. Мощности комплекса резко меняются по площади, сокращаясь иногда до полного выклинивания к сводовым частям крупных структур. В направлении с севера на юг происходит региональная глинизация этого комплекса, а в Южной зоне в его разрезе преобладают терригенные отложения (песчаники, алевролиты). Всего в межсолевом комплексе выделяется от четырех до шести продуктивных горизонтов, имеющих открытую пористость от 1 до 20% и проницаемость до 1145 мД. Региональной покрывкой для этого комплекса служит верхняя соленосная толща елецко-лебединского возраста.

Нижнекаменноугольный продуктивный комплекс сложен в основном песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями карбонатных пород. С ним связано 18,5% начальных разведанных запасов углеводородов, разделяя по нефти и газу соответственно 16 и 19%. Общая мощность комплекса регионально увеличивается в юго-восточном направлении одновременно с ростом карбонатности разреза. В нем выделяется около 20 продуктивных горизонтов. Покрывками для углеводородных скоплений в разных частях региона служат глинистые и глинисто-карбонатные отложения намюрского и башкирского ярусов, а также наиболее выдержанные по площади мощные глинистые толщи в кровле нижнего и верхнего визея. Последние в зонах своего развития позволяют разделить нижнекаменноугольный комплекс на две части: турнейско-нижневизейскую терригенно-карбонатную и верхневизейско-намюрскую, преимущественно терригенную.

Среднекаменноугольный продуктивный комплекс сложен терригенно-карбонатными отложениями, причем карбонатные пачки иногда достигают большой мощности и прослеживаются на значительной площади. Коллекторами служат обычно терригенные породы (песчаники, алевролиты), хотя залежи встречаются и в карбонатных пластах, имеющих удовлетворительные емкостные свойства. Основные углеводородные скопления контролируются пластами глин и аргиллитов в кровле башкирского яруса и глинистой пачкой в кровле московского яруса. С этим комплексом связано 4% начальных разведанных запасов углеводородов провинции.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоносный комплекс — основной в провинции. С ним связано 66,5% начальных разведанных запасов углеводородов провинции. Общая мощность его возрастает в юго-

восточном направлении. Нефтегазоносные горизонты верхнего карбона сложены пачками песчаников и алевролитов хорошей пористости и проницаемости. Мощность и коллекторские свойства горизонтов часто резко меняются, но встречаются и сравнительно однородные пласты, прослеживающиеся на значительной площади. В нижнепермском разрезе основные коллекторы представлены трещиноватыми и кавернозными ангидритами, доломитами и доломитизированными известняками. Региональной покрывкой комплекса служат глинистые отложения пересаженской толщи верхней перми (дроновская свита), а в юго-восточной части региона — соленосный комплекс (краматорская, славянская и никитовская свиты) нижнепермских отложений общей мощностью более 1000 м.

Завершается перспективный разрез провинции верхнепермско-мезозойским нефтегазоносным комплексом, в котором сосредоточено всего 1% начальных разведанных запасов углеводородов. Комплекс состоит из двух частей: верхнепермско-триасовой и юрской. Продуктивные горизонты нижней части связаны с песчано-карбонатными отложениями нижнего триаса и терригенными породами (корневская свита) верхней перми, покрывкой для которой служит толща (мощностью 50—60 м) красноцветных глин верхнего триаса (нижнесеребрянская подсвита). В верхней части комплекса углеводородные скопления связаны с базальной пачкой песчаников в подошве юрских отложений, экранируемых бат-байосской толщей глин мощностью 60—80 м.

Нефтегазогеологическое районирование

В Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции выделяются две области — Припятская и Днепровско-Донецкая, а также перспективные земли, получившие количественную и качественную прогнозную оценки (табл. 10).

Припятская нефтеносная область приурочена к одноименному прогибу. Основные продуктивные комплексы связаны с подсолевыми и межсолевыми карбонатными отложениями верхнего девона.

Основной объем начальных разведанных запасов нефти сконцентрирован в Северной структурной зоне. В Южной зоне промышленных запасов еще не выявлено. Из общего объема начальных разведанных запасов нефти 79% приходится на глубины до 3 км, а остальные — на интервал 3—5 км. С подсолевым и межсолевым карбонатными комплексами связано соответственно 48,5 и 51% начальных разведанных запасов нефти. Часть запасов (0,5%) содержится в подсолевых терригенных отложениях девона.

Перспективность Припятской нефтеносной области постепенно снижается в западном направлении, в сторону регионального уменьшения мощности перспективных комплексов и соленосных покрывок. Перспективные земли области имеют прогнозную оценку III категории, на крайнем западе — IV категорию. Основная прогнозная оценка приходится на подсолевою (40,7%) и межсолевою (52,5%) карбонатные комплексы, а остальная часть — на подсолевою терригенный комплекс. Основная (60%) прогнозная оценка связана с глубинами до 3 км.

Внутри Припятской нефтеносной области выделяются два нефтеносных района — Центральный и Северный.

Центральный нефтеносный район занимает одноименную структурно-тектоническую зону Припятского прогиба. Здесь открыт ряд нефтяных месторождений с залежами в подсолевых и межсолевых отложениях. Залежи преимущественно сводового типа с элементами тектонического и литологического ограничения. По плотности текущих разведанных запасов нефти, почти равномерно распределенных в подсолевом и межсолевом комплексах, район соответствует VI категории, а по прогнозной оценке — III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Северный нефтеносный район характеризуется блоковым строением, довольно четким соответствием структурных планов подсолевых и межсолевых отложений, хорошей выдержанностью мощностей перспективных комплексов, преимущественно северным падением протяженных блоков и ступеней. В северо-восточной части района развиты мощные вулканогенные толщи.

Здесь открыто несколько многопластовых месторождений, в том числе Осташковичское (рис. 17). Для подсолевого комплекса характерны пластовые тектонически экранированные залежи нефти, а для межсолевого — массивные или массивно-пластовые с элементами тектонического или литологического ограничения.

По плотности текущих разведанных запасов нефти, которые примерно поровну распределены в межсолевом и подсолевом комплексах, район соответствует V категории, а по прогнозной оценке — III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

К перспективным землям Припятской области, получившим количественную оценку, отнесена Южная структурно-тектоническая зона прогиба, занимающая площадь 8 тыс. км². Особенность этой зоны заключается в увеличенной роли терригенных компонентов в межсолевых отложениях, раскрытости сводовых частей многих крупных структур и относительно спокойном характере тектоники. Перспективны здесь подсолевые и межсолевые отложения девона, которые по прогнозной оценке (соответственно 65 и 35%) соответствуют III категории, а на крайнем западе — IV категории.

Днепро-Донецкая газонефтеносная область занимает в основном площадь Днепровского грабена и Преддонецкой ступени. Характерными особенностями ее являются наращивание стратиграфического диапазона нефтегазоносности и последовательное замещение в юго-восточном направлении нефтяных скоплений газонефтяными и газовыми.

Открытые в области месторождения содержат залежи в отложениях нижнего и среднего карбона, а также в верхнекаменноугольно-нижнепермском и верхнепермско-юрском нефтегазоносных комплексах. Основной объем начальных разведанных запасов нефти и газа сконцентрирован в нижнекаменноугольном (соответственно 26,5 и 19%) и верхнекаменноугольно-нижнепермском (соответственно 63 и 76%) комплексах. Остальная часть начальных разведанных запасов нефти и газа сосредоточена в среднекаменноугольном (соответственно 7 и 4%) и верхне-

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Припятская НО	33	Припятский прогиб
а. Центральный НР	13	Центральная структурная зона прогиба
б. Северный НР	10	Северная структурная зона прогиба
Б. Днепровско-Донецкая ГНО	67	Днепровский грабен, Преддонецкая ступень
а. Монастырищенско-Прилуцкий НР	4	Монастырищенско-Ичнянская зона
б. Лебяковско-Солоховский ГНР	11	Центральная часть грабена
в. Талалаевско-Рыбальский ГНР	7	Центральная часть северной прибортовой зоны грабена
г. Зачепиловско-Левенцовский ГНР	5	Юго-восток южной прибортовой зоны грабена
д. Орчиковский ГР	9	Орчиковская депрессия
е. Рябухинско-Северо-Голубовский ГР	4	Юго-восток северной прибортовой зоны грабена
ж. Северо-Донбасский ГР	4	Преддонецкая ступень

пермско-юрском (соответственно 3,5 и 1%) комплексах. Характерно, что 79% начальных разведанных запасов нефти области заключено в четырех месторождениях, а 69% запасов газа — в трех месторождениях. Большая часть начальных разведанных запасов нефти и газа (соответственно 73 и 79,8%) приурочена к глубинам до 3 км.

В Днепровско-Донецкой области выделяются семь районов: Монастырищенско-Прилуцкий нефтеносный, Лебяковско-Солоховский, Талалаевско-Рыбальский и Зачепиловско-Левенцовский газонефтеносные, Орчиковский, Рябухинско-Северо-Голубовский и Северо-Донбасский газосные (см. рис. 14).

Монастырищенско-Прилуцкий нефтеносный район расположен в депрессионной структурной зоне, разделяющей Кошелевский и Старохуторской погребенные выступы. В районе отмечается постепенное нарастание в юго-восточном направлении мощности верхнепалеозойских отложений, сокращение эффузивов в девонских отложениях, локальное увеличение мощности соленосных отложений в девонском и присутствие их в пермском разрезах; широкое развитие блоковых, а на востоке и солянокупольных

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
6	Подсолевой и межсолевой девонские	Подсолевой и межсолевой девонские
5	То же	То же
6	»	»
16	Верхнекаменноугольно-нижнепермский, нижнекаменноугольный	Нижнекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский, девонский
5	Нижнекаменноугольный	Нижнекаменноугольный, девонский
8,5	Верхнекаменноугольно-нижнепермский, нижнекаменноугольный	Нижнекаменноугольный, девонский
7,5	Нижнекаменноугольный	Нижнекаменноугольный, девонский
6,5	Нижнекаменноугольный, среднекаменноугольный	Нижнекаменноугольный, среднекаменноугольный, девонский
12,5	Верхнекаменноугольно-нижнепермский	Верхнекаменноугольно-нижнепермский, среднекаменноугольный
10	Среднекаменноугольный	Среднекаменноугольный, нижнекаменноугольный
5	То же	То же

структур; концентрация разведанных запасов в нижне- и среднекаменноугольном комплексе.

Выявленные здесь месторождения приурочены к асимметричным брахиантиклинальным блоковым и криптодиапировым (с внутриведевонским уровнем залегания соляного ядра) структурам северо-западного простирания, разбитым разнонаправленными нарушениями. Залежи нефти пластовые сводовые и пластовые тектонически экранированные.

По плотности текущих разведанных запасов нефти район соответствует VI категории. 93% текущих разведанных запасов приходится на нижнекаменноугольный и 7% на среднекаменноугольный комплексы. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Леляковско-Солоховский газонефтеносный район, основной по добыче нефти, занимает значительно погруженную (до 10 км) Центральную и Южную прибортовую зоны Днепровского грабена на участке между Ичнянским и Ворсклинским поперечными разломами. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает от девона до юры

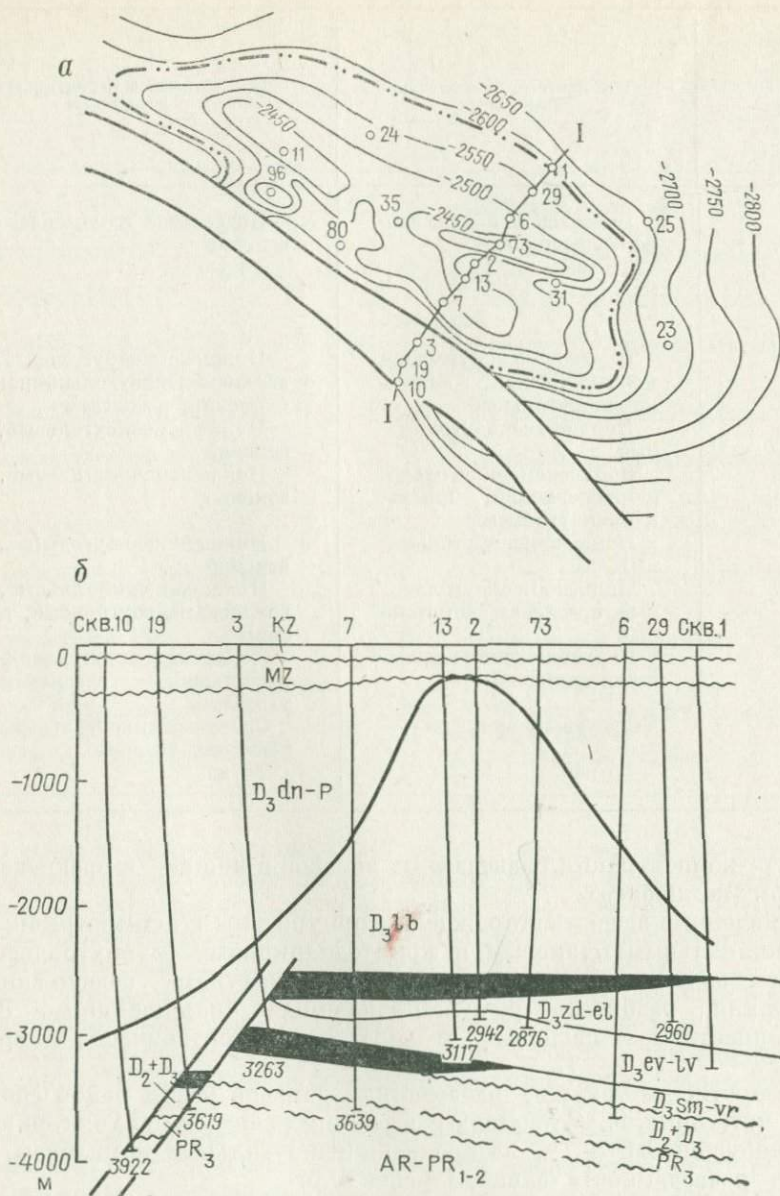


РИС. 17

ОСТАШКОВИЧСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО А. И. КОНОНОВУ И ДР., 1974 Г.):
 а — структурная карта по поверхности межселевых отложений девона (I — зона отсутствия межселевых отложений); б — геологический профиль по линии I—I

включительно, с глубинами залегания залежей от 500 до 5000 м. Месторождения многопластовые, связаны с локальными блоковыми или брахиантиклинальными солянокупольными структурами (в основном с предкаменноугольным уровнем соляных ядер), сильно нарушенными в сводовых частях. Залежи пластовые сводовые, пластовые тектонически или литологически экранированные, а также массивно-пластовые. По отдельным горизонтам залежи часто имеют общий водонефтяной контакт на смежных структурах (Глинско-Розбышевской и Чижевской).

По плотности текущих разведанных запасов углеводородов район относится к V категории, а по прогнозной оценке — к II категории. Основной объем начальных разведанных запасов углеводородов сконцентрирован в нижнекаменноугольном (52%) и верхнекаменноугольно-нижнепермском (40%) комплексах, остальная часть приходится на среднекаменноугольный (5%) и верхнепермско-юрский (3%) комплексы. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Талалаевско-Рыбальский газонефтеносный район занимает Северную прибортовую зону грабена на участке между зонами Ичнянского и Ворсклинского разломов. Месторождения делятся на два типа: 1) многопластовые, с широким диапазоном нефтегазоносности (от нижнего карбона до юры), связанные с брахиантиклинальными солянокупольными структурами (с предкаменноугольным уровнем соляного ядра), сводовые части которых разбиты сетью нарушений; для них характерны пластовые и массивно-пластовые залежи; 2) месторождения, связанные с брахиантиклинальными и блоковыми структурами, не осложненными соляным тектогенезом; это чаще однопластовые месторождения, где залежи газа (с содержанием конденсата до $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$) выявлены только в нижнекаменноугольных отложениях.

По плотности текущих разведанных запасов углеводородов район соответствует V категории, а по прогнозной оценке — II категории. Основной объем начальных разведанных запасов углеводородов сконцентрирован в нижнекаменноугольном комплексе (65%), а остальные запасы распределяются примерно поровну в трех верхних комплексах. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Зачепиловско-Левенцовский газонефтеносный район занимает юго-восточную часть Южной прибортовой зоны грабена. В его состав входят Голубовско-Михайловский сложный вал и Октябрьская моноклиналь. Для района характерно резкое увеличение мощности и карбонатности турнейских и нижневизейских отложений и сокращение мощности верхнего карбона и перми. Осадочный чехол слабо дислоцирован, с преимущественно пластовым залеганием девонских и пермских солей. Месторождения содержат пластовые залежи преимущественно в отложениях карбона. В районе выявлено первое месторождение неантиклинального типа — Руденковское.

По плотности текущих разведанных запасов углеводородов район соответствует V категории, а по прогнозной оценке — III категории. Начальные разведанные запасы углеводородов приурочены к нижнекаменноугольному (62%) и среднекаменноугольному (38%) комплексам. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Орчиковский газоносный район занимает территорию одноименной депрессии, расположенной в наиболее погруженной (до 8—10 км) части Центральной зоны Днепровского грабена. Район является основным в области по разведанным запасам (77%) и добыче (90%) газа. Для его разреза характерно наличие мощной нижнепермской соленосной толщи, которая в сочетании с девонскими штоками образует сложные соляные тела грибовидной формы, осложняющие протяженные валы субширотного простирания (Чутово-Алексеевский и Елизаветовско-Беляевский). Большинство локальных структур, содержащих месторождения, представляет собой межкупольные брахиантиклинали (рис. 18). Встречаются месторождения, приуроченные к изолированным блокам, примыкающим к соляным

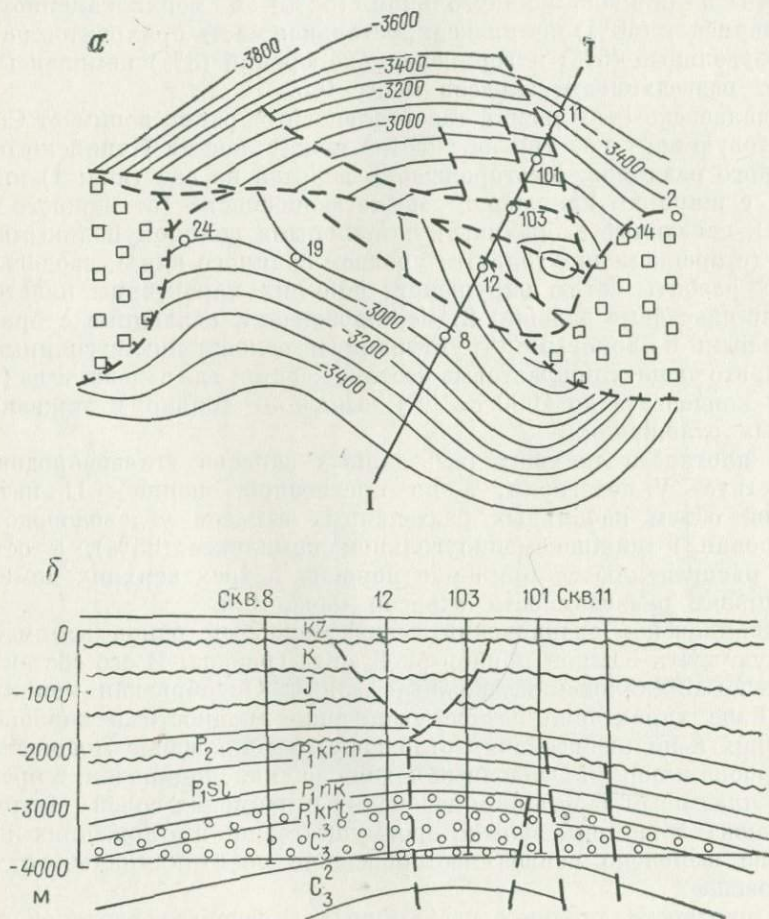


РИС. 18

ЗАПАДНО-КРЕСТИЩЕНСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО Н. А. САФОНКИНОЙ, Г. Д. ШЕВЧЕНКО и др.):

а — структурная карта по подошве известняков O_2 нижней перми; б — геологический профиль по линии I—I

штокам, и только одно (Шебелинское) месторождение связано с крупной брахиантиклиналью, разбитой серией разнонаправленных сбросов. Месторождения содержат преимущественно массивно-пластовые газоконоднатные залежи, этаж газоносности которых составляет сотни метров. Все разведанные запасы углеводородов заключены в верхнекаменноугольно-нижнепермском комплексе.

По плотности текущих разведанных запасов (в основном газа) район соответствует III категории, а по прогнозной оценке — II категории. Коэффициент разведанности запасов более 0,5.

Рябухинско-Северо-Голубовский газоносный район занимает юго-восточную часть Северной прибортовой зоны грабена. Для него характерны слабое проявление соляного тектогенеза и развитие брахиантиклинальных приразломных структур и небольших погребенных поднятий, а также структурных носов и террас, осложняющих обширную прибортовую моноклиаль. Промышленная газоносность здесь связана со среднекаменноугольным комплексом. Открыт также ряд небольших пластовых сводовых и экранированных залежей в отложениях нижнего и среднего карбона (Балаклейская, Высокопольская и др.).

По плотности текущих разведанных запасов район относится к VI категории, а по прогнозной оценке — к III категории.

Северо-Донбасский газоносный район занимает территорию Преддонецкой шовой ступени. Для района характерно развитие сопряженных с разломами узких антиклиналей и брахиантиклиналей блокового строения. Все выявленные месторождения многопластовые, залежи пластовые сводовые, реже тектонически экранированные. Основной объем текущих разведанных запасов газа (96%) приходится на среднекаменноугольный комплекс, а остальной — на отложения пермо-триаса.

По плотности текущих разведанных запасов газа район соответствует VI категории, а по прогнозной оценке — IV категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Остальная территория Днепроовско-Донецкой газонефтеносной области отнесена к перспективным землям.

Это прежде всего юго-восток Днепровского грабена, охватывающий Бахмутскую и Кальмиус-Торецкую котловины и смежные территории на севере и юге. Для его западной части, где открыта небольшая залежь газа массивного типа (Сливаковская), характерны высокая степень дислоцированности и эпигенеза пород палеозоя, интенсивная нарушенность структур и низкие значения пористости и проницаемости коллекторов. В восточной части, еще слабо изученной, закрытость недр высокая, в разрезе наблюдаются обильные газопроявления и улучшение коллекторских свойств терригенных пород. Все это позволяет отнести территорию по прогнозной оценке к III категории. Прогнозную оценку IV категории получили отдельные погруженные участки Воронежской антеклизы, примыкающие по Северному краевому разлому к нефтегазоносным землям Днепровского грабена и Преддонецкой ступени. Для них характерны благоприятная гидрогеологическая характеристика палеозойского разреза, удовлетворительная закрытость недр и нефтегазопроявления, полученные в разных горизонтах при разведке твердых полезных ископаемых.

Остальные участки Днепровского грабена (Белоцерковский и Черниговско-Брагинский выступы) не получили количественной оценки и, исходя из характера разреза и результатов проведенных здесь работ, отнесены к категории малоперспективных земель.

Основные направления поисково-разведочных работ

Проведенные поисково-разведочные работы подтверждают перспективы нефтегазоносности рассматриваемой провинции. Основная прогнозная оценка провинции связана с глубинами 3—5 км (60,5%).

В разрезе прогнозная оценка распределяется в основном между нижнекаменноугольным (52%), верхнекаменноугольно-нижнепермским (21%) и девонскими (18%) нефтегазоносными комплексами.

Для поисков скоплений углеводородов в этих комплексах, преимущественно на глубинах более 3 км, планируется значительный объем поисково-разведочных работ.

В Припятской нефтеносной области, где объектами поисков являются межсолевые и подсолевые отложения девона, основные направления работ следующие:

- 1) поиски месторождений в пределах выявленных зон нефтенакопления Северного района, особое внимание должно быть обращено на открытие скоплений в погруженных южных участках этих зон;

- 2) выявление новых зон нефтенакопления в Центральном и Южном районах, связанных с системами древних валлообразных поднятий;

- 3) поиски залежей в зонах стратиграфического несогласия и выклинивания отложений на склонах древних поднятий, а также в бортовых зонах прогиба.

В Днепровско-Донецкой газонефтеносной области, где основными объектами поисков являются отложения карбона и нижней перми, а также девона, основные направления работ следующие:

- 1) поиски залежей в отложениях карбона и надсолевого девона на крупных брахиантиклиналях и соляных валах центральной части грабена на глубинах до 4 км;

- 2) разведка залежей межкупольных структур Чутово-Алексеевской и других зон в Орчиговской депрессии на глубинах до 4,5 км; особого внимания заслуживают здесь поиски залежей «козырьковых», экранированных соляными штоками или предараукаритовым несогласием;

- 3) поиски залежей в отложениях нижнего карбона и девона (в том числе подсолевого) в пределах сводовых и периферических частей крупных валлообразных поднятий, погребенных выступов фундамента и структур их облекания в Центральной и Южной прибортовой зонах грабена на глубинах 4,5—5,5 км и более;

- 4) поиски залежей в отложениях среднего и нижнего карбона на малоизученных структурах юго-восточной части Северной прибортовой зоны грабена, а также Преддонецкой ступени;

- 5) поиски разновозрастных литологических и стратиграфических залежей на моноклиналях Северной и Южной прибортовых зон грабена, а также довушек биогермного типа в карбонатных горизонтах разреза, в первую очередь в юго-восточной части грабена.

Балтийская нефтеносная область

Балтийская нефтеносная область расположена в пределах Литовской и Латвийской республик, Калининградской области РСФСР и примыкающей части акватории Балтийского моря. Тектонически она соответствует северо-восточной части одноименной синеклизы. Общая площадь области превышает 100 тыс. км² (рис. 19).

Изученность

В освоении области можно выделить два основных этапа.

На первом этапе (с 1950 г.) проводились преимущественно неглубокое структурно-поисковое бурение и региональные геолого-геофизические работы (гравиметрия, электротометрия, магнитометрия), а с 1956 г. — сейсмические исследования (КМПВ и МОВ) в комплексе с опорно-параметрическим бурением. Поисково-разведочное бурение на нефть начато с 1963 г. Основным результатом этих работ было открытие непромышленных залежей нефти в силурийских отложениях на Кибартайской (1960 г.) и в ордовикских отложениях на Гусевской (1963 г.) структурах. Кроме того, уточнены границы перспективных земель для различных горизонтов палеозойских отложений.

Второй этап (1966—1975 гг.) характеризуется существенным увеличением объемов региональных и детальных геофизических работ и поисково-разведочного бурения и их концентрацией в перспективных западных районах (Калининградская область, Литовская ССР). Выполненный в этот период объем опорно-параметрического бурения превысил 40 тыс. м, значительно увеличилось детальные сейсморазведочные работы МОВ, а с 1971 г. при подготовке структур начато внедрение метода ОГТ. Объем глубокого бурения за 1966—1974 гг. составил 350 тыс. м. В результате этих работ были открыты первые месторождения

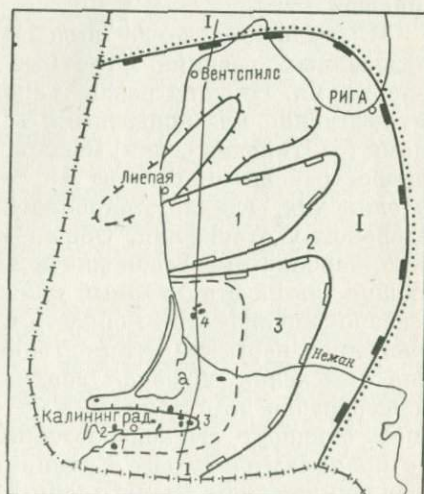
РИС. 19
БАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ
ОБЛАСТЬ

Крупнейшие тектонические элементы: 1 — Балтийская синеклиза.

Крупные тектонические элементы: 1 — Прикульская впадина, 2 — Тельшайский вал, 3 — Куршская впадина.

Нефтегазогеологическое районирование: а — Прибалтийский нефтеносный район.

Месторождения: 1 — Ладужкинское, 2 — Веселовское, 3 — Красноборское, 4 — Вилькичайское



нефти с залежами в среднекембрийских отложениях (1968 г.), выявлены две промышленно нефтеносные зоны — Калининградская и Гаргждайская. Добыча нефти в области начата на Красноборском месторождении в феврале 1975 г.

Изученность отдельных районов Балтийской нефтеносной области геофизическими методами и бурением не равномерна. Почти не изучена сейсмическими работами северо-западная часть Калининградской области и юго-западная часть Литвы. Слабо разбурены территория восточнее Красноборского месторождения, а также Балтийское побережье.

В рассматриваемой нефтеносной области пробурено 268 глубоких скважин, вскрывших фундамент или различные горизонты палеозоя. Самая глубокая скважина в Калининградской области пробурена на Ягодной площади и имеет забой 2984 м. В Литовской ССР самая глубокая скважина достигла 2300 м (скв. 5 Вежичай). Из общего числа пробуренных скважин — 25 (13,7 тыс. м) имеют глубины до 1 км, 133 (190 тыс. м) — от 1 до 2 км и 110 (221,2 тыс. м) — от 2 до 3 км.

Степень разбуренности перспективной территории колеблется от 11,9 м/км² (Калининградская область) до 3,2 м/км² (Литовская ССР). Разбуренность кембрийских отложений на территории Калининградской области и Литовской ССР равна соответственно 9,9 м/км² и 8,6 м/км², ордовикских — 8,7 м/км² и 6,8 м/км², силурийских — 11,3 м/км² и 3,1 м/км², девонских — 7,2 м/км² и 14,1 м/км², пермских — 6,0 м/км².

Тектоническое районирование

Балтийская синеклиза является крупной поперечной структурой северо-западной окраины Восточно-Европейской платформы. Кристаллический фундамент в ее пределах залегает на глубинах 1000—3000 м и более, регионально погружаясь с северо-востока на юго-запад в сторону Балтийского моря и Поморского района, расположенного на территории Польши.

В осадочном чехле выделяются четыре структурных комплекса, разделенных резкими угловыми несогласиями и стратиграфическими перерывами. Нижний развит повсеместно и сложен терригенными, преимущественно красноцветными вендским и нижнекембрийскими отложениями (балтийская серия) мощностью до 50 м. Второй имеет региональное распространение и состоит из терригенных кембрийских, карбонатных ордовикских, глинисто-карбонатных силурийских и терригенных нижнедевонских отложений. Общая мощность его достигает 1700 м. Терригенно-карбонатные девонские и нижнекаменноугольные отложения, слагающие третий структурный комплекс, распространены главным образом в северо-западной части области и имеют мощность до 1300 м. Сульфатно-галогенные пермские и терригенно-карбонатные мезозойские и кайнозойские отложения образуют верхний структурный комплекс, залегающий плащеобразно на отложениях более древних пород чехла или на фундаменте. Мощность его колеблется от 100 до 1000 м. Наиболее резко несогласия проявляются на юге Калининградской области, где из разреза выпадают нижняя часть второго комплекса и большая часть третьего (рис. 20).

Кристаллический фундамент имеет сложное глыбово-блоковое строение. По фундаменту и нижним комплексам чехла выделяются крупные впадины (Куршская, Приекульская, Предлиепайская и Рижская), разделенные валообразными поднятиями (Тельшайским, Салдуским, Лиепая-Кулдигским и др.). Эти тектонические элементы ориентированы в северо-восточном или широтном направлениях и ограничены, как правило, разрывными нарушениями амплитудой 150—170 м. Глубина залегания фундамента в Предлиепайской впадине достигает 2000 м, в Куршской — более 2500 м.

В пределах крупных впадин расположены многочисленные выступы и валы с осложняющими их локальными структурами. Средние размеры структур (по кембрию) составляют 13—15 км² при амплитуде 50 м, а максимальные достигают 80—100 км² при амплитуде до 100 м.

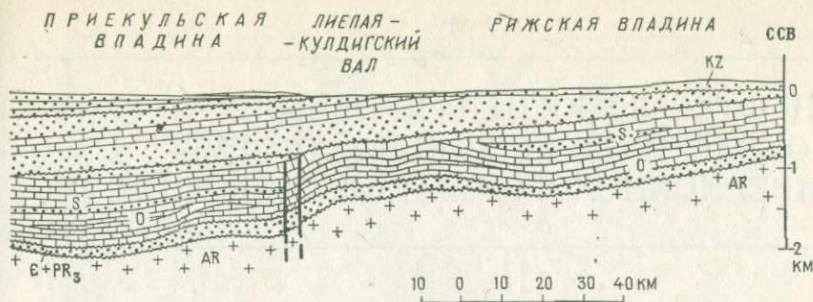
В верхних структурных комплексах в связи с постепенным затуханием контрастности движения блоков фундамента амплитуды структур уменьшаются, а крупные нарушения либо не прослеживаются, либо сменяются малоамплитудными флексурами.

Нефтегазоносность

Признаки нефти отмечены в широком диапазоне палеозойского разреза Балтийской области, однако промышленная нефтеносность установлена только в среднекембрийских отложениях (ижорский продуктивный горизонт), представленных песчаниками и алевролитами с прослоями глин незначительной мощности. Экранирующей толщей служат глинисто-карбонатные ордовикские и силурийские отложения.

Коллекторские свойства ижорского продуктивного горизонта регионально ухудшаются с востока на запад, в этом же направлении увеличивается глинистость разреза. В Балтийской нефтеносной области можно выделить три зоны коллекторов. В восточной зоне, занимающей центральную часть Литовской ССР, а также центральную и восточную части Калининградской области, коллекторами являются слабосцементированные песчаники, имеющие открытую пористость 1—30% и проницаемость до 2,4 Д. В центральной зоне развиты коллекторы с открытой пористостью 0,6—15% и проницаемостью до 1 Д. В третьей зоне, занимающей крайнюю западную часть Литовской ССР и Калининградской области, развиты коллекторы трещинно-порового типа, имеющие открытую пористость 1—14% и низкую проницаемость. Закономерности распространения коллекторов на шельфе Балтийского моря пока не установлены. На долю кембрийских отложений приходится более 70% прогнозной оценки области.

В Балтийской нефтеносной области выделяется ряд перспективных нефтеносных горизонтов: нижнеордовикский, распространенный в северо-западной части области, где проявления нефти зафиксированы на ряде площадей Лиепая-Кулдигского вала, мощность горизонта и коллекторские свойства улучшаются в западном направлении; среднеордовикский, содержащий ряд невыдержанных пластов органогенно-водорослевых известняков с признаками нефти на ряде площадей (Кибартайской, Гусевской, Кулдигской и Эдольской); верхнеордовикский (поркуниский гори-



Нефтегазогеологическое районирование

В Балтийской нефтеносной области выделяется один нефтеносный район — Прибалтийский (площадь 8 тыс. км²), занимающий большую часть Куршской впадины. Северной границей района, протягивающегося вдоль побережья Балтийского моря, является южный склон Тельшайского вала, а южной — Дружбинская зона разломов, ограничивающая Южно-Калининградский вал. Восточная граница Прибалтийского района проводится примерно по изогипсе фундамента — 1700 м, совпадающей с зоной ухудшения изолирующих свойств ордовикско-силурийской региональной покрывки и связанной с ней зоной гипергенного изменения нефтей. Район характеризуется высокой гидрогеологической закрытостью, резкой ограниченностью вертикальной миграции, высокими пластовыми температурами. По плотности текущих разведанных запасов район соответствует VI категории, а по прогнозной оценке — III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

К перспективным землям отнесены южная и восточная прибортовые зоны Куршской впадины, Тельшайский вал и краевые юго-западные части Приекульской впадины и Лиепая-Кулдигского вала. Южная часть Куршской впадины и Кибартайско-Гусевский выступ по прогнозной оценке отнесены к III категории, а большая часть Приекульской и Предлиепайской впадин, Лиепая-Кулдигского и Салдуского валов — к IV категории плотности. Остальные земли Балтийской нефтеносной области отнесены к категории малоперспективных.

Основные направления поисково-разведочных работ

Основные направления геологоразведочных работ в области следующие:

1) региональные геофизические исследования в комплексе с параметрическим бурением в наиболее погруженных западных частях Куршской, Приекульской и Предлиепайской впадин, ориентированные на выявление в палеозойских отложениях зон тектонического экранирования, стратиграфических несогласий и литологического замещения;

2) поиски структурных залежей в среднекембрийских и девонских отложениях, а также литологических и рифовых ловушек в ордовикских, силурийских и пермских отложениях.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ПРИВЕРХОЯНСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

В пределах собственно Сибирской платформы расположены Лено-Тунгусская провинция и частично Лено-Вилуйская провинция, включающая и Приверхоянский краевой прогиб. Енисейско-Хатангская провинция охватывает Енисейско-Хатангский и Лено-Анабарский мегапрогибы, расположенные в северной части Сибирской платформы.

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция (площадь 2,8 млн. км²) включает западную часть Якутской АССР, северные и центральные районы Красноярского края, а также запад и север Иркутской области. Провинция занимает большую часть древней Сибирской платформы без Алданского щита. Границы ее на западе и юге совпадают с границей Сибирской платформы, а на севере и востоке проводятся по зоне сочленения Тунгусской синеклизы с Енисейско-Хатангским мегапрогибом, по северному и восточному склонам Анабарской антеклизы, Сунтарского и Якутского сводов (рис. 24).

Изученность

В Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции поисковое бурение впервые было начато во второй половине 30-х годов на северном склоне Алданской антеклизы (на р. Толбе), в зоне выходов битуминозных карбонатных отложений. В одной из скважин было получено около 200 л нефти, что имело принципиальное значение для оценки перспектив древних горизонтов осадочного чехла Сибирской платформы. Оно послужило основанием для начала поисков скоплений нефти в кембрийских отложениях на юге Иркутского амфитеатра и в Туруханском районе.

В Иркутском амфитеатре в 1948—1960 гг. бурение было сосредоточено в его южной части на Парфеновской, Осинской, Боханской, Бельской, Атовской, Бальхтинской, Южно-Радуйской и других площадях. В ряде скважин при испытании пластов доломитов и песчаников нижнего кембрия были получены промышленные притоки легкой нефти и газа. В 1962 г. на Марковской площади были открыты промышленные залежи

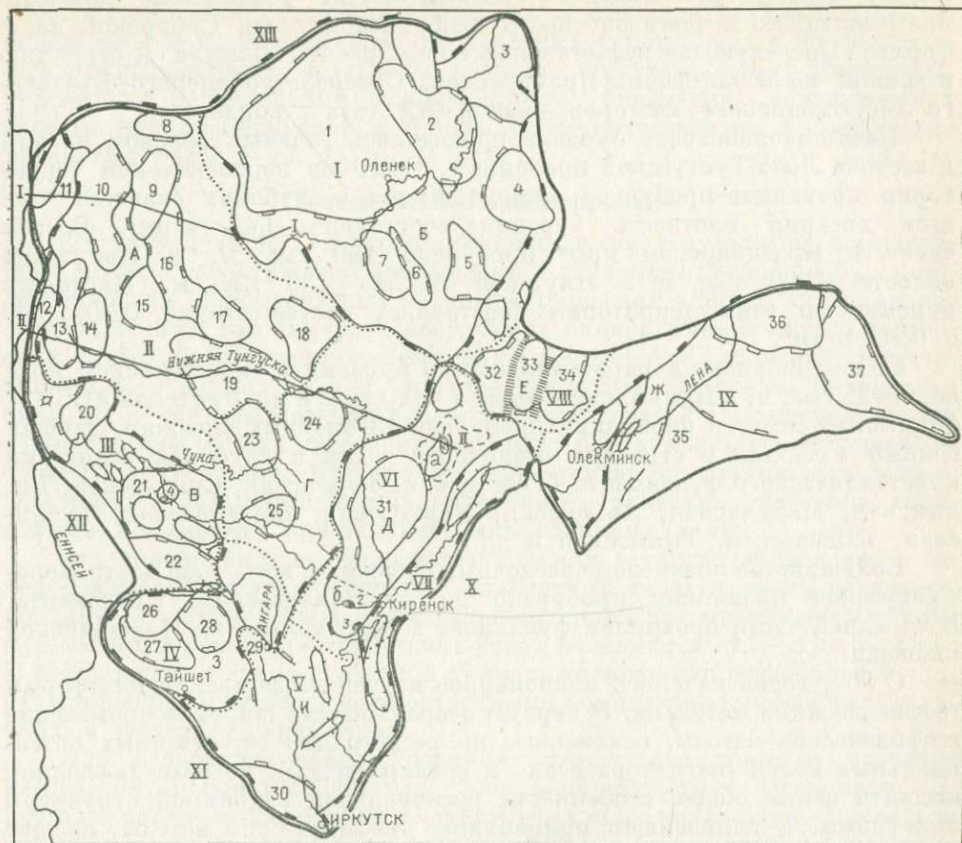


РИС. 21

ЛЕНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Анабарская антеклиз, II — Тунгусская синеклиза, III — Восточно-Енисейская ступень, IV — Присяяно-Енисейская синеклиза, V — Ангаро-Ленская ступень, VI — Непско-Ботубинская антеклиз, VII — Ленский прогиб, VIII — Вилюйская синеклиза, IX — Алданская антеклиз, X — Байкало-Шатомская складчатая область, XI — антиклинорий Восточных Саян, XII — Енисейский краж, XIII — Лено-Анабарский мегaproгиб.

Крупные тектонические элементы: 1 — Анабарский свод, 2 — Суханская впадина, 3 — Оленевский свод, 4 — Муинский свод, 5 — Верхнемунская впадина, 6 — Верхнесилигирский прогиб, 7 — Айхальский свод, 8 — Ледянский свод, 9 — Аянский свод, 10 — Дюкунский свод, 11 — Хантайско-Рыбинский мегавал, 12 — Курейско-Бакланский мегавал, 13 — Нижнетунгусский прогиб, 14 — Суригдаонский свод, 15 — Юктелийский свод, 16 — Верхнекочумская впадина, 17 — Кочечумский свод, 18 — Турунский свод, 19 — Турийская впадина, 20 — Бактинский свод, 21 — Камовский свод, 22 — Кумондинская впадина, 23 — Чуньский свод, 24 — Илимский свод, 25 — Ванаварский свод, 26 — Богучано-Манзинский выступ, 27 — Долгомостовская впадина, 28 — Мурско-Чунская впадина, 29 — Братский выступ, 30 — Иркутский выступ, 31 — Непский свод, 32 — Ыгыатинская впадина, 33 — Сунтарский свод, 34 — Кемпендийская впадина, 35 — Толбинский выступ, 36 — Якутский свод, 37 — Алдано-Майская впадина. Нефтегазогеологическое районирование: А — Северо-Тунгуская, Б — Анабарская, В — Южно-Тунгуская, Г — Катагская перспективные нефтегазоносные области; Д — Непско-Ботубинская газонефтяная область; а — Мирнинский газоносный, б — Приленский нефтегазоносный районы; Е — Западно-Вилюйская; Ж — Северо-Алданская, З — Присяяно-Енисейская, И — Ангаро-Ленская перспективные нефтегазоносные области.

Месторождения: 1 — Среднеботубинское, 2 — Ярактинское, 3 — Марковское, 4 — Куомбинское

нефти, а затем газоконденсата. Это открытие убедительно доказало промышленную нефтегазоносность кембрийской толщи Сибирской платформы. Последующие нефтегазопроисковые работы привели к открытию в южной части платформы Ярактинского, Среднеботубинского, Братского и Куломбинского месторождений нефти, газа и конденсата.

Нефтегазопроисковое бурение проводилось главным образом на юге и востоке Лено-Тунгусской провинции. Всего на перспективной территории провинции пробурено около 1200 тыс. м глубоких скважин, при этом средняя плотность бурения составляла 0,42 м/км². В том числе в Красноярском крае пробурено 160 тыс. м, в Иркутской области — 900 тыс. м и Якутской АССР — 130 тыс. м. Плотность бурения на этих территориях составляет соответственно 0,20, 2,00 и 0,10 м/км².

Объем опорного и параметрического бурения в Красноярском крае достиг 35 тыс. м, в Иркутской области — 120 тыс. м и в Якутской АССР — 4,3 тыс. м. Всего в провинции пробурено 19 опорных скважин, давших ценный материал о строении осадочного чехла и глубина залегания кристаллического фундамента (Тунгусская, Туринская, Сунтарская, Вилюйская, Мархинская, Амгинская, Марковская, Жигаловская, Тубинская, Тайшетская, Тынысская и др.).

Большинство поисково-разведочных скважин в восточной части Лено-Тунгусской провинции пробурено до кристаллического фундамента. В западной части провинции фундамент вскрыт только на Куломбинской площади.

С 50-х годов началось планомерное изучение Сибирской платформы геофизическими методами. В первую очередь нашли широкое применение геофизические методы, основанные на регистрации естественных потенциальных полей (магниторазведка и гравиразведка), которые позволили выявить самые общие особенности региональной глубинной структуры платформы. В дальнейшем применялись геофизические методы, давшие возможность количественно оценить эффективные параметры среды — сейсморазведка МОВ и КМПВ, электроразведка.

Сейсморазведка проводилась в основном непрерывным профилированием МОВ (51 700 км). Многократное профилирование применялось только в опытным порядке. Наибольший объем региональных, поисковых и детальных сейсморазведочных работ выполнен в пределах Непско-Ботубинской антеклизы. Остальные территории характеризуются весьма слабой изученностью сейсморазведкой. Например, на изучение Северо-Тунгусской нефтегазоносной области — затрачено около 0,2% всего объема сейсмических исследований.

Следует подчеркнуть, что хотя в Лено-Тунгусской провинции осадочный чехол представлен отложениями, характеризующимися высокими скоростями распространения сейсмических волн, широкое развитие трапповых интрузий обуславливает случайный характер изменения этих скоростей в горизонтальном направлении. В этих сейсмогеологических условиях прослеживаемость опорных горизонтов в разрезе не превышает 45%. При этом точность сейсмических построений обеспечивает выделение здесь структур амплитудой не менее 100—150 м.

В результате региональных и поисковых буровых и геофизических работ установлены принципиальные черты строения осадочного чехла, определены зоны распространения основных типов пород и их фациальная принадлежность, выявлены главные нефтегазоносные комплексы, определены региональные закономерности изменения коллекторских свойств пород-резервуаров и другие нефтегеологические и физические параметры разреза [9, 15].

Тектоническое районирование

Фундамент Лено-Тунгусской провинции по результатам комплексного анализа геологических (обнажения и скважины глубокого бурения), сейсмических, аэромагнитных и гравиметрических данных, представляет собой сложную систему разновозрастных блоков земной коры: Иенгерский катархейский срединный массив; Анабарская и Алданская складчатые системы ранних архейд; Ангаро-Тунгусская, Становая, Батомгская складчатые системы поздних архейд; Олекминская и Оленекская складчатые системы ранних протерозоид; Ангаро-Ленская и Котуйская системы средних протерозоид. Кристаллический фундамент представлен магматическими и метаморфическими породами — гранитами, гнейсами, кварцевыми порфирами, кристаллическими сланцами и др.

Эти породы выходят на поверхность или залегают вблизи нее в северо-восточной части провинции (Анабарский свод) и вдоль ее южной границы (Алданский щит). На остальной территории провинции глубины фундамента в разных тектонических зонах изменяются от 2—3 до 5—8 км. В соответствии с этим меняются и суммарные мощности осадочного чехла, представленного вулканогенно-осадочными комплексами рифейских, вендских и фанерозойских пород.

Для осадочного чехла провинции характерно широкое развитие несогласий, мощных соленосных толщ кембрийского и девонского возраста, а также интрузивных и эффузивных пород (траппов). Последние залегают в виде мощных пластовых тел (100 м и более) внутри различных комплексов, а также образуют жилы и дайки, пересекающие весь чехол. По возрасту трапповый магматизм относится к пермскому и триасовому периодам.

Наиболее широким развитием в провинции пользуются нижнепалеозойские отложения. Области развития мощных комплексов средне- и верхнепалеозойских и особенно мезозойских отложений локализованы в депрессионных зонах.

В осадочном чехле провинции выделяются три основных структурных этажа, образованных рифейско-ордовикскими, силурийско-нижнетриасовыми и мезозойско-кайнозойскими отложениями. Между этими структурными этажами наблюдаются наиболее значительные несогласия, которые по-разному проявляются в отдельных тектонических зонах провинции.

В современном структурном плане Лено-Тунгусской провинции выделяется восемь крупнейших тектонических элементов, строение которых установлено по данным геофизических исследований, геологической съемки и бурения небольшого числа глубоких скважин (см. рис. 21).

Анабарская антеклизы занимает северо-восточный угол Сибирской платформы. Осадочный чехол ее сложен преимущественно терригенно-карбонатными рифейско-нижнепалеозойскими отложениями. Мощности его закономерно возрастают от сводовой части к периферии и внутренним депрессиям, в пределах которых на отдельных участках развиты более молодые палеозойские и мезозойские образования. Фундамент антеклизы расчленен большим количеством разломов преимущественно субмеридионального простирания. Уджинско-Жиганским региональным разломом, к депрессионной зоне которого приурочена Суханская впадина, антеклизы делится на западную (Анабарский свод) и восточную (Оленекский и Мунский своды) части. Своды имеют широкие и плоские вершины и изометричные, почти округлые очертания. Амплитуды их по кровле кембрийских отложений составляют 300—500 м. Суханская впадина по кровле кембрийских отложений представляет собой крупную депрессию северо-западного простирания, фундамент которой залегает на глубинах более 5 км.

В южной части Анабарской антеклизы выделяется целый ряд крупных структур, из которых в нижнем структурном ярусе наиболее четко выражены Верхнемунская впадина, Верхнесилигирский прогиб, Айхальский свод и другие, имеющие субмеридиональное простирание. В среднем структурном этаже выделяются Верхнетюнгуский и Мархинский валы, а также Верхнемаркокинская и Ханьинская впадины. Последние имеют северо-западное простирание и более крутые юго-западные борта, осложненные флексурами. Верхний структурный этаж выделяется только на северном и восточном склонах антеклизы.

Тунгусская синеклизы занимает западную и центральную части Лено-Тунгусской провинции. Она представляет собой крупную внутриплатформенную впадину северо-западного простирания, выполненную мощным комплексом (до 8 км) рифейско-триасовых отложений с широким развитием трапсовых покровов, мощность которых на значительных площадях превышает 100 м.



РИС. 22

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ I—I (СОСТАВИЛИ А. Э. КОНТОРОВИЧ, В. С. СТАРОСЕЛЫЦЕВ)

Соотношение структурных планов по отдельным горизонтам осадочного чехла синеклизы изучено недостаточно. По геофизическим данным (преимущественно магнито- и гравиразведки) устанавливается значительная расчлененность фундамента синеклизы на крупные блоки (рис. 22, 23). В нижнем структурном этаже им соответствуют своды (Ледянский, Аянский, Суригдаконский, Юктелийский, Кочечумский, Илимпейский, Чуньский, Ванаварский и др.), впадины (Дюпкунская, Верхнекочечумская, Туринская и др.) или прогибы (Нижнетунгусский и др.). Эти структуры чаще имеют удлиненную форму, субмеридиональное простирание, широкие плоские осевые зоны и амплитуду от нескольких сотен до тысячи метров. В среднем структурном этаже наблюдается значительное смещение сводовых и приосевых зон структур, хотя общая конфигурация их сохраняется.

Наблюдается также объединение ряда мелких форм в более крупные, но менее контрастные, а в бортовых частях синеклизы — в полузамкнутые. Намечаемые по верхним горизонтам чехла локальные средние и мелкие структуры (более 50) имеют самые различные очертания, ориентировку и амплитуды, редко превышающие 100—150 м.

Вдоль северо-западного края Лено-Тунгусской провинции располагается сложно построенная Турухано-Норильская тектоническая зона (гряда). В ней выделяются кулисообразно расположенные Хантайско-Рыбнинский и Курейско-Бакланихинский мегавалы. Каждый из них, по данным бурения и геофизики, представляет собой сложную систему узких субмеридиональных антиклиналей и валов, интенсивно нарушенных продольными и поперечными разрывами на отдельные блоки. Амплитуды отдельных структур составляют сотни метров. Благодаря интенсивной денудации в ядрах антиклиналей обнажаются разновозрастные отложения от верхнепалеозойских до рифейских включительно.

Восточно-Енисейская ступень выделяется в западной части провинции и имеет интенсивно дифференцированный фундамент, глубины залегания которого колеблются от 3,5 до 6 км. Осадочный чехол ступени представлен преимущественно терригенно-карбонатными рифейскими и нижнепалеозойскими породами, а на восточном склоне присутствуют также средне-верхнепалеозойские и триасовые отложения. Для разреза чехла характерно широкое развитие трапфов, а также мощных соленосных толщ в нижнем и среднем кембрии. Наиболее резкие несоответствия наблюдаются между рельефом фундамента и структурным планом кровли нижнепалеозойских отложений. Крупными структурами, осложняющими ступень и выделенными по кровле мотской свиты кембрия, являются Бахтинский (амплитуда 0,5 км) и Камовский (амплитуда 0,8 км) своды и Кумондинская впадина. Подошва палеозойских отложений на этих структурах залегает на глубинах от 2 до 4,5 км. Наиболее изученный Камовский свод, в свою очередь, осложнен несколькими локальными структурными элементами — Куюмбинское, Усть-Камовское, Верхнетахомское, Чадобецкое куполовидные поднятия, Тайгинский вал и др. Это пологие пликвативные структуры, амплитуда которых не превышает 100 м. На северо-востоке ступени выделяются блоковые структурные поднятия, в своде которых обнажаются нижнепалеозойские отложения.

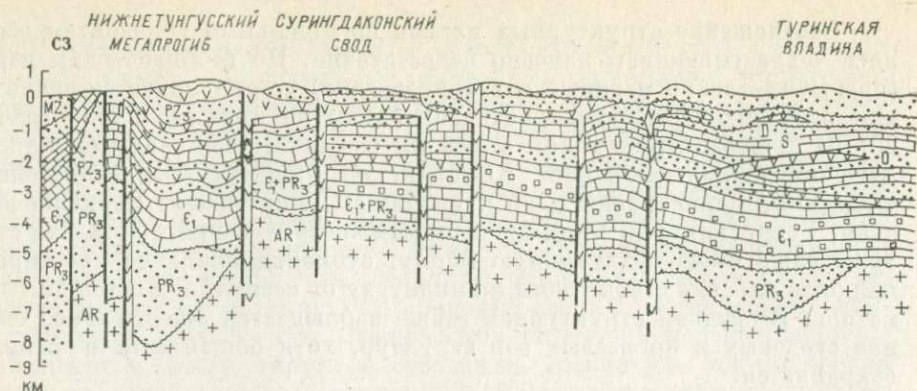


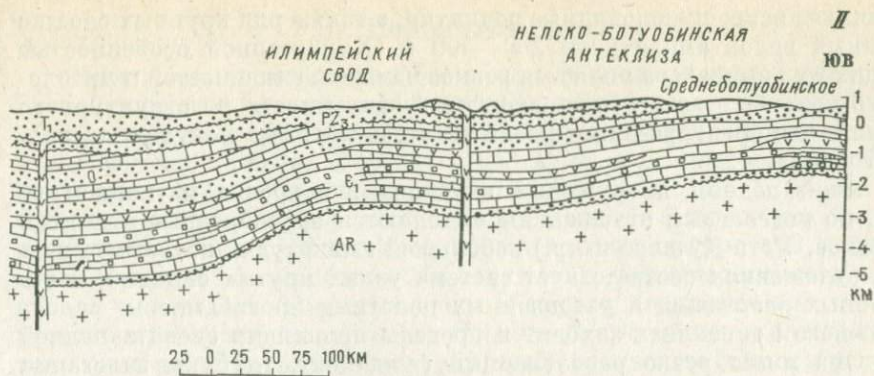
РИС. 23

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ II—II (СОСТАВИЛИ А. Э. КОНТОРОВИЧ, В. С. СТАРОСЕЛЬЦЕВ)

Присаяно-Енисейская синеклиза — одна из наиболее контрастных отрицательных структур Сибирской платформы. В ее пределах фундамент залегает на глубинах 4—7 км, а кровля мотской свиты кембрия погружена на 2,5—5 км. Отложения нижнего структурного этажа развиты в пределах синеклизы повсеместно, а отложения верхнего палеозоя, триаса и юры — в отдельных депрессионных зонах и наложенных впадинах (Катской, Мурской). Значительную роль в разрезе чехла играют мощные соленосные комплексы кембрия и интрузивные породы, имеющие мощность в несколько сотен метров.

По нижнему структурному этажу синеклизы выделяются Богучано-Манзинский выступ, Долгомостовская, Мурско-Чунская и Катская впадины. Названные крупные структуры осложнены многочисленными валобразными поднятиями (Троицко-Михайловское, Ужвинско-Кокуйское, Кайтымовское, Пушкинско-Захаровское и др.), сформировавшимися под влиянием блоковой и соляной тектоники и достаточно четко проявляющимися в надсолевом структурном плане. Эти валы располагаются, как правило, кулисообразно и имеют амплитуды 500—1000 м. В восточной части синеклизы дислоцированность структур снижается и более широко проявляется соляная тектоника. Локальные структуры в пределах валов имеют различную форму, размеры их колеблются обычно в пределах 5—20 × 0,5—10 км.

Ангаро-Ленская ступень занимает южную часть провинции. Глубины залегания фундамента в ее пределах изменяются незначительно, в среднем составляют 2—3 км. В крайней юго-западной части ступени фундамент резко воздымается и участками выходит на поверхность (Иркутский выступ). Основной объем осадочного чехла приходится на терригенные рифейско-вендские и терригенно-карбонатно-соленосные нижнепалеозойские отложения, мощности и литологический состав которых резко меняются по площади. На севере в отложениях нижнего кембрия широко развиты силлы траптовых долеритов мощностью 50—150 м. На крайнем юге и юго-западе ступени палеозойские отложения несогласно перекрываются



толщей юрских терригенно-угленосных пород, мощностью в несколько сотен метров (Иркутская впадина). Наличие в разрезе мощных толщ соли и связанная с ними соляная тектоника приводят к несоответствию структурных планов подсолевых и надсолевых комплексов палеозоя.

Наиболее крупными структурными элементами Ангаро-Лейской ступени являются Иркутский и Братский выступы, а также Верхнеангарская и Верхнеленская структурные зоны.

Иркутский выступ по кровле мотской свиты нижнего кембрия представляет собой слабодислоцированную моноклиналь, ограниченную на юго-западе надвигом антиклинория Восточных Саян и погребенную под мезозойской наложенной Иркутской впадиной.

Братский выступ представляет собой по фундаменту полусвод, а по отложениям нижнего кембрия — структурный нос, погружающийся к северо-западу. Дислоцированность чехла в его пределах слабая, характерно развитие протяженных флексур и связанных с ними локальных поднятий.

В центральной части ступени — Верхнеангарская и Верхнеленская структурные зоны — в подсолевом комплексе выделяется большое количество пологих конседиментационных (преимущественно блоковых) структур, а в надсолевом комплексе развиты протяженные, осложненные разломами поднятия значительной амплитуды (200—500 м) — Жигаловское, Аталангинское, Божеханское и др.

Непско-Ботубинская антеклиз занимает северную приподнятую часть Иркутского амфитеатра; длина ее 900 км, ширина 250—300 км. Глубины залегания фундамента в сводовой зоне составляют 1,3 км, а на склонах не превышают 2,5—3 км. Разрез сложен преимущественно нижнепалеозойскими терригенно-карбонатными и соленосными отложениями. Вендские отложения развиты только на склонах в депрессионных зонах антеклизы, а в своде отсутствуют. В северной части и на северо-западном склоне антеклизы наблюдаются маломощные верхнепалеозойские и триасовые образования.

В центральной части антеклизы выделяется Непский свод, имеющий амплитуду до 500 м, а на северо-востоке — Мирнинское, Кончанское и

Верхневиллючанское куполовидные поднятия, а также ряд крупных сложно построенных валов амплитудой 200—400 м. Характерной особенностью слагающих их комплексов является резкое изменение мощностей и литологического состава отдельных горизонтов в зависимости от структурного положения, что предопределяет развитие здесь крупных ловушек литологического типа.

На юго-западном погружении антеклизы, наиболее изученном ее участке, по подсоевлым отложениям выделяются валлообразные поднятия (Марковское, Усть-Кутское и др.) небольшой амплитуды, которым в надсоевлым отложениях соответствует система узких крутых складок, часто осложненных разрывами и разделенных пологими прогибами.

Виллюйская синеклиза заходит в пределы провинции своей западной частью. Она имеет резко расчлененный фундамент, глубины залегания которого колеблются от нуля до 7 км. Осадочный чехол сложен преимущественно терригенно-карбонатными отложениями рифея, нижнего и среднего палеозоя, а также терригенными отложениями верхнего палеозоя и мезозоя. В отложениях девона, а возможно и кембрия имеются соленосные толщи. В синеклизе наблюдается резкое несоответствие структурных планов верхнего и нижнего структурных этажей. Здесь под моноклинально залегающими отложениями мезозоя выделяется ряд положительных и отрицательных структур, четко выраженных в палеозойских отложениях. Наиболее крупными из них являются Ыгыаттинская и Кемпендяйская впадины и разделяющий их Сунтарский свод, а также ряд более мелких тектонических элементов (Чибыдинское, Верхнесинское и другие поднятия).

Сунтарский свод соответствует горстообразному выступу фундамента, разбитому на ряд блоков. Мощность чехла на его плоской вершине не превышает 1 км. На склонах свода широко развиты отложения нижнего структурного этажа, поверхность которых в пределах Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадин погружается соответственно до 4—5 км.

В верхнем структурном этаже Сунтарскому своду соответствует пологая структурная терраса, погружающаяся к северо-востоку под углом 1—1,5°.

Ыгыаттинская и Кемпендяйская впадины выполнены преимущественно средненалеозойскими отложениями, содержащими девонские соленосные толщи. По кровле среднего структурного этажа здесь выделяется ряд антиклинальных структур (Намдырская, Тымарская, Арбайская и др.), имеющих амплитуду 500—700 м. В верхнем структурном этаже впадины выражены неглубокими (от 800 до 1300 м), вдающимися с северо-востока заливообразными депрессиями.

Алданская антеклиза занимает юго-восточный угол Сибирской платформы и входит в состав провинции своим северным склоном. Глубины залегания фундамента на этой территории колеблются от нуля до 3 км, возрастая на востоке до 4—6 км. Осадочный чехол северного склона антеклизы сложен рифейско-нижнепалеозойскими терригенно-карбонатными отложениями, которые несогласно перекрываются мезозойскими отложениями наложенной части Виллюйской синеклизы. Наиболее крупными структурами, выделяемыми здесь по кровле нижнего структурного этажа, являются Якутский свод, Толбинский выступ и Алдано-Майская впадина.

Литолого-фациальная характеристика палеозойского осадочного чехла Лено-Тунгусской провинции позволяет заключить, что благоприятные условия для нефтегазообразования и нефтегазонакопления существовали в отложениях нижнего и среднего палеозоя, а в северо-западной части провинции и для верхнего палеозоя [9].

Особое место в разрезе провинции занимают пластовые и секущие интрузии трапш. Наибольшее количество их приурочено к бортовым зонам Тунгусской синеклизы. Их влияние на нефтегазоносность различно и пока еще недостаточно выяснено. В период внедрения они могли разрушать залежи нефти и газа, но связанный с ними дополнительный прогрев осадочных пород интенсифицировал процесс нефтегазообразования. Сеть пластовых и секущих интрузий создала дополнительные препятствия на пути мигрирующих углеводородов, а туфогенно-эффузивные образования, перекрывшие палеозойские породы — мощную региональную покрывку. В целом трапшвый магматизм усложнил закономерности распределения нефти и газа, но, видимо, не смог существенно уменьшить общие перспективы нефтегазоносности. Второй особенностью провинции является почти повсеместное распространение вечной мерзлоты. Мощность многолетнемерзлых пород достигает 300—450 м.

Наиболее благоприятными предпосылками нефтегазоносности характеризуются осадочные толщи верхнего протерозоя (рифей-венд) и нижнего палеозоя. В первую очередь это относится к отложениям кембрия, с которыми связаны основные нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции.

Всего в разрезе провинции выделяются два продуктивных нефтегазоносных (венд-нижнекембрийский терригенный, или подсолевой и нижнекембрийский карбонатно-соленосный) и два основных перспективных (ордовикский и верхнепалеозойский) нефтегазоносных комплексов. Стратиграфический объем, литологический состав и мощности всех комплексов, особенно подсолевого, претерпевают значительные изменения в разных зонах провинции.

Нижний продуктивный нефтегазоносный комплекс чаще включает вендскую (ушаковская свита) и нижнекембрийскую (нижнемотская подсвита¹) толщи терригенных пород. В базальных слоях кембрия (нижнемотская подсвита) песчаники с удовлетворительной пористостью распространены главным образом в южной части провинции на Непско-Ботубинской антеклизе, а также в районах Ангаро-Ленской и Восточно-Енисейской ступеней. Количество пластов песчаников различное — от одного в районах с малой мощностью нижнемотской подсвиты до трех, где мощность подсвиты достигает 100—150 м. По одному пласту зафиксировано в северных районах платформы — на Анабарской антеклизе, Турухано-Норильской гряде и в центральной части Непского свода. Три пласта песчаников характерны для районов Непско-Ботубинской антеклизы

¹ Ряд исследователей (Б. А. Соколов и др.) нижнемотскую подсвиту относят к венду.

и Ангаро-Ленской ступени. На северном склоне Алданской антеклизы количество пластов меняется от одного до трех.

Мощные пласты песчаников (парфеновского, марковского, ярактинского, ботубобинского и других горизонтов) приурочены к тем районам, где породы кембрия залегают на кристаллическом фундаменте. В районах, где кембрий залегают на различных горизонтах рифея или венда, в основании кембрия преобладают в основном глинистые (Камовский свод, Курейско-Бакланихинский мегавал) или карбонатные (Анабарская антеклиза, Хантайско-Рыбинский мегавал) разности пород. Эта зависимость развития тел песчаников в базальных слоях от состава размываемого основания, по-видимому, имеет место и в других районах Сибирской платформы, так как породы кристаллического фундамента могли поставлять больше кластического материала по сравнению с карбонатно-глинистыми образованиями рифея. Суммарная мощность песчаников в нижней подлите мотской свиты меняется от 1—5 м до 30—35 м.

Следующий нефтегазоносный комплекс приурочен в карбонатно-соленосной толще нижнего кембрия, в которой выделяются осинский, балыхтинский, биркинский и бильчирский перспективные коллекторские горизонты. Открытая пористость карбонатных пластов-коллекторов нижнего кембрия редко превышает 5—10%, составляя обычно первые проценты.

Так, на юге Непско-Ботубобинской антеклизы открытая пористость карбонатных отложений мотской свиты и осинского горизонта усольской свиты колеблется от нуля до 3%, ее средние значения меняются от 1,1 до 1,8%. Основное значение приобретает трещиноватость, которая определяет экранирующие и емкостные характеристики карбонатных пород [15].

Благоприятное чередование в разрезе кембрия высоко трещиноватых карбонатных пластов и пластов солей, служащих экранами, ожидается в западных частях Присаяно-Енисейской синеклизы и Восточно-Енисейской ступени. По-видимому, эти территории наиболее интересны для поисков залежей нефти и газа в карбонатно-соленосном нефтегазоносном комплексе нижнекембрийских отложений. В северо-западной части провинции, в районах распространения карбонатных и терригенно-карбонатных отложений нижнего кембрия, количество пластов-коллекторов трещинно-порового типа, видимо, увеличивается по сравнению с количеством их в области развития соленосно-карбонатных отложений. Это подтверждается результатами бурения и испытания скважин на Курейско-Бакланихинском мегавалу и на Сурингдаконском своде. Мощности горизонтов-коллекторов здесь также увеличиваются, достигая 100—130 м. Высокые, устойчивые дебиты минерализованной вод (200—4500 м³/сут) позволяют заключить, что здесь развиты горизонты с хорошими коллекторскими свойствами.

Вышележащий перспективный нефтегазоносный комплекс выделяется в разрезе ордовика, где в байкитской свите и ее аналогах широко распространены пласты песчаников. Перспективная площадь этого комплекса существенно меньше, так как во многих районах южной половины провинции ордовикские отложения выведены на поверхность или размывы.

Повышенная пористость песчащих горизонтов нижнего ордовика выявлена глубокими скважинами в южной части провинции. В ее северной части, в Тунгусской синеклизе, песчаники обладают средними и низкими значениями пористости. Мощности песчаников меняются от нуля до 200 м. Обычно они составляют 20—60 м.

В отложениях верхнепалеозойского перспективного нефтегазонасного комплекса многочисленные пласты песчаников повсеместно обладают повышенной (более 10%) и высокой (более 20%) открытой пористостью. Исключение составляет крайний северо-запад провинции (Норильский район), где фиксируется низкая пористость песчаников. Перспективы верхнепалеозойского комплекса связаны в основном с северной половиной Тунгусской синеклизы, где широко распространены мощные экранящие толщи триаса. В пределах всей перспективной территории синеклизы предполагается удовлетворительная пористость песчаников верхнего палеозоя.

В настоящее время в пределах Непско-Ботубинской антеклизы выявлено одно газовое (Среднеботубинское) и два газонефтяных (Марковское и Ярактинское) месторождения, содержащих промышленные залежи в терригенном (ведц-нижнекембрийском) и карбонатно-соленосном (нижнекембрийском) комплексах. Кроме того, на 22 площадях, расположенных в разных частях провинции, из этих комплексов получены притоки нефти и газа различной интенсивности.

Нефтегазогеологическое районирование

В Лено-Тунгусской провинции выделяются одна газонефтеносная и восемь перспективных нефтегазонасных областей. В связи с низкой изученностью провинции выделение нефтегазонасных районов за единичными исключениями представляется нецелесообразным (табл. 14).

Северо-Тунгусская перспективная нефтегазонасная область включает северную и центральную части Тунгусской синеклизы и Турухано-Норильской тектонической зоны. Промышленных месторождений нефти и газа в области не открыто. На Курейско-Бакланихинском мегавалу получены фонтанные притоки нефти и газа из трещиноватых доломитов платоновской свиты нижнего кембрия. На Сухотунгусской площади дебит нефти в скв. 1 достигал 32 м³/сут, а на Володинской (скв. 1) и Нижнелетвинской (скв. 1) площадях притоки газа составили соответственно 13 и 22 тыс. м³/сут. Здесь же на Талореченской структуре получен открытый фонтан газа из отложений костинской свиты среднего кембрия, дебит которого достигал 200 тыс. м³/сут.

Рифейско-нижнекембрийский перспективный терригенный комплекс области имеет суммарную мощность от 20 до 100 м. Коллекторами служат пласты пористых (14—17%) песчаников, мощность которых изменяется от нуля до 12 м, местами до 20 м. Покрышкой для комплекса служит пачка глинисто-карбонатных пород, прослеживаемая на значительной площади и достигающая мощности 40 м.

Вышележащий карбонатно-соленосный комплекс на территории области охватывает отложения нижнего (мотская, бельская и булайская

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км	Тектоническая приуроченность
А. Северо-Тунгусская ПНГО	545	Северная и центральная части Тунгусской синеклизы
Б. Анабарская ПНГО	685	Анабарская антеклиза
В. Южно-Тунгусская ПНГО	230	Восточно-Енисейская ступень
Г. Катагская ПНГО	205	Юго-восточная часть Тунгусской синеклизы
Д. Непско-Ботуобинская ГНО	285	Непско-Ботуобинская антеклиза
а. Мирнинский ГР	10	Мирнинский свод
б. Приленский НГР	12	Южная моноклираль Непско-Ботуобинской антеклизы
Е. Западно-Вилуйская ПНГО	55	Западная часть Вилуйской синеклизы
Ж. Северо-Алданская ПНГО	405	Северный склон Алданской антеклизы
З. Присаяно-Енисейская ПНГО	160	Присаяно-Енисейская синеклиза
И. Ангаро-Ленская ПНГО	235	Ангаро-Ленская ступень

свиты) и частично среднего (костинская и киндымская свиты) кембрия. В нем выделяется до восьми перспективных горизонтов, мощность которых колеблется от 15 до 130 м. Пластами-коллекторами обычно служат трещиноватые, пористые и кавернозные доломиты или реже известняки, имеющие удовлетворительные емкостные свойства (пористость 6—14%, проницаемость межзерновая до 60 мД, а трещинная — до 215 мД). Наиболее благоприятными коллекторскими свойствами обладает верхняя часть комплекса (амгинский ярус среднего кембрия). Экранирующими для основной части комплекса являются соленосные или карбонатные пласты нижнего кембрия. Региональной покрывкой для всего комплекса служат глинисто-карбонатные толщи среднего — верхнего кембрия.

Ордовикский перспективный нефтегазоносный комплекс на территории области состоит из карбонатной (устькутский ярус и низы чуньского) и терригенной (байкитские песчаники кровли чуньского яруса) частей. Мощность карбонатной части комплекса колеблется от 550 м (на севере) до 300—250 м (на юге). Наличие в этой толще частых перерывов и связанной с ними кавернозности указывает на развитие в карбонатном комплексе коллекторов трещинно-карстового типа. Терригенная часть комплекса содержит несколько пластов песчаников, обладающих хорошими коллекторскими свойствами, мощность которых меняется от нуля до 80 м, при среднем значении 20—30 м. Региональной покрывкой для ордовикского

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
8	—	Рифейско-нижнекембрийский, ордовикский
5	—	Рифейско-нижнекембрийский
6	—	То же
5	—	»
3	Венд-нижнекембрийский	Венд-нижнекембрийский
2	Нижнекембрийский	Нижнекембрийский
2,5	Венд-нижнекембрийский	Венд-нижнекембрийский
9	—	Рифейско-нижнекембрийский, верхнепалеозойский
6	—	Рифейско-нижнекембрийский
7,5	—	Рифейско-нижнекембрийский, ордовикский
3,5	—	Венд-нижнекембрийский

комплекса служит мощная толща переслаивания аргиллитов, мергелей и глинистых известняков в верхней части комплекса.

Среднепалеозойский перспективный комплекс представлен толщей карбонатных и глинисто-карбонатных отложений с зонально развитыми прослоями песчаников. Наиболее вероятными коллекторами могут быть пласты органогенно-обломочных известняков и доломитов в венлокском ярусе нижнего силура, которые имеют мощность 60—80 м и обладают удовлетворительными емкостными свойствами. На ряде площадей (Сухотунгусской, Горной, Сигово-Подкаменной) в этом горизонте структурными скважинами вскрыты остатки разрушенных залежей нефти. Региональной покрывкой комплекса является толща (140—180 м) глинистых доломитов верхнего силура. Коллекторами могут быть также локально развитые (преимущественно на северо-западе) пласты девонских песчаников с пористостью 7—21% и проницаемостью до 30 мД.

Верхнепалеозойский перспективный комплекс, имеющий мощность 400—800 м, представлен чередованием мощных (15—60 м) пластов песчаников и пачек песчано-глинистых пород и углей. Терригенные пласты-коллекторы имеют хорошие емкостные свойства — пористость их меняется от 9 до 35%, а проницаемость достигает 1 Д. Покрывкой для комплекса служат туфогенные и глинистые породы тутончанской и корвунчанской свит нижнего триаса. Прогнозная количественная оценка угле-

водородов Северо-Тунгусской области проведена по всем комплексам. На глубины до 3 км по прогнозной оценке приходится 70% нефти и 49% газа. Основная прогнозная оценка связана с рифейско-нижнекембрийским и ордовикским комплексами.

Прогнозной оценкой, соответствующей II категории плотности, характеризуются расположенные в области Ледянский, Аянский и другие своды, представляющие потенциальные зоны нефтегазонакопления. Депрессионные малоизученные зоны Тунгусской синеклизы по прогнозной оценке соответствуют III категории.

Большая часть Турухано-Норильской тектонической зоны вследствие глубокой денудации развитых здесь комплексов отложений отнесена к малоперспективным землям, а количественную оценку, соответствующую IV категории плотности, получили только наиболее погруженные ее части (Нижнетунгусский прогиб и др.).

Анабарская перспективная нефтегазоносная область соответствует в тектоническом плане Анабарской антеклизе. Основной объем осадочного чехла составляют кембрийские и рифейские образования. Промышленных залежей на территории области нет. В южной ее части в зоне распространения нижнекембрийских отложений известны выходы нефти (Кенеликанские источники). Южнее, в бассейнах рек Оленек, Алаakit, Силигир, кембрийские образования насыщены битумами. В скважинах, пробуренных на Мархинской площади, вскрыты обильно нефтегазонасыщенные песчаники и карбонатные породы нижнего и среднего кембрия.

В разрезе области достаточно условно можно выделить рифейско-нижнекембрийский терригенный и ниже-среднекембрийский карбонатный перспективные комплексы. В первом пластами-коллекторами могут служить пористые (5—10%) песчаники базальных горизонтов кембрия, мощность которых в восточной части области меняется от 1—5 до 40 м, а в западной — от нуля до 10 м. Во втором комплексе коллекторами являются мощные толщи кавернозных, часто рифогенных доломитов (развитых на юге и западе области) или глинисто-карбонатных и кремнистых горючих сланцев, обогащенных органическим веществом и развитых в северо-восточной части области.

Перспективы области неравномерно распределены по площади и связаны в основном с глубинами до 4 км. Перспективные на нефть и газ территории области приурочены к погруженным частям сводов (Анабарского и др.) и отрицательным структурам. Прогнозную оценку III категории имеют структуры южной части Анабарской антеклизы. Большая часть области, где перспективные нефтегазоносные комплексы нижнего — среднего кембрия находятся на глубинах до 2 км, относится к IV категории. Приподнятые зоны Анабарского, Оленекского и Мунского сводов не получили количественной оценки и отнесены к малоперспективным и бесперспективным землям.

Южно-Тунгусская перспективная нефтегазоносная область занимает территорию Восточно-Енисейской ступени и юго-западную прибортовую часть Тунгусской синеклизы.

К настоящему времени в Южно-Тунгусской области выявлено одно газоконденсатное месторождение — Куюмбинское. Здесь, в параметрической скв. 1, из низов кембрия получен приток газа дебитом 72 тыс. м³/сут на штуцере 11,3 мм. Содержание конденсата около 70 см³/м³. Ниже газоносного горизонта вскрыт по геофизическим данным ряд нефтеносных пластов.

В разрезе области выделяются рифейско-нижнекембрийский терригенный и карбонатно-соленосный нижне-среднекембрийский перспективные комплексы. Первый из них представлен в основном аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность пористых (2—10%) и трещиноватых песчаных пластов-коллекторов изменяется от 70 м в центральной части области до 80—100 м в окраинных и западных зонах. В верхнем перспективном комплексе в качестве резервуаров выступают карбонатные горизонты (осинский, нижнебельский, булайский и литвинцевский), имеющие суммарную мощность от 20—70 м до 170—300 м. Мощность отдельных проницаемых и высокопористых (5—18%) пластов достигает 5—10 м.

Прогнозная оценка области осуществлена для двух рассмотренных комплексов. Основные перспективы связаны с глубинами до 3 км.

Прогнозная оценка II категории принята для Бахтинского и Камовского сводов, представляющих собой зоны нефтегазонакопления. Для остальной территории области принята III категория и только для крайних южных и западных зон области в связи с ухудшением закрытости перспективных горизонтов — IV категория.

Катангская перспективная нефтегазонасная область охватывает юго-восточную часть Тунгусской синеклизы. На территории области не пробурено ни одной глубокой скважины, поэтому о составе и строении перспективных комплексов можно судить ориентировочно.

Основными перспективными нефтегазонасными комплексами являются песчаники базальных слоев нижнего кембрия и карбонатные горизонты (осинский, нижнебельский, булайский, литвинцевский) в нижнем — среднем кембрии. На севере области перспективны байкитские песчаники нижнего ордовика.

По геолого-геофизическим данным в Катангской области выделяются Ванаварский, Чунский и Илимпейский своды площадью 14—23 тыс. км² и амплитудой в несколько сотен метров. Эти поднятия могут оказаться зонами нефтегазонакопления, по прогнозной оценке соответствующими II категории. Остальная территория по прогнозной оценке относится к III категории. Основная прогнозная оценка области приходится на кембрийские (93% нефти и 94% газа) и ордовикские перспективные комплексы, причем на глубинах до 3 км сконцентрировано 82% нефти и 58% газа.

Непско-Ботубинская газонефтеносная область соответствует одноименной антеклизе и части Ленского прогиба, отделяющего антеклизу от складчатого обрамления Сибирской платформы. В разрезе области выделяются два основных нефтегазонасных комплекса: ведд-нижнекембрийский терригенный (подсолевой) и нижне-среднекембрийский карбонатный и карбонатно-соленосный.

Нижний комплекс представлен толщей переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов ушаковской свиты венда и нижней подсвиты мотской свиты нижнего кембрия. Пористость песчаных горизонтов-коллекторов, развитых преимущественно в юго-восточной части области, достигает 22%, а проницаемость — 2 Д.

Верхний комплекс состоит из двух частей — подсолевого и внутри-солевого карбонатного (средняя и верхняя подсвиты мотской свиты и осинский горизонт усольской свиты) и надсолевого карбонатного (верхняя часть ангарской свиты нижнего кембрия и литвинцевская свита среднего кембрия) горизонтов. Карбонатные пласты-коллекторы этого комплекса имеют пористость от 5 до 10%, реже до 18%, а проницаемость — десятки, реже сотни миллидарси.

В области открыты Среднеботуобинское газоконденсатное месторождение (рис. 24) с пластовыми сводовыми залежами, а также Марковское и Ярактинское газонефтяные месторождения с литологическими залежами. Все залежи приурочены к подсолевым терригенному и карбонатному горизонтам. Дебиты газа обычно колеблются от 200 до 450 тыс. м³/сут, а нефти — до 120 т/сут.

Весь объем начальных разведанных запасов области сконцентрирован на глубинах до 3 км.

Промышленные притоки газа получены на Верхневилючанской, Преображенской, Касаткинской, Потаповской и Верхнетирской площадях, а нефти — на Кривошуйской площади. Это позволило дать количественную прогнозную оценку всему перспективному разрезу области. По прогнозной оценке сводовые части Непско-Ботуобинской антеклизы соответствуют II категории, а периферические — III категории. Западные и центральные части Ленского прогиба по прогнозной оценке относятся к IV категории в связи с ухудшением закрытости здесь перспективных нефтегазовосных горизонтов кембрия.

В состав Непско-Ботуобинской газонефтеносной области входят два района — Мирнинский и Приленский (см. рис. 21).

Мирнинский газоносный район охватывает Мирнинский свод и Верхневилючанское куполовидное поднятие. По плотности текущих разведанных запасов газа, основной объем которых связан с ботуобинским горизонтом мотской свиты, район соответствует V категории, а по прогнозной оценке — III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Приленский нефтегазоносный район занимает юго-восточную моно-клиналь Непско-Ботуобинской антеклизы. По плотности текущих разведанных запасов район соответствует V категории, а по прогнозной оценке — III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Западно-Вилуйская перспективная нефтегазоносная область занимает территорию западной части Вилуйской синеклизы. Достоверных данных для расчленения разреза области на нефтегазовосные комплексы нет. По аналогии со смежными территориями перспективны для поисков нефти и газа отложения рифея и палеозоя, особенно в пределах Ыгыатинской и Кемпэндийской впадин. Эти территории получили прогнозную оценку III категории. Для скло-

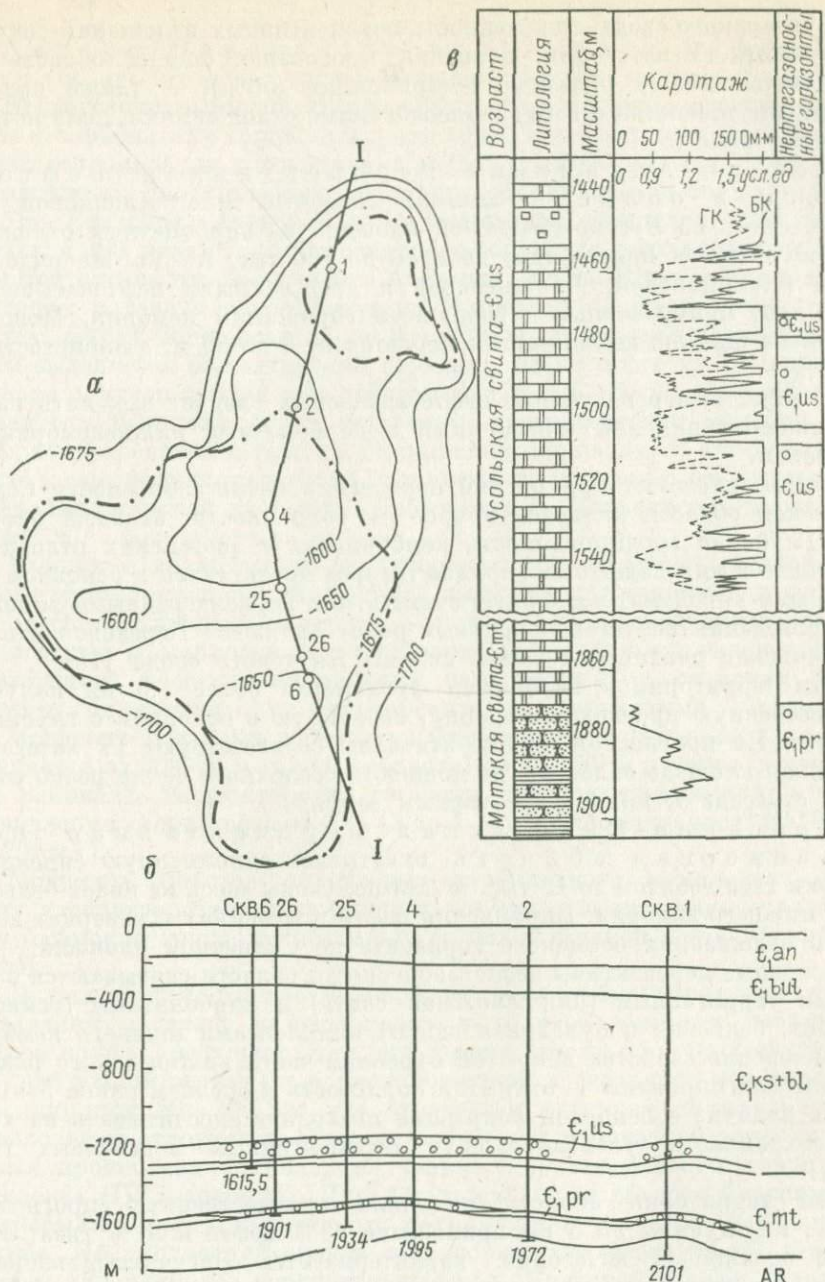


РИС. 24

СРЕДНЕВОТУОВИНСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО МАТЕРИАЛАМ СНИИГГИМСа):

а — структурная карта по кровле продуктивного ботубовинского горизонта кембрия;
б — геологический профиль по линии I—I; **в** — разрез продуктивной части отложений

нов Сунтарского свода, где мощность перспективных отложений сокращена, принята IV категория. Основная прогнозная оценка области распределяется между рифейско-кембрийскими (50%), а также ордовикскими, силурийскими и верхнепалеозойскими отложениями, доли которых примерно равны.

Северо-Алданская перспективная нефтегазоносная область занимает северный склон Алданской антеклизы. Здесь на Русско-Реченской площади из карбонатных отложений кембрия получен приток газа дебитом до 100 тыс. м³/сут. На ряде площадей (Наманинской, Ченкямской и др.) вскрыты нефтенасыщенные песчаники, приуроченные к базальным горизонтам кембрия. Мощность отдельных пластов песчаников колеблется от 8 до 35 м, а пористость от 6 до 11%.

В качестве перспективных нефтегазоносных следует выделить рифейско-нижнекембрийский терригенный и карбонатный нижнекембрийский комплексы.

Самым сложным при оценке перспектив нефтегазоносности Северо-Алданской области является вопрос о сохранности залежей нефти и газа. Глубокая эродированность кембрийских и рифейских отложений, отсутствие в них надежных экранов (разрез представлен в основном карбонатными породами) позволяют считать, что первоочередными районами для проведения нефтегазопроисловых работ являются Березовская и Алдано-Майская впадины, а также склоны Якутского свода [15].

Эти территории с глубинами фундамента более 1,5 км получили количественную прогнозную оценку, связанную в основном с глубинами до 3 км. По прогнозной оценке эти зоны соответствуют IV категории. Остальная площадь области, где мощность осадочного чехла резко сокращена, отнесена к малоперспективным землям.

Присяно-Енисейская перспективная нефтегазоносная область охватывает одноименную синеклизу. Притоки газа дебитом до 12 тыс. м³/сут получены здесь из низов бельской свиты нижнего кембрия. Вкрапления нефти в трещинах и кавернах встречены в отложениях осинского горизонта на Солнечной площади.

Основные перспективы нефтегазоносности области связываются с подсолевым терригенным (нижнемотская свита) и карбонатным (осинский горизонт, бельская и булайская свиты) комплексами нижнего кембрия. Коллекторские свойства вскрытой бурением части кембрийского разреза не очень благоприятны — открытая пористость в среднем равна 5—11%. Однако наличие соленосной покрышки позволяет рассчитывать на хорошую сохранность углеводородов в перспективных подсолевых горизонтах.

Вся территория области получила количественную прогнозную оценку, на глубины до 3 км приходится 63% нефти и 51% газа. Прогнозной оценкой II категории характеризуется Богучано-Манзинский выступ, где перспективные подсолевые горизонты залегают на глубинах до 4 км и вполне доступны бурению. Остальная территория области по прогнозной оценке соответствует III категории, а юго-западная узкая граничная зона — IV категории.

Ангаро-Ленская перспективная нефтегазоносная область занимает одноименную ступень.

Нефтегазонасными являются терригенная нижняя подсвита мотской свиты и карбонатные горизонты среди солей в нижнем кембрии. Известны нефтегазопроявления в отложениях венда (ушаковская свита) и ордовика. В песчаниках парфеновского горизонта обнаружены небольшие залежи газа на Братской, Атовской и Парфеновской площадях. Дебиты газа достигали 280 тыс. м³/сут. Из осинского горизонта усольской свиты получены притоки нефти до 5 т/сут на Атовской, Южно-Радуйской и Осинской площадях и газа с конденсатом на Илимской площади (дебит газа до 300 тыс. м³/сут, конденсата — до 9,5 м³/сут). В верхней части усольской свиты выделяется балыхтинский горизонт, из которого на Балыхтинской площади получен приток газа дебитом до 175 тыс. м³/сут. Из карбонатных горизонтов бельской свиты получены промышленные притоки нефти на Христофоровской и газа на Биркинской площадях. В ангарской свите притоки газа зафиксированы из бильчирского горизонта на Христофоровской и Бильчирской площадях. Дебит газа на Бильчирской площади достигал 175 тыс. м³/сут.

Принимая во внимание характер разреза области и установленные в нем нефтегазопроявления, принято выделять два основных перспективных нефтегазоносных комплекса — подсолевой венд-нижнекембрийский терригенный (с марковским и парфеновским основными перспективными горизонтами) и нижнекембрийский карбонатный (с осинским, балыхтинским, биркинским и бильчирским перспективными горизонтами).

Мощность песчаных горизонтов подсолевого терригенного комплекса изменяется от 50—60 м (на юге области) до 10—30 м и менее (в центральных районах). Коллекторские свойства пластов изменяются в том же направлении (пористость от 40—45 до 4—10%, проницаемость от 100—300 до 20 мД).

Мощность пластов-коллекторов карбонатного комплекса, обладающих удовлетворительными емкостными свойствами, изменяется от 60—70 м (осинский горизонт) до 20—40 м (балыхтинский, бильчирский горизонты).

В целом для Ангаро-Ленской области неблагоприятные условия сохранения залежей углеводородов в разрезе кембрия наблюдаются в узкой полосе предгорий Саян (эта территория не получила количественной прогнозной оценки) и в расположенной к северу от нее переходной зоне шириной 50—200 км, где отмечается активная инфильтрация вод в надсолевые отложения. В связи с этим для переходной зоны количественная прогнозная оценка дана только для подсолевого терригенного комплекса (IV категория). Для остальной части области благоприятные предпосылки нефтегазоносности сохраняются во всем перспективном разрезе. По прогнозной оценке территория соответствует III категории. Причем для наиболее перспективных зон (Братский выступ, Аталангинский вал и центральные районы области) принята II категория.

Прогнозная оценка области сконцентрирована в основном на глубинах до 3 км. На этот интервал разреза приходится 63% нефти и около 51% газа.

Основные направления поисково-разведочных работ

Основными объектами концентрации поисково-разведочных работ на нефть и газ должны стать Непско-Ботуобинская газонефтеносная и Южно-Тунгусская перспективная нефтегазоносная области.

В Непско-Ботуобинской области разведано Марковское газонефтяное и находятся в разведке Ярактинское газонефтяное и Среднеботуобинское газоконденсатное месторождения. Основные перспективы открытий связаны с поисками залежей в ловушках зоны выклинивания песчаников нижнемотской подсветы, протягивающейся вдоль всего юго-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы. Второй основной объект поиска — карбонатные отложения осинского горизонта усольской и мотской свит.

В Южно-Тунгусской области на Камовском своде выявлен ряд крупных локальных структур площадью 200—900 км². Основной задачей поисковых работ является выявление зон развития песчаников в базальных горизонтах кембрия. Исходя из аналогии с Непско-Ботуобинской антеклизой и геологических условий области предполагается, что такая зона будет охватывать юго-западную часть Камовского свода.

В Северо-Тунгусской и Катангской областях необходимо энергично и систематически наращивать объемы региональных исследований. Особо важное значение имеет проведение региональных геофизических работ и параметрического бурения в северных районах Северо-Тунгусской перспективной нефтегазоносной области, где прогнозируется наибольший диапазон нефтегазоносности.

Лено-Вилуйская газонефтеносная провинция

Лено-Вилуйская газонефтеносная провинция (площадь 280 тыс. км²) расположена в бассейнах нижнего и среднего течения рек Лены, Вилуя и Алдана и охватывает западную часть Якутской АССР. В тектоническом отношении она включает Приверхоанский краевой прогиб и центральную часть Вилуйской синеклизы. На востоке провинция ограничивается Верхоянским антиклинорием, на западе — Анабарской антеклизой, а на юге граничит с Алданской антеклизой (рис. 25).

Изученность

В начале 50-х годов в результате комплексного проведения научно-исследовательских, геологосъемочных и геофизических исследований были обоснованы перспективы нефтегазоносности Приверхоанского краевого прогиба и Вилуйской синеклизы и выявлен ряд положительных структур.

В 1951—1958 гг. на территории провинции пробурены четыре опорные скважины (Вилуйская, Джарджанская, Бахынайская и Намская). Полученные материалы позволили уточнить представления о глубинном строении региона и наметить в разрезе мезозоя и частично верхнего палеозоя основные перспективные комплексы. Нефтегазопоисковое бурение

было начато в 1954 г. В глубокое бурение введены Китчанская, Сангарская и Усть-Виллюйская структуры, подготовленные сейсморазведкой МОВ в комплексе с колонковым бурением.

Во второй половине 50-х годов глубокое бурение концентрировалось в основном в Приверхоанском краевом прогибе (Усть-Виллюйский район),

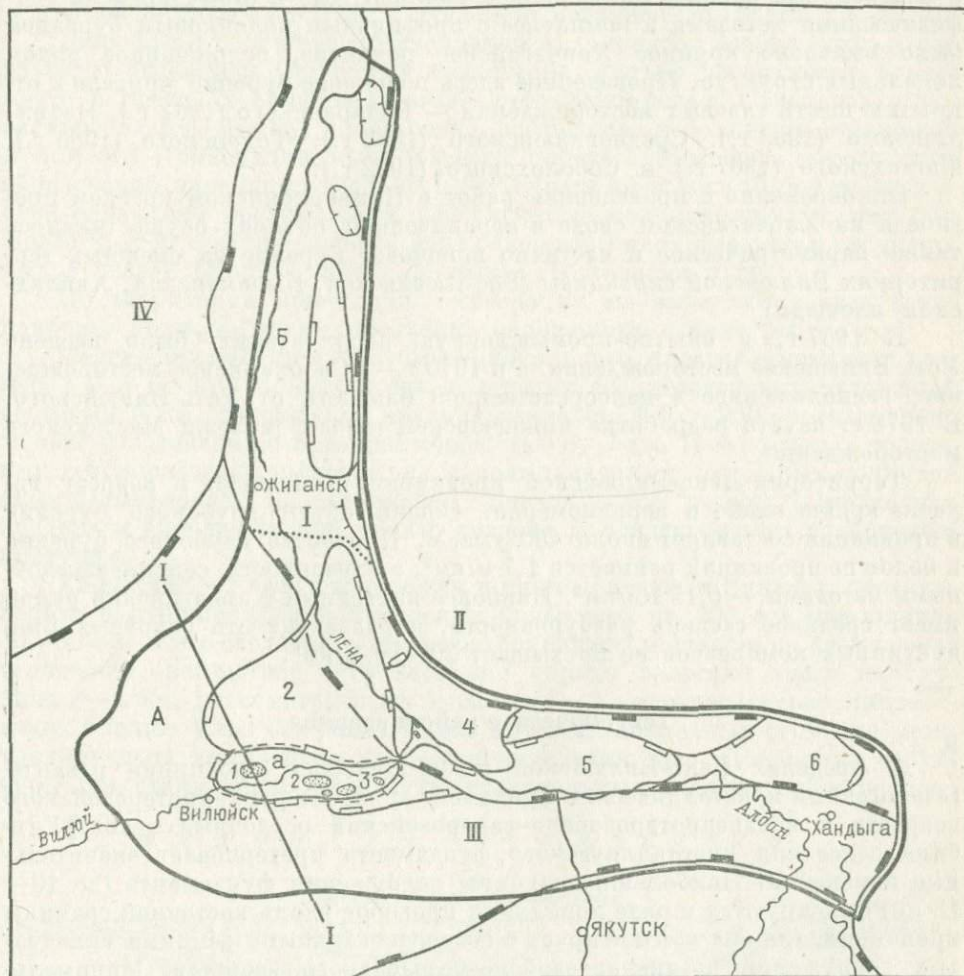


РИС. 25

ЛЕНО-ВИЛЛЮЙСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Приверхоанский краевой прогиб, II — Верхоянский антиклинорий, III — Виллюйская синеклиза, IV — Анабарская антеклизационная впадина. Крупные тектонические элементы: 1 — Менгеринский прогиб, 2 — Линденская впадина, 3 — Хатчагайский свод, 4 — Китчанский выступ, 5 — Лунхинско-Келинский прогиб, 6 — Томпонская впадина.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Виллюйская газоносная область; а — Хатчагайский газоносный район; Б — Приверхоанская перспективная нефтегазоносная область.

Месторождения: 1 — Средневиллюйское, 2 — Матахское

где в 1956 г. открыто первое в провинции газовое месторождение — Усть-Вилуйское. К северу от него в 1961 г. было выявлено Собохаинское месторождение газа. Работы проводились также на Бергеинской, Олойской и Нижневилуйской площадях. Однако они не привели к новым открытиям. В связи с этим поисково-разведочные работы постепенно переместились в центральные районы Вилуйской синеклизы, где к этому времени геофизическими методами в комплексе с профильным колонковым бурением было выявлено крупное Хапчагайское поднятие, осложненное рядом локальных структур. Проведенное здесь поисковое бурение привело к открытию шести газовых месторождений — Бадаранского (1962 г.), Неджелинского (1963 г.), Средневилуйского (1963 г.), Толонского (1966 г.), Мастахского (1967 г.) и Соболахского (1972 г.).

Одновременно с проведением работ в Приверхоянском краевом прогибе и на Хапчагайском своде в ограниченных объемах осуществлялось также параметрическое и частично поисковое бурение на смежных территориях Вилуйской синеклизы (Бес-Кюельская, Быраканская, Хайлахская площади).

В 1967 г. в опытно-промышленную эксплуатацию было введено Усть-Вилуйское месторождение, а в 1970 г. — Собохаинское месторождение, расположенное в непосредственной близости от Усть-Вилуйского. В 1973 г. начата разработка нижнеюрской газовой залежи Мастахского месторождения.

Территория Лено-Вилуйской провинции по площади и разрезу изучена крайне слабо и неравномерно. Общий объем глубокого бурения в провинции составляет около 480 тыс. м. Плотность глубокого бурения в целом по провинции равняется $1,7 \text{ м/км}^2$, а изученность сейсморазведочными методами — $0,15 \text{ км/км}^2$. Наиболее изученный Хапчагайский район имеет среднюю степень разбуренности, а разведанность основных продуктивных комплексов не превышает $20\text{—}30 \text{ м/км}^2$.

Тектоническое районирование

В пределах Лено-Вилуйской газонефтеносной провинции развиты гетерогенный кристаллический фундамент архейско-раннепротерозойского возраста и позднепротерозойско-фанерозойский осадочный чехол. Глубина залегания кристаллического фундамента претерпевает значительные изменения. Наибольшие глубины погружения фундамента (до $10\text{—}12 \text{ км}$) фиксируются в ряде локальных прогибов вдоль восточной границы провинции, где она контактирует с бесперспективными землями складчатых сооружений позднепалеозойско-мезозойского возраста. Минимальные мощности осадочного чехла ($1\text{—}2 \text{ км}$) отмечаются в районах юго-восточной границы провинции. На остальной ее территории глубина залегания фундамента изменяется в основном в пределах $3\text{—}6 \text{ км}$, достигая иногда $7\text{—}9 \text{ км}$.

Основу тектонического плана Лено-Вилуйской провинции составляет группа крупных впадин и прогибов (рис. 26), разделенных в Приверхоянском краевом прогибе поперечными выступами, а в Вилуйской синеклизе — Хапчагайским сводом.

Приверхоанский краевой прогиб (1250 × 150 км) вытянут вдоль восточной границы Сибирской платформы и имеет площадь более 160 тыс. км². Северная часть прогиба наложена на восточный склон Анабарской антеклизы, а центральная и юго-восточная его части контактируют с Вилюйской синеклизой. Глубина залегания подошвы мезозойских отложений в прогибе достигает 5—7 км, а фундамент погружен до глубин 10—12 км.

Вилюйская синеклиза (гемисинеклиза) разделяет Анабарскую и Алданскую антеклизы Сибирской платформы. Рельеф поверхности фундамента в пределах синеклизы резко дифференцирован. Синеклиза имеет заливообразную форму, раскрываясь по подошве мезозойских отложений в сторону Приверхоанского краевого прогиба. Мощность мезозойских образований изменяется от 1 до 7 км. Западный и южный борта Вилюйской синеклизы представляют собой пологие моноклинали (см. рис. 26). Более крутой северо-западный борт осложнен рядом флексур и структурных ступеней (Хоргоучумская, Малыкай-Логлорская и др.).

На территории провинции с севера на юг выделяются следующие наиболее крупные преимущественно наложенные структуры.

Менгкеринский прогиб субмеридионального простирания имеет размер 200 × 60 км. Мощность выполняющих его мезозойских отложений достигает 5 км. Линденская впадина размером 300 × 250 км выполнена толщей мезозойских отложений мощностью 6—7 км. В ее пределах по данным сейсморазведки выделен ряд малоамплитудных локальных поднятий (Тымпылыканское, Балагачинское, Богдокунское и др.). Линденская впадина и Менгкеринский прогиб разделены Юндюлюнским поперечным выступом.

Халчагайский свод расположен в нижнем течении Вилюя и протягивается в субширотном направлении более чем на 200 км при ширине 40—50 км. В его сводовой части резко сокращена мощность нижнемеловых отложений, вследствие чего пермские породы залегают здесь на глубине 3—4 км, гипсометрически выше на 1—2 км относительно прилегающих впадин. Свод осложнен рядом крупных локальных структур, контролируемых выявленными здесь месторождениями газа. Локальные структуры представляют собой брахиантиклинальные складки субширотного

ВИЛЮЙСКАЯ СИНЕКЛИЗА

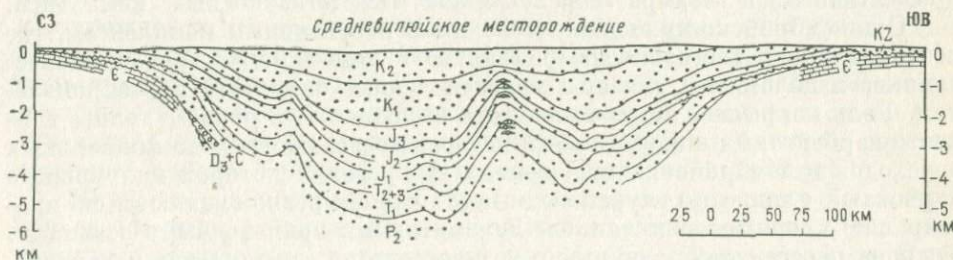


РИС. 26

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ЛЕНО-ВИЛЮЙСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ I—I (СОСТАВИЛИ А. Э. КОНТОРОВИЧ, В. С. СТАРОСЕЛЬЦЕВ)

простираются. Размеры их составляют 20—30 × 10—20 км при амплитуде до 400 м. На северном склоне Хапчагайского свода выделяется ряд относительно мелких структур амплитудой до 100 м (Лонголохская, Хатырык-Хомская и др.). В целом для свода и осложняющих его локальных структур характерно практически полное совпадение структурных планов в разрезе мезозоя и верхней перми. Предполагается несоответствие в залегании более глубоких горизонтов.

Китчанский выступ сочленяется с Хапчагайским сводом через Нижневилюйскую седловину и представляет собой крупное поперечное поднятие Приверхоянского краевого прогиба. В его пределах на поверхности обнажаются триасовые и пермские отложения. Выступ осложнен рядом линейных (размером 20—30 × 10—15 км) складок северо-западного (верхоянского) простирания, нарушенных надвигами и сбросами. На периферии выступа выявлен ряд более мелких структур, отличающихся менее сложным строением (Усть-Вилюйская, Собохаинская и др.).

Тангнаринская впадина примыкает с юга к Хапчагайскому своду. Ее размер 150 × 40 км, мощность мезозойских осадков до 5 км.

Лунхинско-Келинский прогиб расположен к югу от Китчанского выступа. Размер его 300 × 100 км, мощность мезозойских отложений превышает 6 км. В прогибе выделяется ряд локальных структур, различных по размерам и особенностям строения. Характерна их приуроченность к субширотным структурным зонам. В восточной части прогиба структуры построены более сложно; они линейно вытянуты, осложнены разрывными нарушениями значительной амплитуды. От Томпонской впадины, расположенной в юго-восточной части Приверхоянского краевого прогиба, Лунхинско-Келинский прогиб отделен Тукуланским поперечным выступом.

Нефтегазоносность

К настоящему времени в Лено-Вилюйской газонефтеносной провинции бурением изучена только верхняя часть осадочного чехла (до 4—4,5 км), представленная терригенными образованиями мезозоя и верхней перми [12]. Продуктивными являются пермские, триасовые и юрские отложения, нефтегазоносность которых изучена главным образом на территории Хапчагайского района. Всего в провинции выделяются четыре продуктивных и четыре перспективных нефтегазоносных комплекса.

С докембрийско-нижнепалеозойским перспективным комплексом, где потенциально нефтегазоносны рифейские и кембрийские горизонты песчаников и доломитов, связаны многочисленные битумо- и нефтенпроявления. Роль покровышек могут выполнять выделяемые в разрезе толщи глинисто-карбонатных пород. Особый интерес представляет зона фациальных переходов в кембрийских отложениях, в пределах которой маломощные карбонатно-глинистые глубоководные отложения резко сменяются по простиранию мощными известняково-доломитовыми мелководными осадками. Эта зона пересекает провинцию с юго-востока на северо-запад и характеризуется развитием рифогенных образований. К северо-востоку и предположительно к востоку от нее значительным распространением пользуются отложения куонамского типа, обогащенные сапропелевым

органическим веществом. На территории Лено-Вилуйской провинции перспективные земли, связанные с докембрийско-нижнепалеозойским комплексом, приурочены к северному и южному бортам Вилуйской синеклизы. Предполагаемые нефтегазоносные горизонты перекрыты здесь мезозойско-верхнепалеозойским терригенным чехлом мощностью до 1—2 км, т. е. вполне доступны для глубокого бурения.

В среднепалеозойском перспективном комплексе, сложенном карбонатно-терригенно-вулканогенной толщей отложений, выделяются достаточно хорошие коллекторы и надежные покрывки. На смежных с провинцией территориях в породах среднепалеозойского возраста отмечаются битумо- и газопроявления. В пределах Лено-Вилуйской газонефтеносной провинции перспективы рассматриваемого комплекса связываются с приобтовыми частями Вилуйской синеклизы, где в нем могут быть развиты стратиграфические и литологические экранируемые мощной толщей мезозойско-верхнепалеозойских отложений залежи углеводородов.

Нижнепермский перспективный комплекс имеет преимущественно терригенный состав и экранируется глинистой толщей эчийской свиты, распространение которой в Вилуйской синеклизе еще не доказано бурением, но предполагается по данным региональных палеогеографических построений. С указанным комплексом связываются основные перспективы глубокозалегающих (5—6 км) потенциально нефтегазоносных горизонтов Хапчагайского свода.

Верхнепермский продуктивный комплекс вскрыт рядом глубоких скважин в пределах Хапчагайского свода и прилегающих районов. Он сложен преимущественно песчано-углистыми отложениями и экранируется глинистой толщей нижнекемльтерской подсвиты нижнего триаса, имеющей мощность до 100 м. В комплексе выделяются четыре продуктивных горизонта, характеризующихся аномально высокими пластовыми давлениями, а также резкой изменчивостью коллекторских свойств по площади и разрезу. Суммарная эффективная мощность отдельных горизонтов изменяется от нуля до 20 м. С этим комплексом связан основной объем перспективных запасов газа на Средневилуйской, Толонской, Мастахской, Неджелинской и Соболахской структурах.

Нижнетриасовый продуктивный комплекс, мощностью до 600 м, экранируется глинистой толщей мономской свиты триаса. Непосредственно под ней сосредоточены основные запасы газа Средневилуйского месторождения. В пределах Мастахской, Неджелинской и Соболахской структур мономская покрывка опесчанивается. По данным палеогеографических построений к северу и востоку от этих площадей глинистость и мощность мономской покрывки возрастают. С нижнетриасовым продуктивным комплексом связаны перспективы нефтегазоносности структур северного склона Хапчагайского свода и Лииденской впадины.

Площади распространения пермских и нижнетриасового комплексов меньше площади развития перекрывающих юрских отложений, под которыми пермо-триасовые горизонты последовательно выклиниваются. Определенный интерес в связи с этим представляет зона выклинивания, установленная по данным сейсморазведки в районе Хоргочумской флексуры на северо-западном борту Вилуйской синеклизы.

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Виллойская ГО	210	Восточная часть Виллойской синеклизы и центральная и восточная части Приверхоянского краевого прогиба
а. Хапчагайский ГР	9	Хапчагайский свод
Б. Приверхоянская ПНГО	70	Северная ветвь Приверхоянского краевого прогиба

Среднетриас-нижнеюрский продуктивный комплекс сложен терригенными породами и экранируется глинистой пачкой тоарского яруса нижней юры мощностью до 50 м. Эта пачка — наиболее выдержанная покрывка в описываемом регионе. В районе устья Вилля отмечается резкое увеличение мощности юрских отложений (до 500 м), в разрезе которых появляется ряд локальных покрывок, контролирующих небольшие газовые залежи. В северной части Приверхоянского краевого прогиба в связи с возрастанием мористости разреза предполагается развитие хороших покрывок в вышележащих среднеюрских отложениях. Промышленная газоносность среднетриас-нижнеюрского комплекса установлена на Средневиллойской, Мастахской, Неджелинской, Соболахской, Усть-Виллойской и Собоханской структурах. По всей видимости, этот комплекс окажется одним из основных в погруженных частях Линденской впадины и Лунхинско-Келинского прогиба, где с ним могут быть связаны залежи не только газа, но и нефти.

Средне-верхнеюрский продуктивный комплекс экранируется регионально выдержанной глинисто-песчаной толщей марькчанской свиты верхней юры. Из отложений этого комплекса получены промышленные притоки газа на Средневиллойском и Усть-Виллойском месторождениях. С данным комплексом связываются перспективы газоносности наиболее погруженных частей крупных впадин, выделяемых на территории провинции.

Верхнеюрско-нижнемеловой перспективный комплекс сложен исключительно континентальными терригенными и угленосными отложениями. Достаточно мощные и выдержанные покрывки в его разрезе отсутствуют. Наличие покрывок предполагается в наиболее погруженных частях Виллойской синеклизы и Приверхоянского краевого прогиба, где мощность комплекса достигает 3 км. Небольшая газовая залежь в верхнеюрско-нижнемеловом комплексе (бергеинская свита верхней юры) установлена на Усть-Виллойском месторождении, где она контролируется маломощ-

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
12	Верхнепермский, нижнетриасовый	Пермские, нижнетриасовый, среднетриас-нижнеюрский
6	То же	Нижнепермский, верхнепермский, нижнетриасовый
6	—	Верхнепермско-нижнемеловой

ной локальной покрывкой. По всей видимости, с этим комплексом связан также промышленный приток газа в одной из сводовых скважин на Бадаранской структуре. Незначительная по размерам залежь вскрыта здесь предположительно в отложениях нижнемелового возраста.

В настоящее время в Лено-Вилюйской газонефтеносной провинции открыт ряд газовых и газоконденсатных месторождений. На одном из них (Собохаинское) эксплуатация прекращена в связи с истощением и обводнением выявленных залежей.

На двух месторождениях (Усть-Вилюйское и Мастахское) продолжается опытно-промышленная эксплуатация.

Нефтегазогеологическое районирование

В связи с низкой и крайне неравномерной степенью изученности Лено-Вилюйской газонефтеносной провинции на ее территории выделяются Вилюйская газоносная и Приверхоаянская перспективная нефтегазоносная области (табл. 12).

Вилюйская газоносная область охватывает центральную и восточную части Приверхоаянского краевого прогиба и центральную часть Вилюйской синеклизы. К этой области приурочены все выявленные в провинции месторождения, содержащие залежи газа в пермских, триасовых и юрских отложениях. Начальные разведанные запасы газа в области сосредоточены в основном в средней части области на глубинах до 3 км (64%), а остальные — в интервале 3—4 км. Начальные разведанные запасы газа области по комплексам распределяются следующим образом: нижнетриасовый — 58%, верхнепермский — 34% и среднетриас-нижнеюрский — 8%.

В области выделяется один газоносный район — Хапчагайский. Он приурочен к одноименному крупному своду и включает все основные

месторождения провинции — Средневилюйское, Толонское, Мастахское, Соболахское, Неджелинское и Бадаранское. Кроме того, на северном склоне свода сейсморазведкой выявлен ряд структур, с которыми могут быть связаны новые открытия. Изученная часть разреза представлена терригенными образованиями.

Основными продуктивными комплексами в пределах района являются верхнепермский, залегающий на глубинах порядка 3—3,7 км, и нижнетриасовый, залегающий в западной части района на глубинах 2,3—2,6 км, а в восточной (Бадаранское месторождение) погружающийся на глубину до 3—3,5 км.

Среднетриас-нижнеюрский продуктивный комплекс имеет промышленное значение только на одном Мастахском месторождении. Притоки газа получены также из средне-верхнеюрского и верхнеюрско-нижнемелового комплексов (Средневилюйское и Бадаранское месторождения). Залежи газа здесь приурочены к наиболее приподнятым сводовым частям структур и имеют незначительные размеры.

В разрезе Хапчагайского района отмечаются различные сочетания пластов-коллекторов и покрышек. В верхней части разреза, сложенной преимущественно проницаемыми породами, горизонты газонефтеводоупоров характеризуются локальным развитием и недостаточными экранирующими свойствами. С другой стороны, при наличии надежных покрышек, удерживающих залежи с аномально высокими давлениями в верхнепермском продуктивном комплексе, последний характеризуется литологической изменчивостью и низкими коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов.

Наиболее интересное в районе Средневилюйское месторождение приурочено к одноименной структуре, осложняющей западную часть Хапчагайского свода. Основные залежи газа разведаны здесь в нижнетриасовом продуктивном комплексе. Менее значительные скопления газа выявлены в продуктивных горизонтах верхнепермского и юрского возраста. В распределении газовых залежей в мезозойском разрезе месторождения отмечается четкая закономерность, выраженная в последовательном уменьшении их размеров в направлении снизу вверх. Все выявленные залежи являются пластовыми сводовыми. Мощность продуктивных горизонтов, представленных песчано-алевролитовыми отложениями, изменяется от первых метров до 70—100 м. Залежи, связанные с маломощными горизонтами, относятся, как правило, к структурно-литологическому типу. Это обусловлено значительной изменчивостью коллекторских свойств отдельных пластов в пределах структуры, контролирующей их газоносность. В настоящее время на этом месторождении продолжают поиски и разведка залежей в палеозойских отложениях.

Мастахское и Неджелинское месторождения находятся в пределах центральной части Хапчагайского свода. Основные залежи на Мастахском месторождении (рис. 27) приурочены к нижнеюрским и верхнепермским отложениям, на Неджелинском — к верхнепермским и нижнетриасовым (нижнекельтерская подсвита).

В настоящее время осуществляется разведка залежей верхнепермского продуктивного комплекса, контуры которых пока не определены.

В Хапчагайском газоносном районе сосредоточено 99,6% разведанных запасов газа провинции. По плотности текущих разведанных запасов газа район соответствует IV категории, а по прогнозной оценке — III категории. Соотношение текущих разведанных запасов газа к начальным равно 98%. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5. Основные перспективы дальнейшего наращивания запасов газа в рассматриваемом районе связаны с доразведкой залежей в верхнепермском продуктивном комплексе и поиском новых залежей в более глубоких горизонтах известных месторождений (до 6—8 км).

Помимо этого района в Вилюйской области можно наметить ряд перспективных территорий и в первую очередь Усть-Вилюйскую структурную зону, расположенную в центральной части Приверхоянского краевого прогиба и охватывающую склон Китчанского выступа и прилегающий борт Лунхинско-Келинского прогиба. Здесь выявлены два газовых месторождения: Усть-Вилюйское и Собохаинское. Небольшие начальные разведанные запасы газа этих месторождений относятся к среднетриас-

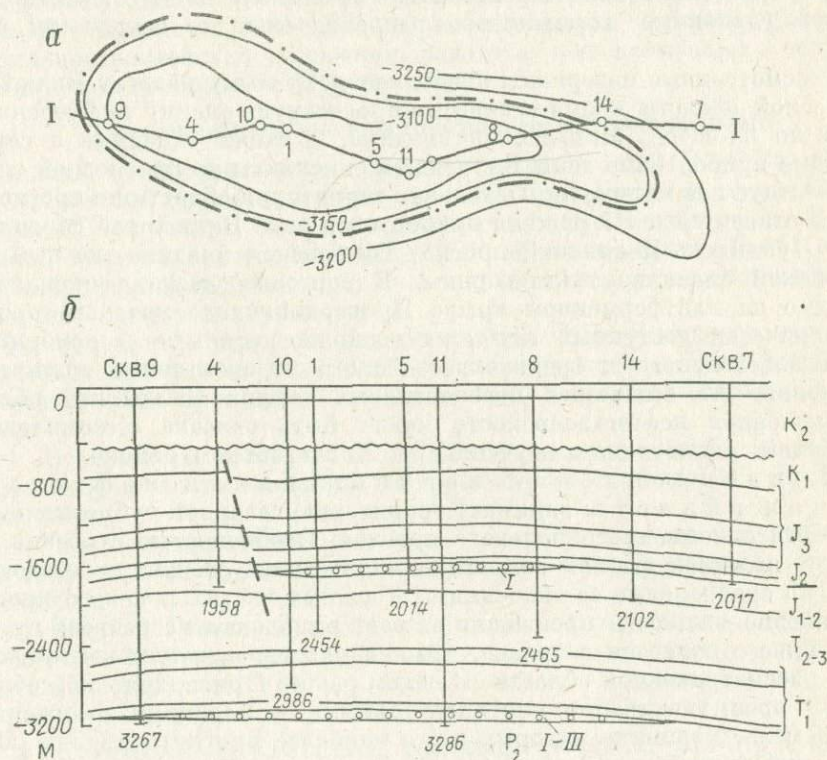


РИС. 27

МАСТАХСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО В. Е. БАКИНУ, Д. П. СИДОРОВУ, В. П. СИТНИКОВУ, 1974 г.):

а — структурная карта по кровле верхнепермского продуктивного горизонта;
б — геологический профиль по линии I—I

нижнеюрскому комплексу и приурочены к глубинам 2—2,1 км. Промышленные притоки газа получены здесь также в отдельных скважинах из средне-верхнеюрского и верхнеюрско-нижнемелового комплексов (Усть-Вилуйское месторождение). Выявленные залежи характеризуются крайне ограниченными размерами, что обусловлено рядом причин: существенным сокращением мощности коллекторов продуктивных горизонтов по сравнению с мощностью их на месторождениях Хапчагайского района; ухудшением изолирующих свойств покрышек за счет повышенной трещиноватости пород; увеличением плотности разреза в связи с более высокой степенью метаморфизма пород, в том числе коллекторов; сложным строением локальных структур, контролирующих газовые залежи, и, в частности, развитием дизъюнктивных нарушений на незначительных по размерам поднятиях.

По данным бурения глубоких скважин в восточной части Усть-Вилуйской структурной зоны практически отсутствуют коллекторы порового типа. Вместе с тем потенциальные возможности этой территории в целом пока не ясны. Перспективы нефтегазоносности связаны здесь с более глубокими горизонтами разреза, еще не вскрытыми бурением.

Рассмотренные материалы позволяют дать всему разрезу Вилуйской газоносной области количественную прогнозную оценку дифференцированно по площади. Линденская впадина, а также западные и северо-западные прибортовые зоны Вилуйской синеклизы по прогнозной оценке соответствуют II категории. Остальная территория области по прогнозной оценке относится к III (южная прибортовая зона Вилуйской синеклизы) и IV (Лунхинско-Келинский прогиб, Томпонская впадина, южный борт Вилуйской синеклизы) категориям. В бортовых частях синеклизы и частично на платформенном крыле Приверхоянского краевого прогиба на технически доступных глубинах возможно вскрытие докембрийско-нижнепалеозойского и среднепалеозойского перспективных комплексов отложений. На остальных перспективных землях Вилуйской области промышленная нефтегазоносность может быть связана с комплексами отложений, аналогичных изученным в Хапчагайском районе.

Приверхоянская перспективная нефтегазоносная область занимает территорию северной субмеридиональной части одноименного краевого прогиба. Особенностью строения этой области является резкое сокращение суммарной мощности осадочного чехла по сравнению с ее значениями в южных частях краевого прогиба. Сокращение мощности произошло за счет выпадения из разреза отложений нижнего палеозоя и триаса, что снизило перспективы нефтегазоносности рассматриваемой области. В целом разрез Приверхоянской области сложен преимущественно континентальными и морскими отложениями юры и мела, мощность которых в его наиболее прогнутых зонах (Менгеринский прогиб и др.) достигает 4—5 км.

Основным регионально перспективным комплексом области является верхнепермско-нижнемеловой, представленный терригенно-угленосными отложениями мощностью 3 км. В пределах Менгеринского прогиба хорошие коллекторы и выдержанные покрышки прогнозируются

и в среднеюрских отложениях, что позволяет выделять здесь ниже-среднеюрский перспективный нефтегазоносный комплекс.

Благоприятная литолого-фациальная характеристика разреза этих комплексов, а также прямые нефтегазопроявления, полученные в них при бурении Бахынайской и Джарджанской опорных скважин, позволяют дать количественную прогнозную оценку Приверхоанской области. Прогнозную оценку, соответствующую III категории, получили земли платформенного склона Приверхоанского краевого прогиба. Земли геосинклинального склона по прогнозной оценке относятся к IV категории. Далее к востоку территория шовной зоны краевого прогиба в связи с усилением метаморфизма мезозойских отложений отнесена к малоперспективным землям.

В заключение следует еще раз упомянуть, что к настоящему времени промышленных залежей нефти в пределах Лено-Вилуйской провинции не выявлено. Однако в отдельных скважинах получены притоки нефти, связанные, по-видимому, с небольшими нефтяными оторочками газовых и газоконденсатных залежей и следами их разрушения. В ряде пробуренных скважин отмечались нефтепроявления в виде примазок и пропитки керна. Перспективны в отношении нефтеносности нижнепалеозойские и верхнепротерозойские отложения, развитые под мезозойским чехлом в бортовых частях Вилуйской синеклизы.

Основные направления поисково-разведочных работ

Задачи геологоразведочных работ на нефть и газ в Лено-Вилуйской газонефтеносной провинции вытекают из необходимости создания в Якутской АССР сырьевой базы газодобывающей промышленности. В этой связи к числу первоочередных относятся задачи по быстрейшему открытию новых месторождений природного газа и оценке перспектив нефтеносности территории провинции.

На основе обобщения и научного анализа имеющихся геолого-геофизических материалов и данных глубокого бурения в Лено-Вилуйской газонефтеносной провинции определяются следующие основные направления работ.

1. Завершение разведки газоконденсатных залежей в мезозойских и верхнепермских отложениях на основных месторождениях Хапчагайского свода.
2. Оценка нефтегазоносности более глубоких горизонтов палеозойских отложений на Средневилуйском, Мастахском и Неджелинском месторождениях.
3. Широкое развитие региональных и поисковых работ в пределах перспективных территорий провинции с целью выявления новых зон нефтегазонакопления.

Енисейско-Хатангская газонефтеносная провинция

Енисейско-Хатангская газонефтеносная провинция занимает территорию северных районов Красноярского края и Западной Якутии. Она простирается субширотно от р. Енисей на западе до р. Лена на

востоке и имеет ширину 150—400 км. Площадь ее достигает 390 тыс. км².

В тектоническом отношении провинция приурочена к крупной депрессии (системе региональных прогибов), расположенной на севере Сибирской платформы между Таймырским мегантиклинорием и Анабарской антеклизой (рис. 28).

Изученность

Систематическое изучение провинции с целью поисков нефти и газа было начато в 30-х годах после обнаружения выходов горючего газа в низовьях Енисея, нефтепроявлений в береговых обрывах п-ова Урюнг-Тумус и скоплений битумов в бассейне р. Оленек. В 1934—1953 гг. почти все работы были сосредоточены в низовьях рек Енисей и Оленек, а также в Анабаро-Хатангском междуречье. В первом районе (на Малохетском поднятии) в разрезе юрских и меловых отложений были отмечены многочисленные нефте- и газопроявления. В Анабаро-Хатангском междуречье на солянокупольных структурах были открыты три месторождения с небольшими залежами нефти в пермских и триасовых отложениях. Дебит нефти на Южно-Тигянском месторождении достигал 12 т/сут. В низовьях р. Оленек скопления битумов были прослежены бурением на глубину до 1000 м. В 1953 г. геологоразведочные работы на нефть и газ были временно прекращены и продолжались в 1960—1972 гг. Поисковые работы проводились на левобережье Енисея (Танамский свод и Малохетский вал) и в Енисей-Пясинском междуречье (Рассохинский мегавал).

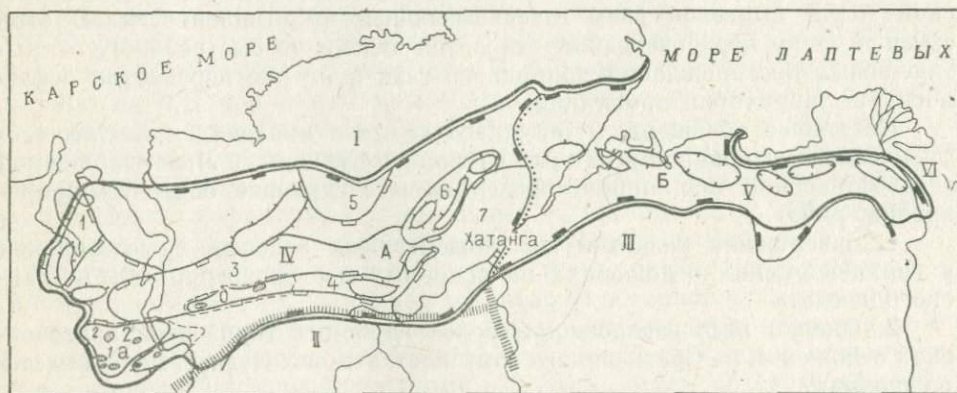


РИС. 28

ЕНИСЕЙСКО-ХАТАНГСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Таймырский мегантиклинорий, II — Тунгусская синеклиза, III — Анабарская антеклиза, IV — Енисейско-Хатангский мегапрогиб, V — Лено-Анабарский мегапрогиб, VI — Верхоянский антиклинорий.

Крупные тектонические элементы: 1 — Ямбугинский выступ, 2 — Танамский свод, 3 — Центрально-Таймырский прогиб, 4 — Рассохинский мегавал, 5 — Янгодо-Горбитский выступ, 6 — Валахнинский мегавал, 7 — Боганидско-Жданихинский прогиб.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Енисейско-Хатангская газонесная область; а — Танамский, б — Рассохинский газонесные районы; Б — Лено-Анабарская перспективная нефтегазоносная область.

Месторождения: 1 — Соленинское, 2 — Целяткинское

С 1972 г. сейсморазведочные работы были начаты в Пясино-Хатангском междуречье.

Общий объем глубокого бурения в провинции достиг 380 тыс. м, средняя плотность бурения составляет $0,97 \text{ м/км}^2$. Изученность Енисейско-Хатангской газонефтеносной провинции геофизическими методами и бурением крайне неравномерна. В западной части (левобережье Енисея, Енисей-Пясинское междуречье) средняя плотность сейсмопрофилей составляет $0,25 \text{ км/км}^2$, плотность бурения — около 2 м/км^2 . Наиболее разбуренной является территория Танамского свода, где плотность бурения превышает 7 м/км^2 . Максимальной плотностью бурения, превышающей 11 м/км^2 , характеризуются Тигяно-Анабарский и Харатумусский валы, где открыты небольшие залежи нефти. Остальная территория провинции характеризуется очень низкой изученностью: плотность сейсмопрофилей составляет здесь $0,01—0,15 \text{ км/км}^2$, а плотность бурения $0,03—0,8 \text{ м/км}^2$.

В результате поисково-разведочных работ были открыты газовые и газоконденсатные месторождения: Нижнехетское, Зимнее, Джангодское (1966 г.); Мессояхское (1967 г.); Пеляткинское, Южно-Соленинское, Казанцевское, Озерное (1969 г.) и др. Ввод Мессояхского (1970 г.) и Южно-Соленинского (1973 г.) месторождений в промышленную эксплуатацию позволил добыть за время разработки $10,5 \text{ млрд. м}^3$ газа.

Тектоническое районирование

В тектоническом отношении Енисейско-Хатангская газонефтеносная провинция приурочена к Енисейско-Хатангскому и Лено-Анабарскому мегапрогибам. Фундамент этих структур сложен породами нижнего, возможно среднего протерозоя. Лишь в узкой полосе вдоль Таймырского мегантиклинория возраст фундамента датируется ранним триасом. Глубина погружения фундамента в осевой западной части Енисейско-Хатангского мегапрогиба составляет $15—17 \text{ км}$, а на остальной территории $7—10 \text{ км}$.

Осадочный чехол сложен верхнепротерозойско-кембрийскими (карбонатными), палеозойскими (карбонатно-соленосно-терригенными) и мезозойскими (терригенно-глинистыми) отложениями. Выделяются два основных структурных этажа (верхнепротерозойско-среднепалеозойский и верхнепалеозойско-мезозойский). В пределах Лено-Анабарского мегапрогиба отложения нижнего структурного этажа, имеющего мощность $4—5 \text{ км}$, перекрываются толщей пород верхнего структурного этажа мощностью $2—4 \text{ км}$.

В западной части провинции (Енисейско-Хатангский мегапрогиб) отложения нижнего этажа не вскрыты бурением, а мощность верхнего этажа на большей части площади прогиба превышает $5—7 \text{ км}$. Для провинции характерно наличие многолетнемерзлых пород, максимальная мощность которых достигает $400—600 \text{ м}$ [6].

В осадочном чехле Енисейско-Хатангского и Лено-Анабарского мегапрогибов выделяется ряд положительных и отрицательных структур.

Основными положительными структурами Енисейско-Хатангского мегапрогиба являются Танамский свод, Рассохинский и Балахнинский

мегавалы, Янгодо-Горбитский выступ, Малохетский вал. Логовая группа бескорневых структур и др. Названные положительные структурные формы обрамляются и разделяются Центральнo-Таймырским и Боганидско-Жданихинским крупными прогибами, а также рядом более мелких прогибов — Носковским, Дудыптинским, Агапским, Пайтурминским и Турку-Логатским. Выраженность структурных форм в отдельных горизонтах разная. Так, по данным бурения установлено, что Танамский свод выделяется только по меловым отложениям, а в подстилающих комплексах он разделяется на Танамский вал и Мессояхское куполовидное поднятие. Среди локальных структур Енисейско-Хатангского мегапрогиба преобладают сквозные формы. Известны также погребенные и бескорневые структуры. Последние характерны для приосевой части прогиба.

Аналогичная картина наблюдается в пределах Лено-Анабарского мегапрогиба [6, 9]. В его западной части выделяются Тигино-Анабарский, Пахсино-Бегичевский и Харатумусский валы, Киряко-Тасский структурный мыс, группа поднятий Сопки Белой и Цветковско-Бегичевская котловина. Восточнее этот мегапрогиб осложняют Киренейское куполовидное поднятие, Улахан-Юряхский, Усть-Оленекский, Чарыкский, Кюскурско-Куогастахский, Былкурский и Чекуровский валы, Берелехское куполовидное поднятие. Разделяют эти структуры Буолкалахский, Таймыльский и Нижнеленский прогибы и др.

Нефтегазоносность

Промышленные скопления газа в Енисейско-Хатангской газонефтеносной провинции установлены только в мезозойских отложениях, однако определенные перспективы связываются со всем нижележащим комплексом палеозоя и позднего протерозоя. Все это позволяет выделить в провинции до девяти продуктивных и перспективных нефтегазоносных комплексов [6, 9].

Рифейско-нижнепалеозойский перспективный комплекс представляет интерес в пределах Лено-Анабарского мегапрогиба. Перспективные горизонты приурочены к приконтактной зоне рифея и кембрия, а также к верхнекембрийским отложениям. Первый горизонт сложен пористыми и мелкокавернозными доломитами туркутской свиты и песчаниками кисюсинской свиты, которые образуют интенсивно насыщенную битумами зону мощностью 30—40 м. Горизонт перекрыт глинисто-карбонатными породами кембрия, которые могут рассматриваться в качестве регионального экрана. Интенсивная насыщенность горизонта битумами на смежных территориях Сибирской платформы позволяет предполагать его нефтегазоносность в погруженных зонах Лено-Анабарского мегапрогиба.

Второй перспективный горизонт рассматриваемого комплекса приурочен к 70-метровой толще кавернозных доломитов в верхней части кембрийского разреза. В пределах Оленекского поднятия с этим горизонтом также связаны залежи битумов.

Среднепалеозойский перспективный комплекс на доступных бурению глубинах развит в основном в северной части Лено-Анабарского прогиба. Сложен он преимущественно карбонатными породами девона и карбона.

Благоприятным фактором нефтегазонакопления и сохранения залежей этого комплекса является наличие в нем рифовых построек и эвапоритовых толщ. В западной части прогиба девонские породы обладают повышенной битуминозностью. Судя по значительным притокам пластовых вод из слабопроницаемых девонских отложений, в комплексе развит преимущественно трещинный тип коллекторов.

Верхнепалеозойский перспективный комплекс сложен ритмичным чередованием пачек алеврито-глинистых и песчаных пород пермского возраста. Здесь выделяются три перспективных горизонта, связанных с наиболее мощными песчаными пластами, перекрытыми надежными глинистыми экранами. Первый охватывает кровлю артинского и подошву кунгурского ярусов, второй — контактную часть нижнего и верхнего отделов перми, а третий — кровлю верхней перми. Именно к этим горизонтам в наиболее изученном разрезе Анабаро-Хатангского междуречья приурочены залежи (Южно-Тигянское месторождение) и проявления нефти и газа. Следует отметить, что на большей части провинции пермские отложения отличаются, как правило, невысокими коллекторскими свойствами (пористость до 20%, проницаемость — первые десятки миллиардов). Лучшими коллекторскими свойствами характеризуются пермские отложения, развитые вдоль южного борта Лено-Анабарского мегапрогиба. В Енисейско-Хатангском мегапрогибе пермский перспективный комплекс на большей части территории залегает на глубине более 5 км. На меньших глубинах его можно ожидать вблизи Таймырского мегантиклинория и в сводовой части Рассохинского мегавала. В Лено-Анабарском мегапрогибе максимальная глубина залегания пермских перспективных горизонтов не превышает 3—4 км.

Триасовый перспективный комплекс (средний и верхний отделы триаса) сложен песчаниками, переслаивающимися с алеврито-глинистыми породами. На большей (западной) части Енисейско-Хатангского мегапрогиба песчаные породы, по-видимому, ограниченно распространены, что снижает перспективы триасового комплекса этой территории. Со среднетриасовыми отложениями в Лено-Анабарском мегапрогибе связана небольшая залежь нефти на Нордвикском месторождении. На отдельных участках Лено-Анабарского мегапрогиба можно рассчитывать на наличие перспективных горизонтов в низах триаса, где присутствуют песчаные пласты.

Юрские продуктивные комплексы наиболее полно представлены в западной части Енисейско-Хатангского мегапрогиба, где по разрезу выделяется пять толщ, сложенных преимущественно песчаниками и алевролитами. Нижнеюрский комплекс охватывает отложения зимней и джангодской свит, среднеюрский — вымской и малышевской свит, а верхнеюрский — сиговской свиты. Каждый комплекс перекрывается толщей преимущественно алеврито-глинистых пород. Для юрских комплексов характерна глинизация слагающих их отложений в восточном направлении. В связи с этим в восточной части Енисейско-Хатангского и западной части Лено-Анабарского мегапрогибов можно рассчитывать на три продуктивных горизонта: два — в нижнем комплексе и один — в среднем. На остальной части Лено-Анабарского мегапрогиба в юрских отложениях

сохраняется один перспективный горизонт — в кровле среднего комплекса. В его строении преобладают алевролиты и песчаники, имеющие довольно низкие коллекторские свойства.

Нижнеюрские продуктивные горизонты на большей части Енисейско-Хатангского мегапрогиба залегают глубже 5 км и, вероятно, не содержат удовлетворительных поровых коллекторов. В средне- и верхнеюрском комплексах, на глубинах 3—5 км, ожидаются коллекторы пористостью до 15—20% и проницаемостью до первых десятков миллидарси. С продуктивными горизонтами малышевской и сивговской свит связаны промышленные залежи газа Зимнего и Нижнехетского месторождений. Во всех горизонтах установлены проявления газообразных и жидких углеводородов. На Балахнинском мегавалу из низов средней юры получен приток газа с конденсатом. Можно ожидать, что песчаные горизонты юрского возраста обладают здесь удовлетворительными коллекторскими свойствами.

В настоящее время разведанные запасы углеводородов юрских продуктивных комплексов составляют не более 1% запасов провинции.

Меловые продуктивные комплексы в Енисейско-Хатангском мегапрогибе залегают на глубинах до 3—5 км, а на остальной территории провинции — не глубже 1,5 км. В западной части Енисейско-Хатангского прогиба с нижнемеловым и верхнемеловым комплексами связаны почти все известные промышленные газовые и газоконденсатные залежи.

В нижнемеловом продуктивном комплексе, с которым связано более 93% разведанных запасов углеводородов провинции, выделяются два продуктивных горизонта, сложенных пачками переслаивания песчаных и алевроито-глинистых пород. Нижний горизонт охватывает отложения суходудинской свиты валанжин-готеривского возраста. Он залегают на глубинах не более 3 км и характеризуется наличием хороших коллекторов. В восточной части Енисейско-Хатангского мегапрогиба происходит частичная глинизация разреза продуктивного горизонта и коллекторы сохраняются, по-видимому, только в его верхней части (в готериве).

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Енисейско-Хатангская ГО	250	Енисейско-Хатангский мегапрогиб
а. Танамский ГР	16	Танамский свод
б. Рассохицкий ГР	2	Западная часть Рассохицкого мегавала
Б. Лено-Анабарская ПНГО	140	Лено-Анабарский

Второй продуктивный горизонт охватывает нижнюю часть яковлевской свиты апт-альбского возраста.

В верхнемеловом продуктивном комплексе, с которым связано около 6% начальных разведанных запасов провинции, также выделяются два продуктивных горизонта. Нижний охватывает толщу сенбманских песчаников, причем перспективы его ограничены западной частью Енисейско-Хатангского мегапрогиба, так как восточнее происходит опесчанивание нижнетуронской покрывки. Верхний горизонт охватывает насоновскую свиту верхнетуронско-сантонского возраста. Он выделяется только в наиболее погруженных частях мегапрогиба, где залегает не глубже 550 м. В целом для верхнемелового комплекса предполагается нахождение части запасов газа в гидратном состоянии.

Меловые отложения восточнее Енисейско-Хатангского мегапрогиба залегают на малых глубинах. Лишь в некоторых впадинах глубина их залегания достигает 1500 м. В таких впадинах может быть выделен перспективный горизонт в кровле валанжинских песчаников, где под нижней алевроито-глинистой угленосной пачкой возможна аккумуляция газовых залежей, вероятно, небольших размеров.

Нефтегазогеологическое районирование

В Енисейско-Хатангской газонефтеносной провинции выделяются две области — Енисейско-Хатангская газоносная и Лено-Анабарская перспективная нефтегазоносная (табл. 13).

Енисейско-Хатангская газоносная область занимает территорию одноименного мегапрогиба, выполненного до глубины 7 км преимущественно терригенными мезозойскими отложениями, мощность которых регионально увеличивается с востока на запад. Мегапрогиб не имеет четкой западной границы, раскрываясь в сторону Западно-Сибирской плиты.

В пределах области выделяется ряд крупных положительных структур, имеющих по отложениям мезозоя амплитуды от 300 м (Тапамский

ТАБЛИЦА 13

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
12,5	Нижнемеловой, верхнемеловой, юрские	Юрские, меловые
> 7,0	Нижнемеловой, верхнемеловой	Нижнеюрский, среднеюрский, меловые
10,5	Верхнеюрский, нижнемеловой	Юрские, нижнемеловой
10,5	—	Верхнепалеозойский, рифейско-нижнепалеозойский, триасовый

свод) до 1500 м (Рассохинский мегавал) и являющихся зонами нефтегазоаккумуляции. Потенциальными зонами нефтегазоаккумуляции могут служить Логовая группа бескорневых структур, выраженная в меловых отложениях над Центрально-Таймырским прогибом, а также зоны выклинивания юрских и меловых отложений на бортах Енисейско-Хатангского мегапрогиба. По прогнозной оценке область соответствует III категории. В пределах некоторых зон нефтегазоаккумуляции она составляет II категорию, а в зонах сокращения мощности чехла — IV категорию.

В области выделяются два газоносных района — Танамский и Рассохинский (см. рис. 28).

Танамский газоносный район занимает территорию одноименного свода. В районе выявлены газовые и газоконденсатные многопластовые месторождения, содержащие пластовые сводовые, реже массивные залежи в нижнемеловых отложениях. Этаж газоносности превышает 400 м. Характерным является чисто газовый состав залежей до глубин 2000 м, глубже распространены газоконденсатные залежи, причем часть из них (Южно-Соленинское месторождение) имеет небольшие нефтяные оторочки. По плотности текущих разведанных запасов район соответствует V категории, а по прогнозной оценке — II категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Рассохинский газоносный район занимает западную часть одноименного мегавала. Открытые в районе месторождения содержат пластовые сводовые залежи в меловых и верхнеюрских отложениях и находятся в разведке.

По плотности текущих разведанных запасов район соответствует IV категории, а по прогнозной оценке — II категории.

Лено-Анабарская перспективная нефтегазонасыщенная область занимает территорию одноименного мегапрогиба. Основными объектами поисков в области должны стать палеозойские и в меньшей степени мезозойские отложения. В области открыты Южно-Тигянское и Нордвикское непромышленные нефтяные месторождения и Оленекское месторождение битумов. При этом прогнозная оценка возрастает от бортовых (IV категория) к осевым (III категория) зонам мегапрогиба. Выделяемые средние положительные структурные элементы, получили прогнозную оценку, соответствующую II категории.

Основные направления поисково-разведочных работ

Главный объем поисково-разведочных работ в провинции следует сосредоточить в Енисейско-Хатангском мегапрогибе с целью:

- 1) поисков и разведки нефтяных залежей в пермских и мезозойских отложениях Балахинского и восточной части Рассохинского мегавалов;
- 2) поисков и разведки газоконденсатных и газонефтяных залежей в мезозойских отложениях Центрально-Таймырского прогиба, а также нефтяных и газоконденсатных залежей на Танамском своде на глубинах более 3 км.

Региональные геолого-геофизические работы намечаются в слабоизученном Лено-Анабарском мегапрогибе, а также для детализации глубинного строения Енисейско-Хатангского мегапрогиба.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ ЦЕНТРАЛЬНО-ЕВРАЗИАТСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И АЛЬПИЙСКИХ КРАЕВЫХ ПРОГИБОВ

В этой главе рассматриваются три нефтегазоносные провинции: Западно-Сибирская, Амударьинская и Северо-Кавказско-Мангышлакская и три самостоятельные нефтегазоносные области: Причерноморско-Крымская, Северо-Устьюртская и Чу-Сарьсуйская, расположенные в пределах молодой Центрально-Евразийской платформы, а также охватывающие альпийские краевые прогибы — Индоло-Кубанский, Терско-Каспийский и Предкопетдагский.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (площадь 1,6 млн. км²) приурочена к одной из величайших равнин Земного шара. Естественными границами Западно-Сибирского седиментационного бассейна являются на западе горные сооружения Урала и Пай-Хоя, на юге — Алтае-Саянская горная система и на востоке — Сибирская платформа. Рассматриваемая провинция полностью или частично охватывает следующие края и области РСФСР: Тюменскую область с Ямало-Ненецким и Ханты-Мансийским национальными округами, Омскую, Новосибирскую и Томскую области, Красноярский край.

В тектоническом отношении провинция представляет собой эпигерцинскую плиту Центрально-Евразийской платформы, сложенную мощным чехлом мезозойско-кайнозойских отложений, покрывающих гетерогенный фундамент (рис. 29).

Изученность

Геологопоисковые работы на нефть и газ в Западной Сибири были начаты в небольшом объеме еще до Великой Отечественной войны и проводились все военные годы. Они осуществлялись главным образом вдоль транссибирской магистрали, где был пробурен ряд скважин (Ганькино и др.), которые, как это выяснилось позже, оказались в крайней южной части провинции на малоперспективной и бесперспективной территориях.

Планомерные нефтегазопоисковые исследования в провинции, начавшиеся в 1948 г., можно подразделить на три этапа.

мальных методов нефтегазопроисковых работ и расширением научных исследований по обобщению материалов. В это время было открыто большинство газовых месторождений в Приуральской части Западной Сибири (Березовский газоносный район), а в конце этапа — первое высокодебитное нефтяное месторождение на Шаимской площади (1960 г.).

Отличительной особенностью третьего этапа, начавшегося в 1961 г., является открытие нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений в различных районах провинции. Промышленный фонтан нефти на Мегионской площади (1961 г.) положил начало открытию многопластовых месторождений нефти и газа в Среднеобской нефтегазоносной области и прилегающих районах. В течение этого этапа был в основном выявлен Шаимский нефтегазоносный район в Приуральской части провинции. Открытие в 1962 г. Тазовского газового месторождения послужило началом выявления залежей газа в сеноманских отложениях и газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скоплениях в неокоме и юре на севере провинции (Ямало-Ненецкий национальный округ Тюменской области и север Красноярского края).

РИС. 29

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Уральская складчатая система, II — Казахский щит, III — Сибирская платформа, IV — Енисейско-Хатангский мегапрогиб.

Крупные тектонические элементы: 1 — Северо-Ямальский мегавал, 2 — Средне-ямальский свод, 3 — Гыданский вал, 4 — Нурминский мегавал, 5 — Байдарацкий прогиб, 6 — Сеяхинская впадина, 7 — Напалковский мегавал, 8 — Антипаютинская впадина, 9 — Средне-месояхский вал, 10 — Большехетская впадина, 11 — Щучинский выступ, 12 — Надымская впадина, 13 — Ярудейский мегавал, 14 — Медвежий мегавал, 15 — Северный свод, 16 — Пурский прогиб, 17 — Часельский мегавал, 18 — Среднетазовская впадина, 19 — Красноселькупский выступ, 20 — Хашгорский мегавал, 21 — Висимский мегавал, 22 — Цельмский выступ, 23 — Шаимский мегавал, 24 — Красноленинский свод, 25 — Сургутский свод, 26 — Нижневартовский свод, 27 — Александровский мегавал, 28 — Пыль-Караминский мегавал, 29 — Касский прогиб, 30 — Ханты-Мансийская впадина, 31 — Юганская впадина, 32 — Верхнедьямский мегавал, 33 — Каймысовский свод, 34 — Средневогажский мегавал, 35 — Парабельский мегавал, 36 — Пудинский мегавал, 37 — Межовский свод, 38 — Тюменский прогиб, 39 — Тобольский мегавал, 40 — Вагай-Ишимский выступ, 41 — Старосолдатский мегавал, 42 — Пологрудовский мегавал, 43 — Омская впадина, 44 — Тебиско-Воробьевский мегавал, 45 — Кыштовская впадина, 46 — Калгачский выступ, 47 — Бокчарская впадина, 48 — Восточно-Пайдугинская впадина.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Южно-Ямальская нефтегазоносная область; а — Нурминский нефтегазоносный район; Б — Гыданская газоносная область; а — Ямбургский газоносный район; В — Надым-Пурская газонефтеносная область; а — Надымский газоносный, в — Уренгойский газонефтеносный, е — Губкинский газонефтеносный районы; Г — Пур-Тазовская газонефтеносная область; а — Тазовский газонефтеносный район; Д — Приуральская нефтегазоносная область; а — Березовский газоносный, б — Шаимский нефтегазоносный районы; Е — Фроловская нефтегазоносная область; а — Красноленинский нефтегазоносный район; Ж — Среднеобская нефтегазоносная область; а — Салымский нефтеносный, б — Южно-Сургутский нефтегазоносный, в — Вартовский нефтеносный районы; З — Каймысовская нефтегазоносная область; а — Каймысовский нефтеносный, б — Межовский нефтегазоносный районы; И — Васюганская нефтегазоносная область; а — Вахский нефтегазоносный, б — Васюганский газонефтеносный, в — Пудинский газонефтеносный районы; К — Пайдугинская нефтегазоносная область; а — Сильгинский газонефтеносный район.

Месторождения: 1 — Бованенковское, 2 — Арктическое, 3 — Среднеямальское, 4 — Новопортское, 5 — Семановское, 6 — Ямбургское, 7 — Юбилейное, 8 — Медвежье, 9 — Ямсовейское, 10 — Уренгойское, 11 — Северо-Уренгойское, 12 — Тазовское, 13 — Заполярное, 14 — Русское, 15 — Южно-Русское, 16 — Северо-Комсомольское, 17 — Комсомольское, 18 — Губкинское, 19 — Западно-Таркосалинское, 20 — Восточно-Таркосалинское, 21 — Етышуровское, 22 — Мортгья-Тетерево, 23 — Верхнешашинское, 24 — Лянторское, 25 — Быстринское, 26 — Федоровское, 27 — Савуйское, 28 — Повховское, 29 — Вынгауровское, 30 — Северо-Варьганское, 31 — Салымское, 32 — Правдинское, 33 — Усть-Балыкское, 34 — Западно-Сургутское, 35 — Южно-Сургутское, 36 — Малобалыкское, 37 — Южно-Балыкское, 38 — Мамонтовское, 39 — Покачевское, 40 — Варьганское, 41 — Локосовское, 42 — Северо-Цокурское, 43 — Мегионское, 44 — Вахтинское, 45 — Аганское, 46 — Самотлорское, 47 — Советское, 48 — Вахское, 49 — Мыльджанское, 50 — Лугинецкое

Началом эксплуатации месторождений Западной Сибири считается 1963 г., когда было введено в разработку Березовское газовое месторождение. Добыча нефти началась в 1964 г. с вводом в пробную эксплуатацию Трехозерного, Усть-Балыкского и Мегионского месторождений с годовым объемом добычи 240 тыс. т. В 1975 г. добыча нефти в Западно-Сибирской провинции составила 147 млн. т, а газа 35 млрд. м³. Суммарная добыча (до 1/1 1976 г.) за период эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири составляет: нефти — 433 млн. т, газа — 135 млрд. м³.

Основным методом изучения тектоники платформенных отложений Западной Сибири является сейсморазведка — главным образом различные модификации МОВ. Для региональных тектонических построений успешно использовались результаты гравиразведки, магниторазведки и электроразведки, а для изучения верхних горизонтов чехла — данные колонкового бурения.

Основной отражающей поверхностью, совпадающей с кровлей верхней юры и прослеживающейся на большей части Западно-Сибирской плиты, является горизонт «Б». В Приуральской части плиты на значительной территории прослеживается сейсмический горизонт «А», связанный с поверхностью фундамента. В центральных и северных районах выше горизонта «Б» на ряде участков прослеживаются отражающий горизонт «М» (кровля готерив-аптского нефтегазоносного комплекса) и повсеместно отражающий горизонт «Г» (кровля апт-сеноманского нефтегазоносного комплекса).

На отдельных участках Западно-Сибирской плиты в разрезе часто выделяют опорные горизонты, не имеющие регионального значения. Исключение составляют отражающие горизонты в низах чехла северных районов (Г₁, Т₂, Т₃, Т₄ и Т₅). Верхний горизонт (Т₁) сопоставляется с кровлей ниже-среднеюрского комплекса.

Мелкомасштабной аэромагнитной съемкой покрыта вся территория Западной Сибири, среднемасштабной — 98% и крупномасштабной — 10%. Региональными сейсморазведочными работами изучено около 1,5 млн. км², в том числе ТЗ МПВ — 0,2 млн. км². Выполнено более 40 тыс. км маршрутных сейсморазведочных работ, в том числе КМПВ — около 7 тыс. км и ТСЗ — более 6,5 тыс. км. Площадные сейсморазведочные среднемасштабные исследования МОВ выполнены на территории 259 тыс. км².

Общий объем поискового и разведочного бурения составил более 6,8 млн. м. Средняя плотность бурения в провинции 4,1 м/км². Для изучения регионального геологического строения верхней части платформенного чехла пробурено большое количество колонковых скважин (1,4 млн. м) глубиной до 500 м. Степень изученности нефтегазоносных горизонтов глубоким бурением в различных частях Западно-Сибирской плиты неодинакова.

В пределах Внешнего тектонического пояса и Центральной тектонической области получены достаточно полные данные по строению и перспективам верхнеюрского и меловых нефтегазоносных горизонтов, хотя и здесь еще имеются малоизученные районы.

На территории Северной тектонической области в основном изучены только верхнемеловые нефтегазоносные горизонты. Незначительный объем глубокого бурения затрачен на оценку нижнемеловых и юрских нефтегазоносных горизонтов. Полностью платформенный чехол в этой области вскрыт только на Малохетском валу.

В Западной Сибири еще имеются обширные территории (северная часть п-ова Ямал, Гыданский полуостров, бассейн среднего и верхнего течения р. Таз и др.), не освещенные глубоким бурением.

Тектоническое районирование

Под фундаментом Западно-Сибирской плиты понимается сложное сочетание гетерогенных структурных ярусов, которые отделяются региональным несогласием от мезозойско-кайнозойских отложений типичного платформенного чехла. При таком понимании фундамента в его состав входят как геосинклинальные формации, включая и орогенные, так и разнообразные параплатформенные комплексы, накопившиеся в связи с прогибанием зон докембрийской (байкальской) консолидации (параплатформенные чехлы) или с воздыманием и раскалыванием палеозойского фундамента в триасовое время (катаплатформенные чехлы).

Область байкальской консолидации по современным геолого-геофизическим данным достоверно выделяется в Приенисейской части Западно-Сибирской плиты. Байкалиды вскрыты небольшим числом скважин к западу от Енисея и представлены глубоко измененными сланцами. Их верхний структурный ярус — красноцветные молассы, установлен лишь на Большелайдинской площади. Палеозойский (параплатформенный) чехол байкалид представлен внизу карбонатными отложениями от кембрия до силура (Елогуйская, Малохетская площади и др.), в средней части — красноцветными породами девона с эффузивами пестрого состава и в верхней части — континентальными и морскими толщами карбона (главным образом терригенными породами). Пермские отложения пока не установлены. По геофизическим данным в крупных депрессиях (Тегульдская, Касская, Баихская, Маковская) мощность чехла достигает 6—8 км.

Фундамент основной части Западно-Сибирской плиты представлен палеозойскими складчатыми комплексами.

В зонах интенсивной каледонской складчатости регенерация геосинклинального режима в позднем палеозое была неполной, в связи с чем герцинский этап в них часто называется парагеосинклинальным или переходным. Это позволяет выделять «каледониды», которые локализуются лишь на некотором удалении от Центрального Казахстана с его крупными верхнепалеозойскими межгорными прогибами.

К востоку от горного Урала и севернее каледонид расположена Уральская система герцинид, которая на востоке по системе субмеридиональных разломов сочленяется с Обь-Газовской герцинской системой. Южными ветвями последней являются Зайсанская, Салаирская и Колывань-Томская зоны.

Уральская система является эвгеосинклинальной. Она представляет собой чередование огромных антиклинорий, сложенных в основном

докембрийскими и нижнепалеозойскими гнейсами, метаморфическими сланцами и разновозрастными гранитными батолитами (Березовский, Шаимо-Айторский и другие антиклинории), и синклинорий, в ядрах которых развиты палеозойские диабазы, порфириды, яшмы, известняки и обломочные породы (Казымский и др.).

Обь-Тазовская система — существенно многоэпизодическая. В ней почти повсеместно преобладают глинисто-сланцевые толщи с известняками и диабазами. В восточной части системы развиты верхнепалеозойские межгорные прогибы.

В южной части плиты в палеозойском фундаменте выявлены грабены, выполненные триасовой субтрапшовой формацией.

Поверхность фундамента, совпадающая с подошвой мезозойско-кайнозойского чехла, местами резко, в виде уступов, а участками плавно погружается от бортов Западно-Сибирской плиты к ее центральным и северным районам. В Приобье фундамент залегает на глубинах 2,6—4,0 км, а к северу он погружается до 9—11 км.

В региональном плане по мезозойско-кайнозойскому платформенному чехлу Западно-Сибирской плиты выделяются три крупных надпорядковых тектонических элемента — Внешний тектонический пояс, Центральная и Северная тектонические области [6]. Каждому из этих элементов присущи свои особенности строения и геологической истории развития. Общей чертой всех крупных тектонических структур плиты является постепенное уменьшение их амплитуды снизу вверх по разрезу. Подавляющая часть известных локальных поднятий конседиментационные. Разрывные нарушения в чехле распространены ограниченно (рис. 30, 31).

По поверхности фундамента Западно-Сибирская плита погружается от районов обрамления к центральным и северным районам. Крутизна погружения не везде одинакова. Более крутые склоны отмечаются в Приобьеземельской полосе, Чулымо-Енисейском и Усть-Енисейском районах.

Внешний тектонический пояс располагается в краевой части плиты, где глубина до фундамента, как правило, не превышает 2 км. В этом поясе преобладают незамкнутые и полужамкнутые структуры различных порядков — типа выступов, моноклиналей и структурных носов. Впадины развиты меньше и их суммарная площадь не превышает 20—25% территории Внешнего пояса.

Простираемые крупные тектонические элементы пояса в большинстве случаев подчинены ориентировке складчатых структур обрамления. Особенно четко это наблюдается в Приуралье. Выделяющиеся здесь Хашгорбенский и Висимский мегавалы, Ляпинский прогиб, Пельмский выступ, Шаимский мегавал, Тюменский прогиб в соответствии со структурами Урала ориентированы в северо-восточном направлении. В то же время Щучьинский выступ, подчиненный структуре Пай-Хоя, имеет северо-западное простирание.

В южной и восточной частях Внешнего пояса преобладают моноклинали, осложненные небольшими выступами. Из крупных элементов, имеющих другую морфологию, можно упомянуть лишь Тобольский мегавал, Вагай-Ишимский выступ и Старосолдатский мегавал.

По подошве мезозойско-кайнозойского чехла амплитуда положительных наиболее крупных структур составляет обычно первые сотни метров. Площадь их изменяется от 6 до 28 тыс. км². Наибольшее погружение имеет фундамент в осевой части Ляпинского прогиба — до 2 км. Его амплитуда составляет 600 м. Для остальной территории Внешнего пояса глубины залегания подошвы чехла обычно составляют 0,5—1,5 км.

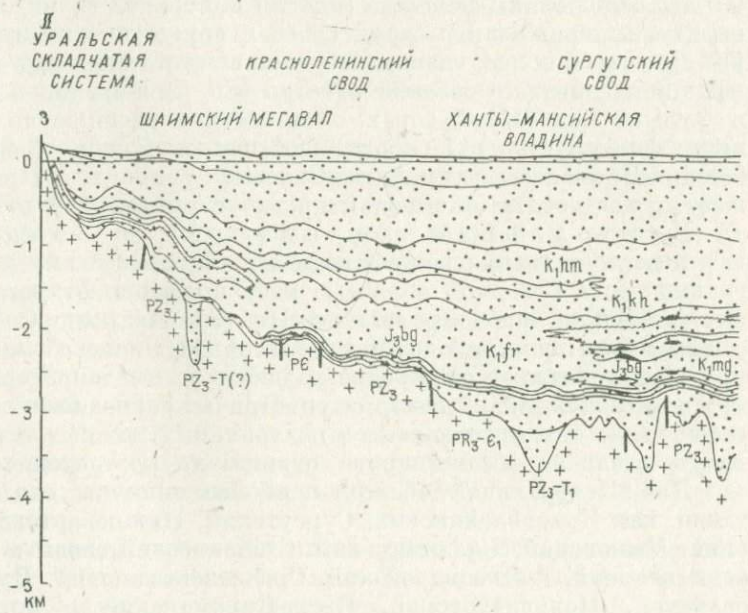
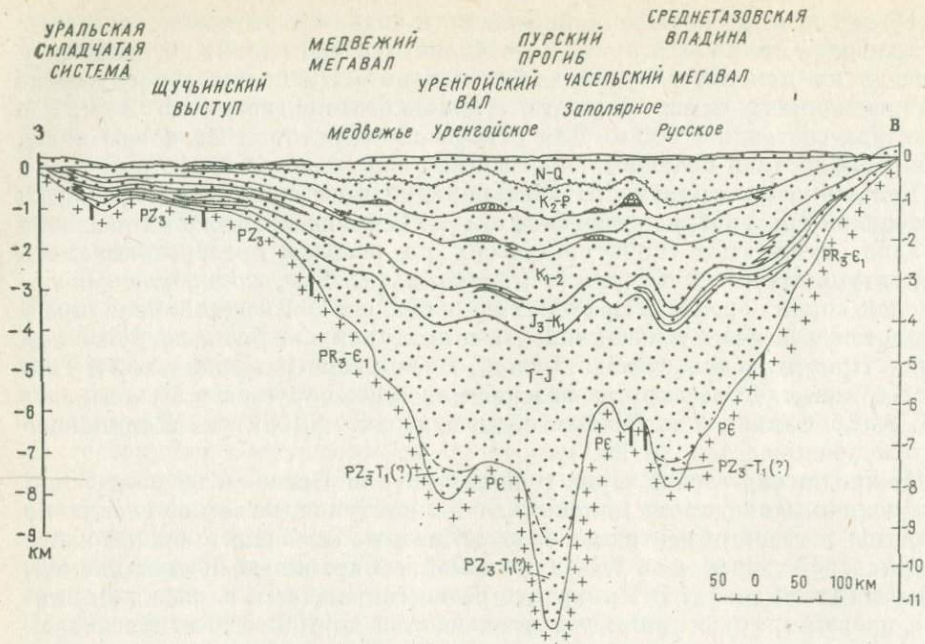
Большинство структур разного порядка этой зоны были заложены и интенсивно развивались и юрское время. В дальнейшем же их развитие затухало, замкнутые структуры вверх по разрезу преобразовывались в структурные носы, выступы и моноклинали. Так, по кровле заводоукской серии (средняя юра, частично келловей) Внешний пояс представляет собой систему моноклиналей и выступов с пологим погружением пород в Приуральской, Казахстанской, Барабинско-Кулундинской и Таймырской зонах. Более крутое падение слоев фиксируется в Новоземельской, Алтае-Саянской и Приенисейской зонах. Амплитуда Ляпинского прогиба уменьшается до 250 м.

По кровле саргатской серии (нижний апт) во Внешнем тектоническом поясе сохраняется система моноклиналей и выступов, но сам он несколько смещается в сторону центральной части плиты, особенно в южной части Приуральской зоны и в Казахстанской, Барабинско-Кулундинской, Алтае-Саянской зонах. В Приуралье резко сокращается площадь Ляпинского прогиба, а его амплитуда уменьшается до 100—120 м. Мегавалы, прослеживаемые в западных и южных частях Внешнего пояса по нижним горизонтам, частично преобразуются в выступы и моноклинали, их амплитуда уменьшается до 50—70 м.

По отложениям сеномана (кровля покурской серии) отмечается дальнейшее выполаживание структур всех порядков и расширение территории Внешнего пояса, главным образом за счет смежных участков внутренней части плиты. Особенно заметно это расширение в Алтае-Саянской и Чулымо-Енисейской зонах. Аналогичное расширение зоны Внешнего пояса фиксируется и по кровле дербышинской серии (верхний мел), особенно в Приенисейском и Алтае-Саянском районах. В Приуралье продолжает существовать Ляпинский прогиб с амплитудой прогибания 120 м.

Центральная тектоническая область с запада, юга и востока примыкает к Внешнему тектоническому поясу. На севере граница ее с Северной областью идет примерно от устья р. Надым на юго-запад и юг через верховья рек Полуй и Надым до Сибирских увалов, а затем вдоль последних до Енисея. Отличительной особенностью Центральной области является широкое развитие на ее территории (около 40%) крупных положительных структур. Причем размещение последних неравномерное — они преобладают в центральных, южных и восточных районах, а в западных доминируют отрицательные тектонические элементы.

Для Центральной области наиболее типичны сводовые поднятия, такие, как Красноленинский, Сургутский, Нижнеуртовский, Каймысовский, Межовский, Владимирский, Степановский своды и мегавалы Верхнедемьянский, Александровский, Среднеасюганский, Пудинский, Парабельский, Пологрудовский, Пыль-Караминский и др. (см. рис. 29). И те, и другие обычно осложнены соответственно куполовидными



тектоническому поясу, наибольший прирост амплитуды испытали в юрский период, а структуры, более удаленные от него (например, Сургутский и Нижневартовский своды), активно росли и в неокомское время.

Разрывные нарушения в пределах области отмечаются редко. Ограниченные сейсморазведочные данные позволяют предполагать наличие дизъюнктивов лишь на отдельных локальных поднятиях. Амплитуда нарушений не превышает 20—40 м, и они на расстоянии 50—100 м от кровли фундамента, как правило, затухают.

По поверхности фундамента Центральная тектоническая область довольно резко расчленена на зоны поднятий (своды, мегавалы, куполовидные поднятия и валы) и депрессий (впадины и прогибы). Из числа последних наиболее крупными являются на западе области Ханты-Мансийская впадина, в центральной части — Юганская, Нюрольская впадины и Колтогорский прогиб, на юге — Омская впадина, а на востоке — Усть-Тымская, Тегульдетская впадины и Касский прогиб. Глубина залегания фундамента во впадинах и прогибах варьирует от 2,5 до 4,0 км, а на сводовых поднятиях и мегавалах — от 2,0 до 3,0 км. По подошве платформенного чехла все положительные структурные элементы фиксируются довольно четко, амплитуды крупных поднятий, как правило, измеряются несколькими сотнями метров (400—600 м), такого же порядка и амплитуды прогибания в депрессионных зонах. Таким образом, относительные превышения вершин сводов и мегавалов над днищами смежных впадин нередко достигают 700—1000 м, а иногда и 1500 м.

По кровле заводокувской серии юры все тектонические элементы хорошо выражены, лишь несколько уменьшается их амплитуда [6]. Максимальные глубины отмечаются в Ханты-Мансийской, Юганской и Нюрольской впадинах (до 3,2 км). Самое высокое гипсометрическое положение в Центральной тектонической области занимает Александровский, Пыль-Караминский, Пудинский, Парабельский мегавалы и Межовский свод. Их вершины имеют абсолютные отметки $-2,0 \div -2,2$ км, а оконтуриваются они изогипсами $-2,4 \div -2,5$ км. Нижневартовский и Каймысовский своды, Верхнедемьяновский, Среднеवासюганский мегавалы и ряд аналогичных крупных поднятий южной части области оконтуриваются изогипсами $-2,5 \div -2,7$ км, а вершины их имеют отметки $-2,3 \div -2,4$ км. Самое низкое положение занимает Сургутский свод — его контуры очерчиваются изогипсой $-2,8$ км, а отдельные вершины располагаются на глубинах 2,6 км. В общем заметен региональный наклон с востока и юга на северо-запад и запад.

По отложениям нижнего апта отмечаются некоторые изменения в структурном плане, обусловленные затуханием тектонических движений в пределах отдельных крупных поднятий и преобладанием движений регионального характера. Так, Ханты-Мансийская, Юганская и Нюрольская впадины раскрываются в северном направлении. Кровля саргатской серии залегает здесь на глубинах 1,8—1,9 км. Замкнутый купол Сургутского свода оконтуривается изогипсой $-1,8$ км, при этом намечается увеличение его площади за счет северной части. Нижневартовский свод остается в прежних границах и оконтуривается изогипсой $-1,7$ км. Александровский, Васюганский и Пудинский мегавалы объединяются

в крупный выступ, раскрывающийся в южном направлении, на фоне которого сохранились лишь отдельные замкнутые структуры типа куполовидных поднятий и валов, совпадающие по площади с вершинами этих же структур по более древним горизонтам.

По кровле покурской серии (альб-сеноман) исчезают Юганская и Нюрольская впадины, а Ханты-Мансийская сохраняется лишь в виде залива, раскрывающегося на север и осложненного мелкими впадинами с глубинами до 1,1 км. Сургутский свод обособляется в виде крупного поднятия с амплитудой 150 м, оконтуренного изогипсой —1,0 км. Нижневартовский свод также остается в прежних границах, но уменьшается его амплитуда. Александровский и Васюганский мегавалы объединены изогипсой —0,7 км в единую линейно вытянутую структуру, которая является южным продолжением зоны линейных валов Северной тектонической области. Пудинский мегавал как самостоятельная структура не выделяется и входит в состав моноклиналичного склона, протягивающегося от Алтае-Саянского выступа. В южной части Центральной тектонической области обособляется Омская впадина глубиной —0,95 км и амплитудой прогибания 150 м.

По кровле верхнемеловых отложений большую часть Центральной тектонической области занимает крупная отрицательная структура, на фоне которой еще сохраняется в виде замкнутого поднятия Сургутский свод. Нижневартовский свод по этим же горизонтам представляет собой выступ широтного простирания, раскрывающийся на востоке. Слабо выражена и Омская впадина — в виде полузамкнутой депрессии с небольшой амплитудой прогибания. Александровский и Средневазюганский мегавалы объединены в узкую зону поднятий, ориентированную в меридиональном направлении. Для остальной части области характерны моноклинали, осложненные лишь небольшими куполовидными структурами.

В Северной тектонической области зафиксированы наиболее резкие перепады глубин до фундамента. Для нее характерны крупные линейные структуры типа мегавалов, валов и прогибов. Еще одной отличительной особенностью области является то, что под юрскими отложениями предполагается развитие мощной толщи (до 6 км) триасовых пород терригенного состава (см. рис. 30). Суммарная площадь поднятий на современной стадии изученности составляет около 20% от всей площади области.

С юга ее граница с Центральной тектонической областью выделяется довольно четко по структурному уступу поверхности фундамента, где последняя опускается на глубины более 4 км.

В Северной тектонической области широко распространены сравнительно узкие, линейно вытянутые, протяженные зоны поднятий и прогибаний — мегавалы и прогибы. К ним относятся Медвежий, Напалковский, Часельский мегавалы; Уренгойский, Етышуровский, Вэнгаяхинский и другие валы; Пурский и Парусовый прогибы, Сеяхинская и Среднетазовская впадины. Кроме них закартированы сводовые поднятия и впадины, такие, как Северный свод, где на едином доколе расположено несколько узких валов, Юрибейский и Южно-Ямальский своды, Антипаютинская, Большехетская и Надымская впадины.

Глубина залегания фундамента во впадинах и прогибах обычно 7—8 км, но иногда до 9 км (Пурский прогиб), а на вершинах сводов и мегавалов составляет 5—6 км. Перепады глубин между поднятиями и депрессиями обычно составляют 2—3 км, увеличиваясь иногда до 4 км. Амплитуды крупных как положительных, так и отрицательных структур измеряются в 1—1,5 км. Размеры мегавалов по короткой оси 30—45 км, по длинной 250—520 км, а площадь их обычно 8—20 тыс. км². Своды имеют размеры 55—90 × 120—175 км, а площади порядка 10 тыс. км².

Для Северной тектонической области характерно различное простирание крупных структур. В ее южной части преобладает меридиональная ориентировка длинных осей поднятий и прогибов. По-видимому, это во многом обусловлено развитием крупных трогообразных зон опускания в фундаменте плиты, таких, как Пурский желоб, который в осадочном чехле выразился в виде крупного прогиба.

На востоке средней части области развиты структуры северо-восточного и субширотного простираний. Интересным является то обстоятельство, что данные структуры, кулисообразно располагаясь относительно друг друга и протягиваясь поперек общей структуры плиты, делят всю Северную тектоническую область на две части. В южной части преобладают узкие линейно вытянутые в меридиональном направлении зоны поднятий и прогибов, в северной — более изометричной формы валы, сводовые и куполовидные поднятия и впадины. Простирание их большей частью субмеридиональное, но нередко структуры ориентированы и в других направлениях: северо-западном, северо-восточном, иногда широтном.

Некоторые структуры осложнены разрывными нарушениями, особенно в восточной — Приенисейской зоне. Амплитуда смещения по разрывам достигает 200—300 м, и нарушения прослеживаются вплоть до сеноманских и туронских отложений.

В Северной области, как и в других тектонических областях Западно-Сибирской плиты, все известные структуры унаследованные. Время их заложения следует связывать с начальными этапами формирования чехла. Основные зоны поднятий и прогибаний оформились, вероятно, в триасе и продолжали развиваться в юрский и меловой периоды. Существенным отличием описываемых структур от структур Центральной тектонической области является активный рост первых в поздне меловую эпоху и палеоген-четвертичное время. Так, у многих поднятий прирост их амплитуд за послесеноманский этап формирования составляет более 30%.

По кровле заводоуковской серии юры Северная тектоническая область также обособляется зоной больших глубин, оконтуренной изогипсой —3,5 км. В Пурском прогибе и Большехетской впадине кровля средней юры залегает на глубинах —4,6 ÷ —5,3 км.

По кровле саргатской серии (готерив — апт) зона сравнительно больших глубин (более 2,0 км) распространяется к югу от Северной области в виде двух полос вдоль Надымской впадины и Пурского прогиба. Между полуостровами Ямал и Таймыром фиксируется ряд поднятий, которые образуют единую приподнятую область. От Уренгоя на севере

до Ай-Тульского вала на юге отчетливо выделяется система линейно вытянутых крутых поднятий.

По кровле покурской серии (альб — сеноман) Северная тектоническая область окончательно разделяется на две крупные зоны: северную с глубинами порядка 1,3—1,4 км и южную с глубинами 1,5—1,6 км. Между ними располагается широкая полоса между Ямалом и Таймыром с более высокими гипсометрическими отметками кровли сеномана. В Надым-Пурской зоне районы наибольших глубин смещаются в западную часть — Надымскую, Танловскую впадины и Парусовый мегапрогиб. В меридиональном направлении центральная часть южной половины области рассекается зоной узких крутых валов, протягивающихся вдоль Пурского прогиба.

Кровля верхнего мела в Северной тектонической области залегает на глубинах —300 ÷ —500 м. Центр прогибания отмечается в Надымской впадине, где глубина до кровли дербышинской серии порядка —900 ÷ —950 м.

Для истории тектонического развития всей Западно-Сибирской плиты характерна постепенная миграция зон максимального прогибания. На раннем этапе развития осадочного чехла, начиная с триаса и в течение юрского и раннемелового времени, наибольшее прогибание испытывали районы Северной области. Начиная с позднего мела зоны больших мощностей отложений сместились к югу. В конце эоцена весь север, северо-запад и северо-восток плиты представлял собой область денудации.

Наиболее погруженную часть занимала территория от Надыма на севере до Омска на юге и от Ханты-Мансийска на западе до Нижневартовска на востоке. В пределах этой обширной депрессии более интенсивное погружение испытали Надымская, Юганская и Омская впадины. С востока эта региональная депрессионная зона ограничивалась системой линейно вытянутых валов, протягиваясь от Уренгоя до Среднего Васюгана. В новомихайловское время бассейн седиментации сохранился лишь в центральных и южных районах Западно-Сибирской плиты. Вся Северная тектоническая область и значительная часть севера Внешнего тектонического пояса были в это время областями размыва. В этот этап центр прогибания сместился на юг в районы Омской и Кулундинской впадин.

В раннечетвертичное время вновь резко прогибаются районы Северной тектонической области, где фиксируется мощность четвертичных отложений до 200—400 м. На юге интенсивное прогибание сохраняется лишь в Кулундинской зоне.

Общими характерными особенностями тектоники платформенного чехла Западно-Сибирской плиты являются следующие.

1. Общее синклинальное строение плиты, обусловившее наличие только отрицательных или однокрылых региональных элементов (склоны Внешнего пояса, терраса Центральной и депрессия Северной областей).

2. Унаследованный характер развития преобладающего числа структур различных порядков.

3. Закономерное размещение структур разных порядков с соответствующим этапом основных структурообразующих движений (юрским — во Внешнем поясе, неокомским — в Центральной области и верхнемеловым — кайнозойским в Северной области).

4. Слабое проявление дизъюнктивных дислокаций.

Нефтегазоносность

В мезозойско-кайнозойских отложениях Западно-Сибирской провинции выделяются восемь продуктивных нефтегазоносных и четыре перспективных нефтегазоносных комплекса [6].

Триасовый перспективный комплекс преимущественно глинистого состава выделяется на севере провинции в основании разреза осадочного чехла. Продуктивными могут быть отдельные песчаные пласты и пачки, а также зоны повышенной трещиноватости пород. Мощность комплекса оценивается в 2000—3000 м. На остальной большей части провинции триасовый комплекс ограниченно распространен и представлен континентальными угленосными породами. Комплекс изучен весьма слабо, особенно на крайнем севере. Промышленная нефтегазоносность его пока не установлена.

Нижне-среднеюрский продуктивный комплекс на большей части провинции представлен серией континентальных осадков. Во Внешнем поясе плиты он приурочен к крупным линейным депрессиям (Ляпинскому, Тюменскому и другим прогибам) и сложен терригенными породами мощностью не более 200 м. В центральных и частично северных районах провинции он развит повсеместно и представлен аллювиальными, дельтовыми и озерно-болотными фациями. Мощность его обычно колеблется от 300 до 500 м, достигая в наиболее глубоких депрессиях 800 м. На крайнем севере провинции, в том числе в Усть-Енисейском районе, рассматриваемый комплекс также широко распространен и образован довольно мощной (до 2000 м и более) толщей прибрежно-морских терригенных пород.

С нижне-среднеюрским комплексом связан ряд промышленных месторождений нефти и газа. Преобладающие типы залежей литологически экранированные и пластовые. Обозначение продуктивных пластов принято индексами Ю₂, Ю₃ и т. д.

Келловей-оксфордский продуктивный комплекс более широко распространен, чем нижележащий. Однако на значительной территории центральных и северных районов он сложен исключительно глинистыми осадками, играющими роль покрывки. По окраинам келловей-оксфордского моря, совпадающим с граничной полосой Внешнего пояса и внутренней зоной плиты на западе и юге, а также на обширной территории сводовых поднятий в восточных и частично центральных районах (Сургутский, Нижневартовский, Северный и другие своды, Александровский, Русско-Часельский и другие мегавалы) формировались прибрежно-морские отложения, представленные алеврито-песчаными породами, иногда обогащенными ракушняковым материалом. На юго-востоке провинции этот

комплекс сложен прибрежно-континентальными алеврито-песчаными осадками. Мощность его обычно 50—100 м.

К этому комплексу приурочены многочисленные залежи нефти и газа (Шаимский, Березовский и другие районы). Преобладающий тип залежей пластовый литологически экранированный. Основной оксфордский продуктивный пласт (точнее — продуктивная пачка) имеет индекс Ю₁ (на западе — индекс «П»).

Кимеридж-вожжский, частично берриасский продуктивный комплекс на большей части провинции представлен глинистыми породами. Битуминовые аргиллиты его верхней части в некоторых районах имеют листовато-пластинчатую текстуру, а местами содержат прослой ракушников. Обе разновидности пород на ряде площадей служат коллекторами для нефти (Салымское и другие месторождения).

Залежи здесь пластовые литологически экранированные. Предполагается, что зона развития подобных коллекторов протягивается от Салыма до Надыма. Мощность перспективной части комплекса обычно колеблется в пределах 30—50 м. Его индекс Ю₀.

Берриас-валанжинский продуктивный комплекс представляет собой толщу преимущественно глинистого состава, в которой неравномерно распределены алеврито-песчаные пласты и пачки линзовидного строения. Коллекторские свойства песчаников невысокие. Общая мощность комплекса колеблется от 10 до 450 м, причем наименьшая свойственна западным глинистым разрезам (Фроловская и Приуральская нефтегазоносные области), где осадконакопление происходило в условиях некомпенсированного прогибания. Пласты имеют индексы БС, БВ и т. д.

Валанжин-готеривский продуктивный комплекс формировался в условиях начинающейся регрессии морского бассейна. Он представлен ритмичным чередованием песчаных и глинистых пластов в центральных и северных районах, общая мощность его до 1000 м. К этому комплексу приурочены основные продуктивные горизонты, содержащие нефтяные залежи в Сургутском, Нижневартовском и других районах, газоконденсатные, нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи на севере провинции.

В западных и частично центральных районах провинции отложения комплекса глинистые и маломощные вследствие некомпенсированного осадконакопления. В юго-восточных районах существовали прибрежно-морские условия и накапливались преимущественно песчаные породы, а на крайнем юго-востоке плиты — лагунные пестроцветные осадки.

Пласты этого комплекса индексируются БС, БВ, БУ, СД, НП, БП и БН. Преобладающие типы залежей — пластовые, сводовые и пластовые литологически экранированные.

Готерив-аптский продуктивный комплекс формировался в обстановке дальнейшего развития регрессии бассейна. Мощность его достигает 550 м и уменьшается на западе до нескольких десятков метров. Зона развития сплошных глинистых осадков приурочена к относительно небольшой территории. Доля морских осадков убывает от Фроловской области во всех направлениях. При этом вследствие наиболее отчетливого проявления в это время климатической зональности на юге плиты накопи-

вались преимущественно красноцветные осадки, в центральных районах — зеленоцветные, на севере — сероцветные.

Указанные фациальные обстановки обусловили преобладание в разрезе невыдержанных линзовидных песчано-алевритовых и глинистых пластов, что вызвало преимущественное распространение пластово-массивного типа залежей. В зоне, прилегающей к Фроловской области, существовали условия для формирования залежей пластового типа. Продуктивные пласты комплекса индексируются знаками АС, АВ, АУ, ТП и т. д.

Апт-сеноманский продуктивный комплекс на большей части провинции представлен единой толщей преимущественно алеврито-песчаных пород с редкими и невыдержанными прослоями глин, что создает условия для формирования в его верхней части крупных массивных залежей. Общая мощность комплекса 500—1200 м.

На западе плиты в средней части комплекса залегает существенно глинистая морская толща, служащая экраном для нижней алеврито-песчаной части комплекса, к которой приурочены нефтяные и газоконденсатные залежи во Фроловской области и на Ямале. Отдельные пласты имеют индексы соответственно ПК и ТП.

Турон-сантонский продуктивный комплекс представляет собой нижнюю часть мощной верхнемеловой толщи преимущественно глинистого состава, играющую роль региональной покрывки для нижезалегającego комплекса. Однако в ряде районов среди глинистых отложений появляются алеврито-песчаные пласты и пачки (алевритовая в туроне Тазовского района, песчано-алевритовая в коньяк-сантоне Александровского и в других более южных районах), с которыми связаны промышленные скопления газа. Общая мощность комплекса 100—150 м.

Кампан-датский, палеоцен-нижеолигоценый и среднеолигоцен-четвертичный комплексы в качестве перспективных нефтегазовосных выделены предположительно. До сих пор в них промышленных скоплений нефти и газа не обнаружено, однако сочетание преимущественно глинистых (кампан-датских, нижнепалеоценовых, эоценовых и нижеолигоценых) и алеврито-песчаных (верхнепалеоценовых, среднеолигоцен-четвертичных, а местами и маастрихт-датских) образований создает возможности для формирования здесь нефти и газа за счет миграции их из залегающих ниже отложений.

В этой провинции находятся такие широко известные месторождения, как Самотлорское, Ямбургское, Уренгойское, Заполярное, Медвежье, Бованенковское, Мамонтовское, Усть-Балыкское, Федоровское, Советско-Соснинское, Ватинское, Мегионское, Северо-Покурское и др. Эти месторождения нефти и газа связаны в основном с внутренними наиболее погруженными частями Западно-Сибирской плиты. Они приурочены к хорошо выраженным по различным горизонтам осадочного чехла локальным поднятиям, а иногда валам и куполовидным поднятиям. Указанные структуры, как правило, выделяются в пределах крупных тектонических элементов — сводов, мегавалов, хотя имеются и исключения. В частности, такие месторождения, как Ямбургское, Заполярное, Бованенковское и Уренгойское, связаны с отдельными структурами,

соответственно, Ямбургским, Заполярным и Бованенковским куполовидными поднятиями и Уренгойским мегавалом. Такое месторождение, как Медвежье, связано со структурой более крупного порядка — Медвежьим мегавалом.

Подавляющая часть месторождений приурочена к локальным поднятиям, часто объединяющимся по основному продуктивному горизонту. В частности, такие месторождения, как Мамонтовское, Усть-Бальжское, Федоровское, Западно-Сургутское и др., приурочены к Сургутскому своду, а месторождения Самотлорское, Ватинское, Мегионское, Советско-Соснинское и др. связаны с другой крупной положительной структурой центральной части провинции — Нижневартовским сводом.

Нефтегазогеологическое районирование

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в пределах суши выделено 10 нефтегазоносных областей: Южно-Ямальская, Гыданская, Надым-Пурская, Пур-Тазовская, Приуральская, Фроловская, Среднеобская, Каймысовская, Васюганская и Пайдугинская (табл. 14).

Южно-Ямальская нефтегазоносная область расположена в крайней северо-западной части Западно-Сибирской плиты. К ней относятся Нурминский мегавал и два вала (Новопортовский и Сабьяхинский). В области открыто семь месторождений, в том числе Бованенковское, Арктическое, Среднеямальское, Новопортовское и другие, входящие в состав Нурминского нефтегазоносного района.

Прогнозная оценка области почти поровну распределяется между юрскими и неокомскими отложениями. Изученность области бурением еще крайне низкая. Предполагается, что существенное количество месторождений нефти будет выявлено на северо-восточном склоне Нурминского мегавала.

Основными продуктивными комплексами являются апт-сеноманский, валанжин-готеривский, готерив-аптский и юрский.

Апт-сеноманский продуктивный комплекс преимущественно газоносный. Открытие новых залежей предположительно газонефтяных ожидается в основном в структурных ловушках.

Неокомские продуктивные комплексы (валанжин-готеривский и готерив-аптский) вскрыты лишь на отдельных площадях. Разведанные запасы нефти и газа этих комплексов составляют 86% от запасов рассматриваемой области. В северо-восточной части области предполагаются залежи, приуроченные к ловушкам структурного типа. На юго-западе области, в зоне, примыкающей к обрамлению, возможно обнаружение литологических и структурно-литологических залежей.

Юрский комплекс преимущественно нефтеносный. Этот комплекс вскрыт единичными скважинами и по нему еще не подготовлено запасов промышленных категорий.

Нурминский нефтегазоносный район включает одноименный мегавал, а также Новопортовский и Сабьяхинский валы. По прогнозной оценке район относится к I категории, а по плотности разведанных запасов — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов около 0,1.

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Южно-Ямальская НГО	93	Нурминский мегавал, южная часть Байдарацкого прогиба
а. Нурминский НГР	62	Нурминский мегавал
Б. Гыданская ГО	160	Северо-Ямальский и Напалковский мегавалы, Среднеямальский и Юрибейский своды
а. Ямбургский ГР	29	Ямбургское и Среднетазовское куполовидные поднятия
В. Надым-Пурская ГНО	100	Медвежий и Уренгойский мегавалы, Северный свод
а. Надымский ГР	23	Медвежий мегавал
б. Уренгойский ГНР	31	Уренгойский мегавал
в. Губкинский ГНР	46	Северный свод
Г. Пур-Тазовская ГНО	160	Часельский мегавал, Красноселькупский выступ, Пурский прогиб
а. Тазовский ГНР	64	Северная часть Часельского мегавала
Д. Приуральская НГО	100	Шамский мегавал и др.
а. Березовский ГР	24	Моноклираль
б. Шаймский НГР	37	Шамский мегавал
Е. Фроловская НГО	240	Ярудейский мегавал, Красноленинский свод, Надымская впадина
а. Красноленинский НГР	17	Красноленинский свод
Ж. Среднеобская НГО	173	Сургутский и Нижнеуртовский своды
а. Салымский НР	18	Салымское, Верхнесалымское и другие куполовидные поднятия
б. Южно-Сургутский НГР	92	Сургутский свод
в. Вартовский НР	63	Нижнеуртовский свод
З. Каймысовская НГО	130	Верхнедемянский мегавал, Каймысовский и Межковский своды
а. Каймысовский НР	20	Каймысовский свод
б. Межковский НГР	50	Межковский свод
И. Васюганская НГО	70	Александровский, Средневасюганский и Пудинский мегавалы
а. Вахский НГР	14	Северная часть Александровского мегавала
б. Васюганский ГНР	20	Средневасюганский мегавал
в. Пудинский ГНР	15	Пудинский мегавал
К. Пайдугинская ГНО	160	Парабельский и Пыль-Караминский мегавалы
а. Спельгинский ГНР	36	Парабельский мегавал

Максимальная мощность осадочного (орто-плагиформного) чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
6	Неокомский, апт-сеноманский	Юрский, неокомский
6	То же	То же
9	Апт-сеноманский, неокомский	»
8	То же	»
8	Апт-сеноманский	Неокомский, юрский
7	То же	Юрский, неокомский
8	»	Неокомский, юрский
6	»	Апт-сеноманский, неокомский, юрский
9	»	Неокомский, юрский, апт-сеноманский
9	»	То же
2	Юрский	Юрский
2	»	»
2	»	»
8	»	Юрский, неокомский
3	»	То же
4,5	Неокомский	Неокомский, юрский
4	Юрский, неокомский	Юрский, неокомский
4,5	Неокомский	Неокомский, юрский
4,5	»	То же
3,5	Юрский	Юрский
3,5	»	»
3	»	Юрский, палеозойский
3	»	Юрский
3	Юрский, неокомский	То же
3	Юрский	»
3	»	»
3	»	Юрский, палеозойский
3	»	То же

К перспективным землям относится западная часть области. В ее пределах не установлено крупных положительных структурных форм. Запасы нефти могут быть приурочены или к небольшим поднятиям, осложняющим моноклиналь, или к зонам выклинивания мезозойских отложений. По прогнозной оценке, приходящейся в основном на юрский комплекс (75%), эти земли отнесены к IV категории. Поисково-разведочные работы на этой территории не проводились.

Гыданская газоносная область расположена в северной части Западно-Сибирской плиты. В тектоническом отношении она охватывает Северо-Ямальский и Напалковский мегавалы, Среднеямальский и Юрибейский своды, а также семь валов и куполовидных поднятий. В области открыто пять газовых месторождений в сеноманских отложениях, в том числе и Ямбургское, расположенное в одноименном газоносном районе.

Прогнозная оценка юрских отложений области почти в 2 раза выше, чем меловых. Разведанных запасов нефти не подготовлено, а запасы газа сосредоточены на юге области в Ямбургском районе. В настоящее время область изучена чрезвычайно слабо — разбурено всего четыре структуры.

Основными продуктивными комплексами являются апт-сеноманский, валанжин-готеривский, готерив-аптский и юрский.

Апт-сеноманский комплекс преимущественно газоносный. Разведанные запасы газа в этом комплексе составляют 85% от запасов области. Ожидаются залежи газа в основном в структурных ловушках. Предполагается, что основные запасы нефти сосредоточены в маломощных нефтяных оторочках.

Неокомские продуктивные комплексы (валанжин-готеривский и готерив-аптский) вскрыты лишь на отдельных площадях, поэтому разведанные запасы нефти здесь не выявлены, а запасы газа составляют 15% от запасов газа в области. Ожидается, что запасы нефти в основном сосредоточены в газонефтяных залежах в нефтяных оторочках.

Юрский нефтегазоносный комплекс предполагается преимущественно нефтеносным. Комплекс еще совершенно не изучен бурением.

Ямбургский газоносный район охватывает Среднетазовское и Ямбургское куполовидные поднятия. По прогнозной оценке (75% — на юрские отложения и 25% — на неокомские), а также по плотности разведанных запасов этот район относится к I категории. Коэффициент разведанности запасов меньше 0,5.

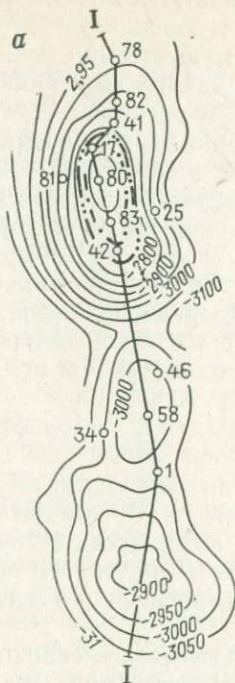
Основная часть Гыданской газоносной области по прогнозной оценке относится к I категории. На большей части этих земель поисковые работы еще не проводились.

Надым-Пурская газонефтеносная область занимает центральную часть Западно-Сибирской плиты. Она охватывает крупные Медвежий и Уренгойский мегавалы, Северный свод и серию структур второго порядка. В области открыт ряд месторождений нефти и газа, в том числе Медвежье, Уренгойское (рис. 32), Губкинское, Вынгапуровское и др.

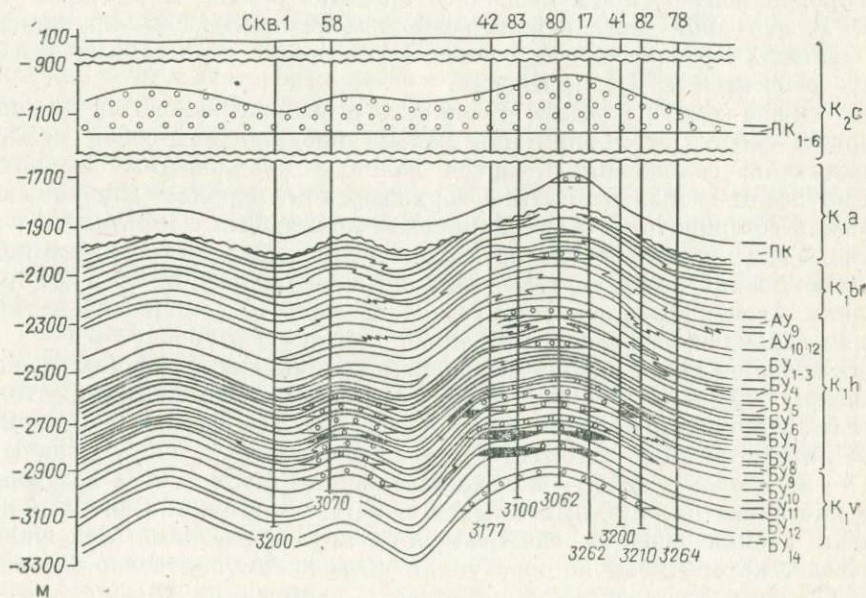
РИС. 32

УРЕНГОЙСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО В. Т. СЛЕЩО-
ВУ, М. Н. ВЛАСОВОЙ, 1974 г.):

а — структурная карта по кровле продуктив-
ного пласта БУ₁₁ валанжинского яруса; б —
геологический профиль по линии I—I



б



М

Основными продуктивными комплексами являются апт-сеноманский, берриас-валанжинский, валанжин-готеривский и юрский.

Апт-сеноманский комплекс содержит преимущественно газ, причем почти все запасы сосредоточены в кровле (в сеномане) и составляют около 98% запасов области. В берриас-валанжинском и валанжин-готеривском комплексах прогнозируются нефть и газ. По прогнозной оценке около 50% нефти связано с чисто нефтяными залежами, а остальные — с нефтяными оторочками. Основными перспективами нефтегазоносности характеризуются склоны крупных тектонических элементов и погруженные участки. Юрские нефтегазоносные комплексы перспективны преимущественно на нефть. Бурением изучена только верхняя часть комплекса и не освещено около 2,0 км перспективной части юрского разреза. Учитывая изменчивость литологического состава юрских отложений, следует ожидать, что около 30% запасов нефти будет приходиться на коллекторы невысокого качества.

В области выделены Уренгойский и Губкинский газонефтеносные и Надымский газоносный районы.

Уренгойский район приурочен к одноименному мегавалу, на котором выявлено несколько довольно крупных структур. Юрские отложения в пределах района не вскрыты, а в остальных комплексах (основной — апт-сеноманский) открыты залежи углеводородов. По плотности разведанных запасов и прогнозной оценке этот район относится к I категории. Коэффициент разведанности запасов около 0,5.

Надымский район приурочен к Медвежьему мегавалу, осложненному локальными структурами и куполовидными поднятиями. Разведаны только газовые залежи. Запасы газа в сеномане составляют 90%. Основные продуктивные пласты неокома в пределах района замещаются глинами. В восточной части района возможны литологически экранированные залежи. По прогнозной оценке и плотности разведанных запасов район относится к III категории.

В северо-западной части Губкинского района находится крупный Северный свод. Восточная часть района представляет собой пологую моноклиналь, осложненную серией валов и куполовидных поднятий. Залежи нефти и газа открыты в верхнеюрском, берриас-валанжинском, валанжин-готеривском и апт-сеноманском комплексах. Нефтяные и газонефтяные залежи приурочены преимущественно к верхней юре и неокому. Апт-сеноманский комплекс (98% запасов) продуктивен на всех месторождениях и содержит в основном газ. На Северо-Комсомольском месторождении сеноманская залежь газа имеет нефтяную оторочку.

В западной части района неокомские продуктивные песчаные пласты замещаются глинами, а в восточной части они хорошо развиты, что создает благоприятные условия для образования юго-восточнее Северного свода литологических залежей. По прогнозной оценке (25% — на юру, 33% — на неоком и 42% — на сеноман) район относится к II категории, а по плотности разведанных запасов — к III категории. Основная прогнозная оценка неокома связывается с литологическими ловушками, к разведке которых еще не приступили. Юра преимущественно нефтеносная, неоком-нефтегазоносный, сеноман — газоносный. Возможные за-

пасы нефти в сеноманских оторочках составляют около 7% запасов апта-сеномана.

Пур-Тазовская газонефтеносная область находится на северо-востоке Западно-Сибирской плиты. В ее пределах расположен Часельский мегавал, Красноселькупский крупный выступ, Пурский прогиб и ряд структур II порядка.

Продуктивными комплексами являются апт-сеноманский, берриас-валанжинский, валанжин-готеривский и юрский.

Основной комплекс — апт-сеноманский, преимущественно газоносный, начальные разведанные запасы газа составляют 90% запасов области. Следует отметить недостаточную изученность этого комплекса: поисково-разведочные работы проводились лишь на семи структурах. Прогнозная оценка комплекса связывается преимущественно со структурными ловушками в отложениях с хорошими коллекторскими свойствами. Нефть предполагается в виде оторочек или в залежах с газовой шапкой.

Продуктивные комплексы неокома содержат около 10% разведанных запасов газа области. Они вскрыты в области лишь на четырех структурах. Перспективы газоносности связываются в основном со структурными ловушками. Доля чисто нефтяных залежей составляет около 40%, остальные запасы нефти ожидаются в газонефтяных залежах.

Юрский нефтегазоносный комплекс вскрыт единичными скважинами и по нему еще не подготовлены запасы промышленных категорий.

Тазовский газонефтеносный район включает северную часть Часельского мегавала и несколько куполовидных поднятий. По прогнозной оценке район относится к II категории, по плотности разведанных запасов — к I категории. Коэффициент разведанности запасов меньше 0,5. Газовые и нефтегазовые залежи открыты в сеноманских и валанжинских отложениях. На Часельском мегавале в сеномане обнаружены газовые залежи, из них две с нефтяными оторочками. В нижележащих отложениях залежи углеводородов пока не выявлены, хотя на расположенном вблизи Заполярном месторождении в неокоме обнаружены газо-конденсатнефтяные залежи.

Для рассматриваемого района характерны увеличение песчанистости в готерив-барремской части разреза и хорошая выдержанность коллекторов в валанжине, что позволяет прогнозировать в этой части разреза залежи в основном структурного типа или структурного с тектоническим экранированием.

Юрские отложения бурением охарактеризованы слабо.

Перспективные территории на востоке Пур-Тазовской газонефтеносной области охватывают Среднетазовскую впадину и Красноселькупский выступ. Они включают три крупных валоподобных поднятия: Сидоровское, Сузунское и Тогульское. По плотности прогнозной оценки территория относится к III категории. Прогнозная оценка связывается в основном с юрским комплексом и низами неокома. Для этой территории характерно увеличение песчанистости значительной части неокомского разреза.

Юго-западная перспективная часть области включает южную половину Часельского мегавала, Верхнетолькинское куполовидное поднятие,

Харампурский и Верхнеколикъеганский валы. По прогнозной оценке эта территория относится к II категории. В связи с увеличением песчаности значительной части неокомского разреза большинство покрышек над резервуарами в готеривских отложениях ненадежны.

Приуральская нефтегазоносная область расположена в западной части Западно-Сибирской плиты. В ее пределах выделяются Шаимский мегавал, девять валов, пять куполовидных поднятий и два структурных носа.

Основной продуктивный комплекс юрский. Незначительные перспективы связываются с отложениями мела.

Рассматриваемая область включает Березовский газоносный и Шаимский нефтегазоносный районы.

Березовский газоносный район охватывает Малососьвинский, Ханлазинский, Игримский, Чуэльский, Алясовский, Тегинский, Айвортюганский валы и Шухтунгортское куполовидное поднятие. По прогнозной оценке район относится к IV категории, а по плотности текущих разведанных запасов газа — к V категории.

Шаимский нефтегазоносный район охватывает одноименный мегавал, Эсский и Иусский валы, Арангурское, Тугровское и Верхнекондинское куполовидные поднятия и характеризуется теми же категориями разведанных запасов и прогнозной оценке, что и Березовский район.

Южная перспективная часть области включает Андриюшинское куполовидное поднятие, Большетапский и Леушинский структурные носы и по прогнозной оценке, связанной с юрским комплексом, относится к IV категории.

Фроловская нефтегазоносная область расположена в центральной части Западно-Сибирской плиты, непосредственно восточнее Приуральской области. В ее пределах находятся Ярудейский мегавал, Красноленинский свод и серия валов, куполовидных поднятий и структурных носов.

Основной продуктивный комплекс области юрский. На отдельных участках перспективных также готерив-аптский и апт-сеноманский продуктивные комплексы.

Юрский комплекс преимущественно нефтеносный и в нем подготовлены все разведанные запасы нефти области.

Неокомские комплексы продуктивны на территории области не повсеместно. Так, наличие резервуаров в готерив-барремских отложениях предполагается лишь в северной и крайней западной частях области. В аптских отложениях они, возможно, отсутствуют в северо-восточной части области, а в западной находятся на небольших глубинах в неблагоприятных термобарических условиях. В рассматриваемых отложениях открыты две небольшие залежи. Вследствие того что коллекторские свойства неокомских отложений, как правило, низкие, ожидается, что значительная часть месторождений будут малодобитными. Предполагается, что запасы нефти сосредоточены в нефтяных оторочках.

В области выделяется один Красноленинский нефтегазоносный район, охватывающий одноименный крупный по площади, но слабокон-

трастный свод. По прогнозной оценке район относится к IV категории, а по плотности разведанных запасов — к VI категории.

Северо-восточная перспективная территория области включает Ярудейский мегавал, Средненадымское куполовидное поднятие и значительную часть Надымской впадины. В южной ее части непосредственно восточнее Красноленинского нефтегазозносного района установлены четыре куполовидных поднятия: Унлорское, Средненадымское, Верхнелялинское и Зенковское. Основные продуктивные комплексы здесь аптский, готерив-барремский и нижне-среднеюрский. По прогнозной оценке территория соответствует III категории.

На северо-западе области перспективны Амнинский, Мозямский и Нергинский валы, Куноватский и Перегребинский структурные носы и Октябрьское куполовидное поднятие. По прогнозной оценке эта территория относится к IV категории. В результате разбуривания здесь 22 площадей открыты три месторождения, при этом установлена частая неподтверждаемость сейсмических построений. Основные продуктивные горизонты в юре и неокоме, вероятно, преимущественно нефтеносные.

Южнее Красноленинского района находится перспективная территория Ханты-Мансийской впадины. В ее пределах расположены Болчарский вал, Южно-Кондинский структурный нос, Харвутинское, Тевризское и Полевое куполовидное поднятия, а также Усть-Шаимский вал. По плотности прогнозной оценки эта территория отнесена к IV категории. Основная прогнозная оценка связывается с отложениями неокома.

Среднеобская нефтегазозносная область расположена в центральной части Западно-Сибирской плиты. Она включает два крупных свода — Сургутский и Нижневартовский и серию поднятий второго порядка. Эта область наиболее разведанная в Западной Сибири. В области находятся такие месторождения, как Лянторское, Федоровское, Салымское, Правдинское, Усть-Балыкское, Мамонтовское, Северо-Покурское, Мегионское, Ватинское, Самотлорское (рис. 33) и др.

Основные ресурсы приурочены к валанжин-готеривскому, готерив-аптскому и юрскому продуктивным комплексам.

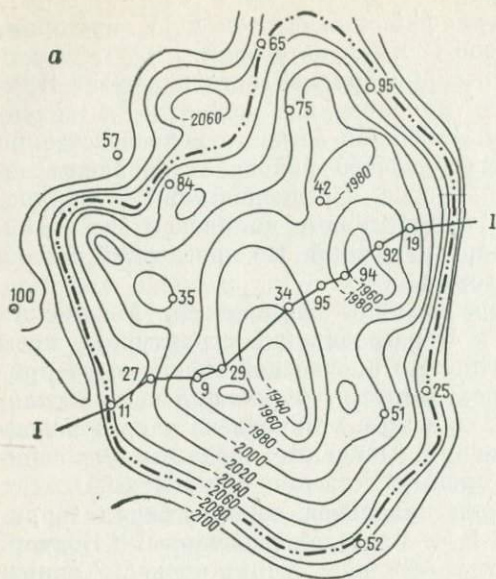
В неокомских продуктивных комплексах (валанжин-готеривский и готерив-аптский) сосредоточено 92% разведанных запасов области. Коэффициент разведанности запасов более 0,5. Ожидается, что оставшиеся запасы сосредоточены в структурных и структурно-литологических залежах, в отложениях с удовлетворительными и хорошими коллекторскими свойствами. Неокомские отложения включают серию нефтегазозносных резервуаров (групп гидродинамически связанных между собой пластов) субмеридионального простирания. Границы глинизации этих резервуаров тяготеют к западной части области, а границы раскрытых покрышек над ними — к восточной части. В зоне, примыкающей к линии глинизации резервуаров, открыт ряд структурно-литологических залежей. Предполагается открытие еще большого числа залежей этого типа.

Продуктивный юрский комплекс (нижне-среднеюрские и верхнеюрские отложения) преимущественно нефтеносный. Юрские отложения по сравнению с неокомскими еще слабо изучены — разведанные запасы

РИС. 33

САМОТЛОРСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО Л. Ю. АРГЕНТОВСКОМУ, М. М. БИНШТОКУ, Т. М. ОНИЩУКУ, 1974 г.);

а — структурная карта по кровле продуктивного пласта БВ₈ валанжинского яруса; б — геологический профиль по линии I—I



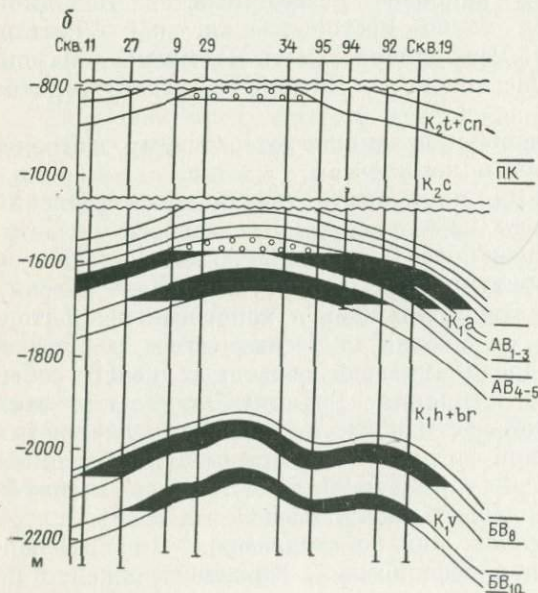
нефти здесь составляют только 20% от их потенциальных ресурсов.

В Среднеобской области выделяются Южно-Сургутский нефтегазоносный, Салымский и Вартовский нефтеносные районы.

Южно-Сургутский нефтегазоносный район включает свод и несколько крупных поднятий. По прогнозной оценке и плотности разведанных запасов район относится к II категории. Коэффициент разведанности запасов больше 0,5.

В валанжин-готеривских и готерив-аптских отложениях района происходит глинизация и выклинивание основных резервуаров. Поэтому данная территория перспективна для обнаружения литологически экранированных залежей.

Вартовский нефтеносный район включает Нижневартовский свод и несколько крупных структур. По плотности разведанных запасов район относится к I категории, а по прогнозной оценке к II категории. Коэффициент разведанности запасов превышает 0,5. Плотность потен-



циальных ресурсов нефти в неокомских отложениях более чем в 5 раз выше, чем в юре.

В нижней части разреза неокома отмечаются выклинивание и глинизация резервуаров. Здесь уже открыты (Повховское, Покачевское и др.) и прогнозируется открытие литологически экранированных залежей. В то же время над некоторыми резервуарами в верхней части неокома раскрываются покрывки, что значительно увеличивает объем нефтесборных пород в центральной части Нижневартовского свода. Основным перспективным комплексом в районе являются неокомские отложения в его северной части и еще слабо изученные юрские отложения.

Салымский нефтеносный район охватывает три куполовидных поднятия: Верхнешаппинское, Салымское и Верхнесалымское. По плотности разведанных запасов район относится к IV категории, а по прогнозной оценке — к II категории. Коэффициент разведанности запасов около 0,3.

В рассматриваемом районе отмечается существенная глинизация нижней части разреза неокома. Поэтому нефтеносность связана в основном с юрскими и готерив-аптскими отложениями. Основным резервом для поиска новых скоплений нефти являются отложения баженовской свиты юры.

Каймысовская нефтегазоносная область расположена в южной части Западно-Сибирской плиты и охватывает Верхнедемьянский мегавал, Каймысовский и Межовский своды, Нюрольскую и часть Юганской впадин и целую серию отдельных крупных поднятий.

Основные продуктивные горизонты приурочены к отложениям нижней части неокома (берриас — готерив) и юры. Все разведанные запасы нефти сосредоточены в юрских отложениях. Продуктивные горизонты в неокомских отложениях преимущественно нефтеносные. На территорию Каймысовской области с севера из соседней Среднеобской области протягиваются небольшие перспективные зоны нескольких продуктивных резервуаров. Разведанные запасы нефти и газа в этих отложениях отсутствуют. Нефтепромышленные притоки получены на двух площадях. Предполагается, что выявляемые запасы в основном приурочены к структурно литологическим, преимущественно нефтяным залежам. Продуктивные горизонты в юрском комплексе также преимущественно нефтеносные. Коллекторские свойства ниже-среднеюрских пород примерно одинаковые (удовлетворительные) по всей площади, а верхнеюрских улучшаются в восточной части области.

В пределах области выделены Каймысовский нефтеносный и Межовский нефтегазоносный районы, в которых открыто небольшое количество нефтяных месторождений.

Каймысовский нефтеносный район включает одноименный свод. По плотности разведанных запасов он относится к VI категории, а по прогнозной оценке — к III категории.

Межовский нефтегазоносный район охватывает ряд крупных тектонических элементов: Межовский свод, Таволгинский вал, Олимпийское, Завьяловское и Лавровское куполовидные поднятия. По плотности

разведанных запасов район относится также к VI категории, а по прогнозной оценке — к IV категории. Предполагается, что основная часть запасов нефти будет обнаружена в юрских отложениях.

Северо-западные перспективные земли области включают Верхнедемьянский мегавал и Игольское куполовидное поднятие. По прогнозной оценке они отнесены к III категории. Предполагается, что ресурсы нефти примерно поровну распределены между юрскими и неокомскими отложениями.

Васюганская нефтегазоносная область расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. В пределах этой области находятся Александровский, Средневасюганский и Пудинский мегавалы, три вала и четыре куполовидных поднятия. В этой области находятся такие месторождения, как Вахское, Мыльджанское, Лугинецкое и др.

Основные продуктивные горизонты приурочены к юрским отложениям. Перспективен также апт-сеноманский комплекс. Продуктивные горизонты в неокоме приурочены к его нижней части. Прогнозная оценка связывается в основном с ловушками структурного типа и лишь частично со структурно-литологическими. Потенциальные ресурсы нефти в этих горизонтах составляют 26% от общих по области.

Юрский комплекс преимущественно нефтеносный. Доля потенциальных ресурсов этого горизонта от ресурсов области составляет: по нефти — 74%, по газу — 57%.

В области выделяются Вахский нефтегазоносный, Васюганский и Пудинский газонефтеносные районы.

Вахский нефтегазоносный район включает Александровский мегавал, Мурасовский вал, Окуневское и Эмторское куполовидные поднятия. По плотности разведанных запасов он относится к V категории, по прогнозной оценке — к III категории. Залежи приурочены преимущественно к юрским отложениям; в меловых открыто многопластовое Северное месторождение, существенно осложненное дизъюнктивными нарушениями.

Открытие новых месторождений связывается в основном с северной частью района, где перспективны отложения юры и нижней части неокома.

Васюганский газонефтеносный район охватывает Средневасюганский мегавал, Фестивальный и Межозерный валы, Черемшанское и Трассовое куполовидное поднятия. По плотности разведанных запасов район относится к V категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Нефтяные залежи тяготеют к западной части района, а газовые — к восточной. Здесь по фактическим открытиям и прогнозу основные ресурсы нефти приурочены к нефтяным оторочкам. Открытие новых залежей предполагается в литологически и тектонически экранированных ловушках и частично в структурных ловушках небольшого размера.

Пудинский газонефтеносный район включает одноименный мегавал. По плотности разведанных запасов относится к V категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Здесь отложения юры представляют

собой единый сообщающийся комплекс, как и в восточной части Васюганского района. Основные ресурсы нефти находятся в нефтяных оторочках (Лугинецкое месторождение) и на склонах крупных положительных структур. Новые залежи предполагаются в основном в литологически и тектонически экранированных ловушках. При этом на наиболее приподнятых участках ожидаются газовые залежи, на менее приподнятых — газовые с нефтяными оторочками, а на погруженных — чисто нефтяные залежи.

Пайдугинская газонефтеносная область расположена на крайнем юго-востоке Западно-Сибирской плиты. В ее пределах находятся Парабельский и Пыль-Караминский мегавалы, Владимирский свод и ряд структур II порядка. Пайдугинская область — одна из самых бедных углеводородными ресурсами в Западной Сибири. Большую часть запасов нефти (64%) предполагается обнаружить в юрских отложениях. Неокомские отложения на этой территории сильно опесчанены и могут обладать хорошими коллекторскими свойствами.

В юго-западной части области расположен Сильгинский газонефтеносный район, а остальная территория области относится к перспективным землям.

Сильгинский газонефтеносный район включает Парабельский мегавал, Соболиный вал, Луговое и Минасовское куполовидные поднятия. По плотности разведанных запасов район относится к VI категории, а по прогнозной оценке — к III категории.

В пределах перспективной территории выделены Пыль-Караминский мегавал, Владимирский свод, Восточно-Пайдугинская впадина, Касский прогиб, Южно-Каралькинский вал и Верхнетазовское куполовидное поднятие. Этот район слабо изучен бурением. По прогнозной оценке северо-западная часть этой территории относится к III категории, а юго-восточная — к IV категории.

В Западно-Сибирской провинции в целом запасы нефти и газа как по нефтегазоносным комплексам, так и по областям и районам распределены неравномерно.

По разрезу основная прогнозная оценка нефти и конденсата связывается с неокомскими и частично аптскими отложениями, а газа — с апт-сеноманскими отложениями Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской и Южно-Ямальской областей.

По каждому нефтегазоносному комплексу плотность потенциальных ресурсов нефти и газа увеличивается от окраин к центру и на север провинции. В целом по всему платформенному чехлу сохраняется общая тенденция увеличения суммарной плотности запасов нефти и газа от окраин к центру и на север.

Земли с преобладанием потенциальных ресурсов нефти и конденсата тяготеют к районам Среднеобской и частично Приуральской, Фроловской, Каймысовской и Гыданской нефтегазоносных областей.

Территории с высоким удельным значением запасов газа располагаются на окраинах провинции и в отдельных районах северных газонефтеносных областей.

Основные направления поисково-разведочных работ

Первоочередным объектом поисков месторождений нефти являются районы Среднего Приобья, а в их пределах — структурные залежи севера Сургутского нефтеносного района, залежи неантиклинального типа по всей Среднеобской области и залежи нефти в битуминозных глинах баженовской свиты.

Вторым объектом поисков месторождений нефти являются районы Гыданской газоносной, Надым-Пурской и Пур-Тазовской газонефтеносных областей, и в их пределах — залежи в неокомских отложениях на локальных поднятиях, приуроченных к погруженным зонам этой территории. В Гыданской газоносной области интерес представляют юрские и берриас-валанжинские отложения в пределах зон различной тектонической активности.

Главным объектом поисков газовых месторождений являются районы северных газонефтеносных областей с залежами в отложениях сеномана и неокома.

В течение 1976—1980 гг. должны быть реализованы научно-производственные программы поисковых работ и подготовки запасов нефти и газа в глинистых отложениях баженовской свиты верхней юры и ловушках неантиклинального типа.

Изучение зон выклинивания и литологического замещения продуктивных пластов неокома и верхней юры приобретает особое значение. Поиски таких зон существенно увеличивают перспективы нефтегазоносности не только в слабоизученных районах, но и в пределах территорий с уже развитой добывающей промышленностью.

В Западной Сибири в настоящее время известны залежи нефти в ловушках, образованных выклиниванием или литологическим замещением продуктивных горизонтов (большинство юрских залежей Шаимского района, залежь пласта БС₁₀ Южно-Сургутской площади и др.). Основная залежь нефти Салымского месторождения связана с аномальной текстурной зоной битуминозных глин.

Поиски и разведка залежей в ловушках неантиклинального типа или на структурах, расположенных вблизи региональной зоны замещения продуктивных коллекторов в неокомских и верхнеюрских отложениях, являются основным резервом прироста разведанных запасов нефти Среднеобской нефтегазоносной области.

Амударьинская газонефтеносная провинция

Амударьинская газонефтеносная провинция занимает обширные пространства Центральной и Восточной Туркмении и Западного Узбекистана. Общая площадь ее превышает 360 тыс. км².

На северо-востоке она окаймляется горными сооружениями Кызылкумского края, на северо-западе в ее пределы входит Центральнo-Кара-

кумский свод, на юго-западе она ограничена системой разломов, отделяющих Предкопетдагский краевой прогиб от Копетдагского мегантиклинория. На юге в пределы провинции условно включена Кушкинская зона поднятий, на крайнем юго-востоке граница проходит по северо-западному склону мегантиклинали Юго-Западного Гиссара (рис. 34).

Изученность

Первые сведения о геологическом строении некоторых районов Амударьинской газонефтеносной провинции относятся к концу прошлого и началу текущего века.

Геологические исследования с целью изучения перспектив нефтегазоносности были начаты в 1929 г. в Яккабаг-Гузарском районе степной части Бухарской области и в Питнякском районе. С 1935 по 1952 г. поисковые работы в Бухарской области были значительно расширены. С 1936 г. в ряде районов начали применять структурное и поисковое бурение в небольшом объеме, а также геофизические методы поисков. Поисками в основном были охвачены Газлинское, Каганское, Питнякское и Денгизкульское поднятия. Основными видами геофизических исследований были гравиметрия и магнитная съемка.

Поисковое бурение в незначительных объемах проводилось на ряде площадей (Караиз, Пролетарабад, Мамаджургаты — 1936—1942 гг.; Сеталантепе — 1952 г.; Кунгуртау — 1941—1942 гг.; Кассантау — 1947—1952 гг.; Урта-Кишлак — 1950 г.). В процессе бурения на Караизской и Пролетарабадской структурах отмечены непромышленные притоки нефти и газа из юрских и нижнемеловых отложений.

С 1953 г., после открытия первого в провинции газового месторождения Сеталантепе и получения интенсивных газопроявлений из структурных скважин на площадях Ташкудук и Газли, началось широкое развитие поисково-разведочных работ, и в том числе геофизических, на площадях Бухарской области. С 1955 г. во все возрастающих объемах применяется сейсморазведка.

Особенно широкое проведение региональных и детальных геолого-поисковых и разведочных работ по единому плану на всей территории провинции началось с 1957 г. после открытия Газлинского газового месторождения. Эти комплексные работы и систематическое научное обобщение их результатов позволили выявить основные черты геологического строения обширных пространств, занятых пустынями Каракумы и Кызылкум, и определить наиболее перспективные районы для концентрации поисково-разведочных работ.

Планомерное развитие геологоразведочных работ в провинции позволило в короткие сроки открыть ряд месторождений (в основном газовых) в различных тектонических зонах (Чарджоуская ступень, Мары-Серахская зона поднятий и Хивинский прогиб, Центрально-Каракумский свод и др.).

Существенную роль в повышении эффективности поисков залежей газа сыграли теоретические разработки, позволившие установить развитие

рифогенных ловушек в подсолевых карбонатных отложениях Чарджоуской ступени (1969—1970 гг.). На базе этих исследований удалось существенно улучшить методику поисков и разведки месторождений Уртабулак, Денгизкуль, Хаузак и др.

В настоящее время Амударьинская провинция — газодобывающая база, обеспечивающая промышленные районы Урала и Центра европейской части страны. Для их снабжения построены магистральные

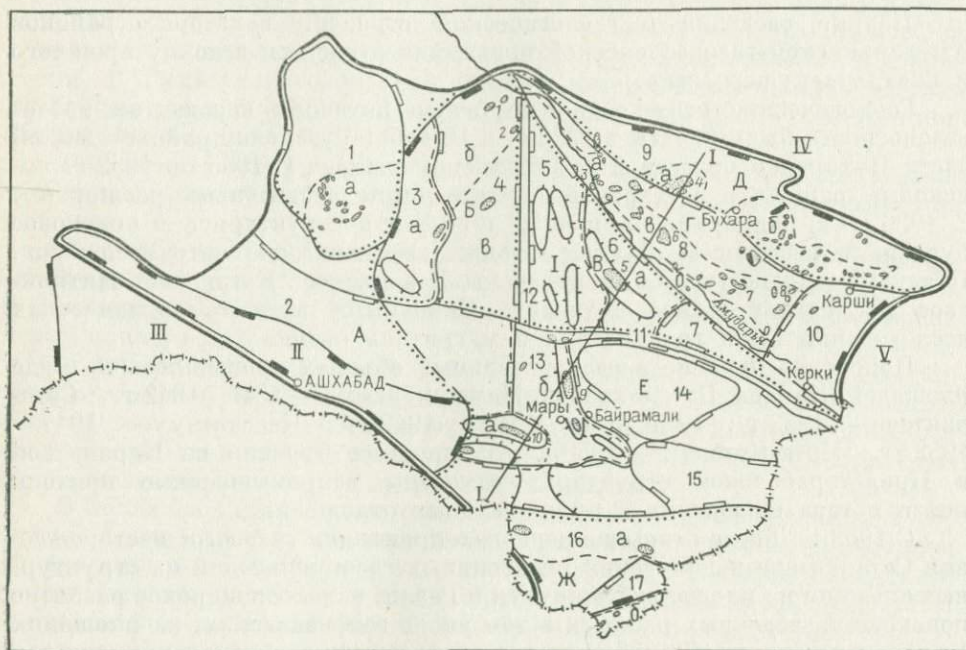


РИС. 34

АМУДАРЬИНСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Амударьинская синеклиза, II — Предкопетдагский краевой прогиб; III — Копетдагский мегантиклинорий, IV — Кызылкумский кряж, V — мегантиклиналь Юго-Западного Гиссара.

Крупные тектонические элементы: 1 — Центрально-Каракумский свод, 2 — Бахардовский склон, 3 — Беурдешикская ступень, 4 — Хивинский прогиб, 5 — Зунгузский прогиб, 6 — Малайско-Багаджинская седловина, 7 — Карабекаульский прогиб, 8 — Чарджоуская ступень, 9 — Бухарская ступень, 10 — Бешкентский прогиб, 11 — Репетек-Келифская антиклинальная зона, 12 — Восточно-Унгузская зона поднятий, 13 — Мары-Серахская зона поднятий, 14 — Учаджинский свод, 15 — Северо-Карабильский прогиб, 16 — Бадхыз-Карабильская зона поднятий, 17 — Калаиморский прогиб.

Нефтегазогеологическое районирование: а — Центрально-Каракумский самостоятельный газоносный район; А — Предкопетдагская перспективная нефтегазоносная область; Б — Беурдешик-Хивинская газоносная область; а — Беурдешикский, б — Наипский, в — Кирпичлинский газоносные районы; В — Заунгузская газоносная область; а — Багаджинский газоносный район; Г — Чарджоуская газонептеносная область; а — Гугуртлинский газоносный, б — Приамударьинский газоносный, в — Денгизкульский газонептеносный районы; Д — Бухарская газонептеносная область; а — Газлинский газоносный, б — Кагано-Мубарекский газонептеносный районы; Е — Мургабская газоносная область; а — Шатлыкский, б — Байрамалийский газоносные районы; Ж — Бадхыз-Карабильская газоносная область; а — Карабильский, б — Кушкинский газоносные районы.

Месторождения: 1 — Ачакское, 2 — Наипское, 3 — Гугуртлинское, 4 — Газляинское, 5 — Багаджинское, 6 — Кандымское, 7 — Уртабулакское, 8 — Зевардинское, 9 — Байрамалийское, 10 — Шатлыкское

газопроводы: Бухара — Урал и разветвленная сеть газопроводов Средней Азия — Центр.

Открытие и планомерный ввод в разработку газовых месторождений обеспечил непрерывный рост добычи газа, которая в 1975 г. достигла 87 млрд. м³. За весь период разработки добыто 517 млрд. м³ газа.

Изученность провинции глубоким бурением весьма неравномерна. Средняя плотность глубокого бурения составляет 8 м/км². Для различных тектонических зон она изменяется в широких пределах. Так, на Чарджоуской ступени средняя плотность бурения составляет 39 м/км², причем на Денгизкульском валу, расположенном на этой ступени, плотность 97 м/км². Наиболее низкой плотностью бурения характеризуются Предкопетдагский краевой прогиб и Бахардокский склон (1,2 м/км² и 3,1 м/км²), где пробурены отдельные параметрические скважины.

За весь период изучения Амударьинской провинции объем бурения составил около 3000 тыс. м.

Тектоническое районирование

Амударьинская газонефтеносная провинция занимает юго-восточную часть Туранской плиты и примыкающий к ней на юго-западе Предкопетдагский краевой прогиб.

В пределах рассматриваемой части Туранской плиты наиболее крупным тектоническим элементом является Амударьинская синеклиза. В провинцию, кроме того, включены Центрально-Каракумский свод и Бахардокский склон.

Амударьинская синеклиза занимает площадь около 270 тыс. км². Ее северная, восточная и южная границы совпадают с границами провинции. Западная граница проводится по предполагаемой линии выклинивания солей кимеридж-титона (гаурдакская свита), определяющей контуры солеродного бассейна. В крайней юго-западной части синеклизы сочленяется с юго-восточным замыканием Предкопетдагского краевого прогиба.

Складчатый фундамент, перекрытый мощным чехлом мезозойско-кайнозойских образований, залегает в наиболее погруженной части синеклизы (Северо-Карабильский прогиб) на глубинах 14—15 км. Палеозойский (допермский) фундамент вскрыт бурением в ряде пунктов Бухарской ступени и на Центрально-Каракумском своде. Он представлен изверженными породами девонского и каменноугольного возраста.

Пермо-триасовые отложения, представленные вулканогенно-осадочными образованиями, слагают самостоятельный комплекс пород. Платформенный чехол сложен терригенными породами ранне-среднеюрского, карбонатными — келловей-оксфордского, соленосными — кимеридж-титонского и терригенными — мелового возраста, а также карбонатными — верхнесенонскими и палеогеновыми (бухарские слои) и терригенными кайнозойскими отложениями.

Строение Амударьинской синеклизы характеризуется ступенчатым погружением ее бортовых частей (рис. 35). Центральная часть синеклизы

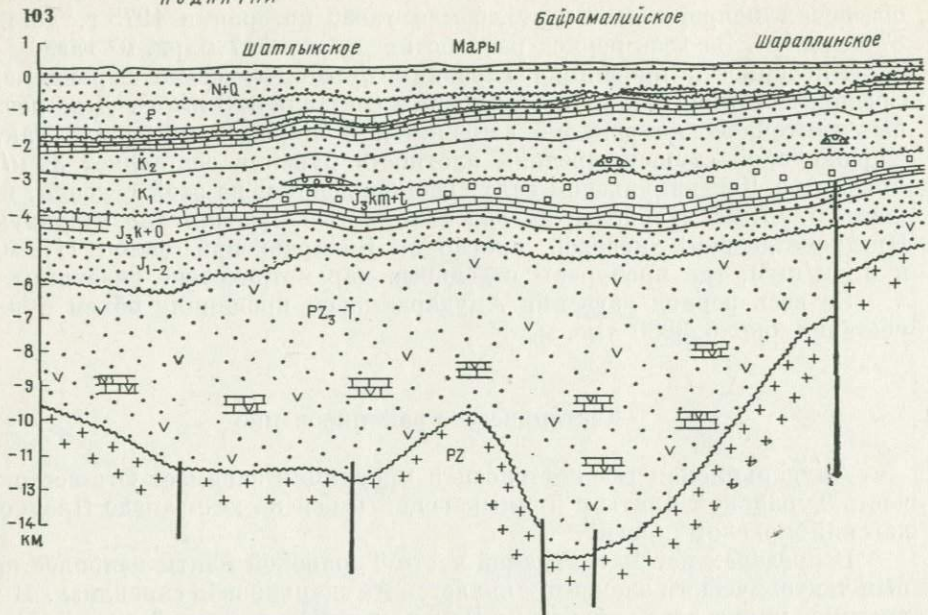
МАРЫ-СЕРАХСКАЯ ЗОНА
ПОДНЯТИЙ

РИС. 35

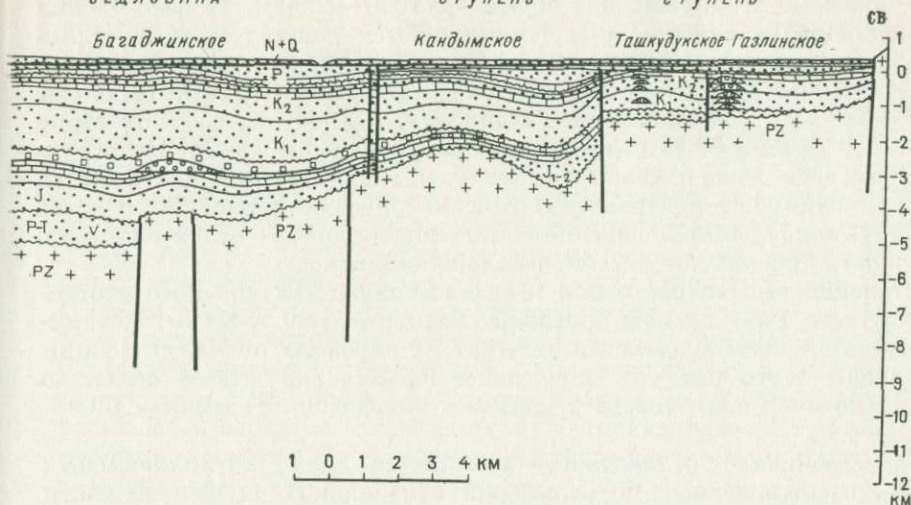
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ АМУДАРЬИНСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ I—I (ПО К. Н. КРАВЧЕНКО, И. Н. ПОЛКАНОВОЙ)

осложнена рядом впадин, выступов и валов, ограниченных разломами в фундаменте, многие из которых проникают в осадочный чехол. На формирование синеклизы в доолигоценое, олигоценое и особенно в неоген-четвертичное время наложила отпечаток активизация тектонических движений в смежных орогенических областях. Эти движения привели к активному формированию локальных структур, оживлению движений по разломам древнего заложения и образованию новых локальных разрывных нарушений в верхних частях осадочного чехла.

Для Амударьинской синеклизы, как и для Туранской плиты, в целом, установлено унаследованное развитие основных тектонических элементов платформенного чехла.

В краевых частях Амударьинской синеклизы выделены Бухарская, Чарджоуская и Беурдешикская ступени, Бадхыз-Карабильская зона поднятий и Бешкентский прогиб, а во внутренней части — Хивинский и Заунгузский прогибы, Удаджинский свод, Северо-Карабильский прогиб и Мары-Серахская зона поднятий (см. рис. 34).

Бухарская ступень расположена к югу от поднятий Кызылкумского кряжа, с которыми она сочленяется по системе региональных разломов,

МАЛАЙСКО-БАГАДЖИНСКАЯ
СЕДЛОВИНАЧАРДЖОУСКАЯ
СТУПЕНЬБУХАРСКАЯ
СТУПЕНЬ

протягиваясь с северо-запада на юго-восток на 500 км при ширине 50—80 км [16]. Юго-западная граница проводится также по региональному разлому, который отделяет Бухарскую ступень от Чарджоуской.

Поверхность палеозойского (допермского) фундамента в пределах ступени находится на глубинах от 950 (Мешекли) до 2000—2200 м (Янгиказганский и Мубарекский выступы).

На Бухарской ступени отчетливо выделяются крупные выступы фундамента (Мешеклинский, Янгиказганский, Газлинский, Каганский и Мубарекский) и разделяющие их прогибы — Яркендский, Тузкойский, Рометанский и Ямбашинский.

Мешеклинский выступ приурочен к северо-западному окончанию Бухарской ступени. Он протягивается вдоль Амударьи на 60 км. В пределах выступа фундамент залегает на глубинах 950—1200 м. В осадочном чехле выделяются локальные поднятия — Мешеклинское, Ичкеджарское и Учиджакское — с более крутыми южными крыльями. Углы падения пород на их погружениях 5—6°. Своды структур глубоко эродированы. Размер структур не превышает 15 × 7 км, амплитуда порядка 150 м.

Янгиказганский выступ выделяется к юго-востоку от Мешеклинского. Палеозойский фундамент здесь залегает на глубинах 1800—2100 м. Выступ вытянут в северо-западном направлении на 70 км при ширине 50 км. В осадочном чехле выделяются локальные структуры Янгиказганская, Даутепинская и Лаккенская, простирающиеся субширотно. Наиболее крупная из них Янгиказганская имеет размер 30 × 16 км и высоту 150—200 км. Структуры асимметричного строения, углы падения пород на крыльях не превышают 2—3°.

Газлинский выступ расположен к юго-востоку от Янгиказганского и отделяется от него Тузкойским прогибом. Размер его 100×60 км. Палеозойский фундамент в его центральной части залегает на глубинах 1100—1400 м, а в окружающих прогибах 1800—2000 м. В мезозойских отложениях на Газлинском выступе выделяются Ташкудукская, Газлинская, Тахаякырская, Каракырская, Кухнагумбасская, Муллахолская, Курбаналийская и Атбакорская антиклинальные структуры. Наиболее крупные из них Ташкудукская и Газлинская. Размеры их соответственно равны 36×20 км и 44×14 км, амплитуда 250—270 м. Остальные структуры имеют небольшие размеры и амплитуды. Газлинская и Ташкудукская структуры занимают центральную гипсометрически приподнятую часть выступа. В наиболее приподнятой части выступа юрские отложения либо отсутствуют, либо имеют весьма небольшую мощность.

Каганский выступ находится к юго-востоку от Газлинского и отделяется от него Рометанским прогибом. Размер его 60×60 км. Поверхность палеозойского фундамента залегает на глубинах от 700 до 1800 м. Центральная часть выступа опущена и представляет собой широкую мульду, в которой поверхность фундамента находится на глубинах 1600—1800 м.

В мезозойских отложениях выделяется ряд антиклинальных структур, расположенных по периферии центральной опущенной части выступа. Структуры имеют различные простирания (от широтного до меридионального) и асимметричное строение. Амплитуды складок составляют приблизительно 80—120 м. В пределах локальных структур широко развиты (в большинстве случаев на крутых крыльях) дизъюнктивные нарушения. Амплитуды разрывов колеблются от нескольких десятков метров до 240 м (Сеталантепе), а иногда и больше. Геологическая история формирования Каганского выступа во многом сходна с историей Газлинского выступа, но в отличие от последнего тектоническая активность проявлялась здесь более интенсивно, о чем свидетельствуют характер локальных структур, большая амплитуда разломов и сильная эродированность сводов.

Мубарекский выступ расположен к востоку от Каганского. Он имеет северо-восточное простирание. Размер его 100×60 км. В осадочном чехле выделено 20 локальных антиклинальных структур, наиболее крупные из них — Южно-Мубарекская и Северо-Мубарекская с размерами 25×6 —8 км. Углы падения пород на крыльях складок не превышают 2 — 3° . Складки асимметричные, с относительно крутыми южными крыльями.

На Мубарекском выступе развиты дизъюнктивные нарушения, амплитуды которых достигают 100—150 м. Палеозойский фундамент залегает на глубинах 1500—2150 м.

Чарджоуская ступень расположена к югу от Бухарской и протягивается в северо-западном направлении (от Бешкентского прогиба на востоке до Питнякского поднятия на северо-западе) на 500 км при ширине от 40 до 125 км. Границами Чарджоуской ступени на юго-западе и северо-востоке являются крупные региональные разломы, проходящие вдоль Амударьи и южного склона Бухарской ступени.

Поверхность фундамента на Чарджоуской ступени залегает на глубинах 2800—4000 м. Характерной особенностью разреза осадочного чехла является присутствие соленосной толщи кимериджа — титона, мощность которой более 600 м. В северо-восточном направлении она закономерно уменьшается до полного выклинивания толщи.

На Чарджоуской ступени установлены выступы фундамента, отражающиеся в осадочном чехле — Испанлы-Чандырский, Чарджоуский, Кабаклинский и Гугуртлинский, а также Денгизкульский и Султансанджарский валы.

Наиболее крупный из них — Денгизкульский вал. Его размер 110×30 км. В пределах вала выделяются Самантепинская, Денгизкульская, Уртабулакская, Зевардинская и другие локальные поднятия. Все они имеют значительные размеры $20\text{--}25 \times 12\text{--}15$ км и высоту $150\text{--}250$ м, четко выражены в разрезе осадочного чехла, а также по фундаменту. Углы падения пород на погружениях складок варьируют от 2 до 7° . Структуры имеют субширотное, северо-западное и северо-восточное простирания. Восточное окончание Денгизкульского вала посредством небольшого перегиба сочленяется с Сундуклинским выступом. Мощность меловых отложений в пределах выступа меняется от 1400 до 1600 м, а юрских от 1300 до 1600 м.

На Испанлы-Чандырском выступе палеозойский фундамент залегает на глубинах $3000\text{--}3100$ м. Выступ протягивается в северо-западном направлении на $60\text{--}70$ км, ширина его $15\text{--}25$ км. В его пределах выделяется Кемачи-Зекринское поднятие, осложненное тремя структурами — Испанлинской, Зекринской и Кемачинской. Наиболее крупная из них — Зекринская, размер ее 15×12 км, высота 100 м.

Чарджоуской выступ имеет протяженность порядка 70 км. Поверхность палеозойского фундамента здесь залегает на глубинах $2,6\text{--}2,8$ км. В его пределах выявлены Аккумское, Кандымское, Алатское, Фарабское и другие локальные поднятия.

К северо-западу от Чарджоуского выступа расположено Кабаклинское поднятие размером $25\text{--}30 \times 15\text{--}20$ км. Севернее выделяется Гугуртлинский выступ, протягивающийся в запад-северо-западном направлении. Размер его 60×25 км, глубина до поверхности фундамента 3000 м. Здесь выявлены локальные структуры — Кульбешкак, Учкыр, Даяхатын и др.

Султансанджарский вал расположен в северо-западной части Чарджоуской ступени. Он протягивается в северо-западном направлении на 100 км, ширина его $20\text{--}25$ км. В пределах вала выделяется ряд сложно построенных складок — Тюямуюнская, Султансанджарская и Кошабулакская.

Резкое увеличение мощности юрских отложений в пределах Султансанджарской структуры по сравнению с величинами ее на Мешеклинской структуре, наличие дизъюнктивных нарушений, фиксируемых по меловым отложениям, а также соотношение глубин залегания поверхности палеозойского фундамента позволяют предположить наличие между этими структурами разлома, представляющего собой часть регионального разлома на границе Бухарской и Чарджоуской ступеней.

Между Чарджоуским выступом и Кабаклинским поднятием на юго-западе и Газлинским выступом на северо-западе выделяется Каракульский прогиб. Он представляет собой крупную синклиналичную структуру, вытянутую в северо-западном направлении. Северный борт его более крутой. Фундамент в пределах наиболее прогнутой части прогиба между Газлинским и Чарджоуским выступами залегает на глубинах 4000—4500 м.

К западу от Чарджоуской ступени выделяется крупная отрицательная структура субширотного простирания — Заунгузский прогиб. На западе он ограничен приразломным Восточно-Унгузским валом, на юго-востоке — Малайско-Багаджинской седловиной, на юге — Репетекско-Келифской антиклинальной зоной. В этих пределах длина его составляет 250 км, ширина 50—100 км. В осадочном чехле прогиба выявлены Мергенская, Кусеюрская и другие структуры.

Далее на запад от Восточно-Унгузского вала находится Хивинский прогиб широтного простирания. С запада он ограничен Беурдешикской ступенью, а на юге региональным разломом, являющимся продолжением Репетекско-Келифской антиклинальной зоны. Размер прогиба 300×100 км. По геофизическим данным фундамент его в доюрское время был осложнен крупным грабеном, выполненным мощной толщей (более 3 км) пермо-триасовых отложений. Глубина залегания палеозойского фундамента в нем порядка 8—10 км.

Восточно-Унгузский вал, разделяющий Хивинский и Заунгузский прогибы, представляет собой цепочку узких и протяженных антиклинальных складок (Гагаринская, Южно-Унгузская и Северо-Чешминская) большой амплитуды. Вал имеет асимметричное строение с более крутым восточным крылом

На северо-западном борту Амударьинской синеклизы расположена Беурдешикская ступень, сочленяющаяся на востоке с Хивинским прогибом, а на западе — с Центральным-Каракумским сводом. Размер ступени 200×20 —50 км. Мощность платформенного чехла около 3 км. В осадочном чехле ступени выявлена Беурдешикская антиклинальная складка размером $14,5 \times 10$ км.

Мары-Серахская зона поднятий находится южнее Заунгузского прогиба и отделена от него региональным Репетекским разломом. Западным ее ограничением является Хорезм-Еланский разлом, восточным — Байрамалийский вал. Подошва юрских отложений в пределах зоны залегает на глубинах 5—6 км. В южной части зоны выделяются два крупных вала (Шатлыкский и Тедженский) субмеридионального простирания. Их западные периклинали сочленяются с восточным замыканием Предкопетдагского краевого прогиба.

Байрамалийский вал отчетливо выделяется по всем стратиграфическим горизонтам осадочного чехла как ливейная структура субмеридионального простирания. Размер вала 120×20 —25 км, амплитуда в северной части порядка 400 м, а в южной 200 м. Вал имеет асимметричное строение (западное крыло более крутое). В пределах вала установлены Майская, Байрамалийская и Северо-Байрамалийская антиклинальные складки.

К востоку от Байрамалийского вала и к югу от Репетекского разлома выделяется крупный Учаджинский свод, который на юге сочленяется с Северо-Карабильским прогибом. Глубины до поверхности складчатого фундамента в наиболее приподнятой его части, примыкающей к Репетекскому разлому, составляют 7 км и увеличиваются к югу до 9 км.

Антиклинальные складки, объединенные в два крупных вала (Учаджинский и Кулачский) широтного простирания, выявлены в северной части Учаджинского свода. Для них характерно общее погружение горизонтов осадочного чехла в южном направлении.

Северо-Карабильский прогиб расположен в депрессионной зоне широтного простирания, разделяющей два крупных положительных тектонических элемента — Учаджинский свод и Бадхыз-Карабильскую зону поднятий. Глубина залегания подошвы юрских отложений здесь 6—7 км. Длина его 100—120 км, ширина 35—50 км. Восточным его продолжением является Даулетабадский прогиб.

Бадхыз-Карабильская зона поднятий по данным геолого-геофизических исследований состоит из системы приподнятых блоков фундамента. Здесь выделяются Бадхызский выступ и Карабильская ступень, разделенные Тахтабазарской перемычкой. Доюрские отложения в пределах зоны залегают на глубинах 800—3000 м, погружаясь в северном направлении.

Центрально-Каракумский свод находится в северо-западной части провинции и примыкает к западному борту Амударьинской синеклизы. Свод представляет собой крупное поднятие, несколько вытянутое в северо-западном направлении. Размер его 250 × 150 км. Палеозойский фундамент в центральной части свода залегает на глубинах 1600—2200 м, а на склонах погружается до 3000—3500 м.

В пределах свода и его склонов выявлено большое количество нарушений различной амплитуды и протяженности. В центральной части выделяется крупное Зеагли-Дарвазинское куполовидное поднятие, объединяющее серию небольших по размеру антиклинальных структур.

К югу от Центрально-Каракумского свода выделен моноклиальный Бахардокский склон. По своей тектонической природе он представляет собой окраинную зону платформы, которая на юге сочленяется с Предкопетдагским краевым прогибом. В пределах Бахардокского склона отмечается общее погружение поверхности фундамента и горизонтов осадочного чехла на юг в сторону Предкопетдагского краевого прогиба. Причем глубины залегания фундамента изменяются от 3 до 5 км, а кровли мела — от 0,9 до 2 км.

Предкопетдагский краевой прогиб находится между Бахардокским склоном и Копетдагским мегантиклинорием. Он вытянут в северо-западном направлении на 550 км при ширине 25—60 км. По геофизическим данным глубина залегания подошвы юрских отложений в наиболее погруженных частях прогиба достигает 6—7 км. Предкопетдагский краевой прогиб разделен Кызыларватским платформенным выступом на две депрессии — Ашхабадскую и Казанджикскую.

Нефтегазоносность

Амударьинская газонефтеносная провинция характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности. В разрезе осадочного чехла выделяется четыре основных продуктивных комплекса.

Нижне-среднеюрский комплекс наиболее слабо изучен. Он вскрыт некоторыми скважинами в бортовых частях Амударьинской синеклизы (Бухарская, Чарджоуская и Беурдешикская ступени). Газонефтеносность комплекса установлена на некоторых месторождениях Кагано-Мубарекского района (Сеталантепе, Юлдузкак, Шурчи, Акджар, Северный Мубарек), а в последнее время на месторождении Беурдешик (Беурдешикская ступень). Комплекс сложен терригенными отложениями — чередованием глин, песчаников, алевролитов и реже аргиллитов. Региональное изменение мощности его не изучено, во вскрытых разрезах она колеблется в пределах 100—400 м.

Верхнеюрский продуктивный комплекс регионально распространен на территории провинции. В его разрезе установлены в основном газовые залежи на месторождениях Бухарской, Чарджоуской и Беурдешикской ступеней, Заунгузского и Хивинского прогибов. Скопления нефти установлены на месторождениях Кагано-Мубарекского района в виде оторочек или небольших залежей.

На значительной части территории комплекс сложен карбонатными отложениями келловей-оксфордского возраста мощностью до 500 м и более. Региональной покрывкой служит соленосная толща кимеридж-титонского возраста, а в зонах ее отсутствия — глинистые и ангидритовые породы того же возраста.

Важным фактором, установленным в процессе разведки месторождений верхнеюрского комплекса, является выделение в нем рифовых фаций, позволивших выявить новый тип резервуаров большой емкости, с которыми связаны высокодебитные залежи газа. Верхнеюрский продуктивный комплекс — один из основных. К нему приурочена значительная часть разведанных и прогнозных запасов газа провинции.

Нижнемеловой (неоком-аптский) комплекс — также один из основных в Амударьинской провинции. Он имеет региональное распространение. Газонефтеносность его установлена на подавляющем большинстве месторождений Бухарской и Беурдешикской ступеней, Карабиль-Бадхызской зоны поднятий, Хивинского прогиба, а также Центрально-Каракумского свода. Комплекс представлен, как правило, чередованием песчаников, глин и алевролитов, встречаются прослой известняков. Региональной покрывкой служит глинистая толща верхнеаптско-альбского возраста.

Литологический состав комплекса не повсеместно однороден, чем и можно объяснить разное количество нефтегазоносных горизонтов в разрезе. Так, в Мургабской газоносной области, где верхняя часть разреза (аптские отложения) представлена глинами, установлен один газоносный горизонт, приуроченный к песчаникам неокома (Шатлык, Байрамали и другие месторождения). На Бухарской ступени в разрезе комплекса выделяются три газонефтеносных горизонта (XIV, XIII, XII).

Нижне-верхнемеловой (альб-сеноманский) продуктивный комплекс имеет широкое распространение. Газоносность его выявлена лишь на отдельных месторождениях Бухарской (Газли, Сеталантепе, Акджар) и Беурдешикской ступеней и Хивинского прогиба (Ачак, Наип), а также на Зеагли-Дарвазинской группе месторождений Центрально-Каракумского свода. Альб-сеноманский продуктивный комплекс представлен переслаиванием песчаников и алевролитов с глинами. Покрышкой для залежей газа служит, как правило, толща туронских глин.

Небольшие залежи газа установлены в сеноанских и туронских отложениях (Газли, Зеагли-Дарвазинская группа). В отложениях палеогена (бухарские слои) небольшие залежи газа обнаружены на Карабильском месторождении.

В зоне распространения соленосной толщи кимериджа — титона залежи газа в верхнеюрском карбонатном комплексе имеют региональное распространение и приурочены к кровле келловей-оксфордских известняков.

В осадках, перекрывающих соленосную толщу, залежи выявлены на более ограниченных площадях. Большинство исследователей объясняет этот факт высокими экранирующими способностями галогенных отложений и низкими генерирующими свойствами выпележащего мелового разреза. Некоторые геологи считают, что и в меловых отложениях были благоприятные условия для генерации углеводородов.

В зонах отсутствия соленосной толщи установлены многопластовые месторождения с широким стратиграфическим диапазоном газонефтеносности, охватывающим все перечисленные продуктивные комплексы.

В Мургабской газоносной области на всех месторождениях (Шатлык, Байрамали и др.) залежи газа установлены лишь в одном горизонте, приуроченном к песчаникам неокома, залегающем над мощной соленосной толщей кимериджа — титона.

Нефтегазогеологическое районирование

В пределах Амударьинской нефтегазоносной провинции выделено четыре газоносные и две газонефтеносные области, а в каждой из них — соответствующие районы. Кроме того, выделены один самостоятельный газоносный район и одна перспективная нефтегазоносная область (табл. 15).

Предкопетдагская перспективная нефтегазоносная область охватывает Бахардокский склон и Предкопетдагский краевой прогиб.

На Бахардокском склоне промышленных скоплений нефти и газа не установлено, однако отмечены нефтегазопроявления в процессе бурения на Сансызской, Модарской и Восточно-Ербентской площадях в отложениях юры и мела. Несмотря на проведенный значительный объем региональных и поисковых геофизических работ в пределах рассматриваемой территории не обнаружены локальные антиклинальные складки, перспективные для поисков залежей нефти и газа. Однако их наличие в нижних горизонтах мезозоя (юре и неокоме) вполне возможно. Обнаружение таких структур требует значительного усовершенствования комплекса геофизических и прежде всего сейсмических работ и их рационального комплек-

Нефтегазонасыщенные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Предкопетдагская ПНГО	55	Предкопетдагский краевой прогиб и Бахардокекий склон
Б. Беурдешик-Хивинская ГО	37	Хивинский прогиб и Беурдешикская ступень
а. Беурдешикский ГР	13	Беурдешикская ступень
б. Наипский ГР	10	Северная часть Хивинского прогиба
в. Кирпичлиевский ГР	14	Южная часть Хивинского прогиба
В. Заунгузская ГО	38	Заунгузский прогиб, Малайско-Багаджинская седловина, Карабекаульский прогиб
а. Багаджинский ГР	14	Малайско-Багаджинская седловина
Г. Чарджоуская ГНО	45	Чарджоуская ступень, Бешкентский прогиб
а. Гугуртлинский ГР	6	Гугуртли-Учкырский выступ
б. Приамударьинский ГР	3	Западная часть Чарджоуского выступа
в. Денгизкульский ГНР	9	Денгизкульский вал, Култакский выступ, восточная часть Чарджоуского выступа
Д. Бухарская ГНО	31	Бухарская ступень
а. Газлинский ГР	3	Газлинский выступ
б. Кагано-Мубарекский ГНР	6	Каганский и Мубарекский выступы
Е. Мургабская ГО	90	Мары-Серахская зона поднятий, Байрамалийский вал, Учаджинский свод, Северо-Карабильский прогиб
а. Шатлыкский ГР	5	Шатлыкский и Тедженский валы
б. Байрамалийский ГР	14	Байрамалийский, Иолотанский и Еланский валы
Ж. Бадхыз-Карабильская ГО	25	Бадхыз-Карабильская зона поднятий, Калайморский прогиб, Кушкинская зона поднятий
а. Карабильский ГР	14	Бадхыз-Карабильская зона поднятий
б. Кушкинский ГР	3	Кушкинская зона поднятий
Центрально-Каракумский самостоятельный ГР	9	Зеагли-Дарвазинское поднятие и его склоны

Максимальная мощность осадочного (орто-платформенного) чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
7	—	Юрский, меловой
4	Верхнеюрский, меловой	Верхнеюрский, меловой
3	То же	То же
3	»	»
4	Нижне-среднеюрский, верхнеюрский	Нижне-среднеюрский, верхнеюрский
5	Верхнеюрский	Верхнеюрский
4	»	»
5	Верхнеюрский, нижне-меловой	»
3	То же	—
4	Верхнеюрский	—
4	»	Верхнеюрский
2	Верхнеюрский, меловой	Верхнеюрский, меловой
2	Меловой	—
2	Верхнеюрский, меловой	Верхнеюрский, меловой
7	Нижнемеловой	Верхнеюрский, нижнемеловой
5	Нижнемеловой	То же
5	»	»
3	»	»
3	»	»
2	Верхнеюрский, меловой	—
2	Меловой	—

сирования с параметрическим бурением. Перспективы нефтегазоносности связываются также с поисками залежей в неструктурных ловушках и в первую очередь в зонах выклинивания юрских отложений.

Основная доля (70%) прогнозной оценки отнесена к юрским отложениям, 22% к меловым, остальная часть к пермо-триасовым. По прогнозной оценке территория Бахардокского склона отнесена к IV категории.

Территория Предкопепдагского прогиба изучена слабо, промышленных скоплений нефти и газа здесь не установлено. Незначительные газопроявления из палеогеновых отложений отмечались на площади Изгант, где в 1959 г. проводилось глубокое бурение.

По прогнозной оценке территория отнесена к III категории. В пределах глубин до 5 км ожидается 85%, от 5 до 7 км — 15% запасов.

Беурдешик-Хивинская газоносная область включает Хивинский прогиб и Беурдешикскую ступень. Здесь открыты газовые месторождения в трех газоносных районах Наипском, Кирпичлинском и Беурдешикском.

Наипский газоносный район находится в северной части Хивинского прогиба и является в настоящее время наиболее разведанным в области. Здесь открыт ряд газоконденсатных месторождений (Ачак, Северный Ачак, Наип, Северный Наип и Южный Наип). Месторождения характеризуются широким стратиграфическим диапазоном газоносности, охватывающем отложения верхнеюрские и нижнемеловые (включая аптский ярус). Месторождения многопластовые. В разрезе выделено 14 продуктивных горизонтов, с залежами пластового сводового типа. Коллекторами продуктивных горизонтов верхней юры служат известняки и доломиты, нижнего мела — песчаники и алевролиты. Преобладающая часть разведанных запасов газа (70%) сосредоточена в продуктивных горизонтах нижнего мела. Запасы конденсата составляют 2% всех разведанных запасов газа.

По плотности текущих разведанных запасов район отнесен к IV категории, по прогнозной оценке — также к IV категории. Коэффициент разведанности запасов района более 0,5.

Кирпичлинский газоносный район расположен в южной части Хивинского прогиба. Здесь пока открыто одно газовое месторождение (Кирпичли), приуроченное к одноименной антиклинальной складке. Газовая залежь установлена в карбонатных отложениях верхней юры.

По плотности текущих разведанных запасов район отнесен к IV категории, по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Беурдешикский газоносный район занимает одноименную ступень на северо-западном борту Амударьинской синеклизы. Территория его слабо разведана, здесь открыто одно многопластовое газовое месторождение (Беурдешик). Продуктивные горизонты установлены в нижне-среднеюрских карбонатно-терригенных и верхнеюрских карбонатных отложениях, а также в надсолевых терригенных породах неокома.

По плотности разведанных запасов район отнесен к V категории, по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Заунгузская газоносная область охватывает территорию Заунгузского прогиба, Малайско-Багаджинской седловины и Карабекаульского прогиба. Область изучена слабо и в настоящее время представляется возможным выделить в ней лишь один Багаджинский газоносный район.

Багаджинский газоносный район относится к Малайско-Багаджинской седловине. Здесь выявлено месторождение Багаджа, приуроченное к одноименной антиклинальной структуре. Залежь газа (по типу сводовая, массивная) обнаружена в подсолевых карбонатных отложениях верхней юры на глубине 3050 м.

По плотности текущих разведанных запасов район отнесен к VI категории, а по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Перспективы наращивания запасов района связаны с поисками залежей в подсолевых карбонатных отложениях верхней юры, главным образом рифового типа, а также в терригенных породах нижней — средней юры.

В рассматриваемой области перспективны территории Заунгузского и Карабекаульского прогибов. По прогнозной оценке они отнесены соответственно к III и IV категориям.

Чарджоуская газонефтяная область занимает территорию двух крупных тектонических элементов Амударьинской синеклизы — Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба.

Область включает три района.

Гугуртлинский газоносный район объединяет группу месторождений, приуроченных к Гугуртли-Учкырскому выступу. Диапазон [нефтегазоносности в двух месторождениях (Даяхатын, Кульбешкак) охватывает только верхнеюрские, а в остальных, кроме того, отложения ашта и альба. Все месторождения приурочены к антиклинальным складкам. Преобладающий тип залежей — пластовый сводовый. Коллекторами в юрских продуктивных горизонтах служат известняки, в меловых в основном песчаники.

По плотности текущих разведанных запасов район отнесен к V категории, по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов близок к единице.

Приамударьинский газоносный район протягивается узкой полосой вдоль восточного крыла Амударьинского регионального разлома. Для района характерно развитие мелких приразломных складок. Здесь выявлен ряд небольших однопластовых газовых месторождений (Фараб, Алат, Сакар, Киштуван и Метеджан), связанных со сложнопостроенными антиклинальными складками. Залежи приурочены к карбонатным отложениям верхней юры.

По плотности текущих разведанных запасов район отнесен к VI категории, а по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов более 0,5.

Денгизкульский газонефтеносный район занимает территорию одноименного вала, Култакского и восточной части Чарджоуского выступов. В районе сосредоточена подавляющая часть разведанных запасов углеводородов Чарджоуской газонефтеносной области. Все месторождения, за

исключением одного нефтяного (Северный Уртабулак), газовые и газоконденсатные. Разведанные запасы нефти и газа сосредоточены в подсольных карбонатных отложениях верхней юры, причем 82% из них приурочены к глубинам до 3 км, а остальные — к интервалу 3—5 км. Подавляющая часть залежей относится к массивному типу и связана с верхнеюрским карбонатным комплексом, где развиты рифогенные постройки.

Характерным является месторождение Уртабулак (рис. 36). С ловушками рифогенного типа связаны и основные перспективы района.

Газ многих залежей содержит повышенное количество сероводорода до 3—5% (Уртабулак, Денгизкуль, Самантепе и др.). В то же время на месторождениях Зеварды, Памук и других сероводород практически отсутствует или его содержание не превышает 0,3%. Сероводород является ценнейшим сырьем для получения серы, в то же время его присутствие

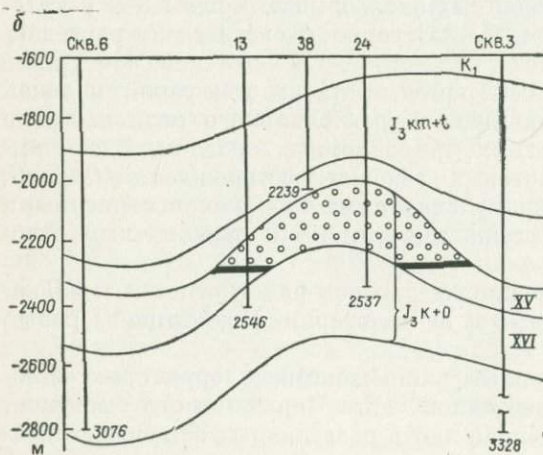
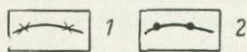
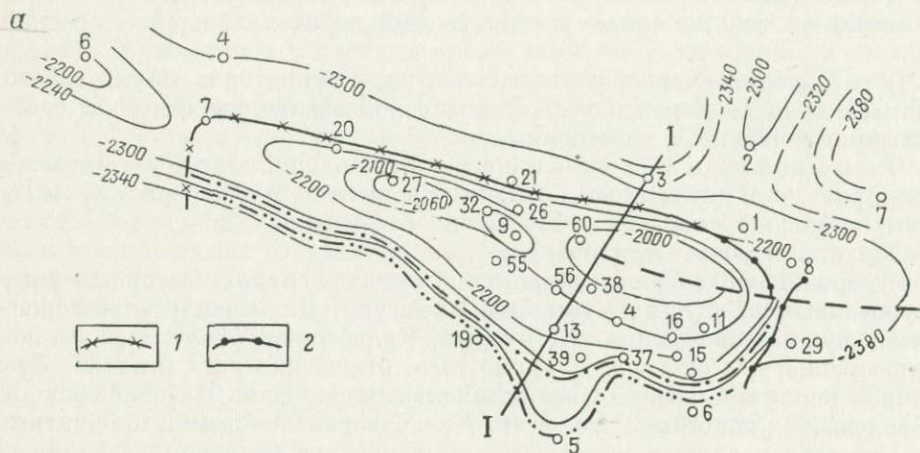


РИС. 36
УРТАБУЛАКСКАЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО С. А. ПАКУ, 1974 г.):

а — структурная карта по кровле XV продуктивного горизонта верхней юры: 1 — граница рифа по данным МОГТ, 2 — то же, по данным электроразведки; б — геологический профиль по линии I—I

в газе осложняет освоение месторождений. В связи с этим большое значение приобретает раздельное прогнозирование поисков залежей бессернистых и сероводородсодержащих газов.

Денгизкульский газонефтеносный район по плотности текущих разведанных запасов отнесен к III категории, по прогнозной оценке — к II категории. Коэффициент разведанности запасов района более 0,5.

На территории Чарджоуской газонефтеносной области выделены три участка, не входящие в пределы перечисленных газонефтеносных районов и существенно отличающиеся по степени перспективности.

Территория Султансанджарского вала в самой северной части области отнесена к малоперспективным землям на основании результатов поисково-разведочных работ. Участок, примыкающий с северо-запада к Денгизкульскому району, включает Испанлы-Чандырский выступ и Каракульский прогиб. В пределах Испанлы-Чандырского выступа открыто месторождение Кемачи-Зекры с забалансовыми запасами нефти и газа. По прогнозной оценке территория указанного участка отнесена к IV категории.

В крайней юго-восточной части Чарджоуской газонефтеносной области выделяется Бешкентский прогиб, обладающий перспективами для открытия залежей газа, а возможно, и нефти. Здесь в 1974 г. открыто газовое месторождение Шуртан. Залежь установлена в подсолевых юрских отложениях, представленных в рифовой фации. По прогнозной оценке территория Бешкентского прогиба отнесена к III категории.

Бухарская газонефтеносная область соответствует одноименной ступени, расположенной на восточном борту Амударьинской синеклизы. Выявленные месторождения, как правило, характеризуются широким диапазоном газонефтеносности, охватывающим юрские и меловые отложения.

Область включает Газлинский газоносный и Кагано-Мубарекский газонефтеносный районы.

Газлинский газоносный район приурочен к одноименному выступу. В его пределах выявлены два месторождения — Газлинское и Ташкудукское. Газлинское месторождение имеет широкий диапазон газоносности, охватывающий отложения нижнего и верхнего мела. В разрезе выделено восемь продуктивных горизонтов; в семи из них установлены только газовые залежи и лишь в одном, самом нижнем (неокомском — XIII) — газонефтяная залежь. Основные запасы газа приурочены к сеноманским (IX и X горизонты) и альбским (XII горизонт) отложениям. На месторождении Ташкудук обнаружена лишь одна небольшая по запасам газовая залежь в IX горизонте сеномана. Ограниченные запасы газа на Ташкудукском месторождении обусловлены отрицательным влиянием нарушений, осложняющих центральную часть складки и наблюдаемых на поверхности. Очевидно, они и были путями для миграции газа из продуктивных горизонтов в атмосферу. Газлинское месторождение приурочено к антиклинальной складке, содержащей пластовые сводовые залежи, коллекторами служат песчаники. Ташкудукская залежь сохранилась только в небольшой по площади зоне, примыкающей к нарушениям.

Газлинский район по плотности текущих разведанных запасов отнесен к I категории. Коэффициент разведанности запасов равен единице.

Кагано-Мубарекский газонефтеносный район занимает территорию Каганского и Мубарекского выступов Бухарской ступени. Все месторождения в районе многопластовые, характеризуются широким диапазоном нефтегазоносности, охватывающим средне- и верхнеюрские, нижнемеловые, а в отдельных случаях и верхнемеловые отложения. В разрезе месторождений выделяется до восьми горизонтов с преобладающим количеством газовых залежей. Нефть встречается, как правило, в виде оторочек. Установлены небольшие нефтяные залежи, приуроченные к продуктивному горизонту средней и верхней юры (месторождения Акджаар, Карабаир, Карактай). Коллекторами в меловых отложениях являются преимущественно песчаники, в юрских — карбонатно-терригенные и карбонатные породы. В районе преобладают залежи пластового сводового типа, имеют место и залежи массивного типа (риффы), с которыми, по-видимому, связаны дальнейшие перспективы территории.

По плотности текущих разведанных запасов углеводородов Кагано-Мубарекский район отнесен к V категории, по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов более 0,5.

Подлежащая часть территории Бухарской газонефтеносной области за пределами выделенных районов отнесена к малоперспективным землям. Она занимает почти всю северо-западную бортовую зону Бухарской ступени, граничащую со складчатыми сооружениями Кызылкумского кряжа. Здесь отмечаются закономерное уменьшение мощности осадочного чехла и выклинивание горизонтов меловых и юрских отложений и возможно обнаружение небольших залежей литологического и стратиграфического типов.

Крайняя юго-западная часть Бухарской нефтегазоносной области, соответствующая различным участкам Кашкадарьинского прогиба, по прогнозной оценке отнесена к III и IV категориям.

Мургабская газоносная область занимает обширную территорию, расположенную южнее Репетекского регионального разлома и включает следующие структурные элементы: Мары-Серахскую зону поднятий, Байрамалийский вал, Учаджинский свод и Северо-Карабильский прогиб.

В пределах области выделены два газоносных района: Шатлыкский и Байрамалийский.

Шатлыкский газоносный район находится в юго-западной части области и включает два крупных вала — Шатлыкский и Тедженский, к которым приурочены одноименные газовые месторождения. Месторождение Шатлык в 1970 г. введено в разработку и подключено к магистральному газопроводу Средняя Азия — Центр. Месторождение Теджен открыто в 1974 г. и находится в разведке. Залежи газа пластового сводового типа установлены в надсолевых песчаных отложениях неокомского возраста. Площадь Шатлыкского месторождения 1,5 тыс. км² (рис. 37).

По плотности разведанных запасов район отнесен к I категории, по прогнозной оценке — II категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Байрамалийский газоносный район соответствует Байрамалийскому валу и примыкающей к нему с запада основной части Мары-Серахской зоны поднятий. Здесь выявлено пять однопластовых газовых месторождений с залежами в песчаниках неокома. Залежи пластовые сводовые

По плотности разведанных запасов газа район отнесен к V категории, по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов района менее 0,5.

Большая часть территории Мургабской газоносной области отнесена к перспективным землям. Сюда относятся — Учаджинский свод, Северо-Карабильский и Северо-Бадхызский прогибы, а также юго-западная часть Амударьинской синеклизы, примыкающая к Бахардокскому склону. Вся эта территория слабо изучена, здесь выполнен лишь небольшой объем в основном региональных геофизических исследований. Перспективы ее связываются в первую очередь с подсолевыми верхнеюрскими карбонатными отложениями и надсолевыми терригенными осадками неокомского возраста. По прогнозной оценке перечисленные тектонические элементы рассматриваемой территории отнесены к III категории.

Бадхыз - Карабильская газоносная область объединяет одноименную зону поднятий, Калаиморский прогиб и Кушкинскую зону поднятий. Область включает Карабильский и Кушкинский газоносные районы.

Карабильский газоносный район охватывает территорию Бадхыз-Карабильской зоны поднятий, за исключением Бадхызского выступа и его склонов. Здесь в последние годы открыто два газовых месторождения (Карабильское и Даулетабадское). Основным продуктивным горизонтом являются песчаники неокома. На Карабильском месторождении, кроме того, получены притоки газа из карбонатно-терригенных отложений палеогена (бухарские слои). Залежи пластовые сводовые.

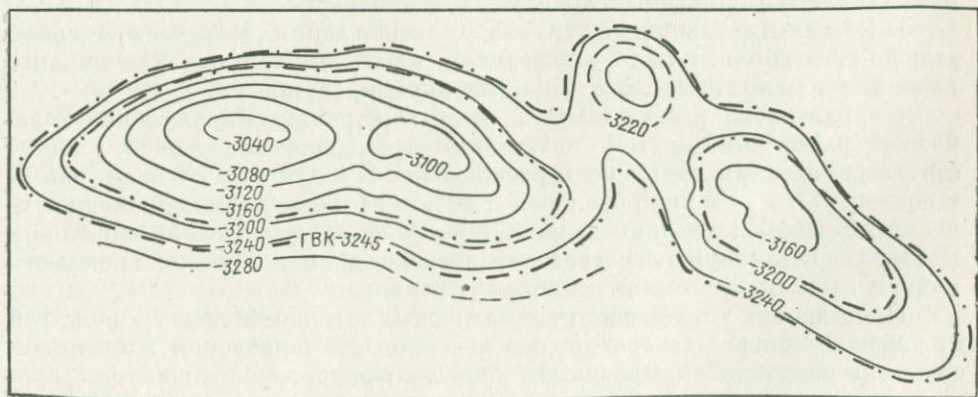


РИС. 37

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА ГОТЕРИВСКОГО ЯРУСА ШАТЛЫКСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПО ДАННЫМ ВНИГНИ)

По плотности разведанных запасов район отнесен к V категории, по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Кушкинский газоносный район занимает одноименную зону поднятий. Здесь выявлены два месторождения (Карачоп, Ислим), приуроченные к брахиантиклинальным складкам длиной 10—12 км и шириной 5—6 км. Газовые залежи выявлены в верхнеюрских, ниже- и верхнемеловых терригенных отложениях. Коллекторами служат песчаники. Залежи пластового сводового типа.

По плотности разведанных запасов район отнесен к V категории, по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов более 0,5.

К перспективным землям, не включенным в пределы газоносных районов, отнесен Калаиморский прогиб и юго-западная часть Бадхыз-Карабильской зоны поднятий. По прогнозной оценке они отнесены к IV категории.

Центрально-Каракумский самостоятельный газоносный район расположен в южной части одноименного свода и охватывает Зеагли-Дарвазинское поднятие и его склоны. В его пределах выявлена группа газовых месторождений, приуроченных к мелким поднятиям размерами 8—10 × 5—8 км и высотой 10—15 м. Всего выявлено 10 куполовидных складок, содержащих небольшие залежи газа, а иногда и конденсата. В разрезе установлено более 20 газоносных пластов в отложениях нижнего и верхнего мела. В крайней южной части Центрально-Каракумского свода газоносные пласты выявлены также и в верхнеюрских отложениях (Ююн, Южный Курук). Количество газоносных пластов на каждом куполе находится в прямой зависимости от литологических особенностей разреза. Пласты сложены глауконит-кварцевыми песками, глинистыми алевролитами и характеризуются значительной литологической изменчивостью по площади.

В Зеагли-Дарвазинской группе месторождений встречены газовые залежи трех типов: пластовые сводовые, пластовые тектонически экранированные и пластовые литологически экранированные.

По плотности разведанных запасов Центрально-Каракумский газоносный район отнесен к V категории. Промышленные запасы газа по стратиграфическим комплексам распределены следующим образом: 3% — в юрском, 77% — в нижнемеловом и 20% в верхнемеловом. Возможности дальнейшего наращивания запасов практически исчерпаны. Территория Центрально-Каракумского свода за пределами выделенного газоносного района отнесена к землям малоперспективным.

Приведенная характеристика газоносных и газонефтеносных областей и районов свидетельствует о перспективности территории Амударьинской газонефтеносной провинции для дальнейшего наращивания промышленных запасов газа и конденсата как в районах с доказанной нефтегазоносностью, так и на перспективных землях со слабой геологической изученностью.

Основные направления поисково-разведочных работ

Основными направлениями геологоразведочных работ в Амударьинской провинции являются следующие:

1) продолжение поисково-разведочных работ на бессернистый газ в меловых и частично юрских отложениях в краевых частях Амударьинской синеклизы (Шатлыкский, Наипский, Беурдешикский, Кагано-Мубарекский и другие районы);

2) расширение поисков залежей газа и нефти в подсолевых верхнеюрских отложениях и в первую очередь в установленных и предполагаемых зонах развития высокочемких резервуаров рифогенного типа (Чарджоуская ступень, Бешкентский прогиб и др.);

3) оценка перспектив нефтегазоносности и поиски залежей в нижне-среднеюрских терригенных отложениях Амударьинской синеклизы;

4) уточнение перспектив нефтегазоносности и поиски залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Предкопетдагского краевого прогиба и Бахардокского склона;

5) поиски ловушек и залежей нефти и газа неструктурного типа в зонах выклинивания меловых и юрских отложений (Бухарская ступень, Бахардокский склон, Карабиль-Бадхызская зона поднятий и др.);

6) расширение региональных и детальных работ в перспективных зонах Мургабской газоносной области (Учаджинский свод, Северо-Карабильский прогиб и др.).

Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция

Эта провинция занимает обширную площадь (530 тыс. км²) на юге СССР и простирается с запада на восток от восточного побережья Крымского полуострова до Южного Устюрта включительно и с юга на север от северного склона Большого Кавказа до Нижней Волги и Горного Мангышлака. Она охватывает частично Крымскую и Ростовскую области, Краснодарский и Ставропольский края, Калмыцкую, Кабардино-Балкарскую, Северо-Осетинскую, Чечено-Ингушскую и Дагестанскую АССР, частично Азербайджанскую ССР, Мангышлакскую область Казахской ССР и Каракалпакскую АССР.

В тектоническом отношении рассматриваемая провинция включает Скифскую плиту Центрально-Евразийской молодой платформы (без ее Добруджинско-Крымской части, Донбасса и его восточного погружения), Южно-Мангышлакско-Устюртскую систему прогибов Туранской плиты и альпийские краевые прогибы Большого Кавказа (Индоло-Кубанский и Терско-Каспийский). Граница провинции, как правило, совпадает с границами крупнейших тектонических элементов. В северной части она носит условный характер, отделяя малоперспективную западную часть гряды Каршинского от промышленно нефтегазоносной восточной. Условный характер имеет и западная граница провинции, проведенная по восточному склону Крымского свода (рис. 38).

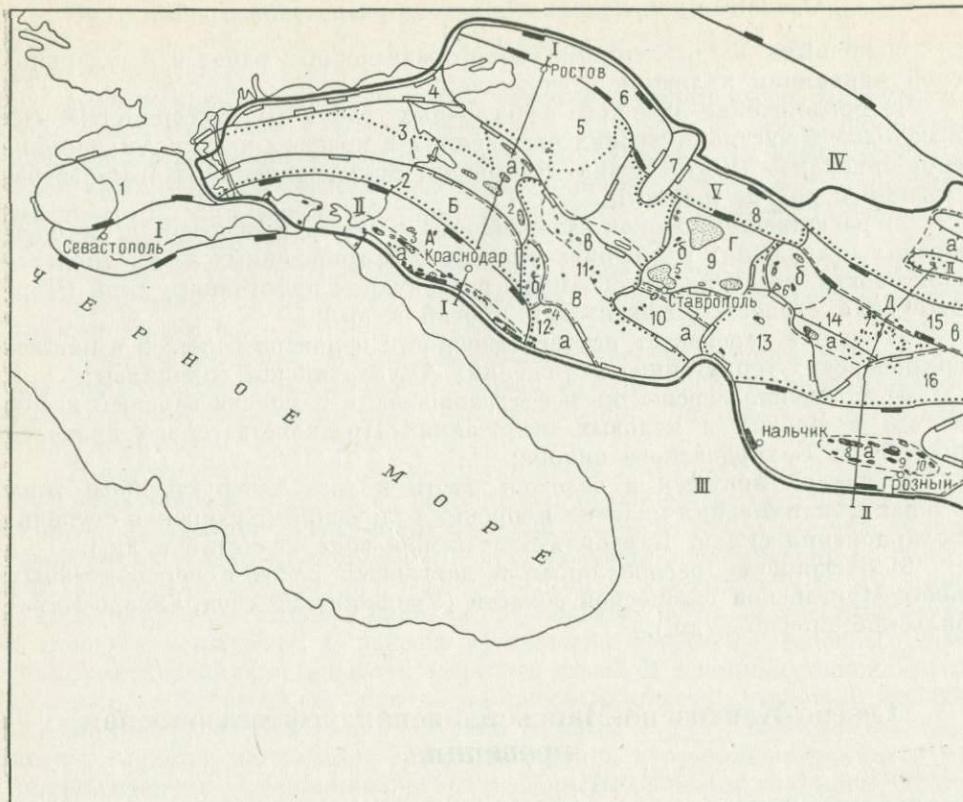


РИС. 38

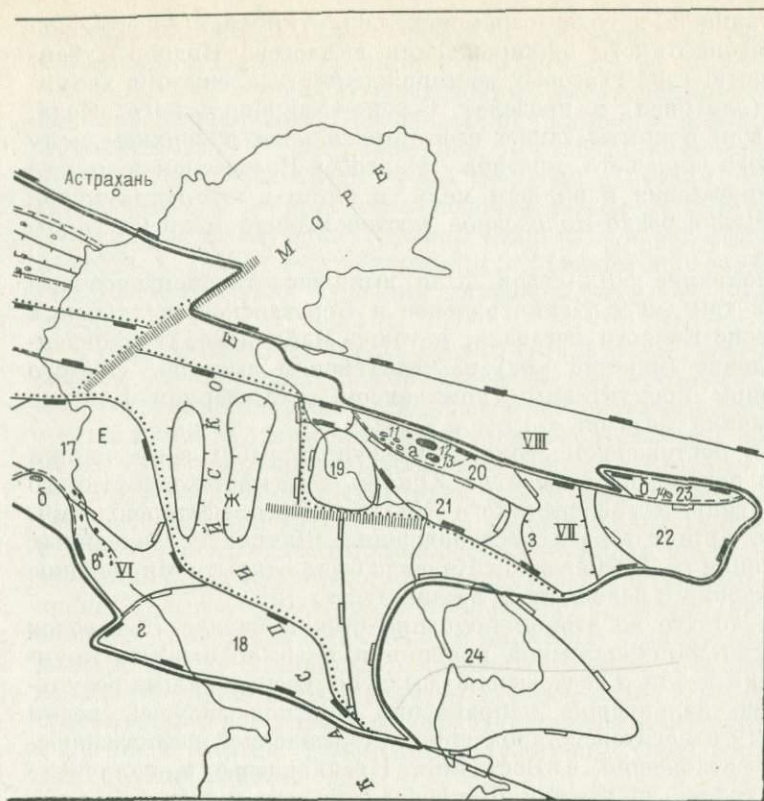
СЕВЕРО-КАВКАЗСКО-МАНГЫШЛАКСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Крымский мегантиклинорий, II — Индоло-Кубанский краевой прогиб, III — мегантиклинорий Большого Кавказа, IV — гряда Карпинского, V — Мангычская система прогибов, VI — Терско-Каспийский краевой прогиб, VII — Мангышлакско-Устьюртская система прогибов, VIII — Мангышлакско-Центрально-Устьюртская система поднятий.

Крупные тектонические элементы: 1 — Крымский свод, 2 — Тимашевская ступень, 3 — Азовско-Ейский мегавал, 4 — Северо-Азовский прогиб, 5 — Ростовский свод, 6 — Тузлов-Мангычский прогиб, 7 — Сальский вал, 8 — Гудиловский прогиб, 9 — Северо-Ставропольский свод, 10 — Южно-Ставропольская зона поднятий, 11 — Восточно-Кубанский прогиб, 12 — Адыгейский выступ, 13 — Чернолесская впадина, 14 — Прикумская зона поднятий, 15 — Восточно-Мангычский прогиб, 16 — Ногайская ступень, 17 — Сулакская впадина, 18 — Северо-Апшеронский прогиб, 19 — Песчакеуданский прогиб, 20 — Жетыбай-Узеньская ступень, 21 — Жаугурлийский прогиб, 22 — Ассакеуданский прогиб, 23 — Шахпахтинская ступень, 24 — Карабогазский свод.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Индоло-Кубанская нефтегазоносная область; а — Ахтырский нефтегазоносный район; Б — Азовско-Ейская газоносная область; а — Ейский газоносный район; В — Восточно-Кубанская газоносная область; а — Адыгейский, б — Усть-Лабинский, в — Кропоткинский газоносные районы; Г — Ставропольская газоносная область; а — Южно-Ставропольский газоносный, б — Северо-Ставропольский газоносный районы; Д — Восточно-Предкавказская нефтегазоносная область; а — Озексуатский нефтегазоносный, б — Мирненский газоносный, в — Мангычский нефтегазоносный районы; Е — Терско-Каспийская нефтегазоносная область; а — Грозненский нефтеносный, б — газоносный район Дагестанского выступа, в — Южно-Дагестанский нефтегазоносный, г — Кусаро-Дивичинский нефтеносный районы; Ж — Центрально-Каспийская перспективная нефтегазоносная область; 3 — Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область; а — Жетыбай-Узеньский нефтегазоносный, б — Шахпахтинский газоносный районы; а — Промысловский самостоятельный нефтегазоносный район.

Месторождения: 1 — Ленинградское, 2 — Березанское, 3 — Анастасиевско-Троицкое, 4 — Майкопское, 5 — Северо-Ставропольское, 6 — Мирненское, 7 — Величаевско-Колодезное, 8 — Малгобек-Вознесенское, 9 — Старогрозненское, 10 — Октябрьское, 11 — Жетыбайское, 12 — Узеньское, 13 — Тенгинское, 14 — Шахпахтинское



Изученность

Первые нефтяные скважины на Северном Кавказе были заложены в 1864 г. на Тамани, у г. Анапы и в долине р. Кудачо, где они оказались продуктивными.

В 1893 г. первый фонтан нефти из среднемиоценовых отложений был получен на Старогрозненском месторождении [5].

Поиски и разведка месторождений нефти и газа в этом старейшем нефтегазодобывающем районе велись путем последовательного наращивания глубин скважин и вовлечения в разведку все более древних горизонтов. До конца 40-х годов основными продуктивными комплексами оставались отложения среднего миоцена Терско-Каспийского краевого прогиба и олигоцена — миоцена Индоло-Кубанского краевого прогиба, характеризующиеся ярко выраженной структурой, наличием хороших коллекторских горизонтов и небольшими глубинами залегания, что способствовало успешным поискам нефтяных залежей.

Новый этап геологоразведочных работ на Северном Кавказе начался в послевоенные годы, когда началось изучение более глубоко погруженных горизонтов кайнозоя и мезозоя в платформенных районах.

Первая половина 50-х годов ознаменовалась открытием Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения в неогене Индоло-Кубанского краевого прогиба и 10 газовых месторождений с залежами в хадумском горизонте (олигоцен) в пределах Северо-Ставропольского свода. В этот период были открыты также нефтяные залежи в верхнем мелу Терско-Каспийского краевого прогиба (Малгобек-Вознесенская и др.) и нефтяные месторождения в нижнем мелу, а затем и юре Прикумской зоны поднятий (Величаевско-Колодезное месторождение и др.) и гряды Карпинского.

Во второй половине 50-х годов были выявлены газоконденсатные месторождения, в том числе Ленинградское и Березанское, в альбских отложениях Азовско-Ейского мегавала, а также Майкопское газоконденсатное месторождение (нижний мел) на Адыгейском выступе. С этого времени важнейшим продуктивным комплексом на Северном Кавказе становятся отложения мезозоя.

Значительным достижением геологоразведочных работ в провинции было открытие в начале 60-х годов на Южном Мангышлаке нефтяного месторождения Узень и газонефтяного Жетыбайского месторождения, а на Южном Устурте газового месторождения Шахпахты, связанных с юрскими отложениями. На Северном Кавказе было открыто Мирненское газовое месторождение с залежами в нижнем мелу [5].

Несмотря на то что во второй половине 60-х и начале 70-х годов в Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции не было открыто крупных месторождений нефти и газа, однако были получены важные результаты, уточняющие дальнейшие направления поисков залежей нефти и газа. К их числу относятся установление промышленной нефтегазоносности триасовых отложений в Восточном Предкавказье и получение фонтана газа из триаса на Южном Жетыбае; открытие новых нефтяных залежей в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях на ряде месторождений Грозненского нефтеносного района Терско-Каспийской области; получение притоков газа и легкой нефти из подсолевых терригенных и карбонатных верхнеюрских отложений в центральной части Восточно-Кубанского прогиба; открытие Левкинского нефтяного месторождения (верхний эоцен) в пределах южного борта Индоло-Кубанского краевого прогиба, а также первого газоконденсатного месторождения Шамхал-Булак в верхнемеловых отложениях Дагестанского выступа. Кроме того, этот этап характеризуется открытием на восточном побережье Крыма прибрежно-морского Стрелкового газового месторождения, связанного с майкопскими отложениями, и получением первых промышленных притоков нефти и газа из неогеновых отложений в прибрежной полосе Дагестана на площади Инче-море.

Максимальная добыча газа на Северном Кавказе, достигшая 49,6 млрд. м³, приходится на 1969 г., после чего она стала постепенно снижаться и в 1974 г. составила 27,7 млрд. м³. Наивысший ежегодный уровень добычи нефти (около 36 млн. т) приходится на 1970—1971 гг. В 1974 г. было добыто 27 млн. т нефти. На Южном Мангышлаке, начиная с 1969 г., добыча нефти неуклонно росла и в 1974 г. достигла 18,8 млн. т. По данным на 1/1 1975 г. с начала эксплуатации суммарная добыча в провинции

оценивается в 650 млн. т нефти и 535 млрд. м³ газа, в том числе по Северному Кавказу 575 млн. т и 512 млрд. м³ газа.

В практике поисково-разведочных работ сейсмические методы исследований на Северном Кавказе стали применяться в послевоенные годы. Основным видом работ вначале был МОВ, обеспечивающий глубину исследований осадочного чехла до 3 км. С 1957 г. при региональных геофизических работах стал использоваться КМПВ, основной задачей которого было изучение глубины залегания и рельефа поверхности фундамента. С 1968 г. сейсмические исследования проводятся и методом ОГТ с задачей изучения строения глубокозалегающих (4—6 км) горизонтов чехла.

К настоящему времени Северный Кавказ покрыт густой, но неравномерной по площади сеткой сейсмических профилей. При этой наиболее высокая плотность геофизической изученности характерна для центральной части Прикумской зоны поднятий, что обусловлено многократным перекрытием отдельных ее участков. Высокая плотность сейсмических исследований характерна для Индоло-Кубанского краевого прогиба, Азовско-Ейского мегавала, Центрального Предкавказья, Терской и Сунженской мегантиклиналей и некоторых других районов. Однако это относится, как правило, к неглубокозалегающим горизонтам, в то время как мезозой Индоло-Кубанского краевого прогиба, подсолевые юрские отложения Восточно-Кубанского прогиба, Чернолесской впадины и Терско-Каспийского краевого прогиба, а также триасовые отложения Восточного Предкавказья изучены слабо. Небольшой плотностью сейсмических исследований характеризуются акватории Азовского моря и Среднего Каспия, Таманский полуостров, Сулакская впадина и некоторые другие районы.

К 1967 г. практически вся территория Южно-Мангышлакско-Устюртской системы прогибов была покрыта площадными работами МОВ с расстояниями между профилями 1—2 км на Южном Мангышлаке и 4—12 км на Южном Устюрте. С 1969 г. здесь начал применяться более совершенный метод ОГТ, что позволило повысить глубинность исследований. В целом сейсмическими работами детально изучено строение нижнемеловых отложений, в меньшей степени юрских и крайне незначительно — доюрских.

На Северном Кавказе в 1946—1955 гг. основным видом региональных геологических работ было опорное бурение. В этот период было пробурено 12 опорных скважин. Начиная с 1966 г. объем региональных работ резко возрос вследствие бурения многочисленных параметрических скважин, число которых на конец девятой пятилетки достигло 82, а общий объем бурения 350 тыс. м.

На территории Северного Кавказа к 1976 г. было пробурено 15 млн. м глубоких поисково-разведочных скважин, средняя глубина которых составляла в 1961 г. 2330 м, 1966 г. — 3250 м, 1971 г. — 3564 м, а в настоящее время приближается к 4000 м. Наибольшая средняя глубина скважин отмечается в Чечено-Ингушской АССР, где она с 1971 г. превышает 4,5 км. Здесь же пробурена наиболее глубокая скважина — Бурунная 1, достигшая 7198 м.

Наивысшая плотность бурения (265 м/км²) характерна для Индоло-Кубанского краевого прогиба (кайнозой), высокая — для Передовых хребтов Терско-Каспийского краевого прогиба (мел и кайнозой), Северо-Ставропольского свода (кайнозой), Каневско-Березанского вала (мел и кайнозой) и Прикумской зоны поднятий (мел и кайнозой). Хорошей разведанностью характеризуется Адыгейский выступ (мел и кайнозой), Тамань (неоген) и Минераловодский выступ (весь разрез). В Восточно-Кубанском прогибе и Чернолесской впадине по мелу и кайнозую достигнута средняя плотность бурения, но юрский подсолевой комплекс почти не изучен. Наиболее низкую плотность бурения имеют Тимашевская и Ногайская ступени и Сулакская впадина.

За всю историю освоения Южного Мангышлака и Южного Устюрта (до 1974 г.) было пробурено 1,3 млн. м глубоких скважин, причем только около 50 тыс. м затрачено на разведку доюрских отложений, а остальной объем приходится на юрский и меловой комплексы.

Тектоническое районирование

На значительной части территории Северного Кавказа, относящейся к Скифской плите, фундамент сложен герцинским комплексом пород, причем в северных районах плиты (горы Карпинского) под герцинским складчатым основанием отчетливо прослеживается добайкальский кристаллический фундамент. Имеются участки и догерцинского фундамента. К ним относится Ростовский выступ фундамента, который большинством исследователей рассматривается как юго-восточное погребенное продолжение Украинского щита. Формирование фундамента Северного Кавказа местами не было закончено в герцинский цикл тектогенеза, а продолжалось и в раннем мезозое, когда завершилось формирование складчатого основания Азовско-Ейского мегавала.

Вдоль южной границы Скифской плиты протягиваются альпийские орогенные структуры Большого Кавказа: Индоло-Кубанский и Терско-Каспийский краевые прогибы и Северо-Кавказский краевой массив (область эпиплатформенного орогена). Байкальский кристаллический фундамент достоверно установлен в пределах массива и предполагается по геофизическим данным на значительной части указанных прогибов.

Глубины залегания фундамента в пределах крупных и крупнейших положительных тектонических элементов Скифской плиты колеблются от 1 до 3 км, во впадинах и прогибах увеличиваются до 6—8 км. В краевых прогибах фундамент погружается до 12 км.

В юго-восточной части Западного и в Восточном Предкавказье нижнюю часть чехла слагают пермские и триасовые отложения, которые по своим структурно-формационным особенностям обособляются в единый комплекс («доплатформенный»). На Адыгейском выступе Западного Предкавказья терригенно-карбонатный формационный тип разреза триаса изучен единичными скважинами.

В Восточном Предкавказье отложения перми и триаса развиты почти повсеместно. Наиболее древние горизонты (куманская свита и ее аналоги), относящиеся к верхней перми и, возможно, частично к триасу, представ-

лены пестроцветными терригенными образованиями с преимущественным развитием конгломератов внизу и песчаников сверху (мощность до 900 м). Кроме Восточного Предкавказья эти образования (мощностью до 1000 м) выполняют грабены в фундаменте Центрального Предкавказья. Куманская свита Восточного Предкавказья постепенно сменяется карбонатным рифогенным комплексом (до 1200 м) нефтекумской свиты нижнего триаса. Этот комплекс — основной перспективный объект триаса, промышленная нефтегазоносность которого установлена на площадях Зимняя Ставка, Совхозная и Урожайненская. Выше залегают сероцветные карбонатно-глинистые породы дьяновской (нижний триас) и кизлярской (средний триас) свит. В разрезе последней на поднятиях появляются пачки песчаников, которые промышленно нефтеносны на Восточно-Сухокумской и Юбилейной площадях. Заканчивается разрез доюрских отложений пестроцветными осадочно-вулканогенными породами (до 1000 м) ногайской серии (средний и верхний триас). Благоприятные геолого-геохимические показатели триасовых отложений Восточного Предкавказья обуславливают в целом высокую перспективность этого комплекса для поисков нефтяных и газовых залежей.

На значительной части Южно-Мангышлакско-Устюртской системы прогибов, исходя из данных по единичным скважинам и геофизических материалов, условно принимается палеозойский возраст фундамента (некоторые исследователи считают его докембрийским), на котором залегает мощный (4—5 км) пермо-триасовый комплекс. Представлен он терригенными пестроцветными и сероцветными отложениями с прослоями и пачками карбонатных пород в нижнем триасе Южного Мангышлака. Глубины залегания поверхности пермо-триасового комплекса на большей части составляют 3 км. В наиболее погруженном Жазгурлинском прогибе эта поверхность погружается до 4—5 км, а фундамент опущен более чем на 9 км.

Северная окраина Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции охватывает восточную часть гряды Карпинского — одну из крупнейших (свыше 100 000 км²) структур юга Европейской части СССР. Ортоплатформенная часть чехла на западе гряды начинается меловыми (местами палеогеновыми) отложениями, а на востоке юрскими породами. В чехле гряды широко развиты унаследованные линейные структуры (цепи поднятий и прогибов) донецкого (субширотного) простирания. Глубинными поперечными разломами фундамент гряды разделяется на отдельные крупные блоки, ступенчато погружающиеся в восточном направлении. Для локальных структур (Промысловско-Дубукская антиклинальная цепь) характерно осложнение сводов узкими грабенами, а крыльев складок — разрывными нарушениями, образующими ряд мелких блоков.

Маньчская система прогибов (желоб) — крупнейшая линейно вытянутая депрессия Северного Кавказа, протягивающаяся строго параллельно гряде Карпинского, унаследована в целом от пермо-триасового грабенообразного прогиба, ограниченного Северо- и Южно-Маньчским разломами. Она состоит из Тузлов-Маньчского, Гудиловского и Восточно-Маньчского прогибов, которые каскадно погружаются с северо-запада на юго-восток, причем глубины залегания фундамента изменяются от 1

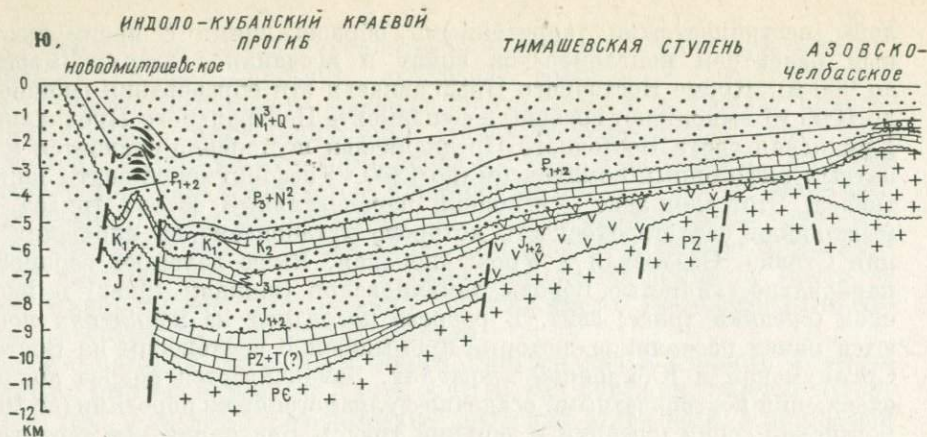


РИС. 39

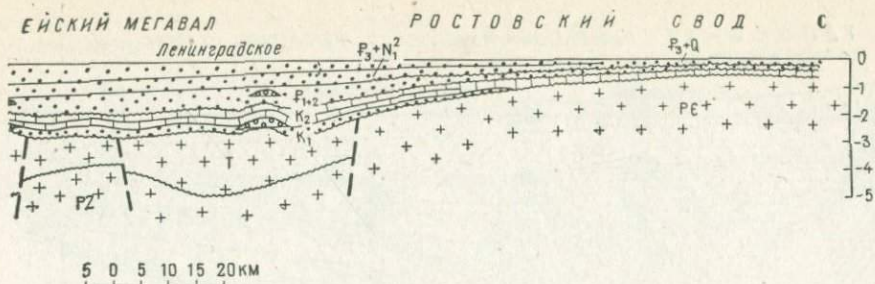
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ СЕВЕРО-КАВКАЗСКО-МАНГЫШЛАКСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ I—I (СОСТАВИЛ Ю. Н. ШВЕМБЕРГЕР)

до 6 км. Осадочное выполнение Тузлов-Маньчского прогиба состоит из отложений перми и альба — палеогена, Гудиловского — перми, триаса, альба, верхнего мела и кайнозоя, а Восточно-Маньчского — перми и почти полного комплекса пород мезозоя и кайнозоя. В современном структурном плане Тузлов-Маньчский прогиб наиболее четко выражен по меловым отложениям, а Гудиловский прогиб отражается в структуре всех горизонтов осадочного чехла. Восточно-Маньчский прогиб по верхним горизонтам мезозоя и отложениям кайнозоя не выражен и уверенно фиксируется лишь по различным горизонтам триаса и отчасти юры. Структурная дифференциация его наиболее интенсивно проявляется в бортовых приразломных зонах.

Крупнейшими и крупными тектоническими элементами Западного Предкавказья и Азовского моря являются Ростовский свод, Азовско-Ейский мегавал, Восточно-Кубанский прогиб, Тимашевская ступень и Индоло-Кубанский краевой прогиб (рис. 39).

На севере, отделяясь разломом, Ростовский свод граничит с Тузлов-Маньчским прогибом, а на юге по системе разломов контактирует с Азовско-Ейским мегавалом. Восточная и западная границы свода менее четкие. Первая из них связана с тектоническим контактом кристаллических пород докембрия и дислоцированных пород палеозоя, а вторая — с восточным разломом Приазовского массива. Обе границы в осадочном чехле выражены флексурами. Мощность чехла свода, сложенного отложениями альба — палеогена, колеблется от 400 до 2000 м. Выявленные в пределах Ростовского свода несколько десятков локальных структур имеют брахиантиклинальную, реже куполовидную форму и небольшие размеры. Закономерностей в их ориентировке не наблюдается.

Азовско-Ейский мегавал представляет собой крупную сложнопостроенную дугообразно расположенную структуру, сочленяющуюся на юге через Тимашевскую ступень с Индоло-Кубанским краевым прогибом



и ограниченную на севере южным склоном Украинского щита. На запад мегавал простирается до Крымского свода, а на востоке ограничивается Восточно-Кубанским прогибом. Азовско-Ейский мегавал включает Азовский и Каневско-Березанский валы, который Копанской и Иркилевской синклиналиями отделяется от расположенных севернее Ясенского и Ленинградского валов. Мощность осадочного чехла мегавала, сложенного породами мела и кайнозоя, колеблется от 1,0 до 2,5 км. Ярко выражено унаследованное развитие в мелу и раннем палеогене основных локальных структур (амплитуда 100—200 м). Олигоцен-неогеновый комплекс пород в восточной части мегавала залегает моноклиinally и принимает участие в складчатости в его западной части, в основном в акватории Азовского моря.

Фундамент Тимашевской ступени погружен на глубины 4—6 км. В осадочном чехле локальных структур почти не установлено и только в ее юго-восточной части, где расположен крупный Динской вал, выявлено несколько небольших поднятий.

В осадочном выполнении (3—8 км) Восточно-Кубанского прогиба, расположенного юго-восточнее Азовско-Ейского мегавала, существенная роль принадлежит юрским отложениям (более 50% в Воздвиженской котловине), содержащим в верхах разреза соленосную толщу. В бортовых частях прогиба мощность юрских отложений сокращается вплоть до полного их выклинивания. Структура подсолевых ниже-среднеюрских отложений изучена недостаточно, однако в южной бортовой зоне прогиба уже установлена Спокойненская антиклинальная цепь, состоящая из немногочисленных поднятий. На широком и пологом северо-восточном борту прогиба (Кропоткинская антиклинальная зона) осадочный чехол начинается с нижнего мела. Этот борт прогиба ограничивается с севера Расшеватским валом.

Индоло-Кубанский краевой прогиб, ограниченный на севере Новотитаровским, а на юге Ахтырским глубинными разломами, имеет асимметричное строение. Пологий и широкий северный борт прогиба осложнен небольшим количеством малоамплитудных поднятий (по неогену), выполаживающихся вниз по разрезу. Мезозойский структурный план здесь пока изучен очень слабо. В осевой части прогиба, прижатой к его южному борту, мощность олигоцен-неогеновой молассы достигает 6—7 км,

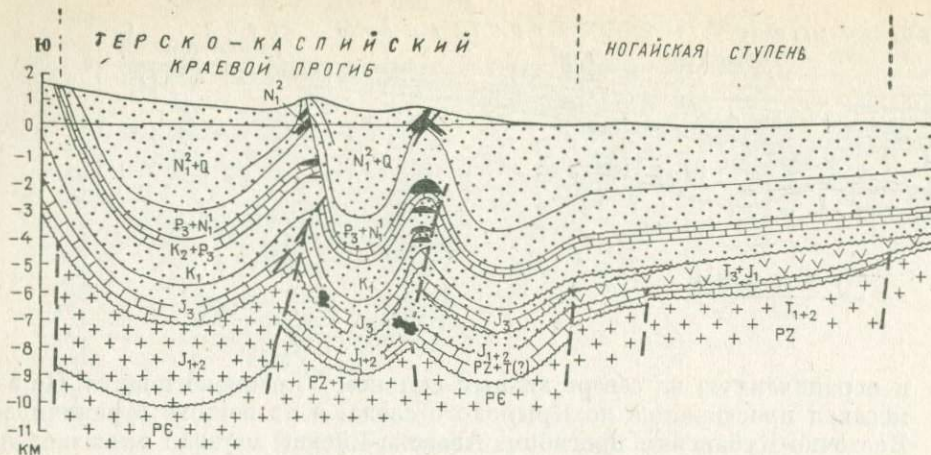


РИС. 40

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ СЕВЕРО-КАВКАЗСКО-МАНГЫШЛАКСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ II-II (СОСТАВИЛ Ю. Н. ШВЕМБЕРГЕР)

а фундамент погружается на глубину до 12 км. Диапировые и кристодиапировые складки протягиваются от Тамани, где отмечается максимум проявлений диапиризма, в центральную часть прогиба, образуя здесь Анастасиевско-Троицкую антиклинальную цепь, состоящую из крупных высокоамплитудных поднятий. Южный узкий борт прогиба, расположенный на альпийском основании, имеет сложное строение. В восточной и центральной частях этого борта под моноклинально залегающими отложениями олигоцена и неогена развиты многочисленные, в различной степени дислоцированные, линейные и брахиантиклинальные складки. В западной части южного борта прогиба вследствие проявления майкопского диапиризма в строении складок участвуют и отложения неогена. В пределах восточного замыкания прогиба расположен крупный Шапсуго-Ашперонский вал, установленный по породам фундамента и мезозоя и осложненный рядом небольших локальных структур, выраженных в разрезе юры и мела.

В Центральном Предкавказье выделяется одноименная область сводового поднятия, состоящая из Северо-Ставропольского свода и Южно-Ставропольской зоны поднятий. Для этой области характерно отсутствие юрских отложений и сокращенная мощность (1,0—2,5 км) остальной части ортоплатформенного комплекса чехла, начинающегося с маломощных отложений альба и верхнего мела. На Северо-Ставропольском своде развиты преимущественно крупные, изометричные куполовидные поднятия, выраженные во всех стратиграфических комплексах, и антиклинальные зоны на склонах свода. Для локальных структур Южно-Ставропольской зоны поднятий, наиболее крупным элементом которой является Невинномысский вал, характерны субширотное простирание, брахиантиклинальная и линейная формы, значительная амплитуда и нарушенность разрывами.



Крупнейшими и крупными тектоническими элементами Восточного Предкавказья и Среднего Каспия являются Прикумская зона поднятий, Чернолесская впадина, Ногайская ступень, Центрально-Каспийская моноклираль и Терско-Каспийский краевой прогиб.

Прикумская зона поднятий (рис. 40), контактирующая на севере по Южно-Маньчскому разлому с Восточно-Маньчским прогибом, объединяет ряд куполовидных поднятий (Арзгиро-Мирненское и др.) и антиклинальных зон (Прасковейско-Ачикулакская и др.) и отвечает крупному поднятию пород фундамента, погружающемуся на юго-восток от 3 до 5 км. Основная часть осадочного чехла (3—3,5 км) сложена повсеместно развитыми меловыми и кайнозойскими породами. Триасовая и юрская части чехла распространены неповсеместно и представлены в разрезе различными горизонтами. Многочисленные (около 100) локальные погребенные структуры имеют различную морфологию, ориентировку и амплитуду от 20 до 100 м (юра — мел). В триасовом комплексе амплитуда структур резко увеличивается и установлены довольно емкие рифовые ловушки. Стратиграфический диапазон выраженности структур снижается с запада на восток от неогена до эоцена, а нередко и до мела.

Прикумская зона поднятий на юго-западе ограничивается Чернолесской впадиной, а на юго-востоке переходит в Ногайскую ступень. В пределах этих структур фундамент погружается на глубины 6—8 км.

Чернолесская впадина отчетливо фиксируется повышенными мощностями доверхнеюрских отложений и различных горизонтов кайнозоя. Она осложнена рядом небольших малоамплитудных поднятий (по мелу) различной ориентировки. Структура доверхнеюрского комплекса пород практически еще не изучена.

Ногайская ступень характеризуется моноклиральным залеганием ортоплатформенной части осадочного чехла. Установленные здесь немногочисленные малоамплитудные поднятия фиксируются в нижних горизонтах чехла, степень изученности которых крайне низкая. На востоке, в Среднем Каспии, эта ступень переходит в Центрально-Каспийскую моноклираль, в фундаменте которой геофизическими исследованиями установлены крупное субмеридиональное поднятие и прогиб.

Терско-Каспийский краевой прогиб, ограниченный на севере Краевым, а на юге Владикавказским глубинными разломами, имеет асимметричное строение и глубоко погруженный (до 12 км) фундамент. Прогиб четко делится на три части: Терскую тектоническую зону (Терская и Сунженская мегантиклинали и обрамляющие их с юга и юго-запада котловины), Сулакскую впадину и Северо-Апшеронский прогиб.

Характерными структурами Терской зоны прогиба являются расположенные в ее центральной части крупные субширотные ориентированные Терская и Сунженская мегантиклинали, образованные высокоамплитудными (до 1 км) сложнопостроенными складками. Неогеновый структурный этаж этих складок интенсивно дислоцирован за счет диаширизма глинистых толщ майкопской серии. В меловых и юрских надсолевых отложениях складки приобретают сглаженные формы, но асимметричны в сторону северных, осложненных крупными разрывами, крыльев. Структура юрского подсолевого комплекса пока не изучена.

Для Сулакской впадины, занимающей центральную часть краевого прогиба, характерны максимальные мощности кайнозойских отложений (более 6 км) и наибольшее погружение фундамента (до 12 км). Строение впадины по глубокозалегающим мезозойским отложениям не установлено. С юго-востока она обрамляется двумя крупными (Западной и Восточной) антиклинальными зонами Южного Дагестана, которые состоят из ряда кулисообразно расположенных складок, строение которых в общих чертах сходно с Терской и Сунженской мегантиклиналями, но отличается меньшим размахом диапиризма.

Самурский глубинный разлом отделяет Сулакскую впадину от Северо-Апшеронского прогиба, расположенного своей большей частью в акватории Каспийского моря и характеризующегося погружением фундамента до 8 км. На суше, очевидно, фрагментом этого прогиба является Кусаро-Дивичинская впадина, наложенная в позднем плиоцене на юго-восточную погруженную часть северного крыла мегантиклинория Большого Кавказа.

На 1/1 1975 г. на Северном Кавказе выявлено 336 локальных структур, в том числе 120 подготовлено к бурению. На первый взгляд эти цифры не свидетельствуют о «структурном голоде». Однако подавляющая часть выявленных поднятий (около 80%) расположена в районах со сложными геологическими и геоморфологическими условиями (мегантиклинорий Большого Кавказа, Тамань, акватории морей, подсолевые или глубокопогруженные горизонты). Кроме того, большая часть подготовленных структур имеет небольшие размеры или находится в малоперспективных районах. В фонд структур включено также значительное число уже разбуренных поднятий, с которыми связывается открытие залежей в пропущенных ранее объектах. В конечном итоге в основных нефтегазоносных районах провинции фонд подготовленных структур насчитывает всего несколько (3—8) поднятий. Все это определяет дефицит перспективных поднятий и необходимость поисков залежей, связанных с ловушками неантиклинального типа.

Южно-Мангышлакско-Устьюртская система прогибов, ограниченная на севере Мангышлакско-Центрально-Устьюртской системой поднятий,

а на юге Карабогазским сводом и Туаркыр-Карашорской зоной поднятий, состоит из Сегендыкского, Жазгурлинского и Ассакеауданского прогибов, разделенных седловидными перемычками. Северный крутой борт этой системы прогибов осложнен Жетыбай-Узеньской и Шапахтинской ступенями и разрывными нарушениями, южный борт более пологий и широкий. Характерной особенностью системы прогибов являются повышенная мощность (4—5 км) и относительно пологое залегание пермо-триасового комплекса. Значительные колебания по площади мощностей этого комплекса обуславливают несоответствие структурных форм в чехле и по поверхности фундамента.

Весьма важным этапом формирования рассматриваемой системы прогибов является юрский период, когда происходило ее интенсивное прогибание и накопление мощной толщи осадков (до 1,5—2,0 км), слагающих нижний структурный этаж ортоплатформенного чехла. Перекрывается он с разрывом и угловым несогласием меловым комплексом пород. Локальные структуры концентрируются в основном в восточной части системы прогибов.

Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность установлена для всех горизонтов мезозойско-кайнозойского осадочного чехла провинции, но значение отдельных комплексов в общем балансе запасов нефти и газа различно.

Триасовый карбонатно-глинистый (до 1500 м) комплекс нефтегазоносен в Восточном Предкавказье (менее 1% разведанных запасов Северного Кавказа), а ниже-среднеюрский песчано-глинистый (400—500 м) — в основном в Прикумской зоне поднятий (2% разведанных запасов).

Основной продуктивный комплекс на Северном Кавказе — нижнемеловой (50—1500 м), повсеместно развитый и представленный песчано-глинистыми отложениями с прослоями и пачками карбонатных пород в неокме. Продуктивность нижнемелового комплекса отмечена на 170 площадях, содержащих свыше одной трети всех разведанных запасов Северного Кавказа, которые связаны главным образом с платформенной частью территории.

Верхнемеловой карбонатный комплекс (100—500 м) нефтегазоносен практически исключительно в Терско-Каспийском краевом прогибе (15% разведанных запасов).

Палеогеновый комплекс (2000—2200 м во внутриплатформенных депрессиях) сложен песчано-глинистыми отложениями, сменяющимися карбонатными породами (палеоцен — эоцен) в Восточном Предкавказье. Этот комплекс нефтегазоносен на 72 площадях и с ним связано около 25% разведанных запасов нефти и газа Северного Кавказа, причем две трети из них приходятся на платформенную часть, а одна треть на краевые прогибы.

Неогеновый, преимущественно песчано-глинистый, комплекс (до 2,5 км в краевых прогибах) нефтегазоносен главным образом в краевых прогибах, где на 46 площадях сосредоточено около 20% разведанных запасов нефти и газа региона.

Неравномерное распределение разведанных запасов по продуктивным комплексам Северного Кавказа прежде всего обусловлено различным характером строения и состава комплексов. Приуроченность около 60% разведанных запасов нефти и газа к нижнемеловому и палеогеновому комплексам объясняется их повсеместным распространением, высокой структурной дифференциацией в большинстве районов, благоприятным соотношением нефтегазопроизводящих и нефтегазосодержащих толщ и другими факторами. Неогеновый комплекс по этим показателям мало чем отличается от нижнемелового и палеогенового, но в платформенной части Северного Кавказа он залегает моноклинально. В верхнемеловом комплексе отрицательное влияние на нефтегазоносность оказывает зональное развитие коллекторов, а в юрском — неповсеместное развитие и гидрогеологическая раскрытость разреза (Г. Т. Юдин и др., 1975 г.).

В Южно-Мангышлакско-Устьюртской системе прогибов практически почти все разведанные запасы приурочены к юрскому продуктивному комплексу, большую часть разреза которого составляют отложения нижнего и среднего отделов, представленные частым чередованием песчаных и глинистых пород.

Келловейский ярус верхней юры также сложен песчано-глинистыми отложениями, а выше по разрезу постепенно начинают преобладать известняки, доминирующие в кимеридже — титоне. Мощность пород верхней юры в погруженных участках достигает 500 м, а всей юрской системы — 1500—1600 м [10].

В провинции расположены Узеньское и Малгобек-Вознесенское нефтяные, Анастасиевско-Троицкое и Жетыбайское газонефтяные и Северо-Ставропольское газовое, Величаевско-Колодезное, Старогрозненское и Октябрьское нефтяные, Тенгинское нефтегазовое и Ленинградское, Березанское, Майкопское, Мирненское, Шахпахтинское газоконденсатные и газовые и многие другие месторождения (см. рис. 38).

Значительное количество месторождений нефти и газа на Северном Кавказе и Мангышлаке — многопластовые с диапазоном промышленной нефтегазоносности, охватывающим несколько стратиграфических комплексов. Например, в пределах Азовско-Ейского мегавала продуктивны отложения триаса, нижнего мела и палеогена; в Прикумской зоне поднятий залежи нефти приурочены к триасовым, юрским, меловым и палеогеновым породам; в Терско-Каспийском краевом прогибе на отдельных месторождениях нефтеносны миоценовые, верхне- и нижнемеловые и юрские отложения и т. д. Однако в платформенной части провинции концентрация запасов наблюдается в узком стратиграфическом диапазоне (альб Азовско-Ейского мегавала, олигоцен Северо-Ставропольского свода, нижний мел Прикумской зоны поднятий), тогда как в краевых прогибах они распределяются в широком стратиграфическом диапазоне (палеоген и неоген Индоло-Кубанского и верхний мел и неоген Терско-Каспийского краевых прогибов).

В структурной приуроченности основных месторождений провинции наблюдается следующая закономерность. В краевых прогибах они располагаются в их центральных частях и приурочены к высокоамплитудным поднятиям, значительным по площади. В платформенной части провинции они приурочены, как правило, к одной, реже двум наибольшим по емкости ловушкам в пределах одного крупного тектонического элемента.

Для Южного Мангышлака и Южного Устюрта характерна приуроченность большинства месторождений к северной бортовой зоне Южно-Мангышлакско-Устюртской системы прогибов, а именно к Жетыбай-Узеньской и Шахпахтинской ступеням.

Нефтегазогеологическое районирование

В Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции выделяется семь нефтегазоносных и газоносных областей и самостоятельный нефтегазоносный район, охватывающие свыше 83% территории, исключая малоперспективные земли Ростовского свода, Тузлов-Манычского, Гудилковского и Северо-Азовского прогибов и западной части гряды Карпинского. В состав провинции входит также одна перспективная нефтегазоносная область, расположенная практически в акватории Среднего Каспия. Размеры областей колеблются от 20 до 95 тыс. км². Наибольшие площади занимают Терско-Каспийская и Южно-Мангышлакская, а наименьшие — Ставропольская и Индоло-Кубанская области (табл. 16).

Индоло-Кубанская нефтегазоносная область охватывает полностью одноименный краевой прогиб и включает один Ахтырский нефтегазоносный район, приуроченный к южному борту Индоло-Кубанского прогиба и Азовской антиклинальной зоне Северо-Западного Кавказа, а также перспективные земли остальной части прогиба. В этой области открыт ряд месторождений, в том числе Анастасиевско-Троицкое газонефтяное. Характерными чертами области являются: максимальная мощность (до 12 км) осадочного чехла по сравнению с мощностями в других областях провинции, широкий стратиграфический диапазон концентрации запасов (различные горизонты палеогена и неогена), высокая плотность размещения локальных структур на южном борту прогиба и примерно равное значение залежей различного типа.

Основные продуктивные комплексы области — неогеновый, палеогеновый и нижнемеловой, начальные разведанные запасы которых составляли 56, 41 и 3%, три четверти из них приурочены к глубинам 1—3 км. По прогнозной оценке вся область целиком относится к землям III категории. Основными перспективными комплексами являются отложения мела (50% по прогнозной оценке) и кумского горизонта верхнего эоцена (25% по прогнозной оценке) в пределах южного борта краевого прогиба. Основная прогнозная оценка этих комплексов приходится на глубины свыше 5 км.

По плотности текущих разведанных запасов Ахтырский нефтегазоносный район относится к IV категории. Коэффициент разведанности запасов в районе около 0,5.

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Индоло-Кубанская НГО	24	Индоло-Кубанский краевой прогиб
а. Ахтырский НГР	6	Южный борт краевого прогиба
Б. Азовско-Ейская ГО	34	Азовско-Ейский мегавал, Тимашевская ступень
а. Ейский ГР	8	Восточная часть Азовско-Ейского мегавала
В. Восточно-Кубанская ГО	40	Восточно-Кубанский прогиб, Адыгейский выступ
а. Адыгейский ГР	4	Адыгейский выступ
б. Усть-Лабинский ГР	2	Усть-Лабинская седловина
в. Кропоткинский ГР	7	Кропоткинская антиклинальная зона, Расшеватский вал
Г. Ставропольская ГО	20	Северо-Ставропольский свод, Южно-Ставропольская зона поднятий
а. Южно-Ставропольский ГНР	6	Южно-Ставропольская зона поднятий
б. Северо-Ставропольский ГР	12	Северо-Ставропольский свод
Д. Восточно-Предкавказская НГО	60	Восточно-Манычский прогиб, Прикумская зона поднятий, Черноресская впадина, Ногайская ступень
а. Озексуатский НГР	9	Прикумская зона поднятий
б. Мирненский ГР	4	Арзиро-Мирненское куполовидное поднятие
в. Манычский НГР	10	Восточно-Манычский прогиб
Е. Терско-Каспийская НГО	95	Терско-Каспийский краевой прогиб
а. Грозненский НР	6	Терская и Сунженская мегантиклинали
б. ГР Дагестанского выступа	3	Дагестанский выступ
в. Южно-Дагестанский НГР	4	Западная и Восточная антиклинальные цепи
г. Кусаро-Дивичинский НР	5	Кусаро-Дивичинская впадина
Ж. Центральнo-Каспийская ПНГО	85	Центральнo-Каспийская моноклинал
З. Южно-Мангышлакская НГО	74	Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов
а. Жетыбай-Узеньский НГР	5	Жетыбай-Узеньская ступень
б. Шахпахтинский ГР	4	Шахпахтинская ступень
Промысловский самостоятельный НГР	10	Восточная часть гряды Карпинского

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
12	Неогеновый, палеогеновый	Меловой, верхнеэоценовый
10	То же	Верхнеэоценовый, меловой
6	Нижнемеловой	Нижнемеловой, палеогеновый
3	»	Палеогеновый, нижнемеловой
8	»	Юрский
4	»	Юрский, нижнемеловой
4	»	Юрский
5	Нижнемеловой, палеогеновый	Нижнемеловой
3	Палеогеновый	—
2,5	Палеогеновый, нижнемеловой	—
2,5	Палеогеновый	—
8	Нижнемеловой	Нижнемеловой, юрский, триасовый
6	Нижнемеловой, юрский	Триасовый, юрский, нижнемеловой
3,5	Нижнемеловой	Нижнемеловой
7	»	Юрский, триасовый, нижнемеловой
12	Верхнемеловой, неогеновый	Юрский, меловой
10	Верхнемеловой, неогеновый, нижнемеловой	То же
8	Верхнемеловой	Меловой, юрский
8	Неогеновый, верхнемеловой	Юрский
7	Палеогеновый	Мезозойский
8	—	Юрский, меловой
9	Юрский	Юрский
7	»	—
6	»	—
3	Нижнемеловой	—

Азовско-Ейская газоносная область включает одноименный мегавал и Тимашевскую ступень и состоит из одного Ейского газоносного района, расположенного главным образом в восточной части мегавала в пределах суши и перспективной территории морского продолжения мегавала (Азовский вал) и Тимашевской ступени. В области находятся газоконденсатные месторождения, из которых наиболее характерны Ленинградское и Березанское. Отличительными особенностями области являются сокращенная мощность осадочного чехла (до 1 км), узкий стратиграфический диапазон концентрации запасов (альб), равномерное размещение локальных структур высокой емкости и преимущественное развитие газоконденсатных залежей пластового сводного типа.

Начальные разведанные запасы газа в альбе составляют 96% запасов области и приурочены к глубинам 1500—3000 м. По прогнозной оценке Азовско-Ейский мегавал (мел и палеоген) в пределах суши и Тимашевская ступень (мезозой) целиком относятся к землям IV категории. Последнее обусловлено главным образом низкой структурной дифференциацией осадочного чехла в пределах ступени и высокой разведанностью мегавала. Основными перспективными комплексами в морской части мегавала являются палеогеновый и меловой. На Тимашевской ступени перспективными объектами считаются зоны выклинивания мезозойских отложений и локальные структуры Динского вала.

По плотности текущих разведанных запасов газа Ейский газоносный район, включающий и Куцевскую группу месторождений Ростовского свода, относится к V категории. Коэффициент разведанности запасов района 0,8.

Восточно-Кубанская газоносная область охватывает одноименный прогиб, Адыгейский выступ, Усть-Лабинскую седловину и восточное погружение Ростовского свода. Она состоит из трех газоносных районов: Адыгейского, Усть-Лабинского и Кропоткинского, в которых находятся газонефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения, в том числе Майкопское газоконденсатное в пределах Адыгейского выступа. Основными характерными чертами области являются: узкий стратиграфический диапазон концентрации запасов (нижний мел), наличие мощного юрского комплекса с развитием соленосной толщи в его верхней части и преобладание газоконденсатных залежей.

В нижнемеловых отложениях содержится около 90% начальных разведанных запасов газа в области, в том числе 72% в Адыгейском районе (глубины 2500—3000 м), 15% — в Усть-Лабинском районе (глубины 3300—3600 м) и 13% — в Кропоткинском районе (глубины 1000—4000 м). По прогнозной оценке Восточно-Кубанская газоносная область делится на две части: северную, охватывающую северный борт прогиба и восточное погружение Ростовского свода и относящуюся к землям IV категории, и южную, включающую центральную часть прогиба, его южный борт, Адыгейский выступ и Усть-Лабинскую седловину и относящуюся к землям III категории. Такое разделение области обусловлено главным образом развитием в ее южной части мощного юрского перспективного комплекса, с которым по прогнозной оценке связывается 90% запасов.

В Адыгейском газоносном районе, приуроченном к одноименному выступу Северо-Кавказского краевого массива, 95% начальных разведанных запасов содержалось в нижнемеловом комплексе. По плотности текущих разведанных запасов газа Адыгейский район относится к V категории.

На юрские отложения района по прогнозной оценке приходится три четверти запасов, а на нижнемеловые — одна четверть. Коэффициент разведанности запасов около 0,6.

В Усть-Лабинском газоносном районе, приуроченном к одноименной седловине, разделяющей Индоло-Кубанский краевой и Восточно-Кубанский прогибы, 92% начальных разведанных запасов газа содержалось в нижнемеловом комплексе и 8% в неогеновом. По плотности текущих разведанных запасов газа этот район относится к самой низкой — VI категории. Прогнозная оценка района связана в основном с юрским комплексом. Коэффициент разведанности запасов меньше 0,5.

Кропоткинский газоносный район охватывает одноименную антиклинальную зону Восточно-Кубанского прогиба и прилегающий с севера Расшеватский инверсионный вал. В этом районе 56% начальных разведанных запасов связано с нижнемеловыми и 44% с олигоценовыми отложениями. По плотности текущих разведанных запасов газа район относится к VI категории. Невысокая прогнозная оценка района связана исключительно с меловыми отложениями. Коэффициент разведанности запасов около 0,6.

Ставропольская газоносная область включает Северо-Ставропольский свод и Южно-Ставропольскую зону поднятий и состоит из двух районов: Южно-Ставропольского газонефтеносного и Северо-Ставропольского газоносного. В первом из них открыто два газонефтяных и два газовых месторождения, а во втором — ряд газовых месторождений, в том числе широко известное — Северо-Ставропольское. Отличительными особенностями области являются благоприятное тектоническое положение между молодыми наложенными впадинами — Азово-Кубанской и Терско-Кумской, сокращенный разрез осадочного чехла (до 1 км), узкий стратиграфический диапазон концентрации запасов (олигоцен) и преобладание газовых залежей пластового сводного типа.

Основной продуктивный комплекс — палеогеновый (хадумский горизонт олигоцена), содержащий свыше 90% начальных разведанных запасов газа области. Из них 96% начальных разведанных запасов было сконцентрировано в Северо-Ставропольском районе (глубины 500—1000 м) и только 4% в Южно-Ставропольском (глубины 500—1500 м). Прогнозная оценка Ставропольской газоносной области крайне низкая, поскольку степень разведанности всего осадочного чехла в ее пределах допускает открытие лишь единичных мелких залежей нефти и газа.

В Северо-Ставропольском газоносном районе 99% начальных разведанных запасов содержалось в палеогеновом комплексе. По плотности текущих разведанных запасов газа район относится к V категории. Коэффициент разведанности запасов превышает 0,9.

В Южно-Ставропольском газонефтеносном районе 68% начальных разведанных запасов нефти и газа содержалось в палеогеновом комплексе

и 32% запасов газа в нижнемеловом. По плотности текущих запасов этот район относится к самой низкой — VI категории. Коэффициент разведанности запасов здесь также превышает 0,9.

Восточно-Предкавказская нефтегазоносная область охватывает Восточно-Маньчский прогиб, Прикумскую зону поднятий, Чернолесскую впадину и Ногайскую ступень. В ее пределах выделяются три района: Мирненский газоносный и Озексуатский и Маньчский нефтегазоносные. Основными характерными чертами области являются: полный стратиграфический разрез осадочного чехла, включающий мощный триасовый комплекс пород, узкий стратиграфический диапазон концентрации запасов (нижний мел) наряду с промышленной продуктивностью почти всего разреза, благоприятное тектоническое положение между тремя крупными депрессиями — Чернолесской впадиной, Восточно-Маньчским и Терско-Каспийским краевым прогибами, наличие многочисленных локальных структур, в основном небольшой емкости, и разнообразное фазовое состояние углеводородов в залежах различного типа.

Основные продуктивные комплексы — нижнемеловой и юрский, начальные разведанные запасы нефти и газа в них составляли соответственно около 84 и 12% от суммарных запасов в области. Из них 68% запасов газа было сосредоточено в Мирненском, 31% — Озексуатском и 1% — Маньчском районах. Начальные разведанные запасы нефти связаны в основном с Озексуатским районом.

Основные перспективные комплексы области также нижнемеловой и юрский, на которые по прогнозной оценке приходится примерно по одной трети запасов, но в то же время существенное значение приобретает и триасовый комплекс (20% по прогнозной оценке). В соответствии с прогнозной оценкой территория Мирненского района отнесена к землям IV категории, а остальная часть области к землям III категории.

В Мирненском газоносном районе, приуроченном к Арзгиро-Мирненскому куполовидному поднятию, 92% начальных разведанных запасов газа содержалось в нижнемеловом комплексе (глубины 2500—3000 м) и 8% в палеогеновом (глубины 200—700 м). По плотности текущих разведанных запасов газа этот район относится к V категории. Прогнозная оценка района (плотность IV категории) связана практически исключительно с нижнемеловым комплексом. Коэффициент разведанности запасов около 0,6.

К Озексуатскому нефтегазоносному району, расположенному в центральной и восточной частях Прикумской зоны поднятий, приурочено преобладающее число месторождений нефти и газа области. Начальные разведанные запасы нефти и газа в районе по стратиграфическим комплексам распределяются следующим образом: триас — 1% (глубины 3500—5000 м), юра — 15% (3000—4500 м), нижний мел — 80% (2500—4000 м), верхний мел — менее 1% и палеоген — 3%. По плотности текущих разведанных запасов нефти и газа этот район относится к V категории. Прогнозная оценка района (III категория) связана с триасом (40%), юрой (30%), мелом (27%) и палеогеном (3%). Коэффициент разведанности запасов меньше 0,5.

В Манычском нефтегазоносном районе, приуроченном к Восточно-Манычскому прогибу, разведанные запасы нефти и газа весьма невелики (VI категория). Прогнозная оценка района (III категория) связана примерно в равных пропорциях с триасовым, юрским и нижнемеловым комплексами. Коэффициент разведанности запасов меньше 0,1.

К перспективным землям (III категория) рассматриваемой области относятся территории Чернолесской впадины и Ногайской ступени. Во впадине основными перспективными комплексами являются юрский подсолевой (более половины запасов по прогнозной оценке) и меловой (одна треть запасов по прогнозной оценке). На Ногайской ступени примерно в равной степени перспективны триасовый, юрский и меловой комплексы.

Терско - Каспийская нефтегазоносная область охватывает полностью одноименный краевой прогиб и глубоко вдающийся в него Дагестанский выступ зоны Известнякового Дагестана Большого Кавказа. В ее пределах выделяются Грозненский и Кусаро-Дивичинский нефтеносные районы, Южно-Дагестанский нефтегазоносный и газоносный район Дагестанского выступа. Рассматриваемая область включает ряд месторождений. Основные характерные особенности области следующие: максимальная мощность (до 12 км) осадочного чехла, наличие соленосной толщи в юре, широкий стратиграфический диапазон концентрации запасов (мел — неоген), развитие многочисленных разрывных нарушений и локальных структур высокой емкости, а также преобладание жидкой фазы углеводородов. Наиболее типичными месторождениями являются Малгобек-Вознесенское, Старогрозненское и Октябрьское.

Начальные разведанные запасы нефти и газа в области по стратиграфическим комплексам распределялись следующим образом: юра — меньше 1%, нижний мел — 12%, верхний мел — 50%, палеоген — 8% и неоген — 29%. Из них почти 90% было сконцентрировано в Грозненском и 8% в Кусаро-Дивичинском районах. Продуктивные горизонты неогена залегают в Грозненском районе на глубинах до 2000 м, а верхнего мела — в интервале 1500—4000 м.

Среди перспективных комплексов на первое место в области выдвигается юрский, с которым связывается 70% запасов по прогнозной оценке, причем значительная часть их предполагается на глубинах 5—7 км. Около 25% запасов по прогнозной оценке приходится на меловой комплекс.

С кайнозойскими отложениями невысокая прогнозная оценка связывается лишь с Сулакской впадиной. Зона Терской и Сунженской мегантиклиналей по прогнозной оценке относится к землям II категории; северо-западный борт краевого прогиба, Сулакская впадина и Дагестанский выступ — к землям III категории, а Северо-Апшеронский прогиб, Предгорный Дагестан и котловины юго-западной части краевого прогиба — к землям IV категории.

Грозненский нефтеносный район приурочен к Терской и Сунженской мегантиклиналям и расположенной севернее их Притеречной антиклинальной цепи. Начальные разведанные запасы нефти распределялись

по комплексам следующим образом: юрский — менее 1%, нижнемеловой — 13%, верхнемеловой — 55%, палеогеновый — менее 1% и неогеновый — 31%. По плотности текущих разведанных запасов нефти район относится к IV категории. Коэффициент разведанности запасов около 0,6.

Газоносный район Дагестанского выступа характеризуется промышленной газоносностью пока только верхнемелового комплекса. По плотности текущих разведанных запасов газа он относится к VI категории. Прогнозная оценка района (III категория) в равной степени связывается с меловым и юрским комплексами. Коэффициент разведанности запасов меньше 0,1.

В Южно-Дагестанском нефтегазоносном районе, включающем Западную и Восточную антиклинальные цепи Предгорного Дагестана, небольшие начальные разведанные запасы были связаны в основном с неогеновым и верхнемеловым комплексами. По плотности текущих разведанных запасов район относится к VI категории. Прогнозная оценка района невысока и связана в основном с юрскими отложениями. Коэффициент разведанности запасов около 0,3.

В Кусаро-Дивичинском нефтеносном районе продуктивны отложения майкопской серии (олигоцен — нижний миоцен) и миоцена. По плотности текущих разведанных запасов нефти район относится к V категории. Основные перспективы района связываются с разведкой мезозойских отложений. Коэффициент разведанности запасов около 0,5.

Центрально-Каспийская перспективная нефтегазоносная область включает акваторию Среднего Каспия, центральная большая часть которого характеризуется глубинами моря свыше 200 м. В тектоническом отношении область представляет собой Центрально-Каспийскую моноклинали, в фундаменте которой установлены крупные субмеридиональные поднятия и прогиб. Однако изученность этой области крайне низкая, так как здесь завершены в основном лишь этап региональных исследований. Эти материалы позволяют рассматривать основными перспективными комплексами юрский и меловой. По прогнозной оценке западная и центральная части области относятся к землям III категории, а восточная, окаймляющая Карабогазский свод, — к землям IV категории.

Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область включает Южно-Мангышлакско-Устюртскую систему прогибов, Песчаномысское поднятие и западное погружение Мангышлакско-Центрально-Устюртской системы поднятий. В состав области входят Жетыбай-Узеньский нефтегазоносный и Шахпахтинский газоносный районы, приуроченные к одноименным тектоническим ступеням, и перспективные земли остальной части системы прогибов. Эта область во многих отношениях связана с Восточно-Предкавказской нефтегазоносной областью и является крайним восточным элементом провинции. В ней находится ряд месторождений, в том числе такие широко известные, как Узеньское и Жетыбайское (рис. 41).

Основной продуктивный комплекс области — юрский (глубины 1000—3000 м), с ним связано 99,5% начальных разведанных запасов нефти и газа. В меловых отложениях содержится всего 0,5% запасов.

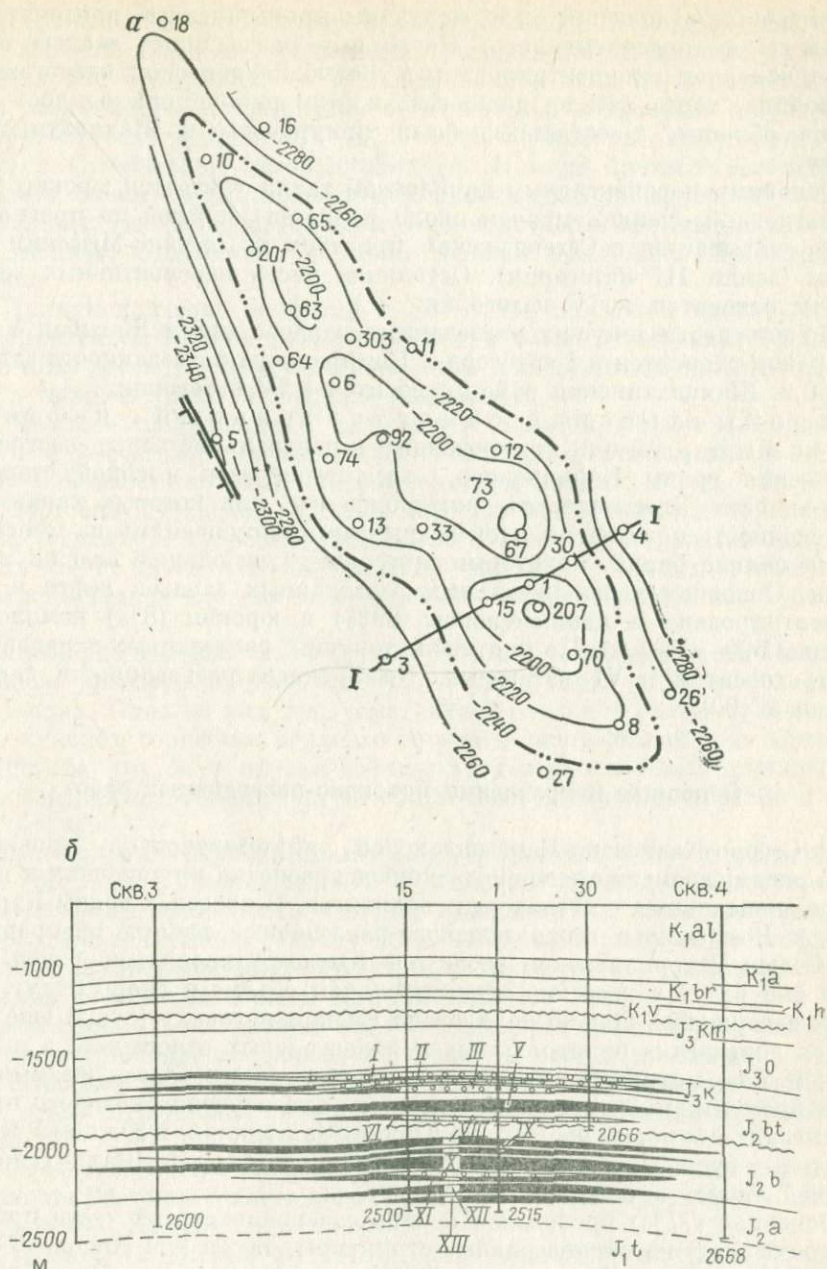


РИС. 41

ЖЕТЫБАЙСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО Т. ДЮМБАЕВУ, 1970 г.):

а — структурная карта по кровле XII продуктивного горизонта средней юры; б — геологический профиль по линии I—I

Из триасовых отложений были получены промышленные притоки газа, но запасы не подсчитывались. Начальные разведанные запасы нефти были в основном сконцентрированы в Жетыбай-Узеньском нефтегазоносном районе, тогда как на долю газа в этом районе приходилось 72% запасов области, а остальные были приурочены к Шахпахтинскому району.

Основным перспективным комплексом также считается юрский (90% по прогнозной оценке), причем около половины запасов по прогнозной оценке связывается с Сегендыкским прогибом и Песчано-Мысским поднятием (земли III категории). Остальная часть перспективных земель области относится к IV категории.

По плотности текущих разведанных запасов нефти Жетыбай-Узеньский район относится к I категории. Коэффициент разведанности запасов выше 0,9. Шахпахтинский район относится к IV категории.

Промысловский самостоятельный нефтегазоносный район, приуроченный к центральной части восточного погружения гряды Карпинского, характеризуется высокой степенью разведанности. Здесь открыты месторождения, для которых характерна расчлененность крыльев складок разрывными нарушениями на многочисленные мелкие блоки, к которым приурочены небольшие залежи нефти и газа. Основная часть начальных разведанных запасов нефти и газа сконцентрирована в нижнемеловом (89%) и юрском (8%) комплексах (глубины 500—2500 м). По плотности текущих разведанных запасов этот район относится к VI категории. Коэффициент разведанности запасов превышает 0,9.

Основные направления поисково-разведочных работ

В Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции к настоящему времени в основном закончена разведка крупнейших и крупных положительных тектонических элементов. В пределах гряды Карпинского и Ростовского свода поисково-разведочные работы прекращены, а на Северо-Ставропольском своде и в Южно-Ставропольской зоне поднятий они ведутся в весьма незначительном объеме и скоро будут, очевидно, завершены. Только на Азовско-Ейском мегавалу (суша) еще проводится доразведка нижнемеловых и палеогеновых отложений, а в Прикумской зоне поднятий — юрских и нижнемеловых. Здесь же выявлен новый продуктивный триасовый комплекс, для изучения которого предусматриваются буровые работы. На Южном Мангышлаке и Южном Устурте разведка юрских отложений Жетыбай-Узеньской и Шахпахтинской ступеней также в основном завершена.

Основная (77%) прогнозная оценка северокавказской части провинции приходится на отрицательные структуры, такие как Индоло-Кубанский (18%) и Терско-Каспийский (30%) краевые прогибы, Восточно-Кубанский (14%) и Восточно-Манычский прогибы (5%) и Чернолесскую впадину (10%). Прогнозная оценка запасов в основном относится к отложениям, залегающим на глубинах свыше 3,5—4,5 км.

В Терско-Каспийском краевом прогибе основной задачей являются поиски залежей в юрских подсолевых отложениях Передовых хребтов. Верхнемеловые отложения, содержащие больше половины разведанных запасов нефти прогиба, представляют интерес на локальных структурах Притеречной антиклинальной цепи, а также на прибортовых структурах Терской и Сунженской мегантиклиналей. В этом прогибе необходимо также дать оценку нефтегазоносности практически неизученной Сулакской впадины, где первоочередными объектами являются среднемиоценовые и меловые отложения, а также юрских отложений Предгорного Дагестана.

В Прикумской зоне поднятий и Восточно-Маньчском прогибе главным направлением должна быть разведка триасовых отложений. Одновременно с этим здесь необходимо продолжить поиски новых залежей нефти и газа в нижнемеловых и юрских отложениях.

В Чернолесской впадине важнейшей задачей является изучение строения и нефтегазоносности подсолевых юрских отложений и региональных зон выклинивания нижнемеловых и юрских пород.

В Восточно-Кубанском прогибе необходимо проведение поисковых работ на структурах юрского подсолевого комплекса, залегающего на глубинах 5—7 км в его центральной части, и в зонах регионального выклинивания юрских отложений на бортах прогиба на глубинах до 5 км.

Дальнейшие поисково-разведочные работы в восточной части Индоло-Кубанского краевого прогиба следует осуществлять в двух основных направлениях. Одно из них предусматривает поиски и разведку залежей нефти в кумском горизонте верхнего эоцена в погруженной зоне южного борта прогиба, другое — поиски нефтяных и газовых залежей в нижнемеловых и юрских отложениях на юго-восточном замыкании прогиба и его южном борту.

Определенными перспективами (юра — нижний мел) на Северном Кавказе обладают Тимашевская и Ногайская ступени, геологическое строение и нефтегазоносность которых находится на начальной стадии изучения. Первоочередной задачей здесь является исследование геофизическими методами локальных структур, а также региональных зон выклинивания отложений юры и отчасти нижнего мела.

Перспективны в отношении нефтегазоносности территории шельфов Азовского и Каспийского морей, входящих в состав провинции.

На Азовском море перспективными являются кайнозойские и нижнемеловые отложения Азовского вала и северного борта Индоло-Кубанского прогиба.

В Среднем Каспии перспективны тектонические зоны морского продолжения Восточно-Маньчского прогиба и Ногайской ступени, а также Центрально-Каспийская моноклираль.

Основными объектами работ на Мангышлаке и Южном Устье являются юрские и пермо-триасовые отложения западных частей Жетыбай-Узеньской зоны и Бекебашкудукского вала, южного борта Жазгурлинского прогиба и Песчаномысского поднятия, включая и акваториальные части всех крупных тектонических структур Мангышлака.

Причерноморско-Крымская газонефтеносная область

Причерноморско-Крымская газонефтеносная область расположена в южных районах Украинской ССР (Одесская, Херсонская, Запорожская и Крымская области) и Молдавской ССР, а также в пределах северо-западного шельфа Черного моря. В тектоническом отношении область охватывает южную часть Восточно-Европейской платформы и западную часть Скифской плиты. В пределах суши перспективные земли занимают площадь 38 тыс. км² (рис. 42).

Изученность

Первое месторождение газа в равнинной части Крыма — Оленевское, связанное с палеоценовыми отложениями, открыто в 1959 г. Позднее в этих же отложениях выявлены Задорненское (1960 г.), Глебовское (1961 г.), Карловское (1961 г.), Краснополянское (1963 г.) и Черноморское (1966 г.) месторождения. В майкопской серии равнинного Крыма Джанкойское газовое месторождение открыто в 1961 г., а Стрелковское —

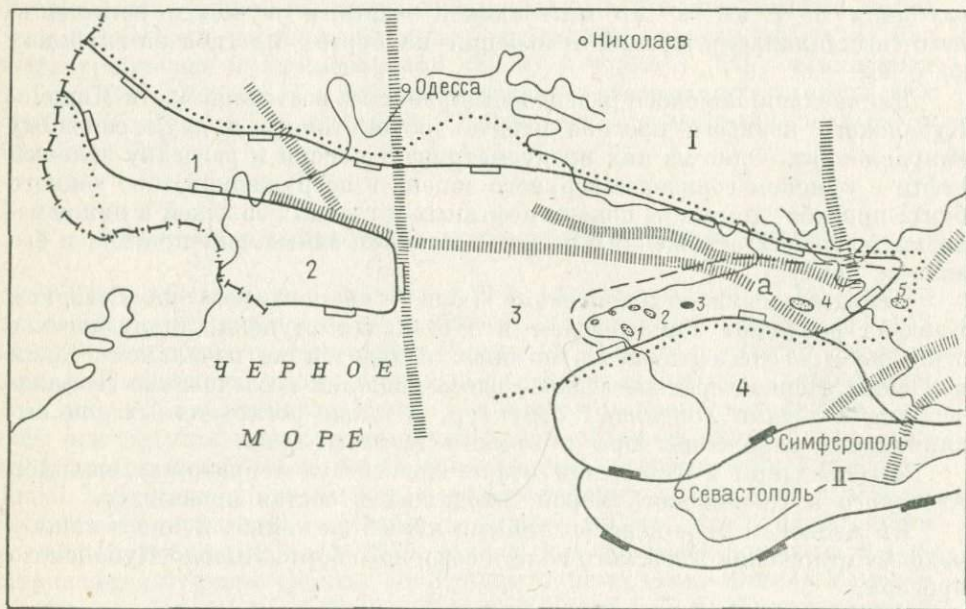


РИС. 42

ПРИЧЕРНОМОРСКО-КРЫМСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Крупнейшие тектонические элементы: I — южная окраина Восточно-Европейской платформы, II — Крымский мегантиклинорий.

Крупные тектонические элементы: 1 — Преддубрудский прогиб, 2 — Килийское поднятие, 3 — Каркинитский прогиб, 4 — Крымский свод.

Нефтегазогеологическое районирование: а — Северо-Крымский газонефтеносный район.

Месторождения: 1 — Западно-Октябрьское, 2 — Глебовское, 3 — Серебрянское, 4 — Джанкойское, 5 — Стрелковское

в 1964 г. Первое нефтяное месторождение Октябрьское открыто в нижнемеловых отложениях равнинного Крыма в 1961 г., а газоконденсатное Западно-Октябрьское — в 1964 г. Серебрянское месторождение в верхнемеловых отложениях равнинного Крыма выявлено в 1971 г. В 1973 г. подтверждена промышленная газоносность майкопской серии Стрелковского месторождения и на шельфе западной части Азовского моря, а в 1975 г. выявлена газовая залежь в этих отложениях и на поднятии Голицына в Черном море.

Добыча газа в Крыму началась в 1966 г. на Глебовском месторождении. Позднее в 1968 г. в эксплуатацию введено Задорненское, а в 1970 г. — Джанкойское газовые месторождения. Наиболее высокий уровень добычи газа достигнут в 1972 г. — 854 млн. м³. С 1966 по 1974 гг. включительно в Причерноморско-Крымской газонефтеносной области добыто 5,5 млрд. м³ газа.

Сравнительно хорошо в пределах суши изучены палеогеновые и верхнемеловые отложения. Нижнемеловой комплекс разбурен значительно меньшим числом скважин и достоверность геофизических построений здесь неудовлетворительная.

В центральной и южной частях северо-западного шельфа Черного моря геофизическими методами изучен структурный план палеогеновых отложений. Всего здесь выявлено 16 поднятий, в том числе Голицына, Шмидта, Сельского и др. Хуже изучены северная и западная части шельфа и Каркинитский залив. На поднятии Голицына скважиной глубиной 3060 м вскрыт разрез неогена, палеогена и частично верхнего мела. Выявлена газовая залежь в майкопском комплексе и установлена газоносность эоцен-палеоценовых пород. На Стрелковом поднятии в Азовском море пробурено несколько скважин. Одна из них прошла сокращенный разрез верхнего и нижнего мела и вскрыла домеловые — палеозойские образования.

Тектоническое районирование

На севере Причерноморско-Крымской газонефтеносной области фундамент сложен архей-нижнепротерозойскими кристаллическими породами, которые моноκлиналино погружаются к югу от 2—3 км до 6 км в центральной части Каркинитского прогиба. В южной части области фундамент сложен байкальскими, герцинскими и киммерийскими (триасовыми) складчатыми комплексами Скифской плиты, которые развиты в равнинной части Крыма и на западе Молдавии (Прутский выступ).

Основные тектонические элементы области — Причерноморская и Молдавская моноκлинали и Каркинитский и Преддобруджский прогибы.

На Причерноморской и западнее Одесского разлома на Молдавской моноκлиналах с погружением к югу увеличиваются мощность и полнота разреза. Фундамент Причерноморской моноκлинали перекрыт аптскими и более молодыми отложениями, а Молдавской — кембрийскими, силурийскими, а затем юрскими и более молодыми образованиями. Осадочный чехол этих моноκлиналей осложнен небольшим числом мелких поднятий.

Широтный Каркинитский прогиб занимает территорию одноименного залива, шельф северо-западной части Черного моря до Одесского разлома

и прилегающие прибрежные участки. Фундамент здесь достигает глубины 9 км (в Михайловской котловине). В восточной части прогиба чехол начинается юрскими, а в западной — возможно палеозойскими породами. Каркинитский прогиб — это наложенная структура, имеющая асимметричное строение с более крутым южным бортом, который перекрывает Северо-Крымский меловой прогиб Скифской плиты, а на севере — Причерноморскую моноклинали Русской плиты. Прогиб активно формировался с конца позднего мела с последовательным смещением осевой части к северу. Здесь выявлены многие локальные поднятия (Голицына, Шмидта и др.). Следует отметить, что подошва майкопских отложений на поднятии Голицына находится на 130—160 м выше, чем на Тендровской косе (северное побережье Каркинитского залива).

Предобруджский прогиб по Одесскому разлому граничит с Каркинитским. Он занимает западную часть шельфа Черного моря и западное Причерноморье вплоть до р. Прут. Прогиб системой разломов расчленен на приподнятые и погруженные блоки (до 8 км), в строении которых участвуют верхнепротерозойские и фанерозойские образования. Чехол прогиба осложнен локальными поднятиями, многие из которых приурочены к нарушениям. Однако изученность их, особенно в палеозойских отложениях, крайне слабая, тем более, что структурные планы палеозойских и более молодых отложений не совпадают.

Нефтегазоносность

Основные продуктивные комплексы области — нижнемеловой (73% разведанных запасов) и палеогеновый (27%). Нижнемеловой комплекс сложен в основном глинами, реже алевролитами, песчаниками, вулканогенно-осадочными породами и мергелями. В пределах шельфа северо-западной части Черного моря можно также рассчитывать на развитие карбонатных биогермных фаций (апт), которые известны на Тендровской косе. Мощность нижнемеловых отложений 2500—3000 м. Причем большая часть разреза относится к верхнеальбскому подъярису. В районе сел. Серебрянки на Тарханкутском полуострове мощность верхнеальбских отложений достигает 2200 м. В восточном направлении она уменьшается и в районе Джанкоя составляет уже 1000 м.

Палеогеновый комплекс делится на две части: палеоцен-эоценовую и майкопскую. Палеоцен-эоценовые отложения нефтегазоносны на Тарханкутском полуострове, где они представлены известняками, мергелями и глинами мощностью до 1100 м. Близкий по составу и мощности разрез вскрыт в северо-западной части Черного моря на поднятии Голицына. Более песчанистый разрез палеоцена и эоцена развит в районе Сивашей и Северо-Западного Причерноморья, где его мощность сокращается до 500—600 м.

Майкопские (олигоцен-нижнемиоценовые) песчано-глинистые породы распространены почти повсеместно на суше и шельфе Черного и Азовского морей. Их мощность увеличивается от нескольких десятков метров на склонах Новоселовского, Мелового и Октябрьского поднятий до 800 м в районе Джанкоя и Стрелковского и 2000 м в Михайловской впадине.

В Северном и Западном Причерноморье разрез опесчанивается и сокращается вплоть до полного выклинивания.

Из открытых в области месторождений в разработке находятся два газовых (Джанкойское и Задорненское) и одно газоконденсатное (Глебовское).

В Причерноморско-Крымской газонефтеносной области выделяется Северо-Крымский газонефтеносный район, охватывающий Тарханкутский полуостров — основную часть Каркинитского и Северо-Крымского прогибов в пределах суши. По плотности разведанных запасов углеводородов район относится к VI категории, а по прогнозной оценке — к IV категории. Южная часть Причерноморско-Крымской газонефтеносной области по прогнозной оценке относится к III категории. Узкая северная мелководная часть и Северные Сиваши относятся к IV категории, а Каламитский залив, Северное Причерноморье и юг Молдавской моноклинали — к малоперспективным землям.

Основной интерес для открытия новых залежей нефти и газа в рассматриваемой области представляют территории северо-западного шельфа Черного моря и западной части Азовского моря. В пределах шельфа перспективны меловые, палеогеновые и неогеновые отложения, а на суше — меловые.

Необходимо дальнейшее изучение северо-западного шельфа и Каркинитского залива геофизическими методами и бурением поисковых скважин на поднятиях Сельского, Шмидта и Губкина. Детальное изучение геофизическими методами северной части Тарханкутского полуострова позволит выявить погребенные поднятия и зоны развития неантиклинальных ловушек в нижнемеловых отложениях.

Северо-Устьюртская газонефтеносная область

В административном отношении Северо-Устьюртская газонефтеносная область (площадь 240 тыс. км²) занимает Каракалпакскую АССР и западную часть Казахской ССР. Тектонически она соответствует Северо-Устьюртской синеклизе. На севере рассматриваемая область граничит с Прикаспийской синеклизой, на востоке — с Арало-Кызылкумской зоной поднятий, а с юга ограничена Мангышлакско-Центрально-Устьюртской системой дислокаций (рис. 43).

Изученность

Степень геолого-геофизической изученности области различна по площади и разрезу. В целом здесь изучены структурные особенности юрских, меловых и палеогеновых отложений и получены лишь отрывочные данные об особенностях строения доюрских палеозойско-триасовых толщ.

На всей рассматриваемой территории, за исключением непроходимых участков сора Мертвый Култук и чинков Устьюрта, проведены региональные исследования КМПВ, площадные сейсмические работы МОВ, которые до 1972 г. являлись основным методом подготовки структур под глубокое бурение и давали информацию практически повсеместно по I (кровля

мела) и III (подошва неокома) отражающим горизонтам. С 1972 г. на Северном Устье в небольших объемах проводятся сейсмические исследования МОГТ, показавшие принципиальную возможность картирования на отдельных площадях в доюрских отложениях нескольких (до трех) отражающих горизонтов. Структурное бурение проводилось лишь на структуре Чагырлы-Чумышты и Базайской группе поднятий.

Начиная с 1961 г. около 30 структур было введено в глубокое бурение и на семи из них открыты месторождения нефти и газа.

Тектоническое районирование

Возраст фундамента в Северо-Устьуртской синеклизе окончательно не установлен и по этому вопросу имеются различные точки зрения. Одна из них предполагает докембрийский возраст фундамента, залегающий на глубинах от 5—6 до 9—10 км (рис. 44).

Между фундаментом и ортоплатформенным чехлом выделяется промежуточный доюрский комплекс, мощность которого колеблется от 3 до 5 км. В верхней его части вскрыты (1000 м) красноцветные, а на западе региона — сероцветные песчано-глинистые отложения среднего — нижнего триаса, на востоке — карбонатные и карбонатно-терригенные отложения каменноугольного и каменноугольно-верхнепермского возраста.



РИС. 43

СЕВЕРО-УСТЬУРТСКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Прикаспийская синеклиза, II — Мангышлакско-Устьуртская система поднятий, III — Устьуртская синеклиза.

Крупные тектонические элементы: 1 — Бузачинский свод, 2 — Чумшакульская зона поднятий, 3 — Южно-Бузачинский прогиб, 4 — Арыстановская ступень, 5 — Северо-Устьуртская система прогибов, 6 — Мынсуалмасская ступень, 7 — Барсакельмес-Судочья впадина, 8 — Актусукский свод, 9 — Арало-Кызылкумская зона поднятий, 10 — Восточно-Аральская впадина.

Нефтегазогеологическое районирование: а — Чумышты-Базайский газоносный район.

Месторождения: 1 — Арыстановское, 2 — Чагырлы-Чумыштинское, 3 — Жаманкоянкулукское, 4 — Куанышское

Ортоплатформенный чехол мощностью до 5 км сложен терригенными, в верхней части карбонатными отложениями юры мощностью до 1,5 км, терригенными и карбонатными породами мела до 2,5 км, палеогена до 1,2 км и неогена до 0,6 км.

На рассматриваемой территории установлены разломы преимущественно северо-западной и широтной ориентировок. В северной части синеклизы выделяется Мынсуалмасская ступень протяженностью 240 км и шириной 40—60 км, глубина залегания фундамента оценивается в 7—9 км. Южнее располагается Северо-Устьюртская система прогибов общей протяженностью свыше 600 км и с глубинами до фундамента 8—10 км. В ее пределах выделяются Бейнеусская, Самская и Косбулакская впадины. Южнее этой системы прогибов расположены Арыстановская ступень (ее размер 225×50 км, глубина залегания фундамента 3—7 км) и Актумсукский свод (175×85 км, 3—7 км). На юго-западе и юго-востоке синеклизы соответственно расположены Южно-Бузачинский прогиб и Барсакельмес-Судочья впадина. Южно-Бузачинский прогиб имеет субширотное простиране, размер его $250 \times 30 \text{—} 50$ км, глубина залегания фундамента 6—8 км. Барсакельмес-Судочья впадина имеет почти изометричную форму, размер ее $200 \text{—} 250 \times 150 \text{—} 180$ км, глубина залегания фундамента 5—8 км.

В пределах перечисленных структурных элементов установлен ряд локальных структур. В юрско-палеогеновой части разреза выделяются два типа антиклинальных складок — брахиантиклинальные и куполовидные. Первые изучены значительно лучше. Преобладают широтная, северо-западная и юго-западная ориентировки длинных осей складок, что свидетельствует о возможной связи их образования с системами разломов.

Сведения о строении локальных поднятий в доюрских отложениях практически отсутствуют.

Нефтегазоносность

Проведенные поисково-разведочные работы позволили выделить в пределах Северо-Устьюртской газонефтеносной области средне-верхнеюрский нефтеносный и палеогеновый газоносный комплексы, а также доюрский перспективный нефтегазоносный комплекс.

С палеогеновым газоносным комплексом связаны газовые месторождения. В 1964 г. открыта Базайская группа месторождений (Жаманкоюнкулак и Жаксыкоюнкулак), в 1966 г. — месторождение Чагырлы-Чумышты и в 1967 г. — Кзылойское. В 1968 г. Жаксыкоюнкулак, а в 1969 г. Жаманкоюнкулак введены в эксплуатацию. Месторождения Чагырлы-Чумышты и Кзылойское подготовлены к разработке.

Продуктивные горизонты приурочены к верхней части кумского горизонта верхнего эоцена и представлены песчано-алевритовыми породами. Мощность продуктивных горизонтов колеблется от 10 до 30 м, эффективная — от 5,5 до 14 м. Покрышкой служит мощная (150—180 м) толща глин саксаульской свиты верхнего эоцена.

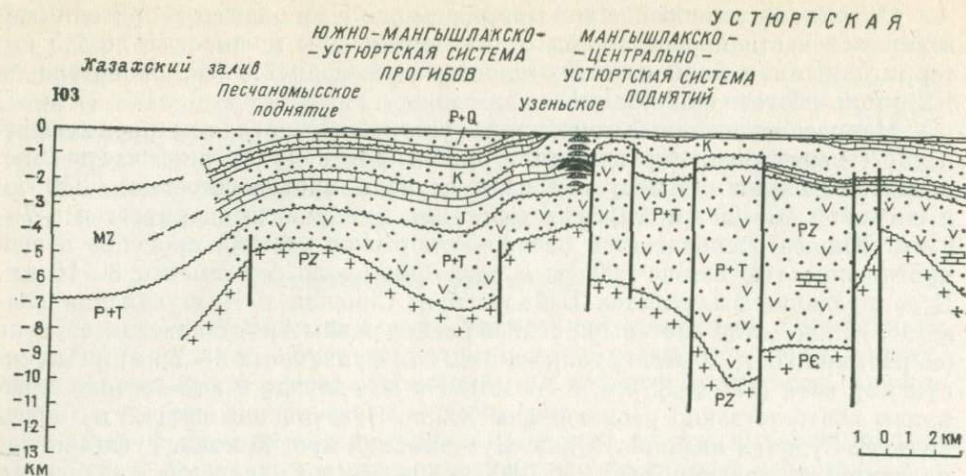


РИС. 44

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ СЕВЕРО-УСТЮРТСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ЛИНИИ I—I (СОСТАВИЛИ К. Н. КРАВЧЕНКО, И. Н. ПОЛКАНОВА)

Нефтеносность верхнеюрского комплекса доказана на месторождении Каракудук, открытом в 1971 г. Продуктивные горизонты приурочены к келловейскому ярусу и представлены переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Разведка месторождений продолжается.

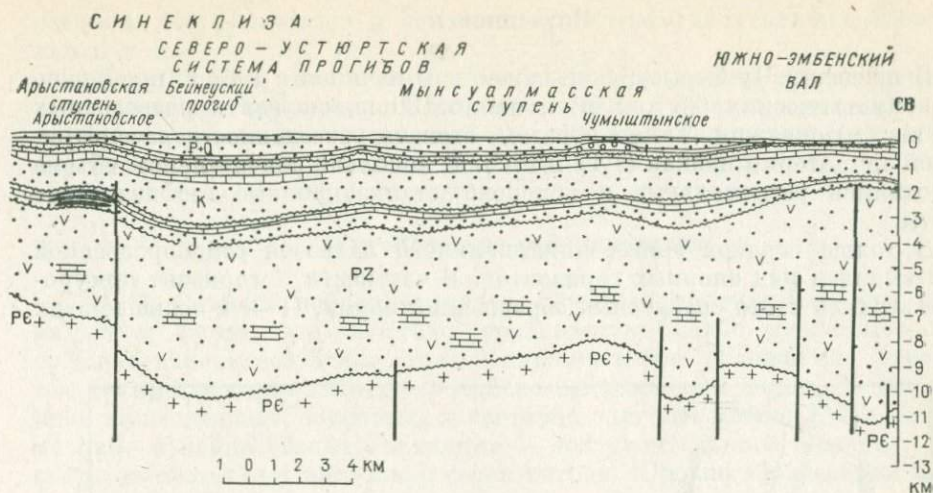
Среднеюрские отложения выражены чередованием глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников. С этим комплексом связаны залежи нефти на Арыстановском месторождении, открытом в 1968 г. Здесь выделено до восьми нефтеносных горизонтов. Небольшие залежи нефти встречены лишь в двух горизонтах, где дебиты составляют 17,7—33 м³/сут. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от 39 до 58 м, эффективная от 2 до 27 м. В низах средней юры открыта небольшая залежь газоконденсата на структуре Куаныш.

О нефтегазонасности доюрских отложений имеются лишь единичные данные. Нефтепроявления в допермских отложениях установлены на площади Каракудук (Барсакельмесский прогиб). В 1971 г. здесь в процессе испытания в интервале 3654—3722 м получены притоки пластовой воды и около 100 т нефти.

Нефтегазогеологическое районирование

В Северо-Устыртской газонефтеносной области в настоящее время выделен лишь Чумышты-Базайский газоносный район, который включает пять газовых месторождений с залежами в палеогеновых отложениях. Тектонически указанный район приурочен к Базайско-Аккулковской зоне поднятий.

По плотности текущих разведанных запасов район отнесен к VI категории, по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности более 0,5.



Большая часть перспективной территории Северо-Устыртской газонефтеносной области, за исключением Актумсукского свода, по прогнозной оценке отнесена к IV категории.

Основные направления поисково-разведочных работ

Основные направления работ на нефть и газ в Северо-Устыртской нефтегазоносной области связаны с продолжением поисков залежей в юрских, а также доюрских отложениях.

Для изучения юрского нефтегазоносного комплекса необходимо проведение региональных и детальных геолого-геофизических работ с целью выявления локальных поднятий и изучения закономерностей изменения коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Для оценки перспектив нефтегазоносности доюрских отложений необходимо осуществление региональных и детальных исследований с целью выявления объектов для постановки поисково-разведочного бурения.

Чу-Сарысуйская газоносная область

Чу-Сарысуйская газоносная область расположена в Южном Казахстане и охватывает одноименную синеклизу общей площадью 150 тыс. км². С северо-востока она ограничена каледонскими сооружениями Улугауского и Чу-Илийского антиклинорий, с юга и востока — Большекаратausким краем и Казахским щитом, на северо-западе — поднятиями зоны замыкания Большого Каратау, которые отделяют ее от Тургайской синеклизы (рис. 45).

Изученность

В пределах Чу-Сарысуйской синеклизы начиная с 1962 г. пробурено 12 параметрических (35 тыс. м) и около 100 поисковых и разведочных (150 тыс. м) скважин. Таким образом, степень разведанности рассматриваемой территории низкая (1,17 м/км²). В довольно значительном объеме проводились региональные и поисково-детализационные геофизические работы.

В толще осадков эпигеосинклинального палеозоя сейсморазведкой МОВ выявлен ряд опорных горизонтов. В частности, I горизонт приурочен к верхней части соленосных образований перми, II — к подошве этих

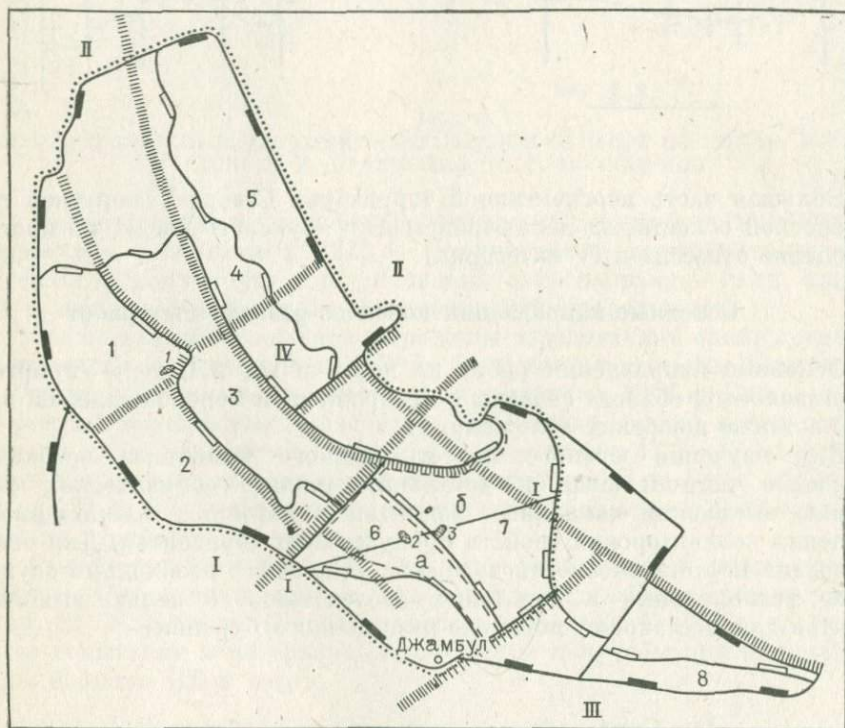


РИС. 45

ЧУ-САРЫСУЙСКАЯ ГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Большекаратауский краж, II — Казахский щит, III — Тяньшаньский ороген, IV — Чу-Сарысуйская синеклиза.

Крупные тектонические элементы: 1 — Кокпансорская впадина, 2 — Сувакско-Байкадамский прогиб, 3 — Тастинская зона поднятий, 4 — Тесбуланский прогиб, 5 — Приджилаирская ступень, 6 — Аккумско-Таласская ступень, 7 — Муюнкумская впадина, 8 — Восточно-Чуйский прогиб.

Нефтегазогеологические районирования: а — Учаральский, б — Муюнкумский газоносные районы.

Месторождения: 1 — Придорожное, 2 — Учаральское, 3 — Айрактинское

осадков, III установлен в основании нижнекаменноугольных известняков и т. п.

В результате выполненных, особенно в последние три-четыре года, региональных геофизических исследований и бурения параметрических и поисковых скважин выявлены два промышленно газоносных района и уточнена оценка перспектив нефтегазоносности территории.

Тектоническое районирование

В Чу-Сарысуйской синеклизе на древнем, преимущественно добайкальском фундаменте залегают сравнительно слабо дислоцированные средне-верхнепалеозойские эпигеосинклинальные отложения, перекрытые толщей платформенных мезозойско-кайнозойских пород. За исключением палеоценовых, эоценовых и частично олигоценовых осадков, верхнемеловые и кайнозойские отложения — континентального генезиса. Мощность их составляет несколько сотен метров. Юрские образования имеют ограниченное распространение.

Фундамент синеклизы характеризуется сложным гетерогенным строением, обусловленным наличием отдельных блоков и массивов добайкальской консолидации (Чуйская и Кокпансорская глыбы, Муюнкумский массив), между которыми располагались каледонские геосинклинали. Фундамент разбит разломами северо-западного (каратауского), меридионального (улутауского) и поперечного к ним северо-восточного простираний на отдельные блоки (рис. 46).

Преобладающая ориентация тектонических элементов северо-северо-западная, соответствующая общему простиранию синеклизы и обрамляющих ее антиклинорий. Это подчеркивается расположенной в осевой зоне Тастинской зоной поднятий, в строении которой значительную роль играют глубинные разломы. К северо-востоку от Тастинской зоны поднятий располагаются Тесбулакский прогиб и Муюнкумская впадина, а на

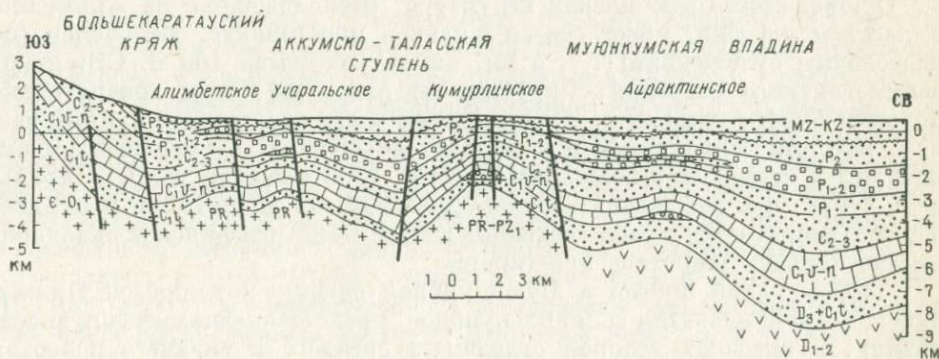


РИС. 46

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ЧУ-САРЫСУЙСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ЛИНИИ I—I (СОСТАВИЛИ Ф. Е. СИНИЦЫН, В. И. КАРНОВ)

юго-западе — Кокпансорская впадина и Сузакско-Байкадамский прогиб. Юго-восточным продолжением Тастинской зоны поднятий является Аккумско-Таласская ступень, состоящая из ряда валов, осложненных локальными поднятиями.

Протяженность Тастинской зоны поднятий около 270 км при ширине до 50—60 км. В ее пределах установлен ряд небольших по размеру локальных поднятий. Максимальные отметки поверхности фундамента достигают 2—3 км.

Кокпансорская впадина имеет размер 150 × 100 км. Судя по геофизическим данным, кровля пород фундамента в центральной части впадины погружена на глубину свыше 5 км, причем мощность мезозойско-кайнозойских отложений по данным колонкового бурения составляет всего 400—500 м.

Сузакско-Байкадамский прогиб имеет северо-западное простирание. Длина его 190 км, ширина 80 км. Максимальные значения отметок фундамента несколько превышают 3 км. Заложение прогиба произошло в турнейском веке.

Тесбулакский прогиб имеет размер 120 × 45 км. Судя по геофизическим данным, на породах фундамента залегают эффузивные образования ниже-среднедевонского возраста, глубина погружения которых в центральной части превышает 5 км. В разрезе широко развиты отложения девона, карбона и перми.

Муюнкумская впадина обладает относительно изометричной формой и имеет размер 180 × 100 км. Максимальные отметки поверхности фундамента несколько превышают 4 км. Заложение прогиба произошло в позднедевонское время. Айрактинская структура, расположенная в Муюнкумской впадине, имеет форму, близкую к треугольной. Размер ее по III отражающему горизонту 13 × 9 км, амплитуда свыше 100 м. Жаркумская структура имеет размер 14 × 10 км, амплитуду около 120 м. Отличается асимметричным строением с углами падения в 5—6° на восточном и 1—2° на западном крыльях. Юго-восточный борт структуры срезан тектоническим нарушением северо-восточного простирания.

Учарал-Кемпыртюбинская структура, расположенная на Аккумско-Таласской ступени, имеет северо-западное простирание. Ее размер (по надсолевым отложениям) 7 × 4 км, амплитуда свыше 100 м. Структура асимметричного строения с крутым северным (до 6°) и сравнительно пологим южным крыльями. В присводовой части отмечается крупный разлом, который фиксируется и в породах фундамента с уменьшением амплитуды в пермских отложениях до 50 м. Юго-западная часть Учаральской структуры осложнена тремя куполовидными поднятиями и кулисообразно сопрягается с расположенной южнее Кемпыртюбинской складкой, имеющей почти широтное простирание.

Тесбулакский прогиб и Муюнкумская впадина отделяются Нижне-чуйской зоной развития соляных куполов, представляющих крупную седловину, в пределах которой отложения среднего и верхнего палеозоя образуют ряд диашировых и брахиантиклинальных структур. Разрез отложений девона и карбона здесь мало отличается от платформенных образований, причем плотность отдельных образцов песчаников нижнего

карбона составляет 2,2 г/см³, а известняков — 2,3 г/см³. Наиболее крупные диапировые структуры площадью 40—50 км² располагаются преимущественно в центральной части солянокупольной зоны.

Нефтегазоносность

Наибольший интерес с точки зрения перспектив нефтегазоносности представляют средне-верхнепалеозойские отложения. В основании разреза этого комплекса залегают преимущественно эффузивные породы нижнего и среднего девона (мощностью до 1000 м), развитые в пределах северо-западной части Тесбулакской впадины, Нижнечуйской зоне и в северной части Муюнкумской впадины. Осадки девона (франский и фаменский ярусы) известны в основном в зонах унаследованных прогибов. Наиболее изучены они в Нижнечуйской зоне на Бестюбинской площади, где в разрезе выделяются подсолевые (вскрытая мощность 500 м) и соленосные осадки (800 м). В составе подсолевых отложений преобладают пестроцветные алевролиты и аргиллиты, содержащие прослой известняков. Соленосные отложения, относимые к фамену — нижнему турнею, вскрыты бурением на Придорожной структуре, на востоке Кокпансорской впадины.

Нижнекаменноугольные отложения представлены осадками турнейского, визейского и намюрского ярусов. Турнейский и визейский ярусы сложены преимущественно карбонатными и карбонатно-терригенными породами, в юго-восточной и восточной частях с прослоями ангидритов, углистых аргиллитов, песчаников и туффитов общей мощностью до 2000 м. Отложения намюра представлены в основном терригенными, часто сульфитизированными осадками, мощность которых изменяется от 80 до 170 м.

Верхний палеозой заканчивается серией (до 3000 м) континентальных отложений. Так, неполная мощность красноцветных терригенных отложений среднего и верхнего карбона в центральной части Муюнкумской впадины превышает 1000 м, а пермских — 1600 м, причем мощность соленосных осадков достигает 900 м.

Наиболее древними отложениями, представляющими интерес для поисков нефти и газа в породах палеозоя, являются подсолевые отложения верхнего девона и нижнего турнея, развитые в пределах Кокпансорской впадины, в Нижнечуйской солянокупольной зоне и Тесбулакском прогибе. Кроме того, в верхней части разреза девона широко развиты осадки мелководно-морских и лагунных фаций, благоприятные с точки зрения нефтегазообразования, а мощные толщи соленосных пород фаменского и нижнетурнейского возраста представляют собой надежные покрывки. Газоносность песчаников верхнего девона на Придорожной структуре установлена в 1973—1974 гг., причем дебит газа в скв. 3 превышал 1,5 млн. м³/сут. На месторождении установлены три залежи: в песчаниках подсолевого девона, имеющих открытую пористость 10—18% (глубина 2400—2550 м), в межсолевом горизонте песчаников фамена — турнея, имеющих открытую пористость 15—16% (глубина 2050—2500 м) и в трещиноватых известняках визея — намюра (1100—1350 м).

Помимо девонских и нижнекаменноугольных отложений перспективны также и породы нижней перми. В пределах Аккумско-Талласской ступени и Муюнкумской впадины выявленные залежи газа связаны в основном с песчаниками верхнего турнея, обладающих открытой пористостью 6—12% (глубина 2080—2180 м), а также порово-трещиноватыми песчаниками (интервал 800—850 м) перми. По материалам глубокого бурения районы развития каледонской складчатости малоперспективны вследствие проявлений позднегерцинских процессов активизации, приведших к увеличению плотности терригенных пород среднего и верхнего палеозоя. В то же время в пределах впадин и прогибов, развивающихся на добайкальском фундаменте, располагаются структуры сравнительно длительного развития, благоприятные в отношении нефтегазоносности. Прогнозные запасы по комплексам распределяются следующим образом: девон — 45%, карбон — 45% и пермь — 10%.

Нефтегазогеологическое районирование

Общее количество перспективных подготовленных структур в настоящее время составляет 13, в бурении находятся три. Газовые месторождения расположены в Учаральском и Муюнкумском газоносных районах (табл. 17).

Учаральский газоносный район соответствует Аккумско-Талласской ступени, а Муюнкумский — одноименной впадине. По плотности текущих разведанных запасов эти районы относятся к VI категории, по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов

ТАБЛИЦА 17

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Максимальная мощность осадочного чехла, км	Тектоническая приуроченность	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
Чу-Сарысуйская ГО	150	6	Чу-Сарысуйская синеклиза	Девонский, каменноугольный	Каменноугольный, девонский, пермский
а. Учаральский ГР	6	3	Аккумско-Талласская ступень	Каменноугольный	Каменноугольный, пермский
б. Муюнкумский ГР	17	5	Муюнкумская впадина	Каменноугольный, пермский	То же

также различен: в Учаральском районе более 0,5, в Муюнкумском — менее 0,5.

Большая же часть Чу-Сарысуйской газоносной области рассматривается как возможно перспективная территория. Районы Кокпансорской впадины, Тесбулакского прогиба и Нижнечуйской солянокупольной зоны по прогнозной оценке относятся к IV категории. Остальная территория Чу-Сарысуйской газоносной области по данным геолого-геофизических и геохимических исследований является малоперспективной и бесперспективной.

Основные направления поисково-разведочных работ

С целью быстреего освоения Чу-Сарысуйской газоносной области необходимо в ближайшие годы увеличить объемы региональных и поисково-разведочных работ, уделив основное внимание изучению подсолевых и межсолевых отложений, в которых содержатся основные запасы газа.

Региональные исследования предусматривают отработку профилей КМПВ, ОГТ в сочетании с бурением параметрических скважин. Комплекс поисково-разведочных работ включает проведение геофизических исследований, иногда со структурно-параметрическим бурением, а также глубокое поисковое и разведочное бурение.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ ПОДВИЖНЫХ ПОЯСОВ

В этой главе рассматриваются провинции и области, расположенные в Средиземноморском (Южно-Каспийская провинция, Предкарпатская, Черноморская и Сурхан-Вахшская области), Урало-Монгольском (Ферганская область) и Тихоокеанском (Охотская провинция, Анадырская и Восточно-Камчатская области) подвижных поясах.

Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция

Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция приурочена к крупной области прогибания земной коры, включающей Южно-Каспийскую впадину и Куринский межгорный прогиб. Она ограничена с севера мегантиклинорием Большого Кавказа, глубинным Среднекаспийским разломом и Большебалханским антиклинорием, с запада — Дзирульским массивом, с юга — складчатой системой Малого Кавказа, с востока — Копетдагским мегантиклинорием (рис. 47).

В Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции расположены старейшие нефтедобывающие районы страны — Апшеронский и Прибалханский.

Административно провинция включает территории Азербайджанской ССР (за исключением Кубинского района), западной части Туркменской ССР и восточной части Грузинской ССР. Общая площадь ее свыше 200 тыс. км².

Изученность

Добыча нефти и газа в Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции имеет более чем вековую историю. Колодезная добыча нефти в Азербайджане и Западной Туркмении велась еще в древности. Первые скважины появились на п-ве Челекен и на месторождениях Балаханы — Сабунчи — Раманы и др. в конце XIX в.

До 1930 г. основная часть территории Азербайджана и Западной Туркмении была покрыта геологической съемкой крупного масштаба. К 1930—1932 гг. относится начало применения геофизических методов разведки. Разработанным впервые в Азербайджане методом морской электроразведки (1933—1935 гг.) была изучена тектоника широкой прибрежной полосы Каспия от устья р. Куры на юге до Килиязинской косы на севере. Благодаря широкому применению сейсморазведки в модификации

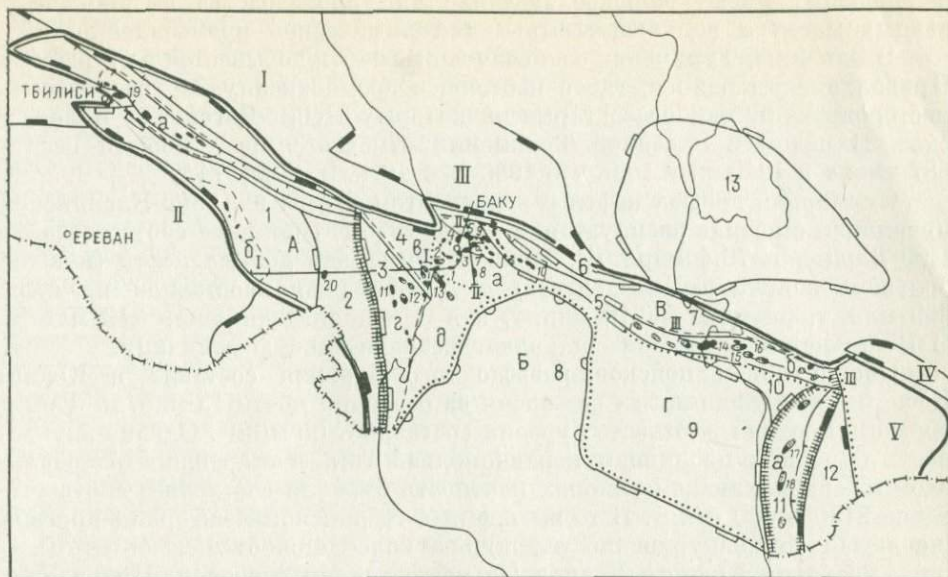


РИС. 47

ЮЖНО-КАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — мегантиклинорий Большого Кавказа, II — складчатая система Малого Кавказа, III — Терско-Каспийский краевой прогиб, IV — Предкопетдагский краевой прогиб, V — Копетдагский мегантиклинорий.

Крупные тектонические элементы: 1 — Предмалокавказский прогиб, 2 — Талыш-Вандамский выступ, 3 — Нижнекурильский прогиб, 4 — Кобыстано-Ашшеронский прогиб, 5 — Ашшероно-Прибалханская зона поднятий, 6 — Северо-Ашшеронская зона поднятий, 7 — Артемо-Кельюрский прогиб, 8 — Южно-Каспийская котловина, 9 — Туркменская ступень, 10 — Кызылжумский прогиб, 11 — Гограндаг-Окаремская зона поднятий, 12 — Аладаг-Мессарианская ступень, 13 — Карабогазский свод.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Кобыстано-Курильская нефтегазоносная область: а — Гаре-Кахетинский нефтеносный, б — Кировабадский нефтеносный, в — Шемахино-Кобыстанский нефтегазоносный, г — Нижнекурильский нефтегазоносный районы, д — нефтегазоносный район Бакинского архипелага; Б — перспективная нефтегазоносная область Южно-Каспийской котловины; В — Ашшероно-Прибалханская нефтегазоносная область: а — Ашшеронский, б — Прибалханский нефтегазоносные районы; Г — Западно-Туркменская газонефтеносная область: а — Гограндаг-Окаремский газонефтеносный район.

Месторождения: 1 — Карадагское, 2 — Локбатан-Путинское, 3 — Бибиэбатское, 4 — Бинагалы-Чахнагляр-Сулутепинское, 5 — Балаханы-Сабунчи-Раманинское, 6 — Сураханское, 7 — Песчаный-море, 8 — Бахарское, 9 — Калининское, 10 — Нефтяные Камни, 11 — Кюрювадское, 12 — Кюрсангинское, 13 — Сагачалы — Дуваный — о-в Булла, 14 — Челекеньское, 15 — Котуртепинское, 16 — Барсакельмесское, 17 — Камышджинское, 18 — Окаремское, 19 — Самгорское, 20 — Мурадханлинское

отраженных и преломленных волн был выявлен, подготовлен и введен в промышленную разведку ряд погребенных и глубокопогруженных локальных поднятий как на суше, так и на море.

Азербайджан сыграл огромную роль в развитии нефтяной промышленности страны. В 1940 г. добыча нефти в республике составила 22,2 млн. т (71% общесоюзной), в 1950 г. — 14,8 млн. т (39%), а в 1974 г. — 17,8 млн. т (4,0%). Снижение удельного значения добычи нефти в Азербайджане связано с значительным ростом добычи в СССР, а также с некоторым абсолютным снижением добычи нефти в республике. Однако нефть

и конденсат имеют большое значение для производства высококачественных масел и получения сырья для химической промышленности.

В Западной Туркмении основная часть нефти добывается в старейшем Прибалханском районе, где в настоящее время эксплуатируется восемь месторождений, наиболее старые из которых Небит-Дагское и Челекенское. В целом в Западной Туркмении отмечается рост добычи нефти: 587 тыс. т в 1940 г., 2 млн. т в 1950 г. и 16 млн. т в 1974 г.

Суммарная добыча нефти с конденсатом и газа в Южно-Каспийской провинции с начала эксплуатации на 1/1 1975 г. составила соответственно 1,09 млрд. т и 76,4 млрд. м³. Причем суммарная добыча нефти (и в небольшом количестве конденсата) в Азербайджане составила на суше 669 млн. т, на море — 210 млн. т, а в Западной Туркмении 213 млн. т. В Восточной Грузии она составляет незначительную величину.

Общий объем поисково-разведочного бурения составил в Южно-Каспийской провинции за все время ее освоения почти 13 млн. м. Таким образом, средняя плотность бурения составляет 65 м/км². Однако изученность бурением провинции неравномерна. Так, в старейших Ашшеронском и Прибалханском районах плотность бурения составляет соответственно 2150 и 600 м/км². В то же время в Куринском межгорном прогибе (исключая Нижнекуруинский район) она колеблется от 4 до 40 м/км².

Акватория Южного Каспия (за исключением Ашшероно-Прибалханской зоны поднятий и южной части зоны Бакинского архипелага) изучена крайне слабо — пробурены лишь единичные поисковые скважины.

Средняя глубина поисковых скважин в Азербайджане составляла 1961 г. — 2894 м, 1966 г. — 3475 м, 1971 г. — 3514 м (на суше 2962 м, на море 4305 м) и в 1974 г. — 4278 м (на суше 4238 м, на море 4322 м). В Западной Туркмении этот показатель составлял в 1961 г. — 2307 м, 1966 г. — 2662 м, 1971 г. — 3393 м, 1974 г. — 3489 м. Рост средней глубины скважин объясняется поисками и открытиями новых залежей в глубоководных горизонтах осадочного чехла. Наиболее глубокая скважина в провинции с забоем 6522 м расположена в Азербайджане на Шаховой косе.

Структурное бурение проводилось в Азербайджане как на суше, так и на море, в мелководной его части в течение нескольких десятилетий. Оно было одним из основных методов подготовки структур к поисково-разведочному бурению и детализации отдельных площадей. В настоящее время объем структурного бурения резко сокращен. В Западной Туркмении структурное бурение проводилось на мезозойские отложения в пределах Аладаг-Мессарианской ступени.

Геофизическими методами Южно-Каспийская провинция изучена с различной степенью детальности. Основным видом работ вначале был МОВ, обеспечивающий глубину исследований осадочного чехла до 3 км. Затем с 50-х годов при региональных сейсмических работах стали использоваться методы КМПВ и ГСЗ, основной задачей которых было изучение глубины залегания и рельефа поверхности фундамента. В Восточной Грузии региональные сейсмические исследования были начаты в 1962 г.

В настоящее время сейсмическими исследованиями МОВ и ОГТ получены данные о геологическом строении глубокозалегающих (5—7 км)

горизонтов осадочного чехла в пределах как суши, так и акватории Каспийского моря по сейсмическим горизонтам, приуроченным в основном к плиоцену. Проведение большого комплекса геофизических исследований на протяжении ряда лет дало возможность подготовить большое количество структур к глубокому бурению по плиоценовым, олигоцен-миоценовым и частично мезозойским отложениям. Вся территория провинции покрыта частой, но неравномерной по площади сетью сейсмических профилей. Наиболее высокая плотность геофизической изученности характерна для бортовых частей Южно-Каспийской впадины (плиоцен) и Куринского межгорного прогиба (кайнозой — мел). Так, в пределах Апшеронского района степень изученности сейсморазведкой превышает 8 км/км^2 , достаточно высока она в Прибалханском ($4,4 \text{ км/км}^2$) и Шемахино-Кобыстанском (3 км/км^2) районах. Большая часть Куринского межгорного прогиба и внутренняя часть Южно-Каспийской впадины исследованы геофизическими методами значительно слабее и степень изученности сейсморазведкой не превышает или несколько выше 1 км/км^2 .

Длительное время основной объем поисково-разведочного бурения в Южно-Каспийской нефтегазонасной провинции был сконцентрирован в областях развития продуктивной (красноцветной) толщи плиоцена (Апшеронский полуостров, Бакинский архипелаг, Прибалханский район и др.), что привело к открытию ряда новых месторождений и приросту запасов нефти и газа в Азербайджане и Западной Туркмении.

Поиски залежей нефти и газа в отложениях палеогена и миоцена начались в 1926 г. С 1939 г. в связи с установлением промышленной нефтегазонасности майкопской свиты в Сиазанском районе поисково-разведочные работы на эти отложения были расширены, что привело к открытию новых залежей в Кировабадском районе и Кобыстане. Однако уже в 1955 г. объем поисково-разведочного бурения был значительно сокращен в связи с установлением плохих коллекторских свойств их и малодебитности скважин. Из 36 площадей, находившихся в бурении, промышленная нефтегазонасность установлена всего на семи площадях, что говорит о низкой результативности поисково-разведочных работ на этот комплекс.

В последнее время в Восточной Грузии на площади Самгори из отложений среднего эоцена получены фонтанные высокодебитные притоки нефти, что имеет принципиальное значение для оценки перспектив этого комплекса.

Поиски залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Азербайджана начались в 1949 г. Основной объем глубокого бурения длительное время был сконцентрирован в Прикаспийско-Кубинском районе. Всего до 1973 г. на территории Азербайджана (суши) в разведке пребывали 42 площади, на которых пробурено 165 скважин общим объемом 482 тыс. м. Однако эти работы не привели к значительным открытиям, что обусловлено сложностью геологического строения мезозойского комплекса [2]. В последние годы поисково-разведочные работы на мезозойские отложения проводятся в основном в районе Талыш-Вандамского гравитационного максимума, где впервые открыты промышленные залежи нефти в верхнем мелу на площади Мурадханлы.



жается на глубины 20 км и более. Прибортовое обрамление Южно-Каспийской впадины характеризуется развитием крупных, резко выраженных структур, осложненных многочисленными нарушениями, диапиризмом и грязевыми вулканами. Здесь отложения продуктивной (красноцветной) толщи палеогена обнажаются на сводах большинства локальных поднятий, а в синклиналиях погружаются на глубины до 3000 м.

В пределах прибортового обрамления выделяются следующие структурные элементы: Артемо-Келькорский прогиб, Северо-Апшеронская и Апшероно-Прибалханская зоны поднятий, Шахманский прогиб, Гограньдаг-Окаремская зона поднятий, Кобыстан-Апшеронский и Нижнекуринский прогибы, зона поднятий Бакинского архипелага (см. рис. 47).

Внутренняя часть Южно-Каспийской впадины характеризуется значительным погружением кровли продуктивной толщи до 6—7 км и мощностью четвертичных отложений до 2000 м. В ее пределах по характеру дислоцированности палеоген-четвертичного этажа и глубине залегания среднего палеогена выделяются Туркменская ступень и центральная наиболее погруженная часть (Южно-Каспийская котловина), граница между которыми проходит примерно по изобате 200 м.

В состав Куринского межгорного прогиба входят Верхнекуринский прогиб, Кахетино-Дашозская шовная зона поднятий, Гаре-Кахетино-Арешский прогиб, Чатмино-Геокчайская шовная зона поднятий, Предмалокавказский прогиб, Тальш-Вандамский выступ (рис. 48) и Алазано-Агричайский наложенный прогиб.

Кроме того, провинция включает Аладаг-Мессарианскую ступень и западное окончание Копетдагского мегантиклинория.

Алазано-Агричайский прогиб протягивается вдоль южного склона Большого Кавказа, его строение изучено недостаточно. Прогиб представляет собой наложенную структуру на южном склоне мегантиклинория Большого Кавказа, сформировавшуюся во второй половине четвертичного периода. Верхнекуринский (Карглийский) прогиб располагается восточнее Дзирульского массива. По бортам прогиба прослеживаются отложения майкопской свиты, представленные глинами с прослоями песчаников, мощностью от 400 до 1700 м. Фундамент залегает на глубинах от 2 до 8 км, погружаясь с запада на восток. Южное крыло прогиба представляет собой моноклираль, а северное — более дислоцировано и осложнено разрывами. Складки узкие, опрокинуты к югу и разделены широкими синклиналиями. Для прогиба характерно развитие мощной толщи олигоцен-

неогеновых мола́ссовых отложений. Кроме того, предполагается сокращение мощности палеогеновых и мезозойских отложений.

В северной части Куринского межгорного прогиба протягивается на 400 км узкая (10—18 км) полоса Кахетино-Дашюзской шовной зоны поднятий. Поверхность фундамента погружается с севера на юг и с запада на восток от 2,5 до 12 км. В строении осадочного чехла участвуют терригенные, вулканогенно-осадочные, рифогенные и карбонатные формации юры, мела и палеогена. Эта зона почти полностью перекрыта многоярусными тектоническими покровами.

Чатмино-Геокчайская шовная зона поднятий протяженностью до 300 км и шириной 10—15 км сложена в основном олигоцен-неогеновыми отложениями. Глубина до фундамента от 8 до 11 км. Все локальные структуры осложнены разрывами надвигового характера и на поверхности представлены лишь своими северо-восточными крыльями, южные скрыты под надвигом. Амплитуда надвигов иногда достигает 2,5—3 км. Тектоническое строение мезозойских отложений не изучено, однако предполагается, что оно с глубиной становится более простым.

Гаре-Кахетино-Арешский прогиб, расположенный между этими основными зонами, на поверхности сложен неогеновыми и четвертичными образованиями. Под ними предполагается развитие мощных палеогеновых и мезозойских отложений. Для прогиба характерны узкие, опрокинутые на юг и часто надвинутые, разорванные в сводах брахиантиклинали, кулисообразно расположенные в несколько рядов и разделенные широкими синклиналиями.

Предмалокавказский прогиб на западе имеет субширотное, а на востоке — юго-восточное простирание. Он отделяется Талыш-Вандамским выступом на востоке от Нижнекуруинского прогиба. Все антиклинальные зоны прогиба осложнены разрывными нарушениями, иногда надвигового типа, с амплитудой смещения до 1500 м. В отдельных случаях эти антиклинали опрокинуты на юг. В северной части прогиба строение мезозойских отложений не изучено. Предполагается, что здесь также имеет место несоответствие структурных этажей палеогена — мела и миоцена — плиоцена [2].

В южной и юго-восточной частях прогиба отмечается резкое сокращение мощности осадков и выпадение из разреза ряда стратиграфических горизонтов. Южный борт прогиба перекрывает различные структуры северного крыла мегантиклинория Малого Кавказа. Здесь континентальные верхнеплиоценовые и четвертичные отложения залегают на различных ярусах мезозоя и кайнозоя, начиная от палеоцена до средней юры включительно. В центральной части прогиба разрез становится более полным и мощность осадочного чехла достигает 15 км.

В прогибе на основании новейших геофизических исследований выделяются три тектонические зоны: 1) юго-западная (структуры Казанбулаг, Нафталан, Мирбашир и др.); 2) центральная (структуры Советляр, Акгёль и др.); 3) северо-восточная, охватывающая структуры Дуздаг, Гедакбоз и др. В указанной полосе складчатость палеогеновых отложений почти полностью повторяет складчатость меловых пород, отмечаются лишь смещения осей структур в сторону центральной части прогиба.

Складки осложнены рядом продольных и поперечных нарушений. Плиоценовый этаж прогиба характеризуется наименьшим количеством складок. На большей площади он с резким угловым несогласием залегает на эоценовых и олигоцен-миоценовых отложениях.

Предмалокавказский и Нижнекуринский прогибы разделены вытянутым в субмеридиональном направлении Талыш-Вандамским выступом, осложняющим центральную часть Куринского межгорного прогиба. Геофизическими исследованиями установлено, что мощность осадочного чехла в пределах выступа достигает 8 км.

Проведенными детальными сейсмическими работами за последние годы в пределах Талыш-Вандамского выступа выявлен ряд локальных поднятий, сгруппированных в две антиклинальные зоны: северо-восточную и юго-западную. Поисковое бурение здесь начато в 1967 г. и спустя 4 года были получены промышленные притоки нефти на площади Мурадханлы (верхний мел — эоцен). Кроме того, глубоким поисковым бурением на ряде площадей (Джарлы, Саатлы, Сорсор и Мурадханлы) было установлено значительное сокращение мощности кайнозойского комплекса и развитие верхнемеловых отложений в вулканогенной (базальты, андезиты и порфириды) и терригенно-карбонатных фациях.

На востоке Куринский межгорный прогиб отделяется глубинным Западно-Каспийским разломом субмеридионального простирания от Южно-Каспийской впадины. В восточной ее части выделяется Нижнекуринский прогиб, ограниченный на западе Талыш-Вандамским выступом, а на северо-востоке — Ленгезиз-Алятской зоной поднятий. Прогиб характеризуется значительной мощностью плиоцен-четвертичного комплекса. Глубина поверхности фундамента по сейсмическим данным превышает 15 км, причем более 8 км приходится на плиоцен-четвертичные отложения. Территория Нижнекуринского прогиба довольно детально изучена геолого-геофизическими работами, в результате которых выявлены и введены в разведку 15 локальных поднятий. Промышленные залежи нефти и газа установлены на семи площадях, находящихся в настоящее время в разработке. В прогибе выделяются Харамино-Сальянская антиклинальная, Навагинская и Кюрсангинская синклиналильные зоны. Антиклинальная зона состоит из ряда гребневидных складок, размытых до низов верхнего плиоцена, рассеченных сбросами и взбросами и усложняющихся с глубиной. К этим разрывам приурочены грязевые вулканы.

Зона Бакинского архипелага охватывает территорию западного шельфа Южного Каспия, где сейсмическими работами МОВ выявлено 24 локальных поднятия. Она представляет собой морское продолжение складчатых зон Джейранкечмеской депрессии и Нижнекуринского прогиба и характеризуется активным проявлением неотектонических движений и интенсивной дислоцированностью локальных поднятий, осложненных сериями продольных и поперечных нарушений и грязевым вулканизмом (рис. 49).

Мощность продуктивной толщи составляет 3000—4500 м. Ее разрез наиболее изучен в северо-восточной части Бакинского архипелага, где он несколько более глинистый по сравнению с разрезом Апшеронской зоны. Суммарная мощность песчаных пластов составляет 30% разреза

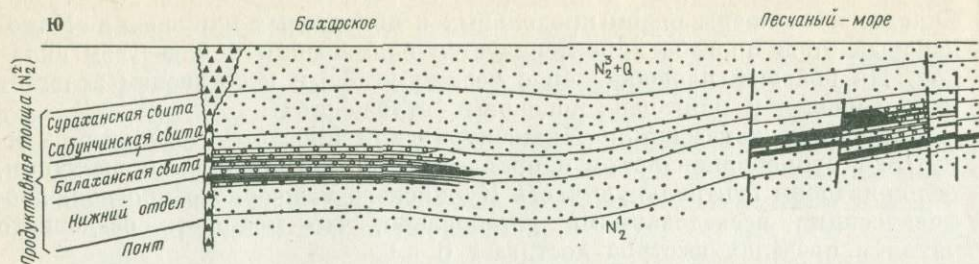


РИС. 49

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ II-II
(СОСТАВИЛИ А. А. АЛИ-ЗАДЕ, М. А. РЗАЕВ)

продуктивной толщи. Подстилающие отложения вскрыты в северо-восточной части единичными скважинами. Однако по результатам выносов многочисленных грязевых вулканов можно предположить, что эти отложения здесь представлены теми же фациями, что и в южной части, где они нефтегазоносны.

Кобыстано-Апшеронский прогиб представляет собой крупную депрессию, выполненную глинистыми образованиями палеогена и миоцена (в Центральном и Северном Кобыстане) значительной мощности (до 4000 м). Он характеризуется наибольшей плотностью развития локальных структур, осложненных в подавляющем своем большинстве грязевыми вулканами. Только на территории Центрального и Южного Кобыстана (вместе с Джейранкечмезской наложенной депрессией) выявлено свыше 150 локальных поднятий.

В северной части широко развиты меловые отложения общей мощностью порядка 4,5 км, выраженные преимущественно флишевым чередованием терригенных и карбонатных пород. В отдельных интервалах разреза верхнего мела (турон--коньяк) преобладают мощные пласты трещиноватых известняков, представляющих определенный интерес как возможные коллекторы для нефти и газа. В Центральном и Южном Кобыстане меловые отложения резко погружаются на значительные глубины, и мезозойский структурный этаж перекрывается сильно дислоцированным палеоген-миоценовым комплексом.

Большинство складок прогиба осложнено осевыми разрывами, часто надвигового характера, по которым относительно пологие северные крылья надвинуты на крутые, местами опрокинутые южные. Кроме того, отмечается некоторое смещение сводов кайнозойских структур по отношению к сводам мезозойских погребенных поднятий, что подтверждается особенностями развития грязевых вулканов. Иногда в олигоцен-миоценовых породах жерло расположено в периклиналильных или крыльевых частях структур, что дает основание считать, что своды мезозойских складок, к которым приурочены корни грязевых вулканов, смещены либо к крыльям, либо к периклиналям олигоцен-миоценовых структур.

В северной части Южно-Каспийской впадины выделяется Апшероно-Прибалханский межпериклиналиный прогиб, служащий соединительным



звеном между Большекавказской и Балхано-Копетдагской складчатыми системами. Он состоит из Апшеронской, Апшероно-Прибалханской и Северо-Апшеронской зон поднятий и Артемо-Келькорского прогиба.

Апшеронская зона, примыкающая к юго-восточной периклинали мегантиклинория Большого Кавказа, имеет весьма сложное строение. Она характеризуется развитием складок различной ориентации (от широтной до меридиональной), что обусловлено наличием трех структурных этажей — мезозойского, палеоген-миоценового и плиоцен-четвертичного. В северо-западной части на поверхности обнажаются отложения палеогена — миоцена и даже верхнего мела, которые в юго-восточном направлении резко погружаются на значительные глубины (свыше 7 км). Только по Центральному Апшерону амплитуда погружения шарнира складчатости от Джората до б. Макарова на расстоянии 75 км составляет более 7000 м по подошве продуктивной толщи.

Размеры антиклинальных складок в плане довольно изменчивы. Так, длина их колеблется от 4 до 35 км, а ширина — от 2 до 10 км. Еще большие размеры (до 45 км) имеют складки, составленные из отдельных четковидно расположенных структур типа Фатъман — Кирмаки — Балаханы — Сабунчи — Раманы и т. п. Высота локальных структур изменяется от 1000 м (Бузовны, Маштаги и др.) до 3000 м (Балаханы — Сабунчи — Раманы и др.). Складки в верхних слоях пологие, рассеченные многочисленными сбросами, на глубине сменяются гребневидными, нарушенными взбросами и надвигами, с которыми связаны широко распространенные грязевые вулканы.

Апшероно-Прибалханская зона поднятий — крупная линейная структура, соединяющая Апшеронскую зону с западным окончанием Копетдагского мегантиклинория. Общая ее протяженность 480 км, ширина 20—25 км. Зона поднятий состоит из многочисленных брахантиклиналей, сводовые части которых осложнены грязевым вулканизмом и разбиты густой сетью сбросов. Большинство сбросов имеет относительно небольшую амплитуду и затухает с глубиной. В западной части зоны находятся значительно приподнятые локальные поднятия (Нефтяные Камни, о-в Артема, банка Дарвина и др.). Указанные структуры, расположенные кулисообразно, ориентированы в виде полосы северо-западного простирания. Размеры их самые разнообразные: длина от 4 до 30 км, а ширина от 2 до 10 км. Высота складок по подошве продуктивной толщи плиоцена достигает 3—3,5 км. Углы падения крыльев возрастают от нескольких градусов на поверхности до 20° и более на глубине. Юго-западные крылья более пологие, чем северо-восточные. Восточная часть зоны объединяет ряд локальных поднятий (Челекен, Котур-Тепе и др.), характеризу-

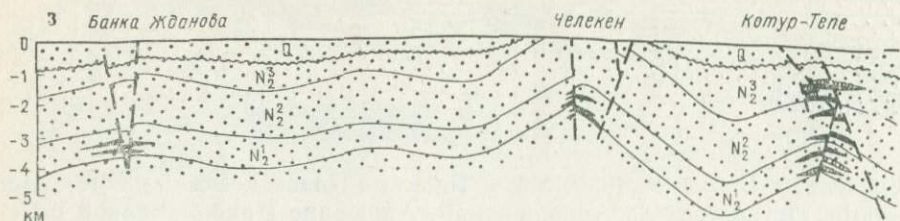


РИС. 50

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ЛИНИИ III—III
(ПО М. А. АШИРМАМЕДОВУ)

ющихся большими размерами (протяженностью до 20—50 км), значительными амплитудами (до 3000 м) и крутизной крыльев, увеличивающейся с глубиной до 40—50° (рис. 50).

Центральная часть Апшероно-Прибалханской зоны поднятий изучена пока слабо.

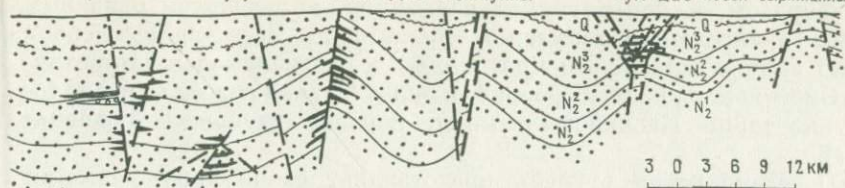
Севернее прослеживаются узкий линейный Артемо-Келькорский прогиб, имеющий асимметричное строение (более крутой юго-западный борт и относительно пологий северо-восточный) и глубину по плиоценовым отложениям от нескольких сотен метров до 1 км, и Северо-Апшеронская зона поднятий, протягивающаяся на большом расстоянии почти параллельно Апшероно-Прибалханской зоне поднятий. С юга последняя ограничивается Кызылкумским прогибом.

Южно-Каспийская котловина охватывает глубоко погруженную часть Южно-Каспийской впадины. По геофизическим данным предполагается, что в центральной части котловины «гранитный слой» выклинивается и осадочный чехол мощностью более 20 км (в том числе неоген-четвертичных отложений около 10 км) залегает непосредственно на «базальтовом слое». Детальными сейсмическими работами МОВ здесь выявлено 37 локальных поднятий различной ориентации (от широтной до меридиональной) по плиоцен-четвертичному структурному этажу. Наиболее крупным и высокоамплитудным тектоническим элементом является вал Аби́ха, протягивающийся с северо-запада на юго-восток на расстояние 140 км. В его пределах кровля среднего плиоцена залегает на глубинах менее 3000 м и погружается до 6—7 км в прилегающих прогибах.

Туркменская ступень охватывает значительную восточную часть акватории Южного Каспия. Она характеризуется слабой дислоцированностью плиоцен-четвертичного этажа. Сейсмическими работами МОВ выявлено 12 пологих (высотой не более 200 м), но крупных локальных поднятий. Протяженность отдельных структур достигает 50—60 км при ширине 25—30 км. Так, морскими сейсмическими исследованиями в районе о-ва Огурчинского выявлено поднятие широтного простирания, протягивающееся на 50 км при ширине 20—25 км. Его амплитуда по кровле красноцветной толщи равна 200 м. В настоящее время вдоль оси поднятия

С К А Я З О Н А П О Д Н Я Т И Й В

Барсагельмес Бурун Небит-Даг Монжуклы Кум-Даг Кобек Сыртланлы



заложены четыре скважины. При этом скв. 2 при забое 5355 м (на 1/1 1975 г.) прошла 3045 м по красноцветной толще и не вышла из нее.

К югу от Огурчинской складки выявлена Западно-Эрдеклинская структура такого же типа.

Кызылкумский прогиб, расположенный южнее Апшероно-Прибалханской зоны поднятий, открывается на запад в Каспийское море. Ширина его составляет 25—30 км. Он представляет собой зону максимального погружения в Западной Туркмении — мощность красноцветной толщи, акчагыльских, апшеронских и четвертичных отложений достигает здесь, по данным сейсморазведки, 7500 м. Сейсмическими работами в центре прогиба выявлены два пологих локальных поднятия.

Гограньдаг-Окаремская зона поднятий протягивается вдоль юго-восточного берега Каспийского моря на расстояние 180 км при ширине в пределах суши 50—60 км. По данным сейсморазведки мощность кайнозойских отложений достигает 5000 м. В этой зоне выявлено значительное количество локальных поднятий, наиболее крупные из которых Гограньдаг, Камышлджа, Окарем и другие, протяженностью от 25 до 40 км субмеридионального простирания. Размеры остальных поднятий, как правило, не превышают 10—15 км. Поднятия относительно пологие, с амплитудой от 150 до 400 м, широкими сводами, углы падения пластов на крыльях в верхней части плиоценовых отложений не превышают 5—6° и увеличиваются постепенно вниз по разрезу до 15—17°. Структуры асимметричны, с более крутыми западными крыльями. Размеры складок уменьшаются с севера на юг. Южные складки невелики и расположены более беспорядочно, чем северные, так что отнесение их к той или иной тектонической линии довольно условно [16].

Литологический состав четвертичных и плиоценовых отложений этой зоны сходен с таковым Апшероно-Прибалханской зоны. Складки меньше по размерам, и несмотря на наличие грязевых вулканов их сводовые части не так интенсивно нарушены сбросами. В Гограньдаг-Окаремской зоне, по геофизическим данным, намечается ряд крупных субмеридиональных разломов, по которым Западно-Туркменская депрессия ступенчато погружается в сторону акватории Южного Каспия.

Расположенный на западе Шахманский прогиб с восточной стороны по системе разломов, затрагивающих, по-видимому, мезозойские, палеогеновые и частично неогеновые отложения, ограничен от Аладаг-Месарианской ступени. Амплитуда разломов составляет около 2000 м.

В пределах прогиба установлено несколько складок, строение которых изучено недостаточно.

Таким образом, Южно-Каспийская впадина, являющаяся основным структурным элементом описываемой провинции, представляет собой крупнейшую зону интенсивного прогибания в среднеплиоцен-четвертичное время. Она имеет сложное строение, и значительная ее часть, расположенная в акватории Каспийского моря, изучена глубоким бурением крайне слабо.

Аладаг-Мессарианская ступень представляет собой зону развития погребенных мезозойских поднятий и протягивается с северо-востока на юго-запад на расстояние свыше 120 км. В пределах ступени резко сокращается мощность плиоцен-четвертичных и палеоген-миоценовых отложений. На значительной ее части красноцветная толща полностью выпадает из разреза, и отложения верхнего плиоцена с большим угловым несогласием залегают непосредственно на размытой поверхности мела, палеогена и миоцена. Мезозойские отложения характеризуются сильной дислоцированностью. Структуры крупные, юго-западного простирания, с углом наклона крыльев 30—45°. Высота складок до 2000 м. Отложения верхнего мела вскрыты структурно-поисковым бурением в сводах большинства локальных поднятий на глубинах 150—2000 м. Западное окончание Копетдагского мегантиклинория представляет собой своеобразный структурный элемент с широким развитием мощной толщи палеогеновых отложений. Складки, развитые в пределах этой зоны, имеют небольшие размеры и сложены меловыми, палеогеновыми и неогеновыми отложениями. По истории геологического развития западное окончание Копетдагского мегантиклинория близко Аладаг-Мессарианской ступени.

Нефтегазоносность

Основным региональным нефтегазоносным комплексом Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции, содержащим практически все разведанные запасы нефти и газа, являются продуктивная толща плиоцена и ее аналоги красноцветная толща в Западной Туркмении. Она представлена чередованием песчаных коллекторов и глинистых покровов общей мощностью свыше 4000 м в погруженных зонах (банка Макарова, Зыря и др.). Мощность красноцветной толщи, выраженная монотонным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород, изменяется от 800—1000 м в крайних восточных районах (Боядаг, Сыртланлы и др.) до 2500—3000 м в погруженных зонах.

Таким образом, основной нефтегазоносный комплекс — отложения плиоцена, с которыми связываются и дальнейшие перспективы открытия новых месторождений нефти и газа, широко распространен в Южно-Каспийской впадине.

Большой интерес в отношении нефтегазоносности представляют отложения палеогена и миоцена, залегающие под мощной толщей плиоценовых осадков и характеризующиеся менее интенсивной дислоцированностью. В западной части провинции, на погружении Малого Кавказа

(Кировабадский район), продуктивная толща выпадает из разреза. Здесь залежи углеводородов обнаружены в отложениях майкопской серии олигоцена — нижнего миоцена, а на некоторых площадях — и в породах верхнего мела. В последние годы скопления углеводородов установлены также в отложениях верхнего мела (Нижекуруинский район). Глубокозалегающие перспективные на нефть и газ мезозойские отложения изучены бурением слабо.

Нефтегазогеологическое районирование

В Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции выделяются четыре нефтегазоносные области, включающие восемь нефтегазоносных районов, а также перспективные территории (табл. 18).

К о б ы с т а н о - К у р и н с к а я н е ф т е г а з о н о с н а я о б л а с т ь охватывает Куринский межгорный прогиб и Апшероно-Кобыстанский прогиб с прилегающим шельфом Южного Каспия. Промышленные притоки нефти и газа в этой области получены в широком стратиграфическом диапазоне — от верхнего мела (Советляр и Мурадханлы) до апшеронского яруса включительно (Кюровдаг, Карабаглы и др.). Небольшие притоки нефти получены даже из четвертичных отложений (бакинский ярус) в Нижекуруинском прогибе (месторождение Нефтечала). Обширная территория Кобыстано-Куринской области изучена еще недостаточно и разведанные запасы нефти и газа составляют здесь не более 10% (в основном продуктивная толща) от начальных потенциальных ресурсов углеводородов. Область включает нефтеносные Гаре-Кахетинский, Кировабадский, нефтегазоносные Шемахино-Кобыстанский, Нижекуруинский и Бакинского архипелага, районы и перспективные территории.

Гаре-Кахетинский нефтеносный район приурочен к северо-западной части Куринского межгорного прогиба. Залежи нефти и газа, выявленные в миоценовых и плиоценовых отложениях, пластовые, литологически и тектонически экранированные. Нефти миоцен-плиоценовых отложений относительно тяжелые, малосернистые. Продуктивные пласты, залегающие на глубинах до 3 км, представлены мелкозернистыми глинистыми песчаниками, которые испытывают резкое изменение коллекторских свойств в пределах месторождений.

В настоящее время в разработке находятся месторождения Мирзаани, Тарибани, Норю и др. Большой интерес вызывают фонтанные притоки нефти, полученные в 1974 г. на Самгорской площади из вулканогенно-осадочных отложений среднего эоцена с глубины 2700—2800 м. Максимальный дебит нефти превышает 500 т/сут при 20-мм штуцере. Складка расположена на восточном окончании Аджаро-Триалетской складчатой системы. Детали строения ее пока не выяснены. Однако наличие устойчивых фонтанных дебитов позволяет по-новому пересмотреть перспективы палеогенового комплекса этого района.

По плотности текущих разведанных запасов район относится к VI категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
А. Кобыстанско-Куринская НГО	71	Куринский межгорный прогиб
а. Гаре-Кахетинский НР	5	Гаре-Кахетинско-Арепский прогиб
б. Кировабадский НР	3	Юго-западный борт Предмалокавказского прогиба
в. Шемахино-Кобыстанский НР	4	Кобыстанско-Апшеронский прогиб
г. Нижнекуринский НР	8	Нижнекуринский прогиб
д. НР Бакинского архипелага	8	Зона Бакинского архипелага
Б. НГО Южно-Каспийской котловины	36	Южно-Каспийская котловина
В. Апшероно-Прибалханская НГО	29	Зоны поднятий Апшеронского архипелага и Апшероно-Прибалханская
а. Апшеронский НР	8	Зоны поднятий Апшеронского архипелага и Апшеронская
б. Прибалханский НР	6	Прибалханская зона поднятий
Г. Западно-Туркменская ГНО	76	Туркменская и Аладаг-Мессарианская ступени, Гограндаг-Окаремская зона поднятий
а. Гограндаг-Окаремский НР	9	Гограндаг-Окаремская зона поднятий

Кировабадский нефтеносный район охватывает значительную территорию юго-западного борта Предмалокавказского прогиба и протягивается на расстояние порядка 200 км от р. Храми на северо-западе до р. Аракс на юго-востоке. Поисково-разведочные работы в этом районе были начаты в 30-х годах на площади Нафталан, где небольшие залежи известной во всем мире лечебной нефти в майкопских отложениях разрабатывались еще со второй половины прошлого столетия. В послевоенные годы был открыт и введен в разработку ряд залежей на глубинах 150—2800 м в песчаных коллекторах эоцена (фораминиферовые слои) и олигоцена — миоцена (майкопская свита) на площадях Нафталан, Казанбулаг, Мирбашир и др. Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

В настоящее время большинство выявленных структур в Кировабадском районе охвачено глубоким поисковым бурением. Длительное время основным объектом разведки были палеогеновые отложения. Перспективы нефтегазоносности района связываются также с мезозойскими отложениями, в частности, с карбонатными коллекторами верхнего мела и верхней юры. В последние годы глубоким бурением на ряде площадей вскрыты карбонатные отложения верхнего мела и получены небольшие промышленные притоки нефти и газа на Советлярской и Ждановской

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
20	Плиоценовый	Плиоценовый, мезозойский
12	Миоценовый	Палеогеновый
10	Миоценовый, олигоценый	Мезозойский
20	Плиоценовый	Мезозойский
20	»	Плиоценовый
20	»	»
20	—	»
20	Плиоценовый	»
20	Плиоценовый (продуктивная толща)	»
15	Плиоценовый (красноцветная толща)	»
15	Плиоценовый	Палеогеновый, мезозойский
15	»	То же

площадях. Из 16 поднятий, охваченных глубоким поисковым бурением, промышленные залежи нефти открыты и введены в разработку на пяти площадях.

По плотности текущих разведанных запасов район относится к VI категории, а по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов района более 0,5.

Шемахино-Кобьстанский нефтегазоносный район охватывает Кобыстано-Ашшеронский прогиб. Он характеризуется значительными поверхностными нефтегазопроявлениями. Однако проведенные в течение длительного времени поисково-разведочные работы не привели к серьезным открытиям. Небольшие промышленные залежи нефти и газа выявлены на площадях Умбаки (верхний майкоп — чокрак), Дуванний, Дашгиль и др. (продуктивная толща), где продуктивные горизонты залегают на глубинах от 600 до 4700 м. Основные перспективы поисков залежей нефти и газа связаны с терригенными и карбонатными коллекторами мезозойского комплекса (в частности, мела), перекрытого в Центральном и Южном Кобыстане сильно дислоцированным палеоген-миоценовым чехлом, что значительно осложняет поиски здесь мезозойской нефти. Пробуренные на ряде площадей (Умбаки, Келаны, Ташмардан и Адживели) первые поисковые скважины при глубинах более 5000 м не вышли из отложений палеогена.

По плотности текущих разведанных запасов район относится к VI категории, а по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов района менее 0,5.

Нижнекуруинский нефтегазоносный район приурочен к одноименному прогибу и характеризуется значительной мощностью плиоцен-четвертичного комплекса. Свыше 90% разведанных запасов нефти и газа района заключено в продуктивной толще, а остальная часть приходится на ачкагыльский и апшеронский ярусы. Глубина залегания продуктивных горизонтов не превышает 3500 м. Дальнейший прирост запасов нефти и газа в районе связан с доразведкой невоскрытой части разреза продуктивной толщи, а также с выявлением залежей на новых площадях. Не меньший интерес представляют поиски стратиграфических залежей на юго-западном и западном бортах Нижнекуруинского прогиба.

Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. По плотности текущих разведанных запасов район относится к V категории, а по прогнозной оценке к II категории. Коэффициент разведанности запасов района менее 0,5.

Нефтегазоносный район Бакинского архипелага охватывает одноименную структурную зону западного шельфа Южного Каспия. Глубоким поисковым бурением здесь охвачены перспективные площади центральной и северной частей Бакинского архипелага, где вскрыт полный разрез верхнего отдела продуктивной толщи среднего плиоцена, а в отдельных случаях и всей толщи. Глубокое поисковое бурение в районе проводилось на 13 структурах, в результате чего было открыто три месторождения, в том числе — месторождение Сангычалы — Дуванный — о-в Булла. В настоящее время установлена промышленная нефтегазоносность V, VII и VIII горизонтов продуктивной толщи.

Дальнейшее развитие добычи и прирост запасов нефти и газа в Бакинском архипелаге связаны прежде всего с доразведкой невоскрытой части разреза продуктивной толщи на выявленных месторождениях, с открытием новых залежей на разведочных площадях центральной части района и вводом в бурение таких перспективных структур, как банки Андреева, Калмычкова, Борисова и др.

По плотности текущих разведанных запасов район относится к V категории, а по прогнозной оценке — к II категории. Коэффициент разведанности менее 0,5.

Восточная часть Грузии и северо-западная часть Азербайджана, тектонически соответствующая восточным продолжениям Гаре-Кахетинско-Арешского прогиба, Кахетинско-Дашюзской и Чатмино-Геокчайской шовным зонам поднятий, являются одной из малоизученных перспективных территорий области. Для нее характерна значительная мощность плиоцен-четвертичных отложений. Пробуренные здесь единичные скважины ликвидированы с забоями в верхнем плиоцене. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с терригенными и карбонатными коллекторами кайнозоя и верхнего мела. Наиболее перспективны отложения свиты «запутанного напластования» эоцена Чатмино-Геокчайской зоны, из которых на площади Самгори получены фонтанные притоки нефти.

По прогнозной оценке эта территория относится к III категории, за исключением Кахетинно-Дашюзской зоны, относящейся к IV категории.

Перспективен в области Предмалокавказский прогиб, что подтверждается открытием в начале 70-х годов промышленных залежей нефти на площади Мурадханлы, расположенной на западном склоне Талыш-Вандамского выступа.

В первых скважинах, опробованных на Мурадханлинском локальном поднятии, промышленные притоки нефти получены с глубины 3800 м из сильно измененных эффузивных пород верхнего мела. Большинство исследователей считает, что нефть в этих породах находится во вторичном залегании, а основная залежь приурочена к верхнемеловым карбонатно-терригенным отложениям. С целью вскрытия осадочных образований верхнего мела скважины были заложены на далеких крыльях и периклиналях структуры. При опробовании скважины, пробуренной на юго-восточной периклинали, получен фонтанный приток нефти из верхнемеловых осадочных образований. По мере движения к периклинали складки мощность осадочных образований закономерно увеличивается и появляются более древние слои.

По данным глубокого бурения установлены перспективы нефтегазоносности не только мезозойских, но и палеоген-миоценовых отложений. На склонах древних выступов можно ожидать появление мощных песчаных коллекторов в разрезе эоцена, олигоцена и миоцена, с которыми могут быть связаны стратиграфические залежи нефти и газа.

По прогнозной оценке бортовые части прогиба относятся к IV категории, в то время как центральная часть Предмалокавказского прогиба, характеризующаяся значительной мощностью осадочного выполнения (глубина до фундамента 8—15 км), относится к II категории.

Перспективная нефтегазоносная область Южно-Каспийской котловины приурочена к одноименной структуре. Основным перспективным нефтегазоносным комплексом являются здесь отложения продуктивной толщи. На значительной части глубоководной котловины Южного Каспия (по крайней мере до вала Аби́ха) отложения плиоцена, вероятно, представлены в благоприятной фации продуктивной толщи западного борта впадины.

По мере удаления от источника сноса терригенного материала к центру бассейна осадконакопления в разрезе продуктивной толщи начинают преобладать глинистые разности, что достаточно четко выражено в ее верхней части в Нижнекуринской впадине и зоне Бакинского архипелага. Для нижней продуктивной толщи есть основания полагать, что литолого-фациальный облик его сохранится и в глубоководной части Южного Каспия. В настоящее время уже установлено распространение кварцевых песков «апшеронской» фации осадков продуктивной толщи до широты поднятия Булла-море включительно. Наряду с этим необходимо отметить развитие преимущественно глинистой фации продуктивной толщи в крайней южной части рассматриваемого района, о чем свидетельствует разрез, вскрытый на банке Головачева. К юго-востоку от вала Аби́ха отложения плиоцена, по-видимому, представлены в фации, развитой в красно-

ветной толще с преобладанием глинистых пород в разрезе, но наличием песчаных горизонтов.

Предполагаемые продуктивные горизонты плиоцена в глубоководной части южного Каспия, судя по нефтегазонасыщенности разреза на месторождениях Булла-море, Бахар, Зыря и др., залегают на 1,5—2,0 км ниже кровли плиоцена на глубинах свыше 4—5 км и имеют сверхвысокие пластовые давления (свыше 70 МПа) и температуры (свыше 130° С). Принимая во внимание фазовое состояние углеводородов при сверхвысоких термобарических параметрах, можно полагать, что в акватории глубоководной котловины Южного Каспия залежи преимущественно газоконденсатные с высоким содержанием конденсата. По прогнозной оценке глубоководная котловина Южного Каспия относится к III категории.

Апшероно-Прибалханская нефтегазоносная область объединяет тектонические элементы юго-восточного погружения Большого Кавказа и Апшероно-Прибалханскую зону поднятий. Она характеризуется повсеместным развитием наиболее благоприятной фации коллекторов продуктивной (красноцветной) толщи среднего плиоцена. Несмотря на длительную историю разведки и разработки месторождений, эта область до настоящего времени остается в числе перспективных.

Проведенными геолого-геофизическими исследованиями в Апшероно-Прибалханской нефтегазоносной области выявлено более 60 локальных поднятий, из которых свыше 40 охвачены глубоким поисковым бурением. Промышленные залежи нефти и газа открыты и введены в разработку на 34 структурах. Высокая результативность поисково-разведочных работ — в рассматриваемой области указывает на перспективы открытия залежей нефти и газа на остальных структурах.

Основные продуктивные комплексы приурочены к плиоцен-четвертичным отложениям значительной мощности (свыше 4000 м). Потенциальные ресурсы палеоген-миоценовых и мезозойских отложений составляют менее 10%. Перспективы поисков залежей нефти и газа в указанных комплексах связаны прежде всего с наиболее приподнятыми тектоническими элементами западной и восточной частей области.

По структурно-фациальным особенностям и нефтегазонасыщенности разреза в Апшероно-Прибалханской области выделяются два нефтегазоносных района — Апшеронский и Прибалханский.

Апшеронский нефтегазоносный район охватывает территорию Апшеронского полуострова и акваторию прилегающего шельфа и включает периклиналиное окончание мегантиклинория Большого Кавказа и западную часть Апшероно-Прибалханской зоны поднятий. Он характеризуется развитием «апшеронской фации» коллекторов продуктивной толщи, представленной хорошо отсортированными кварцевыми песками с высокими значениями пористости и проницаемости. Благоприятное чередование песчаных коллекторов и глинистых покрышек и благоприятные структурные условия обусловили насыщение всего разреза продуктивной толщи на суше и в прилегающей акватории шельфа, где в отдельных случаях выделяется до 40 нефтегазоносных объектов (Балаханы — Сабунчи — Раманы, Сураханы и др.).

Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Общая мощность продуктивной толщи изменяется от 1200 м в наиболее приподнятых структурах до 4200 м в погруженных зонах, где вскрыт наиболее полный разрез «ашшеронской фации» этой толщи, нижние свиты которой выклиниваются в прилегающих районах.

По плотности текущих разведанных запасов район относится к III категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов района более 0,5

Прибалханский нефтегазоносный район охватывает восточную часть Ашшероно-Прибалханской зоны поднятий и протягивается в субширотном направлении на расстояние порядка 280 км.

Основным нефтегазоносным комплексом является аналог продуктивной толщи Ашшеронского района — красноцветная толща, сложенная монотонным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород, мощность которой изменяется от 0,8 км в восточных районах до 3—4 км в погруженной части. Вскрытые в западной части района (п-ов Челекен, банка Жданова и др.) так называемые «подкрасноцветному» отложения, содержащие промышленные залежи нефти и газа, по-видимому, являются аналогами свит нижнего отдела продуктивной толщи, хотя некоторыми исследователями возраст их принимается от палеогена до миоцена.

На ряде площадей Прибалханского района (Кум-Даг, Кызылкум, Котур-Тепе (рис. 51), Небит-Даг и др.) установлена промышленная нефтегазоносность акчагыльского и ашшеронского ярусов. До 70% разведанных запасов приходится на глубины до 3 км и 30% на глубины 3—5 км. Глубоким бурением охвачены 14 выявленных на суше структур Прибалханской зоны поднятий, а залежи нефти и газа открыты и введены в разработку на восьми площадях. Отрицательные результаты поисково-разведочных работ получены на крайних восточных структурах, где значительно сокращена мощность красноцветной толщи.

Глубокое бурение на морском продолжении Прибалханской зоны поднятий было начато в 1965 г. на банке Жданова. В результате была установлена промышленная нефтегазоносность красноцветной толщи и «подкрасноцвета». В настоящее время из девяти выявленных здесь структур шесть введено в глубокое поисковое бурение и на пяти из них (кроме банки Баринава) открыты промышленные залежи нефти и газоконденсата.

Залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. По плотности текущих разведанных запасов район относится к I категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов более 0,5.

Кроме того, по геолого-геофизическим данным в пределах Ашшероно-Прибалханской нефтегазоносной области перспективны центральная часть (по прогнозной оценке — I категория) и Северо-Ашшеронская зона поднятий (по прогнозной оценке — II категория). Артемо-Келькорский прогиб рассматривается как малоперспективный.

Западно-Туркменская газонефтеносная область (площадь 76 тыс. км²) охватывает Туркменскую ступень, Кызылкумский прогиб, Гограндаг-Окаремскую зону поднятий, Шахманский

прогиб, Аладаг-Мессарианскую ступень и западное погружение мегантиклинория Копет-Дага.

Основным нефтегазоносным комплексом в области является красноцветная толща плиоцена, которая характеризуется более глинистым разрезом, чем в Прибалханском районе. Максимальные отметки кровли красноцветной толщи достигают 4 км, а мощность свыше 3 км. Кроме того, важным объектом поисков залежей нефти и газа являются мезозойские отложения, в отдельных интервалах которых не исключается наличие благоприятных коллекторов.

Промышленные залежи нефти и газоконденсата открыты на трех площадях. Все залежи приурочены к Гограньдаг-Окаремской зоне поднятий и соответственно одноименному району.

Гограньдаг-Окаремский газонефтеносный район помимо одноименной зоны поднятий включает и Шахманский прогиб, который практически

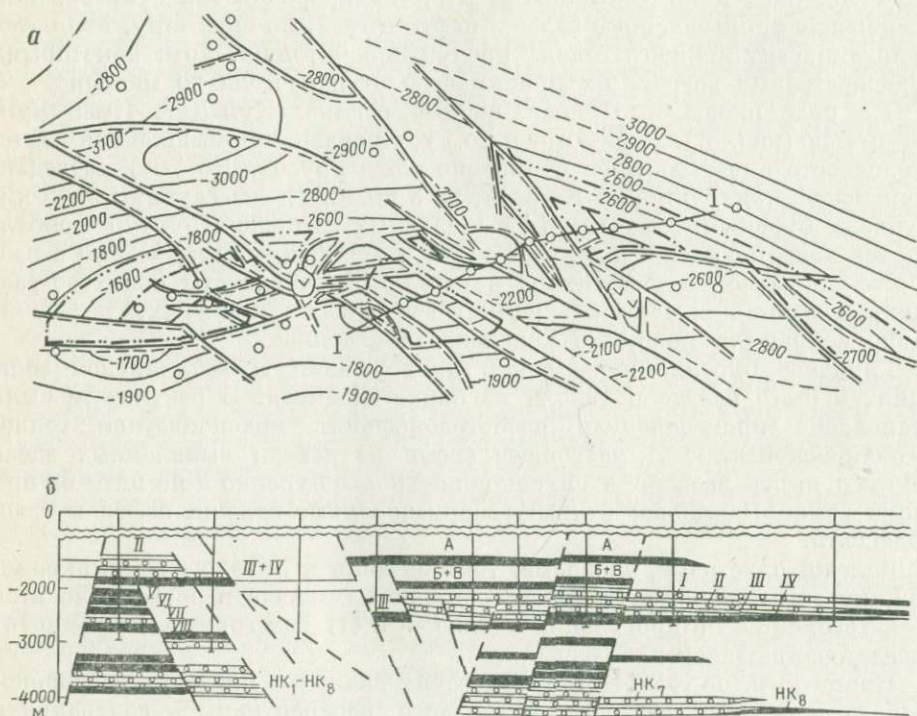
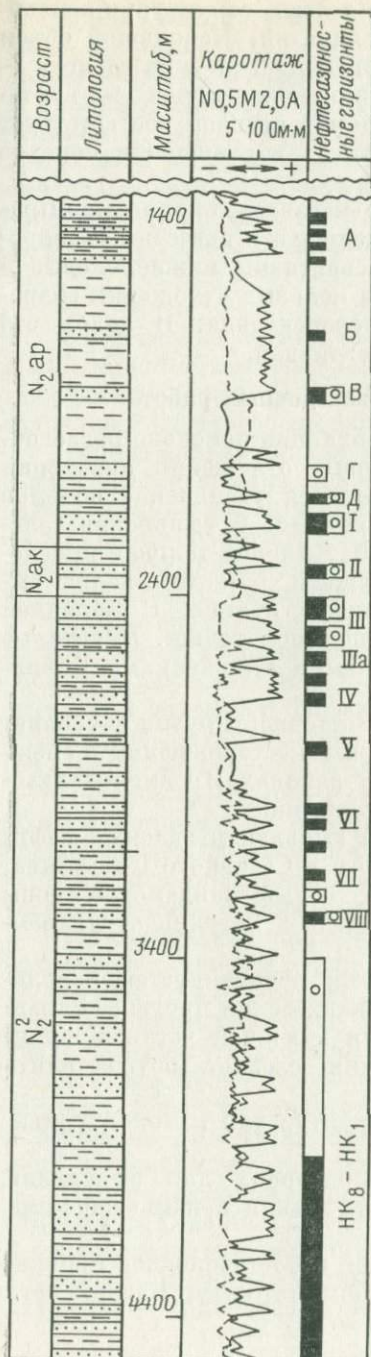


РИС. 51.

КОТУР-ТЕПИНСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО М. А. АШИР МАМЕДОВУ):

а — структурная карта по кровле красноцветной толщи плиоцена; б — геологический профиль по линии I—I; в — разрез продуктивной части отложений



не изучен. В районе выявлено свыше 30 локальных поднятий по плиоцен-четвертичному структурному этажу. Помимо месторождений Окарем и Камышлджа, интенсивные газонефтепроявления имели место при бурении на большинстве разведочных площадей. Газонефтяные залежи приурочены к нижней части красноцветной толщи (глубины 2600—2800 м).

Залежи пластовые сводовые. По плотности текущих разведанных запасов район относится к V категории, а по прогнозной оценке — к II категории. Коэффициент разведанности запасов района менее 0,5.

Туркменская ступень является крупным тектоническим элементом и охватывает значительную часть акватории Южного Каспия. Основной перспективный комплекс — красноцветная толща среднего плиоцена мощностью свыше 3 км. Кровля ее находится на глубине 3—4 км. В настоящее время в глубокое поисковое бурение здесь введено крупное Огурчинское поднятие. Есть все основания полагать, что фонд структур этой зоны не ограничивается 12 выявленными в настоящее время структурами. Детальными сейсмическими работами могут быть открыты новые крупные локальные поднятия. По прогнозной оценке ступень относится к III категории.

Кызылкумский прогиб представляет собой зону наибольшего прогибания в Западной Туркмении. Кровля красноцветной толщи в его пределах погружается на глубину до 4 км. Основные перспективы связаны с поисками залежей нефти и газа стратиграфического типа в низах красноцветной толщи. Есть все основания полагать, что значительное погружение красноцветной толщи здесь сопровождается появлением в ее низах новых стратиграфических горизонтов и свит. По прогнозной оценке прогиб относится к III категории.

Мезозойские отложения Аладаг-Месарианской ступени характеризуются

сильной нарушенностью и крутыми углами падения слоев. Проведенными геолого-геофизическими работами, а также структурно-поисковым бурением в ее пределах выявлен ряд поднятий. Небольшой объем поисково-разведочных работ не осветил в достаточной степени геологическое строение, закономерности распространения коллекторов и нефтегазоносность мезозойских отложений. Территория ступени соответствует прогнозной оценке IV категории и перспективна в отношении поисков мезозойской нефти.

На западном погружении Копетдагского мегантиклинория промышленных скоплений углеводородов не обнаружено, хотя известны газопоявления в ряде структурных скважин. Перспективны нижнемеловые и юрские отложения. Верхняя же часть разреза меловых отложений гидрогеологически раскрыта и практически бесперспективна. В целом эта территория рассматривается как малоперспективная.

Основные направления поисково-разведочных работ

В Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции поисково-разведочные работы будут направлены на плиоценовые отложения акватории Южно-Каспийской впадины, где и предполагается увеличение объемов бурения. Ближайшими задачами являются вскрытие и выявление залежей на доступных для бурения глубинах в продуктивной толще и прослеживание линий выклинивания ряда свит в нижней ее части с целью выявления залежей нефти и газа стратиграфического типа. В Западной Туркмении перспективны также низы красноцветной толщи. Некоторые перспективы связываются с палеоген-миоценовыми отложениями Бакинского архипелага.

Открытие Самгорского месторождения в Восточной Грузии позволяет расширить поиски нефтяных и возможно газовых месторождений в смежных районах Гаре-Кахетии и в прилегающих районах Предмалокавказского прогиба в кайнозойских и меловых отложениях.

Предусматривается проведение работ для выявления залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Центрального и Северного Кобыстана, северной части Апшеронского архипелага, Талыш-Вандамской зоны древних выступов, Аладаг-Мессарианской ступени и Гограньдаг-Окаремской зоны поднятий.

Основной объем параметрического бурения рекомендуется использовать на мезозойские отложения в Предмалокавказском прогибе, Западной Туркмении и на плиоценовые отложения в южной части Каспия.

Комплексные геофизические исследования следует осуществлять в двух направлениях:

1) детальные, в пределах выявленных структур для их оконтуривания и детализации;

2) региональные, на малоизученных территориях для выявления погребенных мезозойских структур и их соотношения с кайнозойскими отложениями.

Основная задача работ в Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции — освоение бурения скважин на ряде крупных структур Каспийского моря, располагающихся на глубинах 80—100 м.

Охотская нефтегазоносная провинция

Охотская нефтегазоносная провинция охватывает обширную площадь акватории Охотского моря, Татарского пролива, а также о-в Сахалин и западное побережье Камчатки. Административно она располагается в пределах Камчатской, Сахалинской областей и Хабаровского края, занимая площадь около 1,2 млн. км², из которых свыше 1,0 млн. км² приходится на акватории. На севере и западе рассматриваемая провинция ограничивается Восточно-Азиатским вулканогенным поясом, на востоке — кайнозойскими складчатыми системами Камчатки, а на юге — Курильской геосинклинальной котловиной (рис. 52).

Изученность

Охотская нефтегазоносная провинция изучена крайне неравномерно. Наибольший объем геофизических работ и поисково-разведочного бурения, проводимых более 50 лет, приходится на северную часть о. Сахалин — старейший нефтедобывающий район СССР.

Территория Сахалина полностью охвачена региональными и детальными разномасштабными гравиметрическими, аэромагнитными и электро-разведочными съемками, а также сейсморазведочными работами МОВ и ГСЗ. За весь период работ на перспективной на нефть и газ территории (50 тыс. км²) острова пробурено 2,8 млн. м глубокого поисково-разведочного и 54 тыс. м параметрического бурения. Средняя плотность бурения 56 м/км².

В пределах Западной Камчатки осуществлялись преимущественно региональные геофизические исследования, причем сейсморазведочные работы, в том числе МОГТ и РНП, начаты недавно и проведены в незначительном объеме. В Тигильском и Ичинском районах, начиная с 1968 г., проводилось структурное (50 тыс. м) и структурно-параметрическое (38 тыс. м) бурение.

Поисковые геолого-геофизические работы в акваториальной части Охотской провинции в значительных объемах осуществлялись в течение последних лет. В Охотском море по программе Международного геофизического года проведена мелкомасштабная аэромагнитная и гравиметрическая съемки, а также отработано 14 профилей ГСЗ и профиль МОВ.

На Присахалинском шельфе осуществлены мелкомасштабная гравиметрическая съемка, гидромагнитометрия по восточному и западному побережью о-ва Сахалин и рекогносцировочные исследования МОВ. Этими работами совместно со структурным и наклонным бурением с берега удалось выяснить в общих чертах геологическое строение шельфа, проследить шельфовое продолжение ряда структурных зон и подготовить часть из них к поисковому бурению. На двух структурах — Одоптинской и Узловой — получены промышленные притоки нефти из верхнего миоцена и газоконденсата из среднего миоцена.

Первое месторождение нефти (Охинское) в Охотской провинции было открыто на Северном Сахалине в 1923 г. В дальнейшем здесь было открыто и последовательно введено в разработку большое число преимущественно нефтяных и газонефтяных месторождений с залежами в неогеновых отложениях (дагинская, окобыкайская и нutowская свиты).

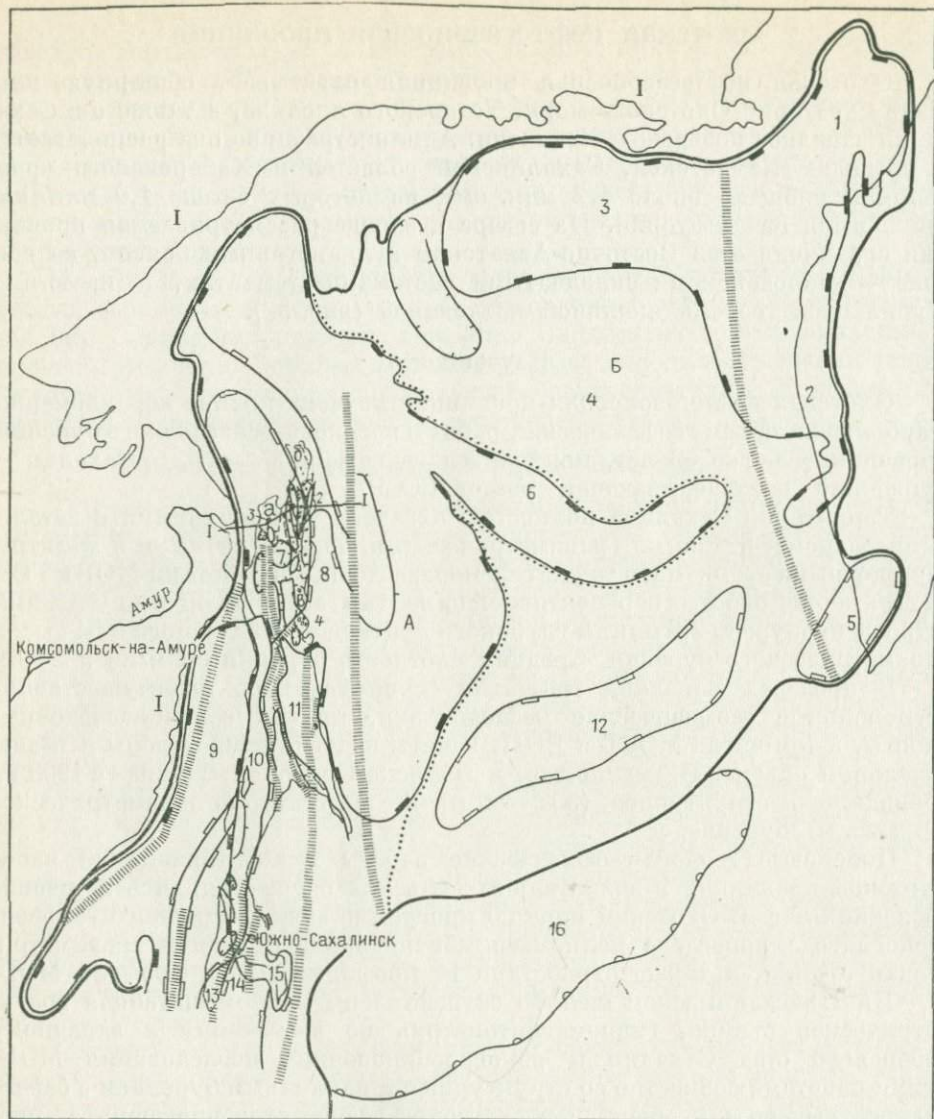


РИС. 52

ОХОТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Восточно-Азиатский вулканогенный пояс.

Крупные тектонические элементы: 1 — Шелиховская впадина, 2 — Ичинско-Охотский прогиб, 3 — Северо-Охотский прогиб, 4 — Охотоморский массив, 5 — Гольгинский прогиб, 6 — Центральное-Охотский прогиб, 7 — Северо-Сахалинский периклинальный прогиб, 8 — Восточно-Сахалинский синклиниорий, 9 — прогиб Татарского пролива, 10 — Тым-Поронайский грабен, 11 — Восточно-Сахалинский горстовый массив, 12 — Южно-Охотский прогиб, 13 — Крильонский антиклиниорий, 14 — Сусунайский грабен, 15 — Сусунайский горстовый массив, 16 — Курильская котловина.

Нефтегазогеологическое районирование: А — Сахалинская нефтегазоносная область: а — Северо-Западный газонефтеосный, б — Северо-Восточный нефтегазоносный, в — Дагирско-Катаглинский нефтегазоносный районы; Б — Охотско-Камчатская перспективная нефтегазоносная область.

Месторождения: 1 — Охинское, 2 — Одоптинское, 3 — Шхунное, 4 — Катаглинское

Всего за весь период эксплуатации в Охотской нефтегазоносной провинции на 1.I 1975 г. добыто 55 млн. т нефти и 6,8 млрд. м³ газа. Максимальный уровень годовой добычи нефти (2,65 млн. т) приходился на 1968 г. Затем добыча начала несколько снижаться и в настоящее время не превышает 2,4 млн. т.

Тектоническое районирование

Тектоника и состав фундамента Охотской провинции изучены фрагментарно. На юге, в ядре Сахалинского мегантиклинория, обнажаются породы палеозойского возраста, слагающие нижний структурный этаж кайнозойского мегантиклинория. На севере провинции (Западная Камчатка) бурением вскрыт фундамент мелового возраста. За пределами шельфа для северной территории провинции характерно изменение возраста фундамента, в качестве которого выступают древние комплексы Охотского срединного массива и Восточно-Азиатского вулканогенного пояса. Глубины залегания фундамента колеблются в широких пределах, достигая в наиболее глубоких прогибах провинции 5—7 км.

Охотская нефтегазоносная провинция представляет собой область кайнозойского осадконакопления, включающую несколько значительных по размерам впадин и прогибов, которые характеризуются своеобразным строением осадочной толщи. Основной объем осадочных отложений развит в этих крупных структурах. Только плиоценовые образования залегают сплошным чехлом и объединяют крупные осадочные депрессии, расположенные главным образом в периферийных частях провинции — по побережью и на шельфе Западной Камчатки, на Сахалине и его шельфе, в северной части Охотского моря. Эти же отложения формируют верхний структурный этаж Охотоморского срединного массива, занимающего центральную часть Охотской провинции.

В северной (Охотско-Камчатской) части провинции выделяются Северо-Охотский, Прикамчатский, Ичинско-Охотский и Гольгинский прогибы, а также Шелиховская впадина. В их строении принимают участие геосинклинальные и орогенные формации верхнемелового, палеогенового и неогенового возраста суммарной мощностью до 7 км. Возрастание мощности на шельфе происходит преимущественно за счет палеогеновых и неогеновых отложений. Так, по данным сейсморазведки, около 50% объема осадочного выполнения Прикамчатского прогиба приходится на верхний миоцен — плиоцен. В разрезе осадочного чехла выделяются три основных структурных этажа. Для нижнего (мелового) и верхнего (неогенового) этажей характерно распространение конседиментационных поднятий. Для базальных горизонтов разреза чехла типичны складки облекания выступов фундамента. В среднем (палеогеновом) этаже развиты высокоамплитудные, сложные по морфологии складки, резко отличные от более простых пологих структур верхнего этажа. Выявленные в Охотско-Камчатской части провинции локальные поднятия имеют размеры от 2 × 5 км до 8 × 18 км.

В южной части провинции имеется несколько крупных прогибов в шельфовой зоне (Центрально-Охотский, Южно-Охотский, Татарского

свиты плиоцена. Литологический состав этих комплексов неоднороден и резко меняется по простиранию зон. Мощность пластов песчаников дагинской свиты колеблется от 5 до 45 м при региональном увеличении песчанности в южном направлении. Песчанность отложений окобыкайской свиты возрастает к юго-востоку, причем мощность выдержанных по площади пластов песчаников достигает 50—60 м.

Регионально нефтегазоносные комплексы неогена Северного Сахалина содержат преимущественно поровые коллекторы с открытой пористостью 20—25%, реже до 35% и проницаемостью от десятков до сотен миллиарда. Сходными коллекторскими свойствами обладают неогеновые отложения Южного Сахалина.

В последние годы в Шелиховской впадине получены прямые признаки нефтегазоносности в палеогеновых отложениях, а на Лиманской площади из этих отложений получены промышленные притоки газа с конденсатом и легкой нефти. Эти данные наряду с другими материалами позволяют выделить в Охотской провинции палеогеновый перспективный нефтегазоносный комплекс, где предполагается развитие трещинно-поровых коллекторов с удовлетворительными емкостными свойствами. Доля этого комплекса в прогнозной оценке региона достигает 30%.

Из общего числа месторождений только два располагаются на Южном Сахалине, а остальные на Северном. Около 77% начальных извлекаемых запасов нефти провинции сконцентрировано в восьми месторождениях, которые дают основной объем годовой добычи.

Нефтегазогеологическое районирование

В Охотской провинции выделяются Сахалинская и Охотско-Камчатская перспективная нефтегазоносная области (табл. 19).

Сахалинская нефтегазоносная область охватывает сложно построенный Сахалинский мегантиклинорий (о-в Сахалин и его узкие прибрежные шельфовые зоны), а также прогиб Татарского пролива. Многочисленные локальные структуры, с которыми связаны основные месторождения области, составляют узкие, протягивающиеся субмеридионально на сотни километров антиклинальные зоны (Сабинскую, Эхабинскую, Одоптинскую и др.), сложенные палеоген-неогеновыми отложениями. Это чаще всего асимметричные брахиантиклинальные складки с крутыми восточными и более пологими западными крыльями, осложненные продольными и поперечными нарушениями, в том числе взбросами и надвигами, разбивающими складки на блоки. Наряду с брахиантиклинальными здесь встречаются куполовидные и крупные линейные складки.

Начальные разведанные запасы нефти и газа связаны с продуктивными комплексами окобыкайской свиты верхнего миоцена (70%), дагинской свиты среднего — верхнего миоцена (25%) и нутовской свиты плиоцена (5%) и сконцентрированы на месторождениях северной и центральной частей о-ва Сахалин на глубинах до 3000 м.

Большинство выявленных в области месторождений нефти и газа многопластовые, приуроченные к брахиантиклинальным складкам, часто

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км	Тектоническая приуроченность
А. Сахалинская НГО	340	Сахалинский мегантиклинорий, прогиб Татарского пролива
а. Северо-Западный ГНР	2	Северная часть Северо-Сахалинского прогиба
б. Северо-Восточный НГР	6	Северо-западный борт Восточно-Сахалинского синклинория
в. Дагинско-Катанглинский НГР	2	Набильская и Дагинская тектонические зоны
Б. Охотско-Камчатская ПНГО	280	Шелиховская впадина, Северо-Охотский, Прикамчатский, Ичинско-Охотский и Гольгинский прогибы

осложненным многочисленными нарушениями (рис. 54). Максимальное количество продуктивных пластов установлено на Сабинском (22) и Волчинском (16) месторождениях, на большинстве месторождений — от 8 до 14 продуктивных пластов.

Залежи пластовые сводовые и тектонически экранированные с элементами литологического ограничения. Встречаются поднадвиговые залежи пластового сводового и экранированного типов (см. рис. 53):

Прогнозная оценка Сахалинской области регионально снижается в направлении с севера на юг. Прогнозную оценку, соответствующую II категории, имеют шельфовые зоны Восточно-Сахалинского синклинория и Северо-Сахалинского периклинального прогиба, где мощность осадочного чехла достигает 7 км, а перспективных комплексов — 3 км. Осевые зоны Тым-Поровайского и Сусунайского грабенов, шельфовых впадин залива Терпения и прогиба Татарского пролива, где отмечается повышенная мощность и песчанистость (до 60% общей мощности) перспективного разреза, по прогнозной оценке относятся к III категории плотности. Остальные территории преимущественно на юго-востоке и северо-западе области, с глубинами фундамента до 3 км или примыкающие к приподнятым зонам, по прогнозной оценке относятся к IV категории, а частично — к малоперспективным землям.

В Сахалинской нефтегазоносной области выделяются три района: Северо-Западный, Северо-Восточный и Дагинско-Катанглинский, расположенные на Северном Сахалине (см. рис. 52).

Северо-Западный газонефтеносный район занимает северные части Лангерийской и Тым-Поровайской тектонических зон в пределах Северо-Сахалинского периклинального прогиба. Здесь выделяются три крупные

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
7	Миоценовый (окобыкайская и дагинская свиты)	Неогеновый
7	Миоценовый (дагинская свита)	Миоценовый
7	Миоценовый (окобыкайская свита)	»
6	Миоценовый (дагинская свита)	»
7	—	Неогеновый, палеогеновый

антиклинальные зоны, продолжающиеся на шельфе Сахалинского залива. С локальными структурами этих зон связаны три газовых и два газонефтяных месторождения.

Начальные разведанные запасы углеводородов района приурочены к дагинской (93%) и окобыкайской (7%) свитам неогена. По плотности текущих разведанных запасов район относится к V категории, а по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов более 0,5.

Северо-Восточный нефтегазоносный район охватывает семь крупных кулисообразно сочленяющихся антиклинальных зон, образующих северо-западный борт Восточно-Сахалинского синклиория и продолжающихся на восточном шельфе о-ва Сахалин. Эти линейные структуры представляют собой зоны нефтегазонакопления, с которыми связана большая часть выявленных месторождений.

Основной объем (79%) начальных разведанных запасов нефти и газа в районе связан с окобыкайской свитой, а остальные запасы распределяются примерно поровну между отложениями дагинской и нутовской свит. По плотности текущих разведанных запасов углеводородов район относится к IV категории, а по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Дагинско-Катанглинский нефтегазоносный район выделяется в пределах Набильской и Дагинской тектонических зон Восточного Сахалина. Для района характерно развитие брахиантиклинальных и куполовидных структур, содержащих шесть месторождений нефти и газа в пластовых и стратиграфически экранированных ловушках неогеновых отложений, расположенных на небольшой (150—1000 м) глубине.

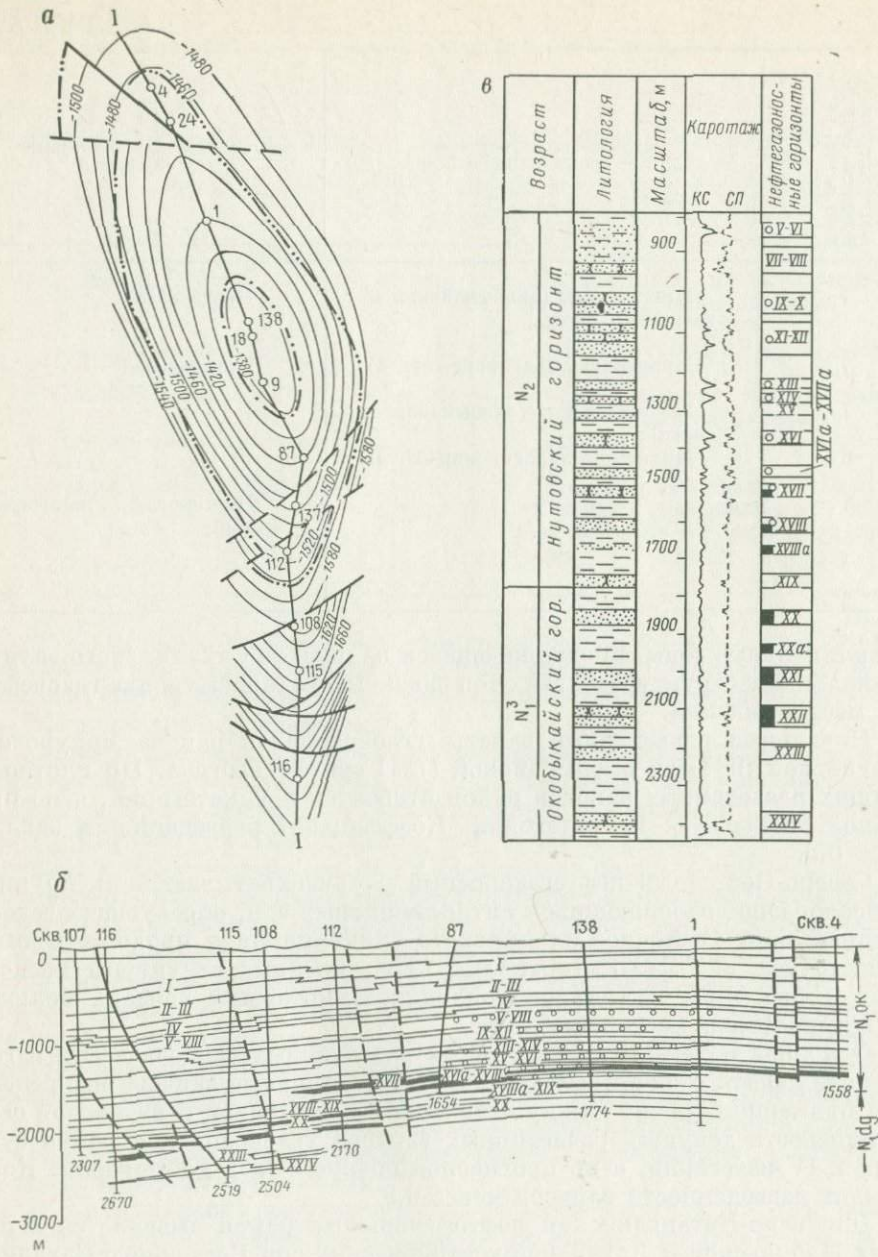


РИС. 54

КОЛЕНДИНСКОЕ ГАЗОНЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО МАТЕРИАЛАМ ОБЪЕДИНЕНИЯ САХАЛИННЕФТЬ, 1974 г.):

а — структурная карта по кровле XVII пласта неогена; б — геологический профиль по линии I—I; в — разрез продуктивной части отложений

Основной объем начальных разведанных запасов (98%) нефти и газа в районе приурочен к дагинской свите миоцена. По плотности текущих разведанных запасов район относится к V категории, а по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов более 0,5.

Охотско-Камчатская перспективная нефтегазоносная область охватывает Шелиховскую впадину, Северо-Охотский, Прикамчатский, Ичинско-Охотский и Гольгинский прогибы, расположенные в акватории Охотского моря и частично на побережье Западной Камчатки. В акваториальной части области возраст отложений, слагающих структуры, более молодой, чем в сухопутной части.

Перспективы нефтегазоносности Охотско-Камчатской области связаны с кайнозойскими отложениями, где выделяются два основных перспективных нефтегазоносных комплекса — палеогеновый и неогеновый, а также возможно перспективный верхнемеловой комплекс [49].

Нефтегазоносность палеогеновых отложений доказана получением притоков нефти и газа с конденсатом на ряде площадей Западной Камчатки.

Состав газов и геохимическая характеристика неогеновых отложений, близкие к таковым для одновозрастных промышленно нефтегазоносных отложений Сахалина, позволяют рассматривать неогеновый комплекс (75% по прогнозной оценке) области как газонефтеосный.

Акватории Охотского моря и Прикамчатского шельфа в пределах осевых зон Северо-Охотского, Прикамчатского, Ичинско-Охотского и Гольгинского прогибов, где мощность осадочного выполнения превышает 3 км, по прогнозной оценке относятся к III категории. Уменьшение мощности перспективных комплексов разреза до 2—3 км и слабая изученность акваторий и Западной Камчатки дают основание изменить прогнозную оценку этих зон Охотско-Камчатской области до IV категории. Те участки, где мощность осадочного выполнения не превышает 1—1,5 км, получили качественную оценку и отнесены к малоперспективным землям.

Основные направления поисково-разведочных работ

В Охотской нефтегазоносной провинции намечаются следующие направления работ:

- 1) региональное геолого-геофизическое изучение строения новых районов с целью выявления наиболее перспективных структурных зон для детальных геофизических работ и поисково-разведочного бурения;
- 2) увеличение объемов детальных геолого-геофизических работ и поискового бурения в высокоперспективных районах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью с целью подготовки достаточного количества структур для постановки глубокого поисково-разведочного бурения.

По первому направлению планируется параметрическое и структурно-профильное бурение в комплексе с сейсморазведкой (методом ОГТ, КМПВ,

ГСЗ для Северного Сахалина и МОВ для Колпаковской впадины Западной Камчатки) или электроразведкой (методом МТЗ для Южного Сахалина), а также обработка сети профилей МОВ и КМПВ в акватории Охотского моря.

По второму направлению намечается проведение детальных сейсморазведочных работ на шельфе Сахалинского залива (на структурах Астрахановской, Пильгунской, Венинской), Юго-Западного Сахалина и в южных звеньях северо-восточного сектора шельфа Охотского моря, а также поискового бурения (в том числе морского) на Одоштинской и Астрахановской антиклинальных зонах (Северного Сахалина), Красногорской структуре (юго-западный шельф Сахалина) и в Тигильском районе (Западная Камчатка).

Предкарпатская нефтегазоносная область

Предкарпатская нефтегазоносная область охватывает одноименный краевой прогиб, отделяющий мегантиклинорий Восточных Карпат от Восточно-Европейской платформы. Административно она занимает часть Львовской, Ивано-Франковской и Черновицкой областей Украинской ССР. Общая площадь ее перспективных земель составляет 20,8 тыс. км² (рис. 55).

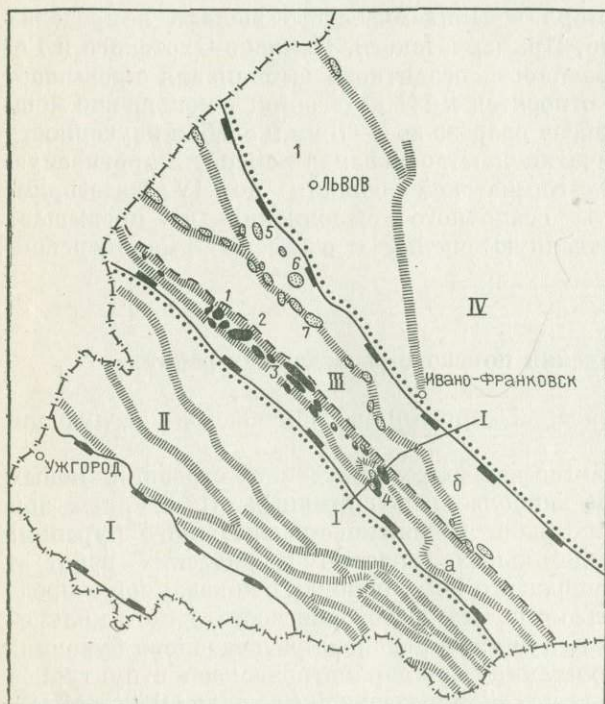


РИС. 55

ПРЕДКАРПАТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Закарпатский прогиб, II — мегантиклинорий Восточных Карпат, III — Предкарпатский краевой прогиб, IV — Русская плита. Крупные тектонические элементы: 1 — Львовская впадина.

Нефтегазогеологическое районирование: а — Бориславо-Покутский нефтегазоносный, б — Бильче-Волицкий газоносный районы.

Месторождения: 1 — Бориславское, 2 — Улично-Оровское, 3 — Долинское, 4 — Битковское, 5 — Рудковское, 6 — Бильче-Волицкое, 7 — Дашавское

Изученность

Предкарпатская нефтегазоносная область — один из старейших нефтедобывающих районов страны. Добыча нефти здесь ведется с XVIII столетия, на начальном этапе — колодезным способом, а в последующем — из мелких скважин. Первыми были открыты Бориславское и Битковское месторождения, где вначале шла разработка только озокерита, а с 1860 г. — и нефти. Добыча газа началась на Дашавском месторождении, открытом в 1920 г. и введенном в разработку в 1924 г.

После 1944 г. значительный объем региональных и детальных геофизических работ, опорно-параметрического и поисково-разведочного бурения был направлен на изучение строения различных зон Предкарпатского прогиба. Поиски привели к открытию ряда газовых месторождений (Угерского, Рудковского и др.) во Внешней зоне и залежей нефти во Внутренней зоне прогиба на Долинской (1949 г.) и Битковской (1950 г.) структурах, а также в поднадвиговой структуре Бориславского месторождения (1953 г.). Восстановление старых промыслов и ввод в разработку новых месторождений привели к значительному увеличению добычи нефти и газа. Если в 1949 г. добыча нефти в регионе составляла 266 тыс. т, а газа — 1,26 млрд. м³, то к 1965 г. она возросла соответственно до 2,75 млн. т и 10,9 млрд. м³.

После 1965 г. во все возрастающих объемах проводились глубокое бурение и геофизические работы с целью детализации глубинного строения внутренних зон Предкарпатского прогиба. По результатам опорно-параметрического бурения в комплексе с сейсморазведкой КМПВ — ГСЗ и МОВ были уточнены глубины залегания фундамента и строения глубинных складок, определены мощности надвинутой части флиша и т. п. Детальными работами, в первую очередь бурением и сейсморазведкой МОВ — ОГТ, было оконтурено большое количество локальных структур, из которых более 30 числится сейчас в фонде подготовленных к поисковому бурению. Однако имеются большие трудности подготовки площадей к глубокому бурению во Внутренней зоне краевого прогиба в связи с ее исключительно сложным геологическим строением.

Основными объектами глубокого бурения в период после 1965 г. были перспективные на газ структуры Внешней зоны краевого прогиба, погребенные Самборским покровом, а также перспективные на нефть и газ глубинные складки I и II ярусов Бориславско-Покутской подзоны. В результате новых открытий число месторождений в Предкарпатской нефтегазоносной области относительно 1960 г. удвоилось. Однако открывались небольшие газовые и нефтяные месторождения. В связи с этим добыча нефти, сохранявшаяся до 1970 г. на уровне 2,7 млн. т, в 1974 г. снизилась до 2,2 млн. т. Добыча газа, достигнув уровня 13,2 млрд. м³ в 1970 г., также стала падать и в 1974 г. составила 10,4 млрд. м³.

Суммарная добыча Предкарпатской нефтегазоносной области за весь период составила около 80 млн. т нефти и конденсата, 200 млрд. м³ свободного и 33 млрд. м³ попутного газа.

Современная степень изученности отдельных районов и перспективных комплексов области неравномерна. Территория Предкарпатского

прогиба пересечена десятью поперечными и двумя продольными региональными сейсмическими профилями, выполненными разными методами (КМПВ, КМПВ — ГСЗ и др.). Общий объем детальных сейсмических профилей (МОВ, МОВ — ОГТ и КМПВ — МОВ, ОГТ) составляет 29 тыс. км, причем наибольшая эффективность этих работ достигнута во Внешней зоне прогиба. Всего пробурены 1272 глубокие скважины (до 3,2 млн. м), в том числе более 40 (154,5 тыс. м) опорно-параметрических. Самая глубокая скважина, проходящая на Шевченковской площади, имеет забой более 7000 м, а проектная глубина ее 7500 м. Средние глубины поисково-разведочных скважин во Внешней зоне прогиба составляют 1600 м, а опорно-параметрических — 3500 м. Общая разбуренность этой части прогиба хорошая, причем продуктивные неогеновые отложения имеют высокую степень разбуренности (> 100 м/км²), а меловые и юрские — среднюю (25 м/км²).

Во Внутренней (Борисовско-Покутской) зоне прогиба автохтонное основание глубокими скважинами не вскрыто. Здесь изучены только структуры I яруса складок, а структуры II и III ярусов вскрыты небольшим числом скважин. Средние глубины поисково-разведочных скважин в этой зоне составляют 2800 м, а опорно-параметрических — 4000 м. Разбуренность восточной части Внутренней зоны высокая, а западная ее часть, погребенная под надвигом Скибовой зоны, имеет среднюю степень разбуренности.

За 1971—1974 гг. на поиски залежей в сармат-тортонских (Внешняя зона) и палеогеновых (Внутренняя зона) отложениях приходилось около 95% объема глубокого бурения.

Тектоническое районирование

Предкарпатский краевой прогиб характеризуется сложным блоковым строением и наличием разновозрастных пород фундамента в различных его частях. На большей части прогиба фундамент имеет каледонский возраст, в северо-западной части — рифейский, а на крайнем юго-востоке — архейско-нижнепротерозойский. Глубины залегания каледонского и рифейского фундамента колеблются от 1—2 км в прибортовых до 10—12 км в осевых частях прогиба. В структурном отношении Предкарпатский прогиб состоит из двух зон — Внешней и Внутренней (рис. 56).

Внешняя зона сложена мощным (до 4 км) слабодислоцированным комплексом терригенных тортон-сарматских отложений (верхняя моласса), несогласно залегающих на терригенно-карбонатных мезозойских отложениях (юра, верхний мел), выраженных в платформенных фациях и имеющих мощность до 1000 м и более. В центральной части зоны развиты преимущественно тортонские отложения, а в северо-западной и юго-восточной частях увеличены мощности сарматских отложений.

В пределах зоны развиты продольные сбросовые региональные нарушения северо-западного или меридионального простирания с амплитудами от 50—100 до 1000—1200 м. Этими разломами фундамент зоны разбивается на ряд блоков, ступенчато погружающихся на юго-запад под углом 5—10° и уходящих под тектонические покровы Внутренней зоны Скибовых Карпат. Выделяются также и поперечные нарушения, кото-

рые делят зону на три части, соответствующие в осадочном чехле Круке-ничской и Косовской впадинам и Станиславскому поднятию [7].

Во Внешней зоне прогиба развиты структуры двух типов. К первому, распространенному преимущественно в северо-западной части, относятся крупные разбитые нарушениями брахиантиклинальные поднятия, сложенные миоценовыми породами с выходами мезозойских отложений в сводах. Размеры этих поднятий 6—10 × 10—14 км, амплитуды 200—400 м. На ряде поднятий сармат-тортонские отложения залегают непосредственно на рифейском фундаменте. Ко второму типу структур относятся группирующиеся вдоль Стебникского надвига узкие складки, сложенные тортонскими отложениями. Они имеют пологие северо-восточные и срезанные надвигом юго-западные крылья. Размеры складок 15—20 × 3—5 км, амплитуды 100—150 м.

Внутренняя зона Предкарпатского прогиба представляет собой крупный погребенный синклиорий, выполненный дислоцированными отложениями карпатского флиша (мел — палеоген) и нижнемиоценовым молассово-соленосным комплексом пород. Дислокации этой зоны характеризуются многоярусной чешуйчато-надвиговой тектоникой.

Внутренняя зона включает две подзоны: Самборскую и Бориславско-Покутскую (см. рис. 56).

Самборская подзона представляет собой тектонический покров, зажатый между надвинутым на нее по Самборскому надвигу карпатским флишем Бориславско-Покутской подзоны и автохтонными тортон-сарматскими отложениями (верхним молассовым комплексом) Внешней зоны. Подзону слагает смятый в складки нижний молассовый комплекс неогена (гельветский, аквитанский и бурдигальский ярусы), причем флишевые отложения в его основании отсутствуют. Для нее характерны крупные линейные структуры, разделенные надвигами и взбросами. В ядрах антиклиналей, особенно на юго-востоке, обнажаются глинистые и соленосные породы добрововской и воротыщенской свит неогена, в связи с чем весь осадочный комплекс здесь становится гидрогеологически раскрытым.

Бориславско-Покутская подзона является западным внутренним элементом Предкарпатского прогиба. Она сложена в основном мел-палеогеновым флишем, перекрытым аквитан-бурдигальскими отложениями. Ширина подзоны на поверхности меняется вследствие перекрытия ее в юго-восточной части отложениями Скибовой зоны Карпат. Внутреннее строение подзоны определяется комплексом лежащих складок с пологими юго-западными и крутыми, часто сорванными северо-восточными крыльями. Складки сложены меловым (стрийская свита) и палеогеновым (ямненская, манявская, выгодская, быстрицкая и менилитовая свиты) флишем. Строение перекрывающих флиш миоценовых отложений более простое, часто не совпадающее со структурой флишевых складок, в первую очередь из-за дисгармоничной складчатости.

Флишевые структуры Бориславско-Покутской подзоны группируются в ярусы, разделенные надвигами II порядка. По простиранию выделяется от двух до четырех ярусов складок. Строение флишевых антиклиналей также меняется по простиранию подзоны. На северо-западе это

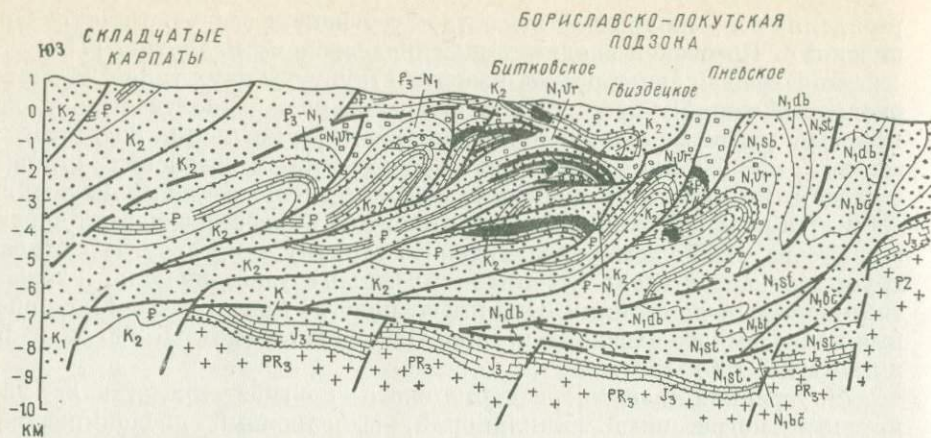


РИС. 56

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПРЕДКАРПАТСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ЛИНИИ I—I (ПО В. Н. УТРОВИНУ, Д. И. КУЛЬЧИЦКОМУ)

тонкие, надвинутые друг на друга пластины, сложенные преимущественно палеогеновыми отложениями. К юго-востоку складки становятся более массивными, здесь развиты подвернутые крылья. В их строении принимают участие наряду с палеогеновыми и верхнемеловые отложения. На крайнем юго-востоке подзоны складки разделяются полноразвитыми синклиналями и образуют единый покров, надвинутый на Внешнюю зону Предкарпатского прогиба.

Строение Бориславско-Покутской подзоны усложняется также за счет поперечных нарушений, разбивающих складки на ряд блоков, испытавших относительные перемещения различной амплитуды и направления. Это позволяет выделять здесь поперечные приподнятые и погруженные участки.

Нефтегазоносность

В Предкарпатской нефтегазоносной области промышленная нефтегазоносность связана с мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Во Внешней зоне прогиба газоносны мезозойские и неогеновые отложения. Основные продуктивные горизонты приурочены к терригенным верхнемеловым и карбонатным верхнеюрским отложениям, с которыми связано более половины выявленных запасов, а также к терригенным миоценовым (тортон—сармат) отложениям. Региональной покрывкой здесь служат сармат-тортонские мергели, ангидриты и глины. Во Внутренней зоне регионально нефтегазоносны палеогеновые и верхнемеловые отложения. Наибольшее число залежей на 18 месторождениях связано с продуктивным горизонтом менилитовой свиты олигоцена. В эоценовых отложениях залежи выявлены на 10 месторождениях в трех продуктивных горизонтах, соответствующих манявской, выгодской и быстрицкой свитам. Небольшие залежи разведаны в продуктивных горизонтах ямненской свиты

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
Предкарпатская НГО	21	Предкарпатский краевой прогиб
а. Бориславско-Покутский НГР	6	Бориславско-Покутская подзона Внутренней зоны
б. Бильче-Волицкий ГР	15	Внешняя зона и Самборская подзона Внутренней зоны

связаны с прослеженными под Самборским покровом поднадвиговыми структурами Внешней зоны, а отложения собственно Самборской подзоны играют роль региональной покрывки.

Для района характерны месторождения двух типов. Месторождения I типа связаны со структурами облекания эрозионных выступов юрских и верхнемеловых отложений, несогласно перекрытых слабопроницаемыми миоценовыми породами. Залежи этих месторождений обычно массивно-пластовые (в мезозойских отложениях) или структурно-литологические (в миоценовых отложениях). Месторождения II типа приурочены к антиклинальным складкам, нарушенным, как правило, разрывными дислокациями. Залежи здесь пластовые сводовые, тектонически экранированные, иногда литологически ограниченные.

По плотности текущих разведанных запасов газа район относится к V категории, а по прогнозной оценке — к III категории. В общем объеме начальных разведанных запасов 48% приурочено к неогеновым, 38% к меловым и 14% — к юрским отложениям. Большая часть текущих разведанных запасов газа связана в основном с неогеновыми отложениями (83%), а остальная — с меловыми (13,5%) и юрскими (3,5%). Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Основные направления поисково-разведочных работ

В Бильче-Волицком районе поисково-разведочные работы должны быть направлены на:

1) поиски залежей на глубинах 3—4,5 км в сарматских и мезозойских отложениях Крукеничской впадины, особенно на структурах, погребенных Самборским покровом;

2) в юго-восточной части района поиски залежей на структурах, погребенных покровом Внутренней зоны в торгонских, палеогеновых и мезозойских отложениях.

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
12 12 5,5	Неогеновый, палеогеновый, мезозойский Палеогеновый Неогеновый, меловой, юрский	Палеогеновый, мезозойский Палеогеновый, мезозойский Неогеновый, мезозойский

В Бориславско-Покутском районе основным направлением являются поиски залежей в палеогеновых и меловых отложениях II, III и отчасти I ярусов складок на глубинах 4,5—5,5 км.

Черноморская нефтегазоносная область

Рассматриваемая область охватывает северо-восточную часть акватории Черного моря, характеризующуюся глубинами моря свыше 200 м, и западные районы Грузинской ССР. В тектоническом отношении она включает северо-восточную часть Черноморской впадины и Рионскую межгорную впадину.

Изученность

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в Рионской впадине были начаты еще в 1886 г. на Супсинской (Омпаретской) площади, но они не увенчались успехом и были прекращены. В 30-е годы работы были возобновлены и привели к открытию мелкого Супсинского нефтяного месторождения, приуроченного к песчаникам среднего сармата. Эксплуатация этого месторождения началась в 1939 г.

В начале 70-х годов на Западно- и Восточно-Чаладидских площадях были получены промышленные притоки нефти из карбонатных пород верхнего мела. В результате разведки этих отложений были выявлены две небольшие нефтяные залежи, ограниченные запасы которых обусловлены главным образом размывом продуктивных пластов верхнего мела и малыми размерами структур.

К принципиальным результатам работ во впадине следует отнести получение в 1974 г. фонтана нефти из отложений мзотиса под надвиговой части Супсинской антиклинали, а в 1975 г. — притока газа из юрских отложений на Очамчирской площади.

С начала эксплуатации суммарная добыча нефти по Супсинскому и Чаладидскому месторождениям составила 55 тыс. т нефти.

Начиная с 1947 г. и по настоящее время, детальными и региональными сейсмическими исследованиями (МОВ, КМПВ, ГСЗ, МОГТ, РНП) охвачена вся территория Западной Грузии. В результате проведенных работ установлено сложное блоковое строение фундамента, а также выявлен ряд локальных структур в осадочном чехле. При средней степени разведанности (11 м/км^2) Рионской впадины изученность ее на глубинах ниже 3000 м, а также мезозойского комплекса крайне низкая.

В акватории Черного моря проведены батиметрические и гравиметрические съемки, а также региональные геофизические исследования по единичным профилям. Детальные сейсмические исследования (МОВ и МОГТ) общим объемом около 10 000 км проведены на восточном шельфе Черного моря в пределах Гудаутского и Очамчирского поднятий, где выявлено 11 локальных структур, из которых шесть подготовлено к главному бурению.

Тектоническое районирование

Рионская межгорная впадина ограничена южным склоном мегантиклинория Большого Кавказа на севере и Аджаро-Триалетским антиклинорием на юге. К востоку вблизи Дзирульского выступа она замыкается, а к западу расширяется и погружается в сторону акватории Черного моря. Впадина выполнена палеозойскими, мезозойскими и палеогеновыми слабо дислоцированными (до $25-30^\circ$) отложениями чехла срединного массива и полого залегающей ($2-10^\circ$) олигоцен-неогеновой молассой. Поверхность фундамента предположительно байкальского возраста погружается с востока на запад от Дзирульского массива, где он обнажается на поверхности, до 8 км и более в прибрежных районах впадины.

В разрезе мезозойской и палеогеновой частей чехла участвуют терригенная толща нижней юры, осадочно-вулканогенный комплекс средней юры, терригенно-карбонатная (в верхней части местами соленосная) толща верхней юры, карбонатные породы берриаса — апта, карбонатно-вулканогенный комплекс альба — дания и карбонатная (в Гурийском прогибе с мощной серией вулканогенных образований среднего эоцена) толща палеоцена — эоцена. Молассовый комплекс (олигоцен — плиоцен) сложен песчано-глинистыми отложениями олигоцена — миоцена и песчано-конгломератовыми осадками плиоцена.

Рионская впадина благодаря наличию глубинных разломов имеет сложное блоковое строение и расчленяется на отдельные тектонические элементы, а именно Гудаута-Очамчирский, Одишский и Гурийский прогибы и Центрально-Колхидское поднятие. На последнем плиоценовые отложения непосредственно перекрывают меловые. На морском продолжении Рионской впадины расположены Гудаутское и Очамчирское поднятия, входящие в состав Восточно-Черноморского свода.

Черноморская впадина, современная граница которой совпадает с краем материковой отмели, представляет собой громадную область опускания, охватившую разновозрастные тектонические элементы. Эта впадина, выполненная мощной толщей (более 14 км) осадочных пород, относится к особому типу тектонических депрессий — впадинам внутренних морей, являющимися относительно молодыми новообразованными элементами.

Нефтегазоносность

В пределах Черноморской нефтегазоносной области выделен один Рионский нефтеносный район (площадь около 2 тыс. км²), охватывающий Гурийский прогиб и южную часть Центрально-Колхидского поднятия. Небольшие начальные разведанные запасы нефти района связаны с неогеновым (87%) и верхнемеловым (13%) комплексами. По плотности текущих разведанных запасов район относится к VI категории. Коэффициент разведанности запасов ниже 0,1. В соответствии с прогнозной оценкой Рионский нефтеносный район и прилегающая территория шельфа Черного моря относятся к землям III категории, а остальная часть Рионской впадины — к IV категории.

К основным перспективным комплексам Западной Грузии относятся нижне- и среднеюрский терригенные, неокомский и верхнемеловой карбонатные и неогеновый терригенный. Главным направлением геологоразведочных работ в Западной Грузии являются поиски и разведка залежей нефти и газа в мезотических отложениях Гурийского прогиба, а также в меловых отложениях южной части Рионской впадины и в юрском комплексе на перспективных площадях в различных районах Западной Грузии. На шельфе перспективны Гудаутское и Очамчирское поднятия, где основными объектами поиска являются отложения юры, мела и неогена.

Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область

Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область (70 тыс. км²) расположена в пределах Таджикской и Узбекской ССР. На востоке она ограничена Дарвазским хребтом, на севере — Гиссарским хребтом, на западе — Бешкентским прогибом.

В структурном отношении рассматриваемая область соответствует северной части Афгано-Таджикской впадины и мегантиклинали Юго-Западного Гиссара (рис. 57).

Изученность

Геологопоисковые работы для оценки перспектив нефтегазоносности этой территории проводились только после Великой Октябрьской социалистической революции. Первые геофизические работы были начаты в 1934 г. Гравиметрическая съемка проводилась в Сурхандарьинском и Вахшском районах, а электроразведочные и сейсмические работы — на более ограниченных участках. Планомерные региональные геолого-геофизические работы стали осуществляться с 1959 г. Изученность важнейшими видами региональных работ Юго-Западного Таджикистана составляет: 2,4 м параметрического бурения и 0,02 км сейсмических профилей КМПВ на 1 км². Из-за сложного геологического строения и недостаточной эффективности геофизических методов разведки геолого-геофизическая изученность Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области остается невысокой. Поисково-разведочное бурение было начато в 1933 г., а уже

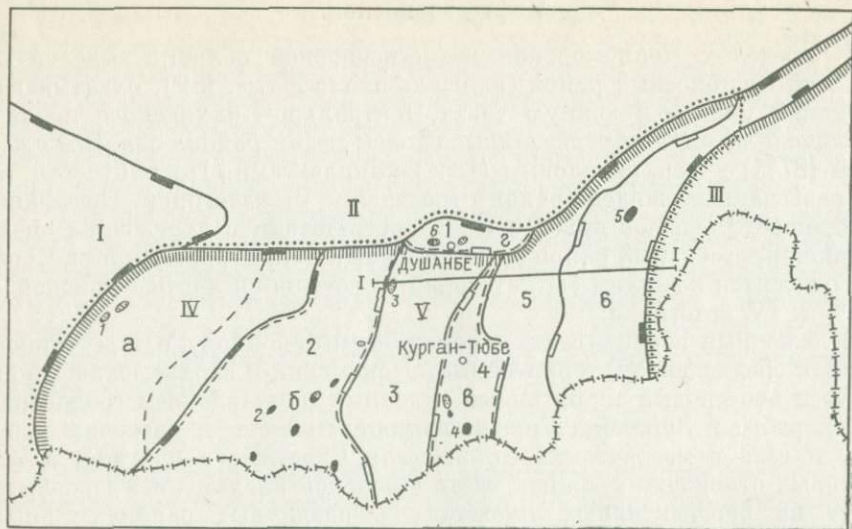


РИС. 57

СУРХАН-ВАХШСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Амударьинская синеклиза, II — Тяньшаньский ороген, III — Афгано-Памирский ороген, IV — мегантиклиналь Юго-Западного Гиссара, V — Афгано-Таджикская впадина.

Крупные тектонические элементы: 1 — Душанбинский прогиб, 2 — Сурхандарьинская мегасинклиналь, 3 — Кафирниганская мегантиклиналь, 4 — Вахшская мегасинклиналь, 5 — Обигармская мегантиклиналь, 6 — Кулябская мегасинклиналь.

Нефтегазогеологическое районирование: а — Юго-Западно-Гиссарский газоносный, б — Сурханский нефтегазоносный, в — Вахшский нефтегазоносный, г — Душанбинский газоносный районы.

Месторождения: 1 — Гумбулакское, 2 — Кокайтинское, 3 — Гаджанское, 4 — Кичик-Бельское, 5 — Бештентякское, 6 — Комсомольское

в 1934 г. было открыто первое месторождение Хаудаг с залежами нефти в бухарских слоях палеоцена. В дальнейшем в палеогеновых отложениях были открыты месторождения Уч-Кизыл, Кокайты, Кызыл-Тумшук и др., добыча нефти и газа на которых ведется и в настоящее время.

Общий объем поисково-разведочного и параметрического бурения на 1/I 1975 г. составляет 1079 тыс. м. Плотность глубокого бурения равна 15,7 км². Указанный выше объем бурения по площади и разрезу распределен неравномерно. Наиболее хорошо изучены районы Душанбинского и Вахшского прогибов, а в Кулябской мегасинклинали — небольшая по площади западная часть. Аналогичную степень разбуренности имеет мегантиклиналь Юго-Западного Гиссара (31,8 м/км²). Обигармская и Кафирниганская зоны поднятий в целом характеризуются низкой разбуренностью за исключением отдельных участков.

Наиболее разведаны палеогеновые отложения. В Душанбинском прогибе изучены также меловые и юрские комплексы. Подсолевые юрские отложения вскрыты лишь в мегантиклинали Юго-Западного Гиссара и Сурхандарьинской мегасинклинали. На значительной территории весьма слабо разведаны нижнемеловые отложения.

В итоге проведенных работ в пределах Афгано-Таджикской впадины почти повсеместно установлено глубокое залегание подсолевых юрских отложений (более 5 км), и лишь на мегантиклинали Юго-Западного Гиссара глубина их залегания составляет 1,5—3 км (рис. 58).

Тектоническое районирование

Наиболее древние палеозойские отложения, слагающие фундамент Афгано-Таджикской впадины, обнажаются в обрамляющих ее горных сооружениях Гиссарского и Дарвазского хребтов, а также в юго-западных отрогах Гиссарского хребта.

На значительной части Сурхан-Вахшской области поверхность палеозойского фундамента погружена до 7—8 км, а в центральных частях мегасинклиналей — до 10—12 км. В целом территория рассматриваемой нефтегазоносной области входит в эпищитовую орогеническую зону контрастных неоген-четвертичных движений. В течение длительного времени геологической истории — юрского, мелового и палеогенового до эоцена включительно — она развивалась преимущественно как платформенная область. Принципиальные изменения общей структуры территории произошли в новейшее время за счет указанных интенсивных движений, которые сформировали обрамляющую впадину горные сооружения, а также резко выраженные мегасинклинали и мегантиклинали. В прогибах широко распространены мощные толщи моласс неоген-четвертичного возраста. Разрез мезозойских и палеогеновых отложений имеет много общих черт с разрезом этих комплексов в Амударьинской газонефтеносной провинции.

По геофизическим данным простирание структур фундамента в Кулябской мегасинклинали преимущественно субмеридиональное (памирское), а на остальной территории субширотное (тяньшаньское). В восточной части Афгано-Таджикской впадины разломы отделяют Дарвазскую зону от Кулябской мегасинклинали. К западу от Кулябской мегасинклинали последовательно располагаются Обигармская мегантиклиналь, Вахшская мегасинклиналь, Кафирниганская мегантиклиналь, Сурхандарьинская мегасинклиналь. К юго-востоку от мегантиклинали Юго-Западного Гиссара расположен Душабинский прогиб широтного простирания (см. рис. 57).

Кулябская мегасинклиналь имеет значительные размеры и максимальную мощность неоген-четвертичных отложений, которая в южной ее части достигает 6—7 км. Здесь весьма интенсивно проявилась соляная тектоника (на поверхности обнажаются соляные купола Ходжа-Мумын, Ходжа-Сартис и др.). Предполагается, что корни соляных структур связаны с верхнеюрскими отложениями. Здесь известны узкие (3—5 км), протяженные (десятки километров) и резко выраженные (по неогену 60—80°), осложненными надвигами локальные структуры. В южной части мегасинклинали локальные структуры характеризуются относительно спокойным строением — своды складок более широкие и пологие, длина их измеряется километрами, менее развиты дизъюнктивные нарушения. В пределах Обигармской мегантиклинали распространены линейные



РИС. 58

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ I—I (СОСТАВИЛ В. П. ЛОЗИЕВ)

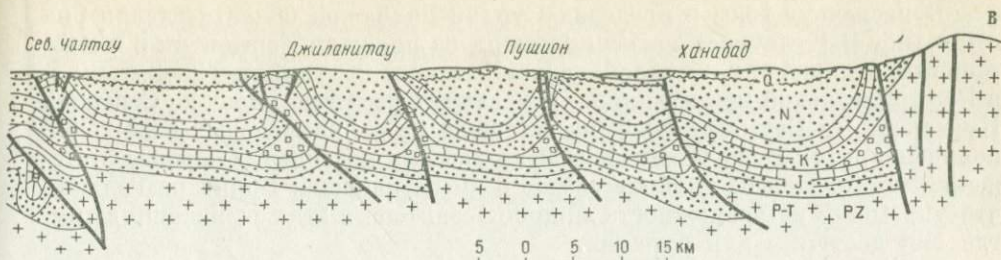
протяженные складки, выполненные в северной части меловыми, а в южной — палеогеновыми отложениями, осложненные многочисленными нарушениями. На юге локальные структуры имеют относительно спокойную форму и становятся шире, симметричнее и в основном имеют коробчатое строение. Размеры их колеблются от 20—30 до 50—60 км при ширине 3—6 км, углы падения крыльев не превышают 40° .

Вахшская мегасинклиналь имеет меридиональное простираение и сложена в основном неоген-четвертичными молассовыми отложениями мощностью 2,5—3 км. Здесь развиты протяженные, узкие и асимметричные структуры.

Кафирниганская мегантиклиналь характеризуется приподнятым залеганием меловых и палеогеновых отложений. Строение локальных складок северной и южной ее частей существенно различается. На севере структуры имеют более сложное строение. Крылья складок нередко запрокинуты, своды узкие, длина складок достигает 100 км при ширине 3—5 км. Складки осложнены надвигами и образуют своеобразную чешуйчатую структуру. Амплитуда надвигов достигает 3—5 км, а в местах их проявления на поверхности обнажаются соленосные отложения верхней юры. На юге складки относительно менее сложные, длина их достигает 30 км, ширина 3—5 км, в ядрах их обнажаются меловые и палеогеновые отложения. Углы падения крыльев колеблются от $15-20^\circ$ до $35-45^\circ$; амплитуда складок измеряется сотнями метров. Широко развиты нарушения типа сбросов и взбросов.

В пределах Сурхандарьинской мегасинклинали мощность неоген-четвертичных отложений достигает 3 км и более. Здесь развиты складки двух типов. К первому относятся линейно вытянутые (15—25 км и более), узкие (3—4 км) структуры, ко второму — структуры, расположенные в ее западной части, характеризующиеся глубоким залеганием палеогеновых отложений, относительно спокойным строением и незначительным превышением длины складок над шириной. Для большинства структур отмечается несоответствие планов по различным стратиграфическим комплексам.

Душанбинский прогиб протягивается в широтном направлении и отделяется от Кафирниганской и Обигармской мегантиклиналей и склад-



чатой зоны Гиссара крупными разломами. Степень дислоцированности мезозойских и палеогеновых отложений здесь уменьшается от периферии к центру. Размеры прогиба сравнительно небольшие (75 × 25 км), локальные структуры слабонарушенные.

Мегантиклиналь Юго-Западного Гиссара представляет собой положительную неотектоническую структурную форму, соответствующую крупному поднятию палеозойского фундамента, ступенчато погружающегося к юго-западу. Она ограничена на северо-западе Бешкентским прогибом, на юго-востоке — Сурхандарьинской мегасинклиналью. Развитые здесь системы антиклиналей имеют северо-восточное простирание.

На большей части Афгано-Таджикской впадины и мегантиклинали Юго-Западного Гиссара характер структур подсолевого и надсолевого комплексов, по-видимому, различен вследствие проявления соляной тектоники: в надсолевом комплексе развиты в основном сложно построенные структуры линейной формы, а в подсолевом, вероятно, большинство структур имеет более спокойный характер (см. рис. 58). Об этом можно судить по данным бурения в юго-западных отрогах Гиссара, а также по геофизическим материалам. Однако фактических сведений еще совершенно недостаточно.

Нефтегазоносность

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности весьма широкий — юрский, меловой и палеогеновый комплексы. В палеогеновых отложениях преобладают нефтяные залежи, хотя встречаются нефтегазовые и даже отдельные газовые, в меловых и юрских — газовые скопления. Нефтяные залежи в палеогеновых отложениях и газовые в верхнеюрских подсолевых приурочены к карбонатным образованиям. Коллекторские свойства верхнеюрских карбонатных отложений весьма изменчивы по площади и разрезу. Залежи газа в меловых отложениях приурочены в основном к терригенным образованиям. Все выявленные залежи нефти и газа в пределах области находятся на глубинах до 3 км [16].

Основная прогнозная оценка (80%) приходится на глубины свыше 3 км. Прогнозные запасы по комплексам в Сурхан-Вахшской области распределяются следующим образом: 38% — палеогеновый, 30% — меловой, 32% — юрский.

В последние годы в пределах Сурхан-Вахшской области сделан ряд открытий. В Кулябской мегасинклинали на площади Бештентяк в палеогеновых отложениях выявлена залежь нефти на глубине 2—2,5 км и в Кафирниганской мегантиклинали — залежь нефти на площади Северная Курганча. На Бештентяжской же площади из верхнемеловых отложений получен приток газа. Мощный фонтан газа из подсолевых юрских отложений установлен на глубине свыше 3 км на площади Боянгара-Гаджак, что указывает на возможности прироста запасов в этих отложениях там, где они доступны для бурения.

Нефтегазогеологическое районирование

В пределах Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области выделяются Юго-Западно-Гиссарский и Душанбинский газоносные, Сурханский и Вахшский нефтегазоносные районы (табл. 21).

Юго-Западно-Гиссарский газоносный район соответствует мегантиклинали Юго-Западного Гиссара. Для него характерно отсутствие залежей в надсолевых отложениях; основные запасы газа приурочены к подсолевым отложениям. Залежи массивные; сводовые.

По плотности текущих разведанных запасов район относится к VI категории, по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Сурханский нефтегазоносный район соответствует Сурхандарьинской мегасинклинали. Основные запасы нефти сосредоточены в карбонатных палеогеновых отложениях (80%), запасы газа — в терригенных коллекторах палеогена и сенона (20%). Месторождения в основном многопластовые, залежи сводовые, в ряде случаев тектонически экранированные.

По плотности разведанных запасов район относится к VI категории, по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов менее 0,5.

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
Сурхан-Вахшская НГО	70	Афгано-Таджикская впадина, мегантиклиналь Юго-Западного Гиссара
а. Юго-Западно-Гиссарский ГР	11	Мегантиклиналь Юго-Западного Гиссара
б. Сурханский НГР	13	Сурхандарьинская мегасинклиналь
в. Вахшский НГР	5	Вахшская мегасинклиналь
г. Душанбинский ГР	2	Душанбинский прогиб

Вахшский нефтегазоносный район соответствует одноименной мегасинклинали. Основные объемы начальных разведанных запасов сосредоточены в палеогеновых (85%) и сенонских (15%) отложениях. Месторождения многопластовые, залежи сводовые (рис. 59). Большая часть (80%) прогнозных запасов углеводородов в мезозойских отложениях района предполагаются на глубинах более 4 км.

По плотности разведанных запасов район относится к VI категории, по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности менее 0,5.

Душанбинский газonosный район соответствует одноименному прогибу. Текущие разведанные запасы в палеогеновых и меловых отложениях составляют 60% от начальных. По плотности разведанных запасов район относится к VI категории, по прогнозной оценке — к IV категории. Коэффициент разведанности запасов 0,5—0,9.

Территории Кафирниганской, Обигармской мегантиклиналей и Кулябской мегасинклинали по прогнозной оценке соответствуют III категории.

Поиски нефтяных и газовых залежей в палеогеновых и меловых отложениях Кафирниганской и Обигармской мегантиклиналей сопряжены с трудностями, так как эти отложения могут быть промышленно нефтегазоносными в глубоко (более 3—4 км) погруженных автохтонах антиклинальных зон или во втором нижнем ярусе надвиговых структур (надежно запечатанном).

Основные направления поисково-разведочных работ

Нефтегазопоисковые работы в Сурхан-Вахшской области следует вести по двум направлениям: 1) выявления нефтегазовых залежей и месторождений в автохтонных складках синклинальных зон; 2) выяснения геологического строения и перспектив нефтегазоносности сложных

ТАБЛИЦА 21

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
15	Верхнеюрский, палеогеновый	Палеогеновый, меловой, верхнеюрский
7	Верхнеюрский	Верхнеюрский, ниже-среднеюрский
15	Палеогеновый, верхне-меловой	Меловой, верхнеюрский
15	То же	То же
3	Меловой, юрский	Меловой, юрский

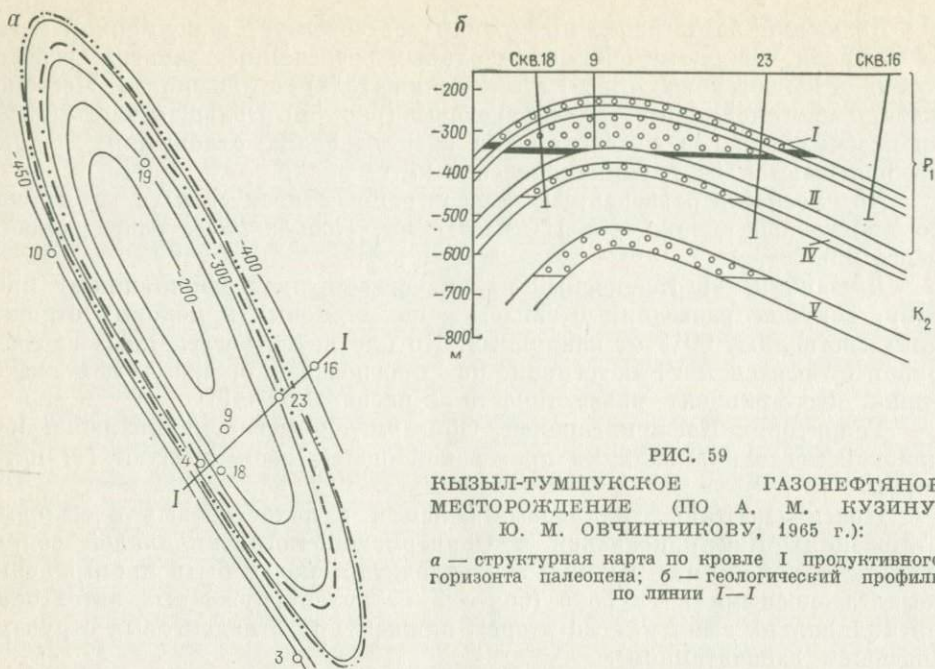


РИС. 59
 КЫЗЫЛ-ТУМШУКСКОЕ ГАЗОНЕФТЯНОЕ
 МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПО А. М. КУЗИНУ,
 Ю. М. ОВЧИННИКОВУ, 1965 г.):

a — структурная карта по кровле I продуктивного горизонта палеоцена; *b* — геологический профиль по линии I—I

взбросов — надвиговых структур. В связи с этим необходимо продолжить региональные исследования с бурением единичных параметрических скважин (глубиной порядка 5 км) и совершенствованием геофизических методов с целью выяснения соотношения структурных планов над- и подсолевых комплексов. Основные объемы поисково-разведочных и геофизических работ на мел-палеогеновые отложения следует сосредоточить в Кулябской мегасинклинали.

В пределах мегантиклинали Юго-Западного Гиссара основным направлением является изучение поднадвиговых частей структур, соотношения структурных планов надсолевого и подсолевого комплексов с целью поисков залежей углеводородов как в верхнеюрских, так и в нижне-среднеюрских образованиях.

Ферганская нефтегазоносная область

Ферганская нефтегазоносная область (38 тыс. км²) является одним из старейших нефтедобывающих районов Средней Азии (рис. 60). В административном отношении значительная часть ее площади находится в пределах Узбекской ССР, а остальная часть — в Киргизской и Таджикской республиках.

Изученность

Выходы нефти в Ферганской впадине известны с глубокой древности, издавна здесь также проводилась колодезная добыча нефти. Бурение на нефть было начато в 1880 г. Первые две скважины были пробурены

в районе Шорсу; из одной получен приток нефти дебитом около 160 кг/сут, из другой — приток с еще более низким дебитом. Позднее (1904 г.) было открыто месторождение Чимион. До Великой Октябрьской социалистической революции разрабатывались лишь два указанных месторождения. С 1885 по 1917 г. было добыто всего 488 тыс. т нефти. После революции были начаты разведочные работы на IV Шорсуйской антиклинали и уровень добычи достиг 50 тыс. т в год.

В годы Великой Отечественной войны были значительно расширены разведочные работы на нефть. В этот период были открыты и введены в разработку основные нефтяные месторождения — Палванташское (1942 г.), Южно-Аламышпикское (1943 г.), а позднее — Шарихан-Ходжабадское (1946 г.), Избаскентское (1950 г.) и др. Добыча нефти в 1946 г. составила 760 тыс. т и непрерывный рост ее продолжался до 1964 г., когда достиг своего максимума в 2,2 млн. т. Начиная с 1964 г. происходило снижение добычи нефти, и в 1974 г. она составила около 1 млн. т.

За 70 лет промышленной разработки в Ферганской нефтегазоносной области добыто около 50 млн. т нефти и до 5 млрд. м³ газа.

В начальный период (до 1962 г.) поисковых работ на нефть и газ основным методом картирования структур была геологическая съемка. Геофизические работы ведутся с 1930 г., и за длительное время неоднократно изменялись методы исследования и решаемые ими задачи. С 1930

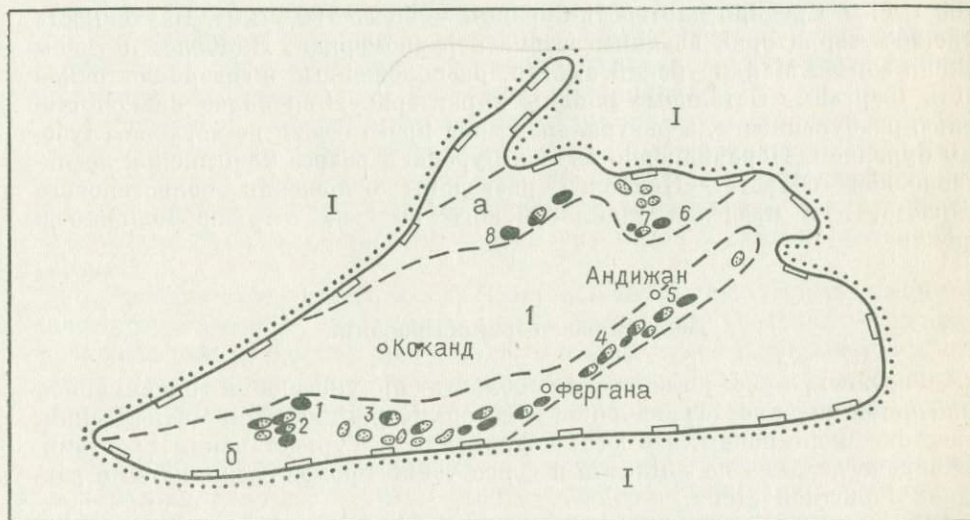


РИС. 60

ФЕРГАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Тяньшаньский ороген.
 Крупные тектонические элементы: 1 — Ферганская впадина.
 Нефтегазогеологическое районирование: а — Северо-Ферганский, б — Южно-Ферганский нефтегазоносные районы.
 Месторождения: 1 — Варьское, 2 — Раватское, 3 — Западно-Палванташское, 4 — Северо-Риштанское, 5 — Южно-Аламышпикское, 6 — Восточно-Избаскентское, 7 — Избаскентское, 8 — Кушанское

по 1947 г. в основном они проводились для уточнения строения структур, выявленных геологической съемкой. С этой целью использовались гравиметрические и электроразведочные исследования, которые в основном носили опытно-производственный характер. С 1947 г. по 1952 г. применялись преимущественно рекогносцировочные методы геофизических исследований — магнитометрия и гравиметрия, которыми изучена вся территория Ферганской впадины.

Сейсморазведочные работы на территории Ферганы впервые начали проводиться в 1947 г. Длительное время они имели опытный характер в связи со сложными сейсмогеологическими условиями. С 1952 г. начаты интенсивные работы по разработке методики сейсмических исследований МОВ и КМПВ, что позволило значительно уточнить глубинное строение Ферганской впадины как в целом, так и отдельных ее участков. Сейсморазведка МОВ и КМПВ является в настоящее время наиболее эффективным методом подготовки площадей к глубокому бурению.

В ограниченном объеме проводилось структурное бурение для уточнения строения антиклинальных складок, сложенных на поверхности отложениями палеогена. В настоящее время структурное бурение с глубинами до 2 км применяется для поисков залежей экранированного типа.

Общий объем поисково-разведочного и параметрического бурения, выполненного в Ферганской нефтегазоносной области, составляет около 4500 тыс. м. Средняя плотность бурения — более 100 м/км². Изученность бурением территории впадины весьма неравномерная. Наиболее изучены южная зона и Майлисуйский выступ, расположенный в северо-восточной части Ферганы. Остальные районы характеризуются более низкой степенью разбуренности, а центральная зона практически не изучена глубоким бурением. Неравномерно изучен бурением разрез Ферганской нефтегазоносной области. Наиболее разведаны отложения палеогенового возраста, а в пределах Майлисуйского выступа — также меловые и юрские.

Тектоническое районирование

Ферганская нефтегазоносная область приурочена к одноименной межгорной впадине, ограниченной с севера Кураминским и Чаткальским, с востока Ферганским, а с юга — Алайским и Туркестанским хребтами. На западе впадина не замкнута и через узкий проход соединяется с равниной Голодной степи.

По дизъюнктивным нарушениям северный и южный борта впадины уступами погружаются к ее центральной части. К зонам этих уступов приурочено большинство развитых во впадинах складок. Палеозойский фундамент в центральных частях впадины, по данным геофизических исследований, залегает на глубинах примерно 10 км.

По истории геологического развития Ферганская впадина относится к эпиплатформенной орогенческой области [16]. В разрезе ее выделяются два структурных этажа: нижний, сложенный интенсивно дислоциро-

ванными и метаморфизованными породами палеозоя, и верхний, включающий отложения мезозоя и кайнозоя.

В пределах верхнего структурного этажа можно выделить три яруса, каждый из которых характеризуется своим структурным планом. Нижний ярус сформирован верхнепермскими, триасовыми и юрскими отложениями; средний — меловыми и палеогеновыми и верхний — преимущественно молассовыми отложениями массагетского, бактрийского ярусов и сохской свиты неогена.

В литературе известно несколько схем тектонического районирования Ферганской впадины, однако они принципиально не отличаются ни от одной из первых схем В. Г. Клейнберга и С. Н. Симакова. В пределах впадины выделяются четыре тектонические зоны: южная, северная, центральная и Куршабская.

В южную зону включается полоса шириной 20—25 км и протяженностью около 350 км от западной границы Ферганской впадины до предгорий Ферганского хребта. Здесь выделяются Науская, Кайрагачская, Каратауская, Ольминская, Гузанская, Риштанская, Чимионская, Андижанская и Сузакская группы антиклиналей.

Наиболее крупный тектонический элемент Гузанской группы — Гузанская антиклинальная складка, представляющая собой крупную асимметричную антиклиналь, вытянутую в восток-северо-восточном направлении. Северное крыло ее падает под углом 30—40°, большая часть южного крыла срезана крупным разрывом. Свод антиклинали размыт до палеозойского основания. Северное крыло сложено мезозойско-кайнозойскими образованиями. Остальные складки этой группы являются структурным осложнением Гузанской антиклинали.

Риштанская группа антиклиналей характеризуется пологим погружением палеозойского фундамента на северном направлении и общим наклоном осадочного чехла в сторону центральной части Ферганской впадины. Соответственно в южной части района на поверхность выходят юрские и меловые породы, сменяющиеся к северу отложениями палеогена и неогена.

Большинство антиклиналей Чимионской группы сложено на поверхности породами сохской свиты, а на отдельных участках — морскими отложениями палеогена. Складчатость в палеогеновых отложениях выражена значительно интенсивней, чем в сохских слоях, залегающих на различных горизонтах палеогеновых осадков с резким угловым несогласием.

Складки Андижанской группы кулисообразно заходят одна за другую и характеризуются пологими северо-западными крыльями и более крутыми, иногда подвернутыми и разорванными юго-восточными. Складчатость в меловых и палеогеновых отложениях всегда интенсивней, чем в более молодых.

В северную зону входит полоса складок, протягивающаяся примерно на 300 км вдоль северного борта впадины. Для этой зоны характерны максимальная мощность неогеновых отложений (до 3500 м) и наиболее полный их стратиграфический разрез. В северной зоне выделяются Ленинabadская, Наманганская и Майлисуйская группы антиклиналей.

В западной части северной зоны геологической съемкой выявлен ряд крупных антиклинальных складок, характеризующихся развитием соленосной толщи в неогеновых отложениях и выраженных в рельефе в виде соляных диапиров. К таким складкам относятся Дигмайская, Рухакская, Акчопская, Акбельская, Сунетауская и др. Указанный район — единственный в Ферганской впадине, где установлено развитие соленосных отложений.

В восточной части зоны выделяются Карагундайский, Майлисуйский и Ачисайский выступы палеозойского фундамента, разделенные Учкурганским и Гавайским прогибами.

Центральная зона Ферганской впадины находится в равнинной части и представляет собой глубокий прогиб. В наиболее погруженной его части мощность неогеновых и четвертичных осадков оценивается в 5—6 км, а глубина до палеозойского фундамента — 10 км. По данным сейсморазведки, предполагается существование глубокопогруженных складок, более пологих и спокойных по сравнению со структурами бортовых зон.

Куршабская зона выделяется в юго-восточной части Ферганы и ограничена с юга и востока палеозойскими поднятиями. Она представляет собой отрицательную структуру, выполненную мезозойско-кайнозойскими образованиями, сильно эродированными и местами размытыми до палеозойского фундамента. В ее пределах на наиболее приподнятых и глубоко размытых участках палеозойский фундамент выходит на поверхность, в наиболее погруженных залегает на глубинах 1—2 км. Палеогеновые отложения имеют здесь минимальную мощность.

Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность в Ферганской нефтегазоносной области установлена в юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях.

В юрских отложениях выявлено восемь продуктивных горизонтов (XXX—XXIII пласты). Пласты XXX и XXIX выделяются в тоарском ярусе, XXVIII — в ааленском ярусе. Представлены они песчаниками, как правило, рыхлыми. Пласты XXVII, XXVI и XXV приурочены к отложениям байоса. Они слагаются песчаниками мелко- и среднезернистыми, общая мощность их изменяется от 80—100 м (XXV) до 12—15 м (XXVI), а эффективная мощность от 30—40 до 8—10 м. Пористость пород 22—16%, проницаемость 100—300 мД, иногда до 500 мД.

XXIV и XXIII пласты песчаников входят в батский ярус. Общая мощность их изменяется от 15 до 40 м, а эффективная от 7 до 16 м. Пористость пород 15—22%, проницаемость 100—300 мД. В юрских отложениях выявлены преимущественно газовые залежи.

Все выделенные пласты одновременно встречаются в разрезах складок южной тектонической зоны на участке между Гузанской антиклиналью и площадью Найман. Восточнее нижние продуктивные пласты выпадают из разреза, и на площадях Палванташ и Южный Аламышпик

установлены только XXIII и XXIV пласты. В районе Майлисуйского выступа в юрских отложениях присутствует только XXIII пласт.

В меловых отложениях выявлено одиннадцать продуктивных пластов: XXII, XXI, XX и XIX — в муянской свите, XVIII — в льяканской, XVII, XVI и XV — в устричной (экзогировой), XV, XIV и XIII — в пестроцветной. К продуктивным горизонтам мела приурочены в основном газовые залежи, в отдельных случаях встречаются газовые залежи с нефтяными оторочками и нефтяные залежи. Коллекторами продуктивных горизонтов мела, как правило, являются песчаники и лишь в отдельных случаях песчаники с прослоями известняков и известняки.

В отложениях палеогена установлено девять продуктивных горизонтов: IX и VIII — в бухарских слоях, VII — в алайских, VI и V — в туркестанских, IV — в риштанских, III, III₁ и II — в сумсарских. К продуктивным горизонтам палеогена в большинстве случаев приурочены нефтяные залежи, в отдельных случаях нефтяные залежи с газовыми шапками и чисто газовые. Коллекторами продуктивных горизонтов палеогена служат известняки, за исключением пласта III₁, сложенного песчаниками.

В юго-восточной Фергане в группе Андижанских складок установлена промышленная нефтегазоносность неогеновых отложений (кирпично-красная и бледно-розовая свиты массагетского яруса и пачка песчаников и галечников, залегающая в основании бактрийского яруса).

Нефтегазогеологическое районирование

В Ферганской нефтегазоносной области выделяются два нефтегазоносных района: Северо-Ферганский и Южно-Ферганский (табл. 22).

Северо-Ферганский нефтегазоносный район находится на северном борту впадины. Начальные разведанные извлекаемые запасы нефти и газа по стратиграфическим комплексам распределены следующим образом: в палеогеновых отложениях сосредоточено 59% запасов, в меловых — 36% и в юрских — 5%. По плотности текущих извлекаемых разведанных запасов район отнесен к VI категории, по прогнозной оценке — к III категории. Коэффициент разведанности запасов района менее 0,5.

Южно-Ферганский нефтегазоносный район охватывает полностью южную тектоническую зону Ферганской впадины. Начальные разведанные извлекаемые запасы нефти и газа по стратиграфическим комплексам распределены следующим образом: в неогеновых отложениях — 10%, в палеогеновых — 72%, в меловых — 10% и в юрских — 8%. Основным объектом разработки с начала освоения района является палеогеновый продуктивный комплекс. По плотности текущих извлекаемых разведанных запасов район отнесен к IV категории. Коэффициент разведанности запасов близок к 0,9.

Центральная зона Ферганской впадины практически не разведана, перспективы ее связаны с продуктивными комплексами, установленными в бортовых частях, и трудность их освоения вызвана большими глубинами (более 5 км) их залегания. По прогнозной оценке территория зоны отнесена к III категории.

Нефтегазоносные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Тектоническая приуроченность
Ферганская НГО	38	Ферганская межгорная впадина
а. Северо-Ферганский НГР	5	Северная тектоническая зона
б. Южно-Ферганский НГР	6	Южная тектоническая зона

Начальные запасы месторождений Ферганской нефтегазоносной области невелики. К наиболее интересным относятся нефтяные месторождения Избаскентское, Восточно-Избаскентское, Западно-Палванташское и Южно-Аламышкское. Максимальные запасы газа сосредоточены в месторождениях Майлису-IV, Северный Сох и Шарихан-Ходжибад.

Основные направления поисково-разведочных работ

Роль Ферганской области в приросте запасов и добыче нефти и газа республик Средней Азии крайне незначительна и непрерывно снижается. Однако учитывая возможность выявления новых месторождений, высокое качество добываемой нефти, наличие благоустроенных промысловых баз и центров переработки нефти, благоприятные условия освоения новых площадей, следует продолжить поисково-разведочные работы в ограниченном объеме по следующим основным направлениям:

- 1) доразведка разрабатываемых месторождений с целью поисков залежей в юрских и меловых отложениях;
- 2) поиски залежей нефти и газа в глубокопогруженных складках на глубинах до 5,5—6,0 км;
- 3) поиски и разведка литологически и стратиграфически экранированных залежей нефти и газа, в первую очередь в мезозойских отложениях.

Анадырская перспективная нефтегазоносная область

Анадырская перспективная нефтегазоносная область включает две крупные отрицательные структуры — Анадырскую впадину и Хатырский прогиб (рис. 61), занимающие территории бассейна р. Анадырь и смежной с ним шельфовой зоны Анадырского залива и Берингова моря. Административно она охватывает юго-восточную часть Чукотского национального округа РСФСР. Общая площадь области составляет 200 тыс. км².

Максимальная мощность осадочного чехла, км	Основные продуктивные комплексы	Основные перспективные комплексы
10	Палеогеновый	Палеогеновый
5	Палеогеновый, меловой	Палеогеновый, меловой
3	Палеогеновый	Палеогеновый

Изученность

Территория Анадырской перспективной области покрыта аэромагнитной и разномасштабной гравиметрической съемками. В начале 60-х годов здесь были выполнены первые опытные сейсмические работы МОВ. В 1963—1966 гг. в Анадырской впадине отработано несколько региональных профилей КМПВ (596 км) и сейсморазведка МОВ (4600 км) с целью подготовки структур к глубокому бурению.

С 1963 г. начали проводиться буровые работы. До настоящего времени пробурено десять глубоких параметрических скважин (24 тыс. м) и двенадцать структурных (13 тыс. м). Средняя плотность бурения во впадине 0,6 м/км².

С 1969 г. Полярной экспедицией НИИГА на акватории Анадырского залива проведены аэромагнитная, мелкомасштабная гравиметрическая

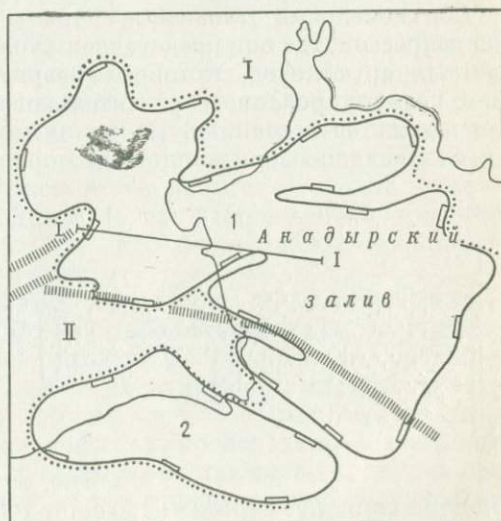


РИС. 61

АНАДЫРСКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Крупнейшие тектонические элементы: I — Восточно-Азиатский вулканогенный пояс, II — Центрально-Корякский антиклинорий.

Крупные тектонические элементы: 1 — Анадырская впадина, 2 — Хатырский прогиб

Палеоцен-эоценовые вулканогенные образования (андезиты, базальты) мощностью 150—550 м вскрыты скважинами в северной части Нижнеанадырской депрессии. Осадочные терригенные породы эоцена — олигоцена развиты зонально и распространены в юго-западной и центральной частях Нижнеанадырской депрессии. Они представлены морскими мелководными толщами песчаников, алевролитов, углистых аргиллитов с прослоями угля общей мощностью не более 1 км.

Средне-верхнемиоценовые и плиоцен-четвертичные отложения континентального и прибрежно-морского генезиса с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на палеогеновых и меловых, образуя непрерывный покров как на суше, так и на акваториях. Представлены они терригенными, часто грубообломочными образованиями, иногда с прослоями углей. Мощность их в пределах депрессий достигает 1,5—2 км и сокращается на выступах фундамента до 0,5—0,2 км. В это время произошло окончательное оформление Анадырской впадины как единого осадочного бассейна. Анадырская межгорная впадина объединяет ряд крупных депрессий: Нижнеанадырскую (на суше), Лагунную, Восточно-Анадырскую и Уэлькайскую (на акватории).

Наиболее крупными положительными структурами, выделяемыми в западной части Анадырской впадины (Нижнеанадырская депрессия), являются Чырынайский, Тополевский, Онеменский и Тымнивский выступы, Пыкчевеямская моноклинал, Озернинский вал и Соболевское куполовидное поднятие. Среди отрицательных структур — Предрарытинский, Майницкий, Кыргапыльгинский и Автаткульский прогибы.

Степень дислоцированности осадочного чехла Анадырской впадины меняется по площади. В северной части Нижнеанадырской депрессии преобладают брахиформные и куполовидные структуры, а на юге появляются сложностроенные линейные складки. Вверх по разрезу степень дислоцированности убывает, и плиоценовые отложения залегают почти горизонтально.

Сейсморазведкой обнаружены небольшие смещения сводов с глубиной и выклинивание отдельных горизонтов разреза на склонах поднятий. Широко распространены конседиментационные структуры. Всего здесь установлено свыше 60 локальных структур, но достоверность их весьма различна. Только семь структур изучены сейсморазведкой. Предполагается, что основными типами ловушек должны быть сводовые и литологически экранированные, а в зонах более напряженной линейной складчатости — также тектонически и стратиграфически экранированные.

В течение плиоцена, по-видимому, произошло отчленение Нижнеанадырской депрессии от депрессий акваториальной зоны. В Нижнеанадырской депрессии накапливались отложения озерно-болотного и аллювиального типа, представленные слабосцементированными мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами с большим количеством прослоев угля. На акваториальных участках происходило в основном формирование морских мелководных осадков, составляющих, по данным сейсмопрофилирования, единый комплекс с морскими плейстоценовыми и современными осадками мощностью 0,5—0,7 км.

Хатырский прогиб (длина около 300 км, ширина 50—80 км) представляет собой краевую часть обширной приокеанской структуры — Хатырско-Жемчужной зоны прогибания, которая протягивается вдоль внешнего края шельфа Берингова моря, охватывая лишь узкую полосу Корякского побережья от бухты Дежнева на юго-западе до мыса Наварин на северо-востоке. Фундамент прогиба слагается сильно дислоцированными геосинклинальными образованиями верхнеюрско-мелового возраста.

В строении прогиба принимают участие осадочные отложения верхне-мелового, палеогенового и неогенового возраста мощностью до 6 км.

Верхнемеловые (сенонские) отложения представлены кремнистыми аргиллитами, алевролитами и песчаниками общей мощностью 1100—1200 м.

Характерной особенностью палеогеновых (эоцен-олигоценых) отложений является преобладание в разрезе глинистых пород. В разрезе этого комплекса выделяются две толщи (снизу вверх): толща частого флишеподобного переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников и толща глин. Мощность комплекса колеблется от 1,0 до 1,5 км.

В составе неогеновых отложений прогиба выделяются нижнемиоценовая маллэнская свита (глинисто-песчаная, песчаная и песчано-глинистая толщи) мощностью 3600 м и перекрывающая ее с угловым несогласием средне-верхнемиоценовая ундалуменская свита (конгломерато-песчано-глинистая толща) мощностью до 1800 м. Завершает разрез неогена толща песков и пластичных глин плиоценового возраста мощностью 200 м.

В пределах береговой зоны Хатырского прогиба выявлены две крупные поперечные депрессии — Нижнехатырская и Тылгинская, разделенные Накепейлякским поднятием. В наземной части прогиба по результатам геологической съемки и интерпретации гравиметрических и магнитометрических полей выделено более 40 брахиантиклинальных складок, в основном приуроченных к склонам депрессий и поперечному поднятию. Отдельные структуры осложнены диапирами, образованными эоцен-олигоцеными глинистыми осадками. Ряд локальных поднятий намечен по геофизическим данным на прилегающем шельфе.

Нефтегазоносность

Нефтегазопроявления широко развиты по всему разрезу отложений перспективных мезозойско-кайнозойских комплексов области как в Анадырской впадине, так и в Хатырском прогибе.

На южном обрамлении Анадырской впадины среди верхнеюрских и валанжинских пород развиты битуминозные известняки. Отложения апта — турона содержат скопления твердых нефтидов. Песчаники и алевролиты сенон-датского возраста обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами (пористость их достигает 18%, проницаемость 250 мД). При испытании этих пород на Западно-Озерной и Туманской площадях отмечались незначительные нефтегазопроявления.

Трещинно-поровый тип коллектора предполагается для палеоген-нижнемиоценовых отложений (пористость 10—13%, проницаемость — доли миллиарда). В скважинах породы этого возраста характеризова-

лись газо- и нефтепроявлениями. Высокими коллекторскими свойствами обладают породы неогенового комплекса (пористость до 20—25%, проницаемость — 1000 мД и более). В скважинах в процессе бурения из неогеновых отложений наблюдались многочисленные газопроявления. Наиболее интенсивный фонтанный выброс газа с ориентировочным дебитом 200 тыс. м³/сут был получен в скв. 2 Восточно-Озерной площади.

В Хатырском прогибе поверхностные нефтегазопроявления наблюдаются по всему разрезу от верхнемеловых пород до миоценовых включительно. Нефтепроявления (битуминозность, примазки нефти и т. п.) приурочены в основном к отложениям верхнего мела. Из неогеновых отложений наблюдаются обильные выделения горючих газов (содержание метана 42—77%) и сероводородные источники с большим содержанием растворенных метановых газов. Эти отложения обладают резкой фациальной изменчивостью, однако отдельные пачки имеют пористость 22% и проницаемость более 300 мД. Основной покрывкой для этого комплекса может служить толща олигоценовых глин.

С миоценовыми отложениями также связаны многочисленные поверхностные газопроявления, а также притоки газа, полученные при испытании скважин. Максимальный приток газа дебитом 27—30 тыс. м³/сут был получен из отложений нижнего миоцена (маллэнская свита) в Анольской скв. 30-Р. В этом комплексе развиты преимущественно поровые коллекторы с удовлетворительными емкостными свойствами. Покрывкой служат выдержанные по площади пласты глинистых алевролитов мощностью 20—100 м.

Таким образом, приуроченность Анадырской перспективной нефтегазоносной области к единой тектонической зоне прогибания, значительная мощность осадочного выполнения, наличие локальных структур и обилие нефтегазопроявлений могут служить основой для прогнозной оценки выделяемых здесь мелового, палеогенового и неогенового перспективных комплексов.

Прогнозная оценка по разрезу области распределяется следующим образом: меловой комплекс — 27%, палеогеновый — 30%, неогеновый — 43%.

По прогнозной оценке III категорию имеют погруженные зоны Анадырской впадины и Хатырского прогиба (как на суше, так и в акваториальной части), где мощность осадочного чехла превышает 3 км. Районы с мощностью осадочного выполнения 2—3 км отнесены к IV категории, а окраинные участки Анадырской области, где мощность осадочного чехла не превышает 1,5 км, не получили количественной оценки и относятся к малоперспективным землям.

Основные направления поисково-разведочных работ

В рассматриваемой области планируется продолжить параметрическое бурение в западной части Анадырской впадины, преимущественно в пределах осложняющих ее отрицательных структур с увеличенной мощностью меловых и кайнозойских отложений. В центральной части

впадины предусмотрено проведение ряда сейсмических профилей в комплексе со структурным бурением, а также гравиметрией и магнитометрией. На шельфе Анадырского залива предлагается выполнить региональные гравиметрические работы и КМПВ. Для выявления структур и их подготовки к бурению проектируются работы МОГТ.

В пределах Хатырского прогиба рекомендуется проведение сейсморазведочного профиля с пересечением группы локальных структур, расположенных вдоль морского побережья, и бурение нескольких параметрических скважин, каждая из которых позволит уточнить геологическое строение соответствующего тектонического элемента. Для изучения прибортовых участков Хатырского прогиба целесообразно осуществить структурное бурение.

Восточно-Камчатская перспективная нефтегазоносная область

Восточно-Камчатская перспективная нефтегазоносная область занимает территорию Восточной Камчатки от широты полуострова Шипунского на юге до Олюторского полуострова на севере и прилегающие шельфы Берингова моря и Тихого океана. В тектоническом отношении она охватывает крупную межгорную область, состоящую из Козыревского, Ильпинско-Карагинского, Олюторского и Восточно-Камчатского прогибов, Озерновской впадины и Восточно-Камчатской зоны поднятий (рис. 63). Общая площадь области превышает 170 тыс. км².

Изученность

Систематическое проведение геологоразведочных работ, связанных с поисками нефти и газа, на Восточной Камчатке началось в 1941 г., когда были пробурены первые структурные скважины на Богачевской площади Кроноцкого района. В 1948 г. здесь бурятся первые глубокие поисковые скважины. Всего с 1941 по 1957 г. на этой площади было пройдено 88 структурных скважин (глубиной 450—500 м) и 5 глубоких поисковых скважин (глубиной 1400—2790 м). В 1957—1967 гг. структурное бурение осуществлялось на Двухлагерной, Столбовской и Конусной площадях Кроноцкого района. Однако, несмотря на обилие нефтегазопроявлений и даже получение небольшого притока нефти из отложений нижнего миоцена (богачевская свита), промышленных залежей открыто не было.

Систематическое проведение геофизических работ началось на Камчатке в 1949 г. в Кроноцком и Тигильском районах. Эти работы состояли из комплекса гравиразведки, магниторазведки, сейсморазведки и электроразведки. Основной целью их было выяснение возможностей применения перечисленных методов для поисков и изучения локальных структур.

Территория Камчатки покрыта аэромагнитной (1958—1959 гг.) и гравиметрической (1950—1967 гг.) съемками. В незначительном объеме на Восточной Камчатке проведены региональные сейсмические исследования: один профиль КМПВ длиной 45 км в Кроноцком районе, три про-

филя КМПВ общей длиной около 120 км на Ильпинском полуострове и профили МОВ общей протяженностью 235 км в Кроноцком районе. В последние годы начаты поисковые работы МОВ в Ильпинском районе.

На прилегающих акваториях Тихого океана и Берингова моря проведены маршрутные аэромагнитные исследования, а в 1963—1970 гг. — аэромагнитная съемка в масштабе 1 : 1 000 000. В 1974 г. закончен комплекс геофизических работ на акватории у мыса Олюторского. Были выполнены аэромагнитная съемка масштаба 1 : 1 000 000 и 1 : 500 000, набортная гравиметрическая съемка масштаба 1 : 1 000 000 и региональ-

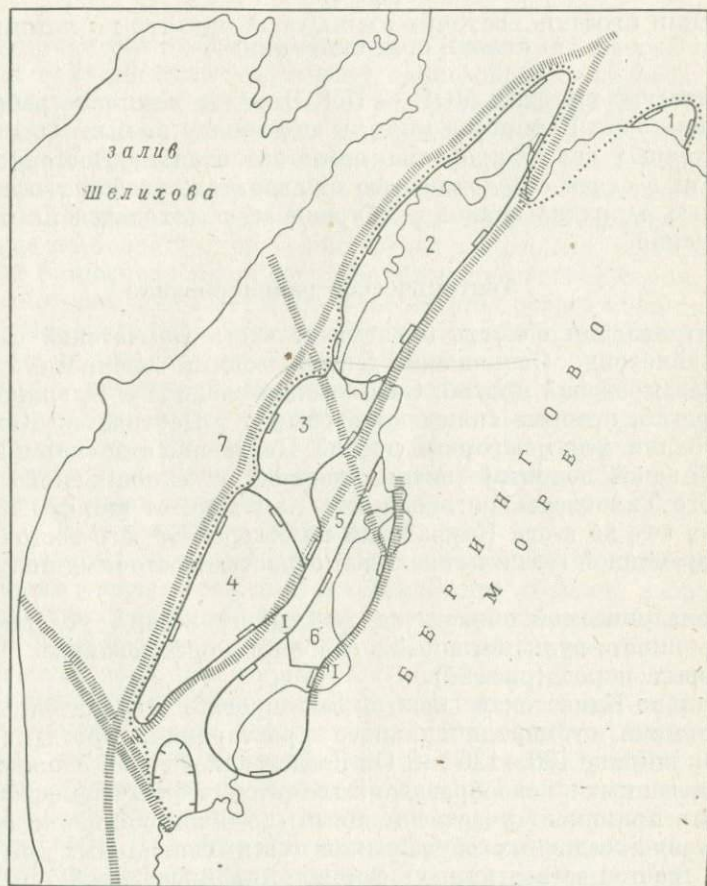


РИС. 63

ВОСТОЧНО-КАМЧАТСКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Крупные тектонические элементы: 1 — Олюторский прогиб, 2 — Ильпинско-Карагинский прогиб, 3 — Озерновская впадина, 4 — Козыревский прогиб, 5 — Восточно-Камчатский антиклинорий, 6 — Восточно-Камчатский прогиб, 7 — Западно-Камчатский антиклинорий

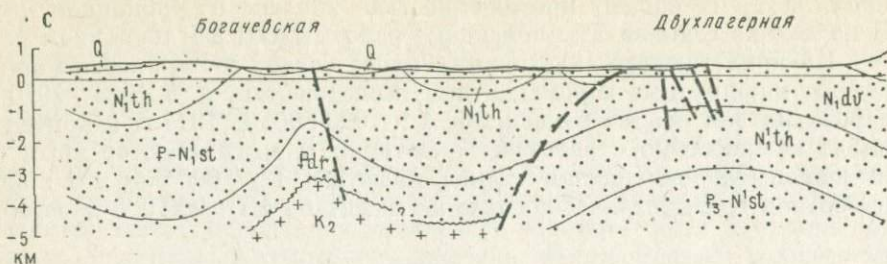


РИС. 64

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ВОСТОЧНО-КАМЧАТСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ЛИНИИ I—I (СОСТАВИЛ О. М. СУПРУНЕНКО)

ные сейсмические профили МОВ — ЦЛ. Этот же комплекс работ проводится на акватории Берингова моря, к юго-западу от мыса Олюторского.

В настоящее время проблема нефтегазоносности Восточно-Камчатской области в связи со сложностью ее строения, слабой геофизической изученностью и крайне низкой разбуренностью находится на начальной стадии решения.

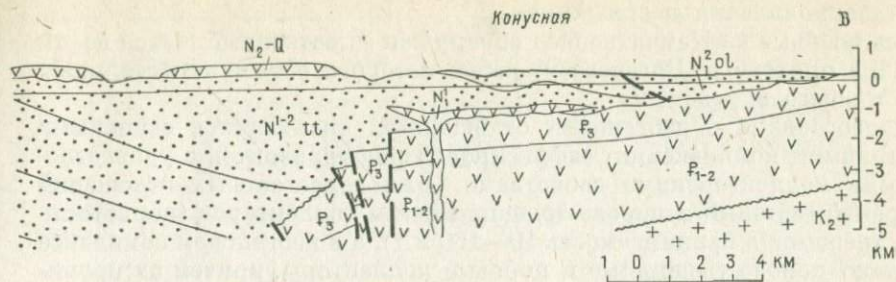
Тектоническое районирование

Рассматриваемая область охватывает часть Камчатской складчатой системы кайнозойд. Основными тектоническими элементами области являются Козыревский прогиб, Озерновская впадина и Ильпинско-Караянский прогиб, которые включаются обычно в Централью-Камчатскую зону прогибания или межгорный прогиб. Последний отделяется Восточно-Камчатской зоной поднятий (антиклинорием) от одноименного прогиба, занимающего Тихоокеанское побережье Камчатки от широты п-ова Шипунского на юге до п-ова Камчатский на севере. На юго-востоке он граничит с современной геосинклинальной областью восточных полуостровов Камчатки.

В рассматриваемой области за фундамент весьма условно принимается кремнисто-вулканогенный слабометаморфизованный комплекс верхнемеловых пород (рис. 64).

Централью-Камчатский межгорный прогиб, ограниченный крупными разломами субмеридионального простирания, протягивается на 1000 км при ширине 100—125 км. Он представляет собой сложное сочетание унаследованных и новообразованных тектонических элементов, в строении которых принимает участие мощный (до 4 км) комплекс осадочных и вулканогенно-осадочных образований геосинклинальных (палеоген) и орогенных (неоген-четвертичных) формаций кайнозойской эры.

Восточно-Камчатская зона поднятий, состоящая из ряда небольших субмеридиональных горноскладчатых сооружений, имеет сложное строение и включает ряд узких линейных складок, сложенных в осевой части верхнемеловыми, а на крыльях — кайнозойскими породами, часто покрытыми четвертичными лавовыми потоками.



Расположенный восточнее Восточно-Камчатский прогиб сложен осадочными и вулканогенно-осадочными кайнозойскими образованиями геосинклинального и орогенного этапов развития мощностью до 7 км. Палеоген-нижнемиоценовые отложения (богачевская серия) представлены чередованием разнозернистых песчаников с пачками флишеподобного переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов, с базальтами в основании разреза. Мощность их 3—4 км. Средне-верхнемиоценовые отложения, залегающие на более древних слоях резко несогласно, представлены терригенными флишеподобными образованиями тюшевской серии, суммарная мощность которой достигает 6 км. Завершается разрез молассовыми туфогенно-конгломератовой и базальтово-андезитовой плиоцен-четвертичными формациями мощностью от 0,2 до 3,0 км.

Наиболее изученный Восточно-Камчатский прогиб (длина 400 км, ширина 50—60 км) имеет сложное строение. Поперечным Узонским поднятием он разделяется на две части: большую северную — Кроноцко-Усть-Камчатскую и значительно меньшую южную — Шипунско-Кроноцкую. Северная часть прогиба, в свою очередь, состоит из двух тектонических зон — Богачевской и Тюшевской.

Богачевская зона характеризуется интенсивной складчатостью с многочисленными разрывными дислокациями типа сбросов, взбросов и надвигов. Складки линейные, крутые, с углами падения крыльев 45—70° и больше. В этой зоне известно 15 локальных поднятий.

Тюшевская зона характеризуется наличием относительно менее дислоцированных брахиантиклинальных складок, которые на глубине сменяются моноклинальным залеганием пород. Всего в Тюшевской зоне выявлено 14 локальных поднятий. Высота складок 400—500 м; углы наклона крыльев структур не превышают 45°, достигая в зонах нарушений 70°.

В целом все крупнейшие отрицательные структуры области изучены еще весьма слабо. Для конкретизации представлений о их строении необходим значительный комплекс разнообразных исследований, основными из которых являются региональные геофизические и буровые работы.

Нефтегазоносность

В разрезе осадочного чехла Восточно-Камчатской области и, в первую очередь, одноименного прогиба, где уже проводились поисково-разведочные работы на нефть и газ, отмечены прямые признаки нефте-

газоносности. К их числу относятся естественные выходы нефти и газа и нефтегазопроявления в скважинах.

Здесь впервые на Камчатке был обнаружен естественный выход нефти (1921 г., на притоке р. Богачевки), дебит которого остается постоянным и до настоящего времени.

В палеогеновых и неогеновых отложениях, являющихся основными перспективными комплексами, зафиксирован ряд горизонтов с удовлетворительными коллекторскими свойствами. Для палеогеновых отложений характерен трещинный и порово-трещинный тип коллекторов (пористость 3—12%, трещинная проницаемость 10—150 мД), а в неогеновом комплексе преобладают порово-трещинные и поровые коллекторы, причем их проницаемость в верхней части разреза достигает 1000—2300 мД.

Основными покрывками в регионе являются глинисто-алевритовые породы нижнемиоценового возраста и глинистые и вулканогенные горизонты плиоцен-четвертичной толщи.

Перспективы нефтегазоносности области связываются с Восточно-Камчатским и Ильпинско-Карагинским прогибами (Центрально-Камчатский прогиб).

Для Восточно-Камчатского прогиба прогнозная оценка примерно поровну распределяется между палеогеновым и неогеновым перспективными комплексами, а в Центрально-Камчатском прогибе до 70% приходится на палеогеновый комплекс.

Прогнозная оценка III категории дается наиболее погруженным осевым зонам прогибов, где мощность осадочного выполнения превышает 3 км. С уменьшением мощности осадочной толщи до 1,5—2 км территории по прогнозной оценке относятся к IV категории. Крайние зоны прогибов, примыкающие к складчатому обрамлению, где мощность разреза не превышает 1 км, не получили количественной прогнозной оценки и отнесены к малоперспективным землям.

Основные направления поисково-разведочных работ

В Восточно-Камчатской перспективной нефтегазоносной области планируется завершение этапа региональных геолого-геофизических исследований, что даст возможность определить структурный план перспективных в отношении нефтегазоносности комплексов в пределах прогибов и начать подготовку локальных структур к поисковому бурению.

В Ильпинско-Карагинском прогибе региональные геофизические исследования близки к завершению. Глубокое параметрическое бурение намечается в осевой части и на бортах прогиба и в том числе на косе Семенова о-ва Карагинского. Эти работы позволят дать оценку нефтегазоносности не только суши, но и акватории Карагинского залива.

В Козыревском прогибе и Озерновской впадине будут закладываться сейсморазведочные профили, а затем для их увязки будут пробурены параметрические скважины.

ТЕРРИТОРИИ СССР, НЕ ВХОДЯЩИЕ В СОСТАВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ И САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Кроме нефтегазоносных провинций и самостоятельных областей на территории СССР имеется ряд крупных и крупнейших тектонических элементов, которые представляют определенный интерес для поисков нефти и газа. Они в настоящее время рассматриваются как малоперспективные земли, не получившие количественной оценки перспектив нефтегазоносности, или относятся к землям с наиболее низкой категорией по прогнозной оценке. Как правило, мощность осадочного чехла у этих элементов колеблется от 1 до 3 км и лишь местами достигает 4—4,5 км. К таким структурам относятся Мезенская и Московская синеклизы и Львовская впадина древней платформы, Тургайская и Сырдарьинская синеклизы молодой платформы, а также различные по возрасту межгорные впадины — Араксинская, группа впадин Тяньшаньского орогена, Казахского щита, Приморья и Приамурья. Кроме того, к таким землям отнесены некоторые синклиналии Кавказа и Урала.

Мезенская синеклиза приурочена к северо-восточной части Русской плиты. На востоке она примыкает к складчатым сооружениям Тиманского кряжа и п-ова Канина, на западе и северо-западе разломами и флексурами отделяется от Балтийского щита, а на юго-западе — небольшой седловиной от Московской синеклизы. На юге синеклиза граничит с Сысольским сводом. Территория ее около 300 тыс. км².

Геологопоисковые и геофизические работы на нефть и газ начаты в 1966 г. Всего за истекший период отработано 5660 км региональных профилей КМПВ и МОВ, 4870 км поисковых и детальных профилей МОВ и 35 тыс. м глубоких скважин. Из десяти законченных бурением скважин одна вскрыла кристаллический фундамент, три — отложения рифея и шесть — отложения венда. В пробуренных скважинах опробовано 38 объектов, но притока нефти и газа не получено.

На большей части территории Мезенской синеклизы отсутствуют отложения среднего и верхнего кембрия, ордовика, силура и девона. Перспективными для поисков залежей нефти и газа являются отложения двух нижних комплексов — рифейского и венд-нижнекембрийского.

По поверхности фундамента и в осадочном чехле в пределах Мезенской синеклизы выделяются Лешукинский, Сафоновский и Пешский прогибы, Лизенско-Вапкинская и Тылугская зоны поднятий, а в восточ-

ной части — Предтиманский прогиб. Территория синеклизы в нефтегазовом отношении оценивается как малоперспективная.

Московская синеклиза занимает центральную часть Восточно-Европейской платформы. С севера она отделена седловиной от Мезенской синеклизы, с северо-запада ограничена Онежской моноклиналью, с запада — Белорусско-Мазурской антеклизой, с юга — Воронежским и Токмовским сводами, а с востока — Сысольским сводом. Синеклиза вытянута в восток-северо-восточном направлении, ширина ее 300—400 км, длина до 1000 км, площадь около 350 тыс. км².

Изучение рассматриваемой территории начато в основном с 1947 г. На первом этапе проводились преимущественно региональные исследования. Плановые геологопоисковые и разведочные работы начаты с 1966 г. До 1966 г. пробурено 45 скважин (опорных, параметрических, картировочных и структурных) общим объемом 45 тыс. м и проведен небольшой объем геофизических работ (электроразведка, гравиметрия и сейсморазведка). В 1966—1974 гг. пробурено 35 поисковых (95 тыс. м) и 24 параметрических (68 тыс. м) скважин, отработано сейсмических профилей: КМПВ — МОВ — 3770 км, МОВ — 2350 км. Кроме того, выполнено 24 300 км площадных сейсморазведочных работ МОВ.

Средняя плотность бурения для отложений венда и нижнего кембрия — 0,03 м/км², среднего, верхнего кембрия и ордовика — 0,16 м/км², девона — 0,03 м/км².

Московская синеклиза выполнена толщей верхнепротерозойских и фанерозойских образований мощностью до 4—4,5 км. Кристаллический фундамент сложен архейскими, ниже- и среднепротерозойскими образованиями и имеет сложное блоковое строение. Фундамент плащеобразно перекрыт вендскими и более молодыми отложениями.

По поверхности кристаллического фундамента в центральной и южной частях синеклизы выделяются Среднерусский и Московский авлакогены, выполненные терригенными породами рифея мощностью до 3,5 км. По вендским и вышележащим отложениям на севере выделяются Пошехонский, а на юге Галичский прогибы, разделенные Рыбинско-Сухонским мегавалом, расположенным над Среднерусским авлакогеном. В юго-западной части синеклизы выделяется Вышневолоцкий свод, где кристаллический фундамент залегает на глубинах 0,8—1,5 км. Основные структурные элементы осложнены рядом более мелких структур — Некрасовским, Восточным валами и др.

В осадочном чехле синеклизы выделяются пять этажей: рифейский, венд-нижнекембрийский, среднекембрийский — ордовикский, девонский — нижнетриасовый и верхнетриасовый — меловой.

В результате геофизических работ получены данные о гипсометрии поверхности кристаллического фундамента, выявлен ряд тектонических нарушений, подтверждено блоковое строение фундамента и установлено несовпадение структурных планов в осадочном чехле.

Параметрическое бурение производилось в Пошехонском и Галичском прогибах, в восточной части Рыбинско-Сухонского мегавала и в Московском авлакогене. При бурении на Урдямской площади из скв. 1 был поднят керн средне-верхнекембрийских песчаников, насыщенный оста-

точной нефтью, а в скв. 2 в процессе бурения в кембрийских отложениях наблюдалось газирование бурового раствора. На Толбухинской площади установлено нефтенасыщение пород среднего — верхнего кембрия. Слабое нефтенасыщение пород среднего девона отмечено в Ореховской и Галичской параметрических скважинах, а на Гагаринской площади получен фонтан азотного газа из каменноугольных отложений (дебит 200 тыс. м³).

На Даниловской площади при испытании скв. 4 получен приток воды с нефтью дебитом 20 л/сут, в скв. 9 — приток газированной воды дебитом 15,4 м³/сут при газонасыщенности 630 см³/л, а ниже приток воды с нефтью дебитом 0,9 м³/сут и выделение газа до 500 м³/сут. Геохимические исследования в других скважинах показали, что все полученные нефтегазопроявления приурочены к единой залежи непромышленного характера. На Нейской площади в скв. 2 из девонских отложений получен приток нефти (50 л).

Проведенные работы выявили спорадическое, слабое нефтегазонасыщение пород в осадочном чехле Московской синеклизы.

По прогнозной оценке Пошехонский и Галичский прогибы отнесены к низкой категории, обрамляющая их территория — к малоперспективным, а Валдайский прогиб и Вышневолоцкий свод — к бесперспективным землям.

Львовская впадина представляет собой краевую структуру Восточно-Европейской платформы. Эта впадина наложена на крупный палеозойский Львовско-Люблинский прогиб, который заходит на территорию СССР своей юго-восточной частью, центриклинально замыкаясь в районе г. Черновцы. На севере впадина по Владимир-Волынскому разлому граничит с Волынским выступом, а на юго-западе — с Предкарпатским краевым прогибом. Северо-восточная граница впадины проводится по зоне распространения средне-верхнедевонских отложений. Площадь ее достигает 30 тыс. км².

Территория впадины покрыта геологической съемкой, гравиметрическими, магнитометрическими и сейсморазведочными работами. Структурно-поисковое бурение на нефть и газ проводилось с 1957 г., а в 1960—1972 гг. оно комплексировалось с геофизическими работами.

В 1964 г. была открыта небольшая залежь газа на площади Великие Мосты в отложениях среднего девона. Основные объемы геологоразведочных работ были направлены на оценку перспектив нефтегазоносности этих отложений. В 1969—1973 гг. глубокое поисковое бурение проводилось на четырех площадях, но дало отрицательные результаты. Степень разведанности нижнепалеозойских и верхнепротерозойских отложений глубоким бурением крайне низкая.

Зоной Радехов-Рогатинских субмеридиональных сбросов Львовская впадина разделяется на западную погруженную часть и восточный борт. Наибольшие глубины залегания фундамента (до 8 км) отмечаются в юго-западной части, а наименьшие — на востоке (1,5 км).

В западной погруженной части впадины в девонских и каменноугольных отложениях выявлен ряд антиклинальных зон северо-западного прогибания, местами кулисообразно расположенных по отношению друг

к другу и разделенных узкими неглубокими депрессиями. С севера на юг выделяются: Литовежская, Сокольская, Белз-Милятинская, Бутынская, Нестеровская, Зашковская и Брюховичская зоны. Первые две имеют валлообразное строение и характеризуются небольшими углами падения крыльев. Остальные нарушены разрывами взбросо-надвигового характера и имеют более сложное блоковое строение. В пределах юго-западных взброшенных крыльев этих зон выявлены узкие брахиантиклинальные складки, амплитуда которых возрастает с севера на юг от 70 до 300 м и более. В том же направлении увеличивается и наклон юго-западных крыльев этих структур от 12 до 30°.

В строении осадочного чехла Львовской впадины принимают участие рифейские, вендские, кембрийские, ордовикские, силурийские, девонские и каменноугольные отложения. Широким распространением пользуются мезозойские образования. Палеогеновые и неогеновые отложения развиты на ограниченной площади.

Исходя из особенностей разреза, условий залегания пород, их геохимической и гидрогеологической характеристик во Львовской впадине выделяются три основных перспективных в нефтегазоносном отношении литолого-стратиграфических комплексов: кембрийский, силурийский и девонский. Эти комплексы по результатам проведенных работ получили качественную прогнозную оценку, а территория Львовской впадины отнесена к малоперспективным землям. Однако для окончательной оценки потенциальных возможностей кембрийских и силурийских отложений, имеющих наиболее благоприятную характеристику, в 1976—1980 гг. планируется незначительный объем региональных и поисковых работ, в том числе обработка ряда сейсмических профилей и бурение трех поисковых скважин. Проведение этих работ позволит уточнить перспективы нефтегазоносности нижнепалеозойских отложений Львовской впадины и в первую очередь кембрийских отложений.

Мегантиклинорий Восточных Карпат является одной из северных ветвей Альпийской складчатой системы. Административно он располагается на территории Львовской, Ивано-Франковской и Закарпатской областей Украинской ССР, занимая площадь 16,6 тыс. км².

Освоение этой территории начато еще в прошлом столетии, однако поисково-разведочное бурение и сейсморазведочные работы проводятся только с 1945 г. К 1975 г. здесь пробурено в общей сложности около 200 тыс. м скважин, причем большая часть глубоких скважин освещала разрез мегантиклинория попутно с разведкой Бориславско-Покутской подзоны Предкарпатского прогиба. Средняя глубина пробуренных в регионе опорно-параметрических скважин составила 3500 м, а поисковых— 1800 м.

Промышленных залежей на территории собственно Складчатых Карпат не имеется. Почти все издавна эксплуатировавшиеся здесь колодцами или мелкими скважинами небольшие скопления нефти приурочены к отложениям, слагающим надвинутый на Предкарпатский прогиб флишевый комплекс Скибовой зоны Восточных Карпат. Максимальная добыча из этого комплекса достигала 168 тыс. т в год, а в настоящее время составляет примерно 17 тыс. т.

В структурном отношении в пределах мегантиклинория Восточных Карпат выделяются Мармарошский кристаллический массив, Пенинская и Мармарошская утесовые зоны, Раховская, Поркулецкая, Магурская, Черногорская, Дуклянская, Кросненская и Скибовая складчатые зоны, разделенные надвигами. Четыре последние зоны, образующие внешнюю (восточную) часть флишевых Карпат, представляют определенный интерес в нефтегазоносном отношении.

Черногорская зона сложена флишевыми меловыми и палеогеновыми отложениями, смятыми в узкие складки. Мощные толщи песчаников в ее разрезе фиксируются в верхних горизонтах мела и на разных уровнях палеогенового разреза.

Дуклянская зона имеет покровное строение и делится на три структурные подзоны, сочленяющиеся кулисообразно и разделенные поверхностями надвигов. В ее строении принимает участие верхнемеловой флишевый комплекс, содержащий мощные песчаные пласты и палеогеновые отложения, развитые преимущественно в северо-западной части зоны.

Кросненская зона — глубоко погруженный элемент Карпат, скрытый на юго-востоке под Дуклянско-Черниговским покровом. Она сложена на большей территории флишевой толщей кросненской свиты олигоцена, в поле развития которой участками отмечаются меловые отложения.

Скибовая зона сформирована флишевыми меловыми и палеогеновыми отложениями, сорванными со своего основания, собранными в складки и надвинутыми на Предкарпатский прогиб. Особенностью внутреннего строения Скибовой зоны является наличие шести чешуй-скиб, сложенных полным разрезом меловых (спасская, головинская и стрыйская свиты) и олигоценых (менилитовая и кросненская свиты) отложений. Каждая скиба представляет собой осложненную вторичной складчатостью моноклиналь, образованную внутренним сорванным и надвинутым к северо-востоку крылом антиклинальной структуры. Как Скибовая зона в целом, так и отдельные скибы разбиты поперечными разломами на большое число относительно приподнятых и погруженных участков (Верховинская впадина, Озерянское поднятие и др.). В пределах Скибовой зоны выделен ряд локальных структур, выраженных узкими, вытянутыми, часто асимметричными складками.

Признаки нефти в разрезе рассматриваемых зон мегантиклинория Восточных Карпат известны во всем комплексе флишевых отложений от стрыйской свиты мела до олигоцена. Наиболее обильные притоки нефти получены на структурах, тяготеющих к внешним (восточным) частям Дуклянской и Скибовой зон, причем в последней эксплуатируется ряд мелких залежей. Эти скопления сформировались за счет вертикального переформирования глубинных поднадвиговых залежей Предкарпатского прогиба.

Незначительные перспективы нефтегазоносности мегантиклинория Восточных Карпат связываются с ловушками в песчаных коллекторах меловых и палеогеновых отложений, покрывками для которых могут служить глинистые толщи олигоцена.

Имеющиеся в настоящее время материалы позволяют дать для Скибовой и Кросненской зон мегантиклинория Восточных Карпат (площадь

11,5 тыс. км²) количественную прогнозную оценку, соответствующую низкой категории и распределяющуюся примерно поровну между меловым и палеогеновым перспективными комплексами. Остальная территория мегантиклинория Восточных Карпат отнесена к малоперспективным землям.

В регионе рекомендуется дальнейшее проведение в небольшом объеме региональных и поисковых геофизических и буровых работ в Скибовой и Кросненской зонах с целью детализации их глубинного строения и достоверной подготовки локальных структур к поисковому бурению.

Северо-западная часть мегантиклинория Большого Кавказа и восточная часть Крымского мегантиклинория относятся к Краснодарскому краю и Крымской области. Основные тектонические элементы этой части мегантиклинория Большого Кавказа — Абино-Гунайский синклиорий, Гойтхский антиклинорий и Новороссийский синклиорий, сложенные в основном флишевыми и субфлишевыми терригенными и карбонатными отложениями юры и мела (мощность 10—15 км), смятыми в крупные линейные узкие складки (свыше 70), нарушенные разрывами. Складки часто асимметричны и нередко опрокинуты; длина их от 3 до 25 км, а амплитуда от 400 до 1000 м. Все они засняты геологической съемкой, но структурно-поисковым бурением детализировано строение только некоторых из них.

В полосе естественных обнажений отмечены в различных горизонтах мезозоя проявления нефти и газа, а в процессе бурения получены интенсивные нефтегазопроявления на многих структурах. Промышленные притоки газа из песчаников нижнего мела получены на Дообской и Прасковейской складках. Однако эта территория в целом характеризуется низкой изученностью бурением и геофизическими методами разведки. Плотность сейсмических профилей на Северо-Западном Кавказе составляет всего 0,3 км/км². Мезозойские отложения изучены только тремя параметрическими скважинами, а степень разведанности бурением составляет 30 м/км². Из общего объема бурения свыше 60% затрачено на оценку нефтегазоносности мезозоя северного склона мегантиклинория, а остальной объем приходится на южный склон.

По прогнозной оценке большая северо-западная часть территории относится к низкой категории, а меньшая, юго-восточная, — к малоперспективным землям.

Основным перспективным комплексом рассматриваемой территории является карбонатная толща верхней юры — валанжина (с рифогенными образованиями в разрезе верхней юры). Кроме того, определенные перспективы связываются с терригенными отложениями нижнего мела. Наиболее интересна Куколовская зона, расположенная в крайней западной части мегантиклинория, в пределах которой структурным бурением и сейсмическими исследованиями установлен ряд локальных поднятий. Развитие поисково-разведочных работ в пределах мегантиклинория сдерживается отсутствием достаточного количества подготовленных к глубокому бурению поднятий.

В восточной погруженной части Крымского мегантиклинория основными перспективными комплексами являются терригенные отложения нижнего мела и карбонатная толща верхней юры. Они участвуют в строе-

нии высокоамплитудных складок (Мошкаревско-Куйбышевская, Марьевская и др.), нарушенных разрывными нарушениями. Здесь в небольшом объеме ведется параметрическое бурение, а поисково-разведочные работы сдерживаются слабой геофизической изученностью глубокозалегающих перспективных комплексов и сложным геологическим строением района.

Араксинская межгорная впадина окаймляется с юга и юго-запада альпийскими горноскладчатыми сооружениями Малого Кавказа. Протяженность ее более 200 км, ширина от 5 до 70 км, площадь превышает 10 тыс. км². Системой горстообразных выступов фундамента (Паракар-Енгиджинский), куполовидных поднятий мезозоя (Маркаринское) и палеозоя (Арагатское и Волчьи Ворота) впадина расчленена на ряд обособленных депрессий (с запада на восток): Октемберянскую, Приереванскую, Приараксинскую, Садаракскую и Нахичеванскую.

Возраст фундамента впадины — позднебайкальский. Наиболее приподнятое положение фундамента отмечается в Паракар-Енгиджинском горсте, где верхнепротерозойские метаморфические сланцы вскрыты на глубинах 500—1000 м. Максимальными глубинами залегания фундамента характеризуются осевые части депрессий (5—8 км).

В строении осадочного чехла участвуют каледонско-герцинский (палеозойско-триасовый) платформенный, позднеальпийский (верхнемеловой — эоценовый) геосинклинальный и орогенный (олигоцен-неогеновый) комплексы. На поверхности осадочный чехол впадины перекрыт мощными плиоцен-антропогеновыми базальтами. Орогенная моласса (1—2,5 км) в сравнении с общей мощностью осадочного чехла (5—8 км) имеет подчиненное положение. Объясняется это одновременным заложением отдельных депрессий и спецификой их геотектонического режима в течение орогенного этапа, характеризовавшегося частой сменой во времени знака и интенсивности движений для разных участков впадины.

Орогенный комплекс представлен чередованием пестроцветных континентальных, морских и лагунных терригенных и соленосных образований олигоцена и миоцена. Подстилается он карбонатно-терригенными и в меньшей мере вулканогенными образованиями верхнего мела, терригенным флишем дата — палеоцена, нуммулитовыми известняками нижнего эоцена и терригенными флишеидными отложениями среднего и верхнего эоцена. Мощность верхнемеловых — палеоценовых отложений колеблется от нескольких сотен метров до 2,5 км, а эоценовых — от 500 м до 2 км.

В различных депрессиях Араксинской впадины выявлен ряд поднятий, представляющих интерес для поисков залежей нефти и газа. В Октемберянской депрессии бурением по отложениям олигоцена зафиксировано крупное (протяженность 20 км, ширина 5—10 км) одноименное поднятие, осложненное разрывами. В Приереванской депрессии выделяются Аштаракское и Шорахбюрское поднятия, а в Приараксинской депрессии сейсморазведкой и структурным бурением выявлено Мхчанское горстообразное поднятие. Особенностью всех названных структур является приуроченность их к приразломным зонам.

Систематические исследования нефтегазоносности Армении были начаты в 1949 г. Основные объемы глубокого и структурного бурения

выполнены в 1965—1973 гг. Всего к концу 1974 г. пробурено 51 глубокая (123 тыс. м) и 149 структурных (106 тыс. м) скважин. Геофизические работы не дали надежных результатов по картированию структур в глубокозалегających горизонтах. В 1974 г. буровые работы были прекращены.

Максимальные плотности глубокого бурения достигнуты в Октемберянской и Приараксинской депрессиях, где они составляют соответственно 55 и 40 м/км². В наиболее крупной Приереванской депрессии плотность не превышает 8 м/км². В Нахичеванской депрессии пробурена одна скважина, а в Садаракской бурение не проводилось. Плотность глубокого бурения в Араксинской впадине составляет 12,4 м/км². Относительно хорошо изучены породы орогенного комплекса (олигоцен — неоген) и значительно хуже — доорогенные отложения.

Геологоразведочными работами в пределах поднятий доказана бесперспективность орогенного комплекса, из которого получены лишь непромышленные притоки газа. Некоторый интерес для поисков нефти и газа, по совокупности геолого-геохимических и геофизических данных, представляют терригенные отложения эоцена, флишодная толща датапалеоцена и возможно совершенно не изученные бурением карбонатные комплексы верхнего мела и перми. В составе названных толщ имеется ряд горизонтов с удовлетворительными коллекторскими свойствами, при испытании которых получены непромышленные притоки газа наряду со значительными притоками минерализованной воды. По прогнозной оценке южная часть впадины (Октемберянская, Приараксинская и Нахичеванская депрессии) отнесена к низкой категории, а северная часть — к малоперспективным землям.

Тургайская синеклиза расположена в Центральном Казахстане в зоне сочленения Западно-Сибирской и Туранской плит между Уральской складчатой системой и Казахским щитом. Общая площадь синеклизы более 300 тыс. км². В ней выделяются Южно-Тургайская впадина и Кустанайский прогиб. В ее пределах сравнительно широко развиты платформенные отложения мезозоя и кайнозоя, на западе и востоке ограниченные выходами допалеозойских и палеозойских пород. Для каждого из осложняющих Тургайскую синеклизу структурных элементов характерны резкие колебания мощности мезозойских отложений (от 50 до 2200 м), литологическое сходство разрезов среднепалеозойских отложений (мощность до 2000 м) и хорошая выдержанность на больших площадях верхнедевонско-нижнекаменноугольных перспективных в нефтегазоносном отношении комплексов.

В разрезе синеклизы выделяются три структурных комплекса. Нижний, отнесенный к фундаменту, сложен сильно дислоцированными и метаморфизованными, смятыми в складки породами допалеозойского и нижнепалеозойского возраста. Фундамент разбит серией региональных и локальных нарушений на блоки, образующие системы горстов и грабенов в основном северо-восточной ориентации. Средний комплекс — в объеме девонских, нижнекаменноугольных, а по восточному борту и пермских отложений — слабо метаморфизован. Входящие в его состав фаменские и нижнекаменноугольные отложения, развитые преимущественно в Кустанайском прогибе, представлены платформенными карбонатно-терри-

генными толщами. Ряд исследователей относит этот комплекс к «промежуточному». Верхний комплекс представлен мезозойскими (преимущественно меловыми) и кайнозойскими песчаными и глинистыми отложениями, залегающими плащеобразно с угловым и стратиграфическим несогласием на складчатом фундаменте или на отложениях «промежуточного» комплекса. Мезозойские отложения распространены преимущественно в Южно-Тургайской впадине. На значительных участках синеклизы развиты разновозрастные интрузивные образования.

Южно-Тургайская впадина на севере граничит с Кустанайским прогибом. В плане она имеет эллипсоидную форму, слегка удлиненную на юге. Глубина залегания фундамента редко превышает 1—2 км. Впадина асимметричного строения: западный борт пологий (углы падения 2—3°), а восточный более крутой (от 3—10°), местами осложнен уступами высотой до 400 м, сопряженными с субмеридиональными разломами. Мощность мезозойско-кайнозойских отложений, образующих чехол, постепенно увеличивается от бортов (100 м) к осевой зоне (до 1200 м) впадины. В пределах Южно-Тургайской впадины выделяется ряд валов и депрессий. В бортовых зонах впадины валы имеют узкую симметричную и удлиненную форму. В центральной части впадины они характеризуются более выраженной удлиненной формой (30—40 × 10 км) и асимметричным строением.

Кустанайский прогиб имеет значительную глубину залегания поверхности фундамента (до 6 км в осевой зоне). Он выполнен в основном мощной толщей среднепалеозойских отложений, осложнен рядом локальных структур значительных размеров, причем выраженность структурных форм вверх по разрезу уменьшается. В скв. 119, пробуренной на Ново-нежинской площади, отмечены проявления жидкой нефти в кавернозных и трещиноватых карбонатных коллекторах нижнего карбона и верхнего девона, а также битумо- и газопроявления в этих же отложениях при бурении ряда скважин. Для девонских и каменноугольных пород характерна вторичная пористость, обусловленная наличием трещиноватости и кавернозности. К основным перспективным комплексам в Кустанайском прогибе отнесены отложения верхнего девона и нижнего карбона.

В Южно-Тургайской впадине основные перспективы связываются с наиболее погруженными зонами, где в мезозойских отложениях предполагаются благоприятные условия для генерации и аккумуляции углеводородов.

В целом наиболее погруженные части Тургайской синеклизы по прогнозной оценке отнесены к низкой категории, остальная часть территории с глубинами залегания фундамента до 1,5 км — к малоперспективным землям.

Сырдарьинская синеклиза с севера ограничена хр. Каратау, на востоке — западными отрогами Тянь-Шаня, на юге — хр. Нуратау и на западе — выходами палеозоя в массивах Центрального Кызылкума. Общая площадь синеклизы составляет 65 тыс. км². Она четко выделяется в качестве самостоятельного структурного элемента в юрско-палеогеновой части разреза чехла молодой платформы. Складчатые сооружения горного обрамления, судя по характеру геофизических полей, распрост-

ранены и в пределах закрытой части территории. Мезозойско-кайнозойские отложения залегают на палеозойских с резким угловым несогласием и имеют мощность в наиболее погруженных зонах свыше 2,5 км.

В целом Сырдарьинская синеклиза представляет собой широкую, слабопрогнутую депрессию северо-западного простирания, относительно дифференцированную в восточной части, где расположены Каратауский и Чулийский выступы, Келесский прогиб и другие структурные элементы.

В центральной и юго-восточной частях Сырдарьинской синеклизы пробурено свыше 20 поисковых и параметрических скважин для оценки перспектив нефтегазоносности мезозойско-кайнозойского комплекса. Рядом скважин вскрыты и подстилающие породы палеозоя. Материалы, полученные по пробуренным скважинам, позволяют отнести Сырдарьинскую синеклизу к малоперспективным землям.

Группа межгорных впадин и прогибов Тянь-Шаньского орогена объединяет (с востока на запад): Восточно-Илийскую впадину, Западно-Илийский, Иссык-Кульский и Нарынский прогибы. Восточно-Илийская впадина и Западно-Илийский прогиб отделены друг от друга горными сооружениями Больших и Малых Калкан. Размеры Восточно-Илийской впадины 125 × 70 км, Западно-Илийского прогиба 150 × 20—50 км, простирание их субширотное. Более изучена Восточно-Илийская впадина. Фундамент впадины представлен в большинстве случаев эффузивными пермскими образованиями и характеризуется блоковой структурой, формирование которой связано с крупными разломами.

В разрезе осадочного чехла выделяются следующие формации: сероцветная угленосная триас — юры; континентальная полимиктовая верхней юры — мела; морская терригенная палеогена и континентальная красноцветная моласса, сложенная глинисто-песчано-галечниковыми образованиями от верхнего олигоцена до современных включительно.

Перспективы нефтегазоносности Восточно-Илийской впадины и Западно-Илийского прогиба связываются с отложениями мезозоя и кайнозоя и в первую очередь с юрскими и палеогеновыми комплексами. Мощность осадочного чехла на наиболее погруженных блоках по данным бурения и геофизических исследований достигает 5000 м. По прогнозной оценке Восточно-Илийская впадина отнесена к низкой категории, а Западно-Илийский прогиб — к малоперспективным землям.

Иссык-Кульский прогиб расположен между мегантиклиналями Терскей-Алатау и Кунгей-Алатау, сформированными в основном древней докембрийской кристаллической серией, прорванной гранитными интрузиями. Прогиб имеет овальную форму и вытянут в широтном направлении, ширина его 60—70 км, длина до 250 км. Поверхность палеозойского фундамента на бортах имеет углы наклона 20—50° и быстро вышолаживается к центру. Прогиб характеризуется несколько асимметричным строением. В его юго-восточной наиболее погруженной части глубина залегания фундамента оценивается в 8,5 км, а в северной части — примерно 4,5 км. Большая часть прогиба покрыта водами оз. Иссык-Куль.

На площади Сухой хребет, расположенной в восточной части впадины, отмечены газопроявления в скв. 1-П (интервал 4140—4155 м) из отложений нижнего карбона, сложенных красноцветными мелкозерни-

стыми полимиктовыми песчаниками, залегающими в основании осадочного чехла. В составе газа отмечены высокое содержание азота и аргона (83,28%), повышенное содержание гелия, незначительное количество метана (2%) и следы тяжелых углеводов. Газопроявления в процессе бурения отмечены на Серафимовской площади из отложений олигоцен-неогенового возраста.

Возможности выявления залежей нефти и газа в Иссык-Кульском прогибе по имеющимся данным весьма ограничены и поэтому он отнесен к малоперспективным землям.

Нарынский прогиб на севере ограничен хребтами Акшийряк и Молдо-тау, а на юге — Дшетымтау, Байбичетау, Нарынтау. От Ферганской впадины он отделен Ферганским хребтом. Прогиб вытянут в северо-восточном направлении на 200 км при максимальной ширине 50 км. По комплексу геофизических данных в прогибе выделяются две зоны — восточная и западная, разделенные Нарынским горстовым поднятием. Восточная субширотная зона имеет блоковую структуру, в ее пределах выделен Озгуршско-Учунский грабен, в котором отмечаются максимальные глубины залегания палеозойского основания, достигающие 6000 м. Северный борт грабена крутой и по разлому надвинут в сторону прогиба. В западной зоне мощность осадочного чехла (карбон, юра и кайнозой) составляет на юго-западе 3000 м, а на востоке превышает 3700 м.

На основании данных глубокого бурения и проведенного комплекса геолого-геофизических исследований Нарынский прогиб отнесен к малоперспективным землям.

Группа впадин Казахского щита относится к малоперспективным территориям. Казахский щит является крупнейшей областью распространения преимущественно каледонского фундамента. Он отделяет Туранскую плиту от Западно-Сибирской. В северо-западной части щита выделяется Тенгизская впадина, в северо-восточной — Кузнецкая, Северо-Минусинская и Южно-Минусинская впадины, а в южной части — Алакольская и Зайсанская впадины.

Тенгизская впадина расположена к востоку от Тургайской синеклизы и к северу от Чу-Сарысульской синеклизы. Она является одной из наиболее крупных межгорных впадин, площадь ее около 70 тыс. км², длина 350 км и ширина 200—250 км. В разрезе впадины выделяются три структурных комплекса, отражающих основные этапы геотектонического развития: каледонский, герцинский и альпийский. Нижний комплекс представлен сильно дислоцированными и метаморфизованными породами докембрия, кембрия, ордовика и силура, слагающими складчатый фундамент. Средний комплекс сложен менее дислоцированными слабометаморфизованными осадочными породами девона, карбона и перми. Верхний комплекс сформирован отложениями мезозоя и кайнозоя, залегающими несогласно на размытой поверхности среднего структурного комплекса. Мощность отложений среднего и верхнего палеозоя 4000—4500 м, мезозоя и кайнозоя 100—150 м.

Нефтегазопроявлений в пределах впадины не установлено. Пробуренными в южной части впадины глубокими скважинами (четыре скважины по 3000 м) не вскрыты возможно перспективные отложения. В преде-

лах впадины выявлено свыше 40 локальных складок. Наиболее перспективна южная часть впадины, где локальные структуры значительно погружены. Основными возможно перспективными комплексами являются карбонатная толща девона (фаменский ярус) и карбонатно-терригенные отложения нижнего карбона (верхнетурнейский и нижневизейский подъярусы).

Кузнецкая впадина представляет собой выраженную в современном рельефе межгорную впадину, вытянутую в субмеридиональном направлении на 330 км при ширине 100—110 км. Впадина выполнена отложениями палеозоя, нижнего мезозоя и частично кайнозоя суммарной мощностью до 10 км. На отложениях фундамента залегает мощная интенсивно дислоцированная толща карбонатных и терригенных пород, интенсивно прорванных диабазами, диабазовыми порфиритами и различного типа туффитами. Возраст этой толщи — нижнедевонско-визейский. Выше несогласно залегают слабометаморфизованные терригенные отложения среднего и верхнего карбона, а также перми, слагающие верхний структурный комплекс общей мощностью до 7 км. Во впадине выявлены многочисленные нефте- и газопроявления преимущественно в отложениях карбона и перми. Газопроявления и промышленные притоки газа получены в глубоких скважинах на Плотниковской, Борисовской, Воскресенской, Абашевской, Барзасской и других площадях.

Южно-Минусинская и Северо-Минусинская межгорные впадины характеризуются субмеридиональным простиранием, длиной 250—300 км, шириной 100—120 км. Они ограничиваются каледонскими складчатыми сооружениями: на западе — Кузнецкого Алатау, на юге — Западных Саян и на востоке — Восточных Саян. Фундамент впадин каледонский. В строении осадочного чехла принимают участие отложения среднего — верхнего палеозоя и мезозоя. Перспективы нефтегазосности указанных впадин связываются с отложениями живетского яруса среднего девона (иляморовская и в меньшей степени бейская свиты). Иляморовская свита сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами, а бейская — преимущественно карбонатными породами.

Нефтегазопроявления, известные в Южно-Минусинской впадине, приурочены главным образом к отложениям иляморовской и бейской свит. Незначительные газопроявления отмечены также в красноцветной толще верхнего девона. Небольшие притоки нефти и газа получены из отложений среднего девона. Промышленные притоки газа из отложений среднего девона зафиксированы на Быстринской площади (свободный дебит около 180 тыс. м³/сут). Небольшие притоки (от 3 до 15 тыс. м³/сут) получены и на ряде других площадей (Алтайской, Сользаводской, Западно-Татарской и др.).

Зайсанская и Алакольская впадины имеют северо-восточное простирание. Размер Зайсанской впадины — 180 × 100—120 км, Алакольской 120—150 × 80—100 км.

В Зайсанской впадине фундамент сложен дислоцированными вулканогенно-терригенными отложениями среднего палеозоя, на которых со стратиграфическим и угловым несогласием залегают породы мезозойско-кайнозойского возраста. По данным бурения Зайсанской опорной сква-

жины мощность кайнозойских пород составляет 1570 м. Общая мощность осадочного чехла впадины оценивается в 1600—2000 м. Во впадине установлены керогеновые аргиллиты (верхняя пермь), рассматриваемые как возможный источник искусственного жидкого топлива. В Алакольской впадине в юрских отложениях встречены битуминозные сланцы. В Зайсанской впадине перспективы нефтегазоносности связываются в основном с юрскими отложениями, а в Алакольской — с юрскими, палеогеновыми и неогеновыми.

Заканчивая описание впадин Казахского щита, необходимо подчеркнуть, что проведенные здесь поисково-разведочные работы, особенно в пределах Минусинских и Кузнецкой впадин, явно недостаточны для окончательной оценки перспектив их нефтегазоносности. Поэтому на территории Кузнецкой и Минусинских впадин следует предусмотреть проведение небольшого объема дополнительных региональных и поисковых работ (сейсмические профили, ряд глубоких скважин) для изучения строения и нефтегазоносности глубоких горизонтов разреза, в первую очередь верхнепалеозойских.

Группа Приамурских и Приморских впадин административно располагается в Хабаровском и Приморском краях и имеет общую площадь 220 тыс. км². Все они представляют собой изометрические или вытянутые вдоль региональных структур тектонические депрессии, выполненные постгеосинклинальным комплексом мезозойских и кайнозойских отложений, ограниченные разломами и развитые на гетерогенном, прорванном интрузиями фундаменте разного времени консолидации (от протерозоя до мезозоя).

Все эти впадины в разной мере изучены геологической съемкой, геофизическими методами, а также структурным и поисково-разведочным бурением, связанным с изучением твердых (в первую очередь угля) полезных ископаемых.

На западе выделяются Верхнезейский и Удский прогибы, представляющие единую, ограниченную разломами структуру северо-восточного простирания, разделенную на две части поперечными поднятиями фундамента. Верхнезейский прогиб площадью 12 тыс. км² выполнен толщей континентальных верхнеюрско-нижнемеловых и вулканогенно-осадочных угленосных верхнемеловых отложений, перекрытых маломощным плащом кайнозойских пород. Складчатый фундамент залегает на глубинах от 1 км на севере до 3,5 км на юге.

Удский прогиб площадью 28 тыс. км² выполнен терригенными морскими и континентальными вулканогенно-осадочными верхнетриасово-юрскими отложениями, перекрытыми континентальными угленосными меловыми породами. Глубины фундамента в опущенной по разломам центральной части прогиба достигают 3 км. Осадочный чехол на юге смят в складки, нарушенные разломами, а на севере образует пологие линейные структуры.

Зее-Бурейнская впадина, занимающая на территории СССР площадь 80 тыс. км², выполнена горизонтально залегающей толщей континентальных и осадочно-вулканогенных с прослоями лигнита верхнеюрско-нижнемеловых отложений. Фундамент впадины разбит серией разломов,

которые образуют западную и восточную погруженные (до 1000 м) части, разделенные приподнятым горстом. Здесь выделяется 14 локальных приразломных структур.

Верхнебуреинский прогиб, занимающий площадь 12 тыс. км², разбит продольными разломами на две части — западную, с глубинами фундамента 2—3 км, выполненную пресноводно-континентальными угленосными юрскими и меловыми отложениями, и восточную (приподнятую), сложенную преимущественно морскими юрскими отложениями. В осевой части прогиба выделено пять приразломных структур размерами 5—10 × 2—3 км и амплитудой 200—300 м.

Среднеамурская впадина относится к типу межгорных и занимает на территории СССР площадь 55 тыс. км². Фундамент впадины гетерогенный, разбит серией разломов на блоки, образующие небольшие горсты и грабены. В наиболее глубоких грабенах фундамент залегает на глубинах от 1,5 до 2,7 км, а осадочный чехол выполнен терригенными верхнемеловыми и палеоген-неогеновыми отложениями или уплотненными аллювиальными и озерно-болотными комплексами кайнозоя. Здесь выявлены два пологих брахиантиклинальных поднятия значительных размеров.

Уссурийская впадина имеет площадь 10 тыс. км². В ее основании на байкальском фундаменте залегают сложнослоистые и прорваные гранитными батолитами вулканогенно-осадочные пермские отложения мощностью до 2 км. Собственно платформенный чехол выполнен морскими терригенно-угленосными триасово-юрскими и континентальными угленосными и туфогенными меловыми отложениями. Глубины залегания поверхности пермского комплекса в осевой части впадины составляют 2—2,5 км, а байкальского фундамента — 4 км. По мезозойскому плану здесь выделяются два продольных вала, имеющих блоковую природу, осложненных локальными поднятиями размером 1—3 × 5—6 км с амплитудой 250—500 м.

Ханкайская впадина, часть которой расположена на территории СССР под водами оз. Ханка, занимает площадь 9 тыс. км². Глубины залегания фундамента достигают здесь 1,5 км. Осадочный чехол выполнен преимущественно терригенными меловыми и кайнозойскими отложениями.

Арсеньевская впадина имеет форму узкого прогиба, простирающегося с северо-запада на юго-восток на расстояние более 200 км, и продолжается на шельфе. Она занимает площадь 15 тыс. км². Домезозойский фундамент впадины погружен в осевом грабене до 2—2,5 км, а на остальной площади примерно до 1 км. Чехол сложен преимущественно угленосными нижнемеловыми и туфогенно-осадочными верхнемеловыми отложениями. В акваториальной части впадины развиты угленосные кайнозойские отложения мощностью до 1 км.

Осадочный чехол рассматриваемых впадин в целом имеет благоприятную гидрогеологическую и литолого-фациальную характеристику. В нем присутствуют терригенные поровые или трещинные коллекторы удовлетворительного качества и достаточно выдержанные глинистые покрышки. По всему разрезу наблюдались обильные нефтепроявления (в виде

повышенной битуминизации, примазок, пленок и капель жидкой нефти), а также выбросы и стабильные притоки углеводородных и азотно-углеводородных газов часто с высоким содержанием тяжелых фракций. В Верхнебуреинской впадине из меловых отложений с глубины 2940—2966 м получен приток метанового газа дебитом 600 м³/сут; в Среднеамурской впадине жидкая нефть наблюдалась в нижнемеловых и палеогеновых породах; в Ханкайской впадине обильные выбросы газа получены из отложений кайнозоя и т. д. Однако, исходя из небольших мощностей осадочного выполнения этих впадин, трудно прогнозировать возможность генерации и особенно сохранения в них значительных объемов углеводородов, а следовательно, и открытия здесь промышленных залежей. Вместе с тем обильные нефтегазопроявления и небольшие притоки газа, полученные в разных горизонтах разреза при бурении скважин, не позволяют отнести территорию этих впадин к бесперспективным землям. Поэтому часть территории этих впадин, где мощность осадочного чехла превышает 1,5 км, имеющих суммарную площадь 30 тыс. км², получила качественную прогнозную оценку и отнесена к малоперспективным землям.

Зырянский прогиб — крупная отрицательная структура, осложняющая южную часть Колымского срединного массива. Административно прогиб расположен в восточной части Якутской АССР в междуречье среднего течения Индигирки и Колымы. Он вытянут в субширотном направлении более чем на 500 км при ширине 100—200 км.

Территория прогиба покрыта геологической съемкой и региональными геофизическими (гравиметрия, магнитометрия) исследованиями. На всей площади прогиба наблюдались довольно обильные выходы метановых газов с большим содержанием тяжелых фракций и повышенная битуминозность отдельных горизонтов юрского разреза.

Прогиб имеет асимметричное строение с более крутым южным и пологим северным крыльями. Глубина залегания фундамента, имеющего, по-видимому, блоковое строение, колеблется от 1 до 2—3 км, в южных осевых мульдах (грабенах) достигает 5 км и более. Основной объем осадочного выполнения прогиба приходится на долю терригенно-карбонатных (преимущественно морских) верхнеюрских и терригенно-угленосных (континентальных) нижнемеловых отложений. С этими отложениями связываются основные перспективы нефтегазоносности. Коллекторские свойства перспективных комплексов изучены только в естественных обнажениях. Пористость терригенных коллекторов колеблется от 1 до 15%, а проницаемость в среднем составляет 10—15 мД.

Основная прогнозная оценка (83%) наиболее погруженных зон прогиба приходится на глубины до 3 км, в основном (90%) на нижнемеловые отложения.

Основные поисковые работы в Зырянском прогибе следует направить на проведение сейсмических исследований и параметрического бурения с целью детализации его внутреннего строения и подготовки структур к постановке поискового бурения.

Зилаирский синклиорий — крупная сложностроенная структура Южного Урала площадью 8 тыс. км². Северная часть синклиория зажата между Башкирским и Уралтауским антиклинориями, а на юге он надвинут

в сторону Предуральского краевого прогиба. Разрез центральной части синклиория представлен осадочно-вулканогенной флишеподобной толщей зилаирской свиты (верхний девон — турней), которая на западе перекрывается терригенно-карбонатными отложениями среднего, верхнего карбона и нижней перми.

Отложения Зилаирского синклиория интенсивно дислоцированы и на поверхности образуют узкие, сорванные и надвинутые по нарушениям складки (часто однокрылые) меридионального простирания длиной до 60 км, шириной 1,5—5 км и амплитудой до 500—700 м. Часто складки разбиты на более мелкие блоки (1—1,5 × 200—250 м), иногда встречаются опрокинутые (преимущественно на западе) складки.

В результате проведенных здесь геолого-геофизических работ было подтверждено блоковое строение синклиория — выявлены Асташский, Восточно-Асташский и Сосновские блоки и менее отчетливо — восточный Приуралтауский блок субмеридиального простирания. Эти блоки ступенчато погружаются в восточном направлении от 2—4 км (Асташский блок) до 11 км (Приуралтауский блок).

Глубокое структурно-поисковое бурение, производившееся с 1964 г. на Асташской, Мурадымовской и Сакмарской площадях, дало некоторые новые материалы. В скв. 9 на Асташской площади под отложениями зилаирской свиты были вскрыты карбонатные отложения башкирского яруса платформенного типа, что доказывает наличие надвига с амплитудой около 15 км вдоль западного крыла Зилаирского синклиория. По этому надвику отложения зилаирской свиты синклиория (миогеосинклинального типа) надвинуты на верхнедевонско-нижнекаменноугольные карбонатные породы (платформенного и субплатформенного типов) погруженной части Предуральского прогиба.

В результате бурения скважин на Мурадымовской площади установлено чешуйчато-надвиговое строение западного крыла Зилаирского синклиория на широте р. Большой Ик. По результатам бурения скважин Сосновской площади установлено, что закартированные выходы песчаников ордовика и глинистых сланцев силура слагают аллохтон и не имеют «корней».

В пробуренных скважинах установлены нефтегазопроявления на Мурадымовской и Сакмарской площадях, а на Асташской выявлена непромышленная залежь газа в отложениях зилаирской свиты.

Полученные фактические материалы выявили весьма сложное строение Зилаирского синклиория. Широкое развитие здесь интрузивных пород и значительная уплотненность осадочных образований свидетельствуют о неблагоприятных условиях для формирования залежей нефти и газа промышленного значения. Однако в ряде скважин отмечены прямые нефтегазопроявления. На этом основании территория Зилаирского синклиория оценивается как малоперспективная. В некоторых районах, относительно более благоприятных (Восточно-Асташский блок и др.) целесообразно провести в ограниченном объеме дополнительные геолого-поисковые работы.

Магнитогорский синклиорий расположен между Уралтауским антиклинорием (на западе) и Восточно-Уральским поднятием (на востоке)

и выполнен осадочными и вулканогенно-осадочными палеозойскими отложениями большой мощности.

В разрезе синклинория выделяются силурийско-девонская эффузивно-осадочная толща (> 5000 м), туфогенная с обломками известняков и песчаников толща живецких и франских отложений (> 3200 м), терригенно-карбонатные франская (1500 м) и турнейская (~ 500 м) толщи, а также преимущественно карбонатные отложения нижнего карбона (визей — намюр) мощностью до 1500 м.

В целом отложения синклинория интенсивно дислоцированы и образуют линейные, осложненные надвигами антиклинальные структуры субмеридионального простирания. Амплитуда структур (по карбону) не менее 350 м, углы падения крыльев $25-35^\circ$.

Особенности строения осадочного чехла, установленные по геолого-геофизическим материалам и данным бурения, позволяют выделить в пределах Магнитогорского синклинория (с запада на восток) Такальскую, Ирендикскую, Учалано-Сибайскую, Кизильскую и Магнитогорскую структурные зоны, разделенные региональными надвигами или крупными несогласиями. Некоторый интерес для поисковых работ могут представлять Кизильская и Учалано-Сибайская зоны, в пределах которых широко развиты терригенно-карбонатные отложения девона и карбона. В разрезе этих отложений отмечались нефте-, газо- и битумопроявления в виде включений асфальта (средний карбон), твердых битумов (кизильский горизонт) и капель жидкой нефти (средний визей). В картировочных скважинах фиксировались многочисленные газопроявления, а в скв. 12-П из кремнистых отложений девона получен фонтан воды с углеводородным газом.

В пределах Кизильской зоны предположительно намечается несколько погребенных рифогенных массивов нижнекаменноугольного возраста — Южно-Уртазымский, Верхнебурминский, Северо-Уртазымский, Березовский, Белогорский и др., размером $5-15 \times 2-5$ км, высотой 500—2000 м. В настоящее время здесь введена в поисковое бурение Уральская площадь. В пробуренных скважинах отмечалась повышенная битуминозность пород березовской свиты нижнего карбона, но при опробовании притока не получено.

Учитывая значительную тектоническую нарушенность структур, а также отсутствие притоков нефти и газа в пробуренных скважинах, территорию Магнитогорского синклинория в настоящее время можно оценить как малоперспективную. Небольшие объемы проводимых геолого-поисковых работ позволят уточнить эту оценку.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ И САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ СССР

Приведенные в настоящей книге материалы показывают разнообразие геологических условий размещения скоплений углеводородов в земной коре. Особое значение имеет анализ данных по хорошо или относительно хорошо изученным территориям, где указанные условия определены наиболее достоверно. Это позволяет выявить ряд ведущих параметров для оценки закономерностей нефтегазонакопления и формирования месторождений углеводородов, а также размещения разведанных и предполагаемых ресурсов.

Изложенные данные по территории СССР показывают, что нефтегазонаосность в промышленных масштабах реализуется в пределах осадочного чехла в широком стратиграфическом диапазоне. Однако максимальное скопление углеводородов приурочено к более ограниченному интервалу разреза, что связано с рядом факторов — геохимических, тектонических, литологических и др.

Естественно, что изучение условий, способствующих нефтегазонаосности недр, имеет большое практическое и теоретическое значение. Прежде всего это дает основной материал как для выработки объективных критериев прогноза нефтегазонаосности, так и для оценки теоретических воззрений в области нефтяной геологии.

Для сравнительного анализа нефтегазонаосных провинций и самостоятельных областей СССР использованы следующие геологические параметры:

- 1) тектоническая приуроченность;
- 2) максимальная мощность осадочного чехла;
- 3) объем осадочного чехла;
- 4) доля морских отложений в разрезе чехла;
- 5) доля карбонатных отложений в разрезе чехла;
- 6) доля соленосных отложений в разрезе чехла.

Перечисленные показатели определяют геохимическую обстановку условий накопления осадков, литологический состав продуктивных комплексов, тектонические особенности и ряд других существенных факторов формирования скоплений нефти и газа.

Наибольшее значение в контроле крупных единиц нефтегеологического районирования имеет тектонический фактор (В. Е. Хаин, А. А. Бакиров и др.). По приуроченности к определенным тектоническим элемен-

там земной коры можно выделить следующие типы самостоятельных нефтегазоносных элементов (провинции и самостоятельные нефтегазоносные области).

I — провинции (и самостоятельные области) платформ, среди которых обособляются:

- а) нефтегазоносные объекты древних платформ,
- б) нефтегазоносные объекты молодых платформ.

II — провинции краевых систем, включающие окраинные платформенные территории и краевые прогибы. Они разделяются на:

а) нефтегазоносные объекты, связанные с окраинными частями древних платформ и краевыми прогибами перед герцинскими складчатыми сооружениями;

б) нефтегазоносные объекты, связанные с периферическими частями древних платформ и краевыми прогибами перед мезозойскими складчатыми сооружениями;

в) нефтегазоносные объекты, связанные с периферическими частями молодых платформ и краевыми прогибами перед альпийскими складчатыми системами.

III — провинции (и самостоятельные области) подвижных поясов, подразделяющиеся на:

а) нефтегазоносные объекты эпигеосинклинальных орогенных областей;

б) нефтегазоносные объекты эпиплатформенных орогенных областей.

Принадлежность провинций и самостоятельных областей к определенным геотектоническим элементам отражена в табл. 23 и 24.

Приведенную классификацию следует рассматривать как принципиальную схему. Внутри каждого из выделенных типов можно отметить некоторые, иногда существенные отличия, которые влияют на их нефтегазоносность.

На молодых и древних платформах нефтегазоносные провинции и области выделяются как во внутренних, так и в окраинных частях. На разных платформах они имеют существенные отличия. В пределах Восточно-Европейской платформы окраинные зоны более погруженные (например Прикаспийская синеклиза), чем центральные. Области перикратонных прогибаний характерны для восточной части этой платформы, южных и юго-западных районов Скифской и Туранской плит.

На Западно-Сибирской плите наиболее погружены центральные и северные ее части. На Сибирской платформе такого типа структура (Тунгусская синеклиза) тяготеет к внутренней зоне. Довольно широко распространены авлакогены (Днепровско-Припятский и др.), которые по своему тектоническому режиму некоторыми исследователями рассматриваются как переходные структуры между платформами и геосинклиналями.

Имеются различия и в провинциях и в самостоятельных нефтегазоносных областях подвижных поясов. В качестве примера можно привести Ферганскую и Сурхан-Вахшскую нефтегазоносные области, которые относятся к объектам эпиплатформенных орогенных зон, но по структурным

№ п/п	Провинция (максимальный размер в км)	Тектоническая приуроченность	Площадь, тыс. км ²	Максимальная мощность осадочного чехла, км		Объем осадочного чехла, млн. км ³	Мористость, %	Карбонатность, %	Соленость, ‰	Доли газобразовых, %	Стратиграфический диапазон нефтегазоносности
				суша	подвод						
1	Тимано-Печорская нефтегазоносная (650 × 1000)	Краев. герц., в т. ч. краевой прогиб	350	12	1,4	85	60	2	30	S—T	
			110	12	0,6						
2	Волго-Уральская нефтегазоносная (900 × 1300)	Краев. герц., в т. ч. краевой прогиб	700	6	1,4	90	60	10	20	D—P	
			100	6	0,4						
3	Прикаспийская нефтегазоносная (750 × 1000)	Древняя платформа	500	15	5,3	70	30	20	50	D—K	
4	Днепровско-Припятская газонефтеносная (150 × 1100)	Древняя платформа (авлакоген)	100	16	0,8	60	30	15	75	D—J	
5	Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная (500 × 1900)	Краев. альп., в т. ч. краевые прогибы	530	12	2,8	95	10	3	45	T—N	
			120	12	1,0						
6	Южно-Каспийская нефтегазоносная (300 × 1100)	Эпигеосинкл.	200	20	2,6	65	15	0	15	K—N	
7	Амударьинская газонефтеносная (500 × 1000)	Краев. альп., в т. ч. краевой прогиб	360	7	1,3	85	10	12	95	J—P	
			27	7	0,2						
8	Западно-Сибирская нефтегазоносная (1400 × 2200)	Молодая платформа	1600	9	8,0	75	1	0	50	C—K	
9	Енцлейско-Хатангская газонефтеносная (300 × 1800)	Краев. мезозойск., в т. ч. краевой прогиб	390	12	1,8	55	2	3	70	P—K	
			100	12	0,7						
10	Лено-Вилюйская газонефтеносная (400 × 1300)	Краев. мезозойск., в т. ч. краевой прогиб	280	12	2,0	50	15	3	90	P—K	
			100	12	0,5						
11	Лено-Тунгусская нефтегазоносная (1500 × 2200)	Древняя платформа	2800	9	9,0	70	50	15	50	V—Є	
12	Охотская нефтегазоносная (1200 × 2000)	Эпигеосинкл.	1200	7	2,5	85	1	0	40	N	

Примечания: 1. Приняты сокращения: краев. герц. — краевая система (Хани, 1973 со ссылкой на Шатского) древней платформы, включая краевой прогиб перед герцинидами; краев. мезозойск. — краевая система древней платформы, включая краевой прогиб перед мезозоидами; краев. альп. — краевая система молодой платформы, включая краевой прогиб перед альпидами; эпигеосинкл. — эпигеосинклинальные орогенные области подвижных поясов. 2. Для провинций молодых платформ и Волго-Уральской провинции даны мощности и объемы ортоплатформенной части осадочного чехла.

№№ пп	Область (максимальный размер в км)	Тектоническая приуроченность	Площадь, тыс. км ²	Максимальная мощность осадочного чехла, км	Объем осадочного чехла, млн. км ³	Мористость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Доля газообразных, %	Стратиграфический диапазон нефтегазоносности
1	Балтийская нефтеносная (200 × 400)	Древняя платформа	100	3	0,2	85	40	2	0	С—О
2	Предкарпатская нефтегазоносная (100 × 300)	Альпийский краевой прогиб	20	12	0,2	60	20	5	35	Ж—Н
3	Причерноморско-Крымская газонефтеносная (200 × 500)	Молодая платформа	80	8	0,4	95	40	0	70	К—Р
4	Черноморская нефтегазоносная (100 × 300)	Эпигеосинкл.	10	8	0,1	85	40	0	85	К—Н
5	Северо-Устюртская газонефтеносная (400 × 1000)	Молодая платформа	240	5	0,7	90	15	0	40	Ж—Р
6	Сурхан-Вахшская нефтегазоносная (200 × 550)	Эпициплатформ.	70	12	0,5	60	15	8	45	Ж—Р
7	Ферганская нефтегазоносная (150 × 400)	»	38	10	0,3	40	30	1	15	Ж—Н
8	Чу-Сарысуйская газоносная (300 × 600)	Молодая платформа	150	6	0,4	40	25	10	100	С—Р
9	Авадырская перспективная нефтегазоносная (300 × 500)	Эпициплатформ.	200	6	0,5	50	1	0	60	—
10	Восточно-Камчатская перспективная нефтегазоносная (200 × 1100)	Эпигеосинкл.	170	5	0,3	—	—	0	45	—

Примечание. Принятые сокращения: эпигеосинкл. и эпициплатформ. — эпигеосинклинальные и эпициплатформенные орогенные области подвижных поясов.

признакам и условиям нефтегазоносности характеризуются специфическими особенностями.

Таким образом, нефтегазоносные провинции и области весьма разнообразны по целому ряду параметров. Однако целью приведенной классификации является установление общих главнейших критериев, определяющих их нефтегазоносность.

Особое значение имеют провинции и области, приуроченные к молодым и древним платформам. Поэтому при сравнительном анализе учитываются единицы нефтегазогеологического районирования, связанные с платформами, включая все разнообразие структур, развитых в их пределах.

В приведенной классификации II группа провинций включает как платформенные области, так и краевые прогибы, т. е. различные в тек-

тоническом отношении зоны. Такое объединение обусловлено тем, что они вместе представляют собой единый нефтегазоносный объект. Кроме того, проведение границ между ними часто затруднено из-за постепенности перехода платформ в краевые прогибы. Однако для того, чтобы дать представление о той доли, которую составляют краевые прогибы как в объеме пород, так и в ресурсах нефти и газа, они выделены в таблицах и тексте отдельно.

Единственным краевым прогибом, отвечающим целиком самостоятельной нефтегазоносной области, является Предкарпатский. Однако он представляет собой часть Карпатской нефтегазоносной провинции, охватывающей значительные территории за пределами СССР.

Из 22 независимых нефтегазоносных объектов, выделенных на территории Советского Союза, пять связаны с внутренними частями платформ, три — с окраинными платформенными зонами, шесть — с краевыми системами и восемь — с подвижными поясами. Причем наибольшее число провинций приурочено к краевым системам, а наибольшее число самостоятельных областей — к подвижным поясам:

	Провинции	Область
Платформы	4	4
Краевые системы	6	—
Подвижные пояса	2	6
Всего	12	10

Восемь платформенных нефтегазоносных провинций и областей занимают максимальную площадь (5,9 млн. км², или 56,7%) перспективных и нефтегазоносных земель СССР в пределах территории нефтегазогеологического районирования. Провинции и самостоятельные нефтегазоносные области краевых систем занимают около 2,6 млн. км² (25%), в том числе на долю краевых прогибов приходится только 0,56 млн. км² (5,4%).

Таким образом, платформенные провинции и области суммарно занимают площадь, равную 7,9 млн. км², или 76% перспективных земель территории нефтегазогеологического районирования.

Наконец, нефтегазоносные элементы подвижных поясов простираются на площади 1,9 млн. км² (18,3%). Следует отметить, что бесперспективные площади занимают обширные территории в пределах подвижных поясов. Поэтому целесообразно объединение нефтегазоносных областей подвижных поясов, представляющих собой, как правило, изолированные зоны генерации и аккумуляции углеводородов, в провинции. Например, не объединены в провинции Ферганская и Сурхан-Вахшская области, Восточно-Камчатская и Анадырская области и др.

Наибольшие площади имеют Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция (2,8 млн. км²) древней платформы и Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (1,6 млн. км²), приуроченная к молодой платформе, а наименьшую — Днепровско-Припятская (0,1 млн. км²), связанная с авлакогеном, развившимся во внутренней части древней платформы. Среди самостоятельных нефтегазоносных областей наибольшую площадь имеет Северо-Устьюртская — 240 тыс. км², охватывающая одноименную синеклизу молодой платформы, а наименьшую — Ферганская (38 тыс. км²), приуроченная к эпиплатформенной орогенной области.

Провинции (и самостоятельные области), принадлежащие различным геотектоническим элементам земной коры, характеризуются специфическими особенностями геологического строения, что в значительной мере определяет различия в масштабе и характере их нефтегазоносности. Разумеется, речь идет лишь о тех показателях геологического строения, которые оказывают существенное влияние на нефтегазоносность. Они приведены в табл. 23, 24.

Весьма важным показателем нефтегазоносности крупных нефтегеологических объектов являются объемы слагающих их осадочных толщ. Для провинций и областей характерны следующие средние объемы осадочных толщ (млн. км³):

	Провинции	Области
Платформы	5,7	0,4
Краевые системы	1,8	—
в т. ч. краевые прогибы	0,6	—
Подвижные пояса	2,7	0,3

Наибольшие объемы нефтегазоносных объектов характерны для платформенных провинций: 9 млн. км³ (Лено-Тунгусская провинция) и 8 млн. км³ (Западно-Сибирская провинция), в среднем 5,7 млн. км³. Если в этот расчет не включить Днепровско-Припятскую газонефтеносную провинцию в связи со специфическими условиями ее развития как структуры типа авлакогена в теле древней платформы, то средний объем осадочного выполнения на платформах составит 7,4 млн. м³.

Меньшим объемом характеризуются провинции краевых систем: от 1,3 млн. км³ (Амударьинская провинция) до 2,8 млн. км³ (Северо-Кавказско-Мангышлакская), в среднем 1,8 млн. км³.

Среди самостоятельных нефтегазоносных областей СССР близкие объемы выполнения присущи областям, приуроченным к платформам (0,4 млн. км³) и подвижным поясам (0,3 млн. км³).

Наибольшими мощностями осадочного чехла обладают провинции подвижных поясов: например, 20 км в Южно-Каспийской провинции. Все шесть провинций краевых систем характеризуются максимальной мощностью чехла, равной 12 км, а для платформенных провинций она колеблется от 9 до 16 км. Максимальная мощность чехла в платформенных самостоятельных областях изменяется от 3 до 8 км, а в подвижных поясах — от 5 до 12 км.

Возраст отложений, слагающих определенную провинцию или самостоятельную область, играет существенную роль в отношении масштаба нефтегазоносности. Так, с образованиями докембрийского возраста связано 0,2% выявленных в мире запасов углеводородов, с отложениями каледонского цикла тектогенеза — 2,8%, герцинского — 28%, а альпийского — 69% [8]. В провинциях СССР, приуроченных к платформам и краевым системам, разрез слагающих осадков в большинстве случаев начинается с палеозойских отложений, в то время как в провинциях и областях, связанных с подвижными поясами, — мезозойских и кайнозойских отложений.

В большинстве провинций (Лено-Тунгусская, Волго-Уральская) и областей (Прибалтийская), приуроченных к древним платформам, разрез

начинается с отложений протерозоя. Этот комплекс имеет наиболее широкое распространение и большое значение в Лено-Тунгусской провинции. В Лено-Вилюйской и Енисейско-Хатангской провинциях вскрыты породы верхнего палеозоя, однако в этих провинциях основная часть разреза чехла, пройденного скважинами, приурочена к отложениям мезозоя.

Определенные различия наблюдаются и в общем характере разрезов провинций, приуроченных к разным в тектоническом отношении регионам. Одним из важных показателей является доля морских отложений в объеме осадочной толщи провинции (или самостоятельной нефтегазоносной области). Средние значения доли морских отложений следующие (в %):

Платформы	73
Краевые системы	70
Подвижные пояса	63

Другой существенной для нефтегазоносности характеристикой разреза является доля участия карбонатных пород. Значительную степень карбонатности характеризуются провинции и области платформ и краевых систем. В провинциях подвижных поясов доля участия карбонатных отложений значительно ниже. Средние значения карбонатности следующие (в %):

Платформы	29
Краевые системы	26
Подвижные пояса	17

Присутствие в разрезе соленосных отложений оказывает благоприятное влияние на нефтегазоносность в отношении консервации. Причем, если для мезозойско-кайнозойских толщ это обстоятельство лишь несколько увеличивает масштабы нефтегазоносности, то для палеозойских и особенно нижнепалеозойских присутствие соленосных толщ оказывает громадное влияние на увеличение масштаба нефтегазоносности.

Соленосные отложения наиболее часто присутствуют в провинциях и областях, связанных с платформами и краевыми системами (11 объектов из 14). В самостоятельных нефтегазоносных областях и провинциях подвижных поясов соленосные отложения встречаются в трех из восьми подразделений.

Таким образом, провинциям и самостоятельным нефтегазоносным областям платформ свойственны значительные размеры, очень незначительная степень дислоцированности, наименьшие мощности слагающих отложений, относительно древний возраст вмещающих отложений. Для платформенных формаций свойственны значительная доля морских отложений и присутствие карбонатных пород.

Для платформенных территорий и краевых прогибов (краевых систем) характерны значительные размеры, средняя степень дислоцированности слагающих толщ, как древний, так и молодой возраст вмещающих отложений большой мощности. Для разреза этих территорий свойственны умеренная доля морских отложений и частое присутствие соленосных толщ.

Территориям подвижных поясов свойственны наибольшая дислоцированность слагающих толщ, молодой возраст образований максимальной мощности, минимальное присутствие карбонатных и соленосных образований.

В пределах СССР большая часть осадочного комплекса связана с платформенными территориями (24,8 млн. км³, или 58% общего объема комплекса), меньшая — с краевыми системами (10,7 млн. км³, или 25%) и наименьшая с территориями подвижных поясов (7,2 млн. км³, или 17%). На долю собственно краевых прогибов приходится всего 3,4 млн. км³, или 8%. Соответственно с платформенными территориями связано 57% от выявленных и прогнозных запасов, с краевыми системами — 30% и с подвижными поясами — 13%.

Наибольшей плотностью запасов характеризуются провинции и области краевых систем, несколько меньшей — платформенные территории, наименьшей — подвижные пояса. Наибольшие удельные запасы на 1 км³ свойственны краевым системам, меньшие — платформам, минимальные — подвижным поясам.

Краевые прогибы несколько более бедные, чем периферические зоны платформ и, по-видимому, даже чем внутриплатформенные бассейны. Если по площади и объему они в пределах краевых систем занимают соответственно 22 и 32%, то по запасам лишь 15%. По отношению ко всем платформенным территориям их площади и объемы составляют 7 и 11%, а запасы не превышают 6%.

Следует отметить, что среди хорошо изученных бассейнов мира наибольшие удельные запасы имеют подвижные пояса, в то время как в СССР последние характеризуются наименьшими удельными запасами. Причины такого расхождения для территории СССР можно объяснить двумя обстоятельствами.

Во-первых, в пределах хорошо изученных территорий подвижных поясов мира выделяются лишь области, не объединяемые в провинции, а следовательно, процент заведомо «пустых» территорий здесь значительно меньше, и, во-вторых, возможно, существующая методика подсчета потенциальных ресурсов незаслуженно занижает запасы подвижных поясов.

Как видно из изложенного, выделяемые самостоятельные единицы нефтегазогеологического районирования разномасштабны, поэтому сравнение их нельзя проводить исходя из абсолютных величин запасов, а следует использовать удельные запасы (в т на 1 км³). Именно объем осадочных пород определяет как генерирующий, так и аккумулирующий потенциал, а мощность их в большей степени влияет на количество нефти и газа и на соотношение последних.

Начнем сопоставление с выяснения зависимости удельных запасов от тектонического типа осадочного бассейна. В Советском Союзе провинции и самостоятельные области по размерам потенциальных удельных запасов распределяются следующим образом:

- 1) внутренние зоны разновозрастных платформ и их краевых частей, включая краевые прогибы;
- 2) подвижные пояса как эпигеосинклинальные, так и эпиплатформенные.

При этом средние удельные запасы первой группы примерно в 2—3 раза выше, чем второй. С общегеологических позиций такое распределение кажется правдоподобным. Однако его нельзя считать правильно отражающим истинное положение вещей. Если взять 30 наиболее хорошо разведанных осадочных бассейнов мира за пределами Советского Союза и сравнить их тектоническую принадлежность с удельными запасами, то распределение получится иным:

1) области эпигеосинклинальных подвижных поясов (30 тыс. т на 1 км^3 , без учета Лос-Анджелеса и Маракайбо);

2) периферические части платформ и краевые прогибы, примыкающие к альпийским, мезозойским и палеозойским геосинклиналям (18 тыс. т на 1 км^3);

3) области эпиплатформенных подвижных поясов (14—17 тыс. т на 1 км^3);

4) внутренние части древних платформ (3—4 тыс. т на 1 км^3).

При этом средние удельные запасы внутри платформенных провинций и областей примерно в 8 раз меньше, чем внутри эпигеосинклинальных орогенных.

Однако эту зависимость нельзя считать ведущей, так как различие удельных запасов среди нефтегазоносных объектов, относящихся к одному тектоническому типу, обычно бывает большим, чем различие средних плотностей между объектами разных тектонических типов. Это обстоятельство заставляет при сравнении провинций и областей учитывать главным образом конкретные геологические условия.

В зависимости от удельных запасов провинции и области Советского Союза можно разбить на четыре группы.

При сравнении удельных запасов мы вынуждены рассчитывать их именно на весь объем бассейнов осадконакопления, так как для Сибирских и других слабоизученных провинций и самостоятельных областей не известен характер локализации месторождений в пределах бассейна и поэтому для них плотности можно вычислять только на весь объем бассейна сразу. С целью получения сравнимых цифр необходимо поступать так же и для хорошо изученных провинций, где такая локализация уже известна.

К первой группе прежде всего относится Волго-Уральская провинция. Она нефтегазоносна по всей площади почти от границы до границы, т. е. месторождения располагаются по всему бассейну осадконакопления. Обычно же месторождения локализируются в какой-либо части осадочного бассейна, и поэтому удельные запасы его снижаются. Следует отметить, что разработка способа прогнозирования расположения скоплений месторождений нефти и газа внутри бассейнов осадконакопления является одной из наиболее важных задач, стоящих перед геологами-нефтяниками.

Удельные запасы Волго-Уральской провинции обусловлены не только одним распределением месторождений по всей провинции, но и благоприятными геолого-геохимическими условиями. Окраинные части ее окружены с востока и юга глубокими прогибами, служившими дополнительными источниками нефти и газа, и здесь расположены несколько

крупных положительных структур-аккумуляторов углеводородов (Пермско-Башкирский свод, Соль-Илецкий выступ и др.). Кроме того, геохимические расчеты показывают, что нефтематеринские породы в Волго-Уральской провинции должны были обладать большими генерационными возможностями. Проблема нефтематеринских пород для Волго-Уральской провинции окончательно еще не решена, хотя острота ее снижается, если учесть генерационные возможности доманиковых слоев.

Западно-Сибирская провинция также относится к этой группе. Большие части этой провинции, расположенные на западе, востоке и особенно на юге, или лишены месторождений, или очень бедны ими. Запасы сконцентрированы в центральной и северной частях провинции.

Благоприятными факторами, способствующими формированию залежей нефти и газа в Западной Сибири, являются большая мощность осадочного чехла (до 9 км), значительная обогащенность органическим веществом юрских и валанжинских отложений, залегающих в основании разреза, наличие хороших выдержанных региональных покровов и коллекторов, что способствует уменьшению потерь при миграции нефти и газа.

Амударьинская провинция также относится к первой группе по потенциальным удельным запасам на 1 км³. Она характеризуется благоприятными значениями почти всех показателей нефтегазоносности. Основные газонефтематеринские толщи, согласно большинству исследователей приуроченные к юре, перекрыты мощной толщей солей и погружены на глубины 3—5 км. Здесь значительно преобладают газовые месторождения. Не исключена возможность наличия нефтегазоматеринских толщ и в надсолевых меловых отложениях, но более бедных органическим веществом, чем юрские.

В связи с этим необходимо отметить, что основные соленосные бассейны всегда глубокие. Примерами их служат Днепровско-Припятская, Прикаспийская, Лено-Тунгусская, Среднеевропейская провинции, Галф-Кост и др.

Провинции и области, где мощность осадочного чехла значительна и превышает 7—8 км, имеют ряд лимитирующих факторов при определении удельных запасов углеводородов на 1 км³ пород. Это связано в основном с тем, что в большинстве районов условия нефтегазоносности на глубинах более 5 км изучены недостаточно, а свыше 7 км оценка потенциальных ресурсов вообще не производилась. Можно предполагать, что на больших глубинах заметно ухудшаются емкостные свойства перспективных комплексов. Совершенно неясны возможности формирования залежей углеводородов при высоких температурах. Имеются и положительные факторы для глубоко погруженных горизонтов. К ним относится большой потенциал органического вещества в нижних частях осадочного чехла, преобразование которого в углеводороды при наличии благоприятных условий может способствовать их миграции в вышележащие коллекторы. Однако это положение относится только к области предположений.

Тимано-Печорская провинция также характеризуется многочисленными весьма благоприятными геологическими показателями. В ее преде-

лах чрезвычайно широко распространены мелкие битумо- и нефтепроявления. Удельные запасы здесь также не полностью отражают общие запасы, так как малоперспективные земли занимают широкую полосу на западе провинции, а основные запасы концентрируются на обширной территории центральной и северной частей. Некоторое повышение запасов возможно за счет силурийских и более древних отложений, но они плохо изучены и залегают на большой глубине.

К второй группе провинций и областей, выделяемой по удельным запасам, относится Днепровско-Припятская провинция. Ей свойствен целый ряд благоприятных геологических условий. Однако мощности осадков в ее пределах очень велики (8—11 км и даже до 16 км), что заметно снижает удельные запасы на 1 км³ и, как уже указывалось выше, служит лимитирующим геологическим условием.

В Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции, как известно, месторождения встречаются почти по всей ее территории. Нефтегазоносность входящих в нее акваторий Каспийского и Азовского морей еще недостаточно изучена, так же как и низов мезозоя, залегающих на глубинах свыше 5 км.

Лено-Вилюйская и Енисейско-Хатангская провинции по своему тектоническому типу и мощностям относятся к этой группе провинций. Вторая еще недостаточно изучена. Для Лено-Вилюйской провинции установлено недостаточно высокое качество покровов, но оно, возможно, улучшается в северных районах. В обеих провинциях невелика доля морских отложений (50—55%).

К этой же группе провинций и областей относятся весьма разнородные по своему геологическому строению бассейны осадконакопления. Наиболее глубокие из них Южно-Каспийская и Прикаспийская провинции. Вторая содержит мощную соленосную толщу, а нефтематеринские возможности надсолевого комплекса, сложенного в значительной части красноватами, ограничены. Как уже отмечалось, чрезвычайно большие глубины подсолевых перспективных горизонтов (5—10 км), по-видимому, ограничивают их нефтегазоносный потенциал. Перспективы этой провинции связаны с прибортовой ее зоной, где глубины до подсолевых отложений не превышают 7 км. Эта зона относится к первой группе по удельным запасам, но по площади и объему осадочного заполнения она имеет ограниченные размеры.

Южно-Каспийская провинция, по-видимому, лишена соленосных толщ. Разрез ее преимущественно терригенный, благоприятный для генерации и накопления нефти и газа. Лимитирующим фактором являются значительные мощность и объем осадочного чехла, по которому прогнозная оценка не производилась.

Лено-Тунгусская провинция изучена крайне слабо и поэтому обосновано сопоставить ее с другими провинциями можно только предположительно. Значительные размеры и мощность чехла, наличие соленосных толщ, многочисленные нефте- и битумопроявления, выявленные первые месторождения, прогнозная оценка ресурсов углеводородов позволяют оценить ее перспективы. Возможно, лимитирующим фактором ее нефтегазоносности служит обилие траппов, хотя эта проблема еще недостаточно ясна и имеются противоположные точки зрения.

Охотская провинция характеризуется благоприятными факторами: молодым возрастом слагающих ее осадков и их большими мощностями. Возможно лишь, что Охотская провинция окажется разделенной на ряд более мелких бассейнов, что свойственно эпигеосинклинальным регионам.

Внутренняя часть краевого прогиба Предкарпатской нефтегазоносной области чрезвычайно сильно дислоцирована. Это обстоятельство, несомненно, повлияло на удельные запасы в сторону их занижения, но несмотря на это она может быть отнесена ко второй группе.

К третьей группе по удельным запасам углеводородов относятся различные по геологическому строению и условиям нефтегазоносности области.

Ферганская и Сурхан-Вахшская области сходны по ряду геологических условий. Незначительно они отличаются и по удельным запасам. Ограничивающим условием для первой, по-видимому, является низкий процент морских отложений (40%). Для второй эти условия недостаточно ясны. Возможно, некоторую роль играет сильная дислоцированность осадочного чехла.

Газоносность Чу-Сарысуьской области связана со среднепалеозойскими отложениями, слагающими нижний структурный этаж и поэтому сравнительно сильно дислоцированными. Это и является лимитирующим геологическим условием. Мезозойско-кайнозойский ортоплатформенный этаж имеет небольшую мощность (300—800 м) и сложен преимущественно континентальными образованиями.

Разрез Балтийской области сложен нижнепалеозойскими породами, коллекторские горизонты установлены в ограниченном числе комплексов, что является лимитирующим фактором.

К четвертой группе с относительно ограниченными удельными запасами углеводородов относятся Черноморская, Причерноморско-Крымская, Северо-Устьюртская, Восточно-Камчатская и Анадырская области. Первые две имеют благоприятные геологические условия. К неясным условиям относится наличие нефтематеринских пород в ее не вскрытых бурением горизонтах. Возможно, существуют и не известные нам лимитирующие геологические условия.

Сравнительно небольшими перспективами характеризуется Северо-Устьюртская область. Возможно, палеозойские и триасовые отложения, слагающие нижний структурный этаж ее, имеют небольшой нефтегазоносный потенциал, а мощность ортоплатформенного чехла (4 км) недостаточна для образования больших количеств нефти и газа. Не исключено и отсутствие достаточно продуктивных нефтематеринских толщ.

Анадырская область характеризуется сравнительно небольшой мощностью осадочного чехла (до 6 км) и малой долей морских отложений (около 50%).

Восточно-Камчатская область состоит из серии небольших обычно неглубоких и раскрытых впадин. Все это заставляет относить ее к сравнительно бедным перспективным нефтегазоносным областям. К тому же в ее пределы входит значительное количество неперспективных земель.

Сравнительный анализ нефтегазоносных провинций и областей СССР по главным геотектоническим элементам позволяет сделать следующие выводы.

Наибольшее значение имеют молодые платформы, потенциальные ресурсы углеводородов которых составляют 46,3%. На древних платформах они составляют 41,9%, в эпигеосинклинальных областях — 11,0%, а в эщиплатформенных — 0,8%. Таким образом, в целом к платформенным областям в Советском Союзе приурочена подавляющая часть (свыше 88%) потенциальных ресурсов нефти и газа.

Проведенный сравнительный анализ отчетливо показывает, что геологические условия нефтегазоносности разнообразны и многочисленны. Кроме того, ряд условий остается неучтенным или еще неизвестным.

Сопоставление значений различных геологических условий с удельными запасами по 36 наиболее хорошо изученным нефтегазоносным провинциям мира показало, что наиболее часто лимитирующими удельные запасы геологическими условиями служат: мощность осадочного чехла, процент морских отложений и возраст нефтегазоносных толщ (в восьми случаях). Затем следуют процент карбонатных пород (шесть случаев), масштаб прогибания в мезозое и кайнозое (три случая), число мегакомплексов (каледонский, герцинский, альпийский) мощностью менее 4,5 км (два случая) и общий объем осадков (один случай). Тектонический тип бассейна седиментации во многом определяет большинство конкретных геологических условий.

В зависимости от доли газа в общей сумме углеводородов провинции и области Советского Союза можно разбить на три группы.

Наибольшую долю газа имеют Амударьинская, Днепроовско-Припятская и Лено-Вилюйская провинции, а также Чу-Сарысуйская область. Возможно, сюда будет относиться Черноморская, Причерноморско-Крымская, Анадырская области и Енисейско-Хатангская провинция. В эту группу входят очень глубокие мезозойско-кайнозойские и палеозойские бассейны осадконакопления с мощностью чехла, превышающей 8 км, палеозойская слабоскладчатая область (Чу-Сарысуйская) и кайнозойский осадочный бассейн (Анадырский), еще очень слабо изученный.

Ко второй группе провинций и областей принадлежат: Западно-Сибирская, Северо-Кавказско-Мангышлакская, Тимано-Печорская, Прикаспийская, Сурхан-Вахшская, Северо-Устюртская, Предкарпатская и, вероятно, Лено-Тунгусская, Охотская и Восточно-Камчатская провинции и области. Геологические условия, свойственные им, чрезвычайно разнообразны и трудно судить о их влиянии на соотношение нефти и газа.

К третьей группе, характеризующейся малой долей газа, относятся Волго-Уральская, Балтийская, Южно-Каспийская и Ферганская провинции и области. Первые две сложены палеозойскими осадками и на большей своей части не имеют мощных надежных покрышек. По-видимому, они потеряли большую часть своего газа. Последние две сложены в основном кайнозойскими отложениями, для которых свойственно малое содержание газа.

Интересно отметить, что для нефтегазогеологических подразделений Советского Союза наиболее характерна доля газа 20—60%. Это не совпадает с тем, что наблюдается для хорошо изученных бассейнов мира. Для них средняя доля газа по отношению к сумме углеводородов соста-

вляет 25—30%. При этом около половины значений попадает в интервал 10—40%. Крайние значения с преобладанием газа свойственны складчатым палеозойским районам и глубоким (более 8 км) палеозойским и мезозойским бассейнам. Крайне низкие содержания газа связаны с кайнозойскими бассейнами Калифорнии, с некоторыми нижнепалеозойскими бассейнами США, имеющими, вероятно, плохие условия сохранности газовых скоплений.

Причина большей доли газа для провинций и областей территории Советского Союза не совсем ясна. Возможно, она заключается в лучшей закрытости недр, или в ббльших глубинах осадочных бассейнов.

Все сказанное выше заставляет повторить известное положение о том, что при оценке какого-либо региона необходимо учитывать как широкий круг типичных общих геологических условий, так и индивидуальные особенности каждого оцениваемого объекта. Прогноз по какому-либо одному показателю или по узкой группе показателей может привести к крупным ошибкам.

Приведенные в настоящей книге материалы убедительно показывают, что Советский Союз располагает реальными возможностями для выполнения решений XXV съезда КПСС по достижению предусмотренных уровней добычи нефти и газа и дальнейшего интенсивного развития нефтегазодобывающей промышленности.

В процессе исследований были внесены изменения в методику нефтегазогеологического районирования, при котором, помимо геотектонического признака и характера нефтегазоносности, учитывались также выявленные и прогнозные ресурсы нефти и газа. В связи с этим дается уточнение терминов нефтегазогеологического районирования.

На территории СССР признано целесообразным выделять 12 нефтегазоносных провинций, наиболее крупных единиц нефтегазогеологического районирования, и 10 самостоятельных нефтегазоносных областей.

Для ряда нефтегазоносных провинций и областей сохранены данные ранее наименования [18]. Результаты проведенных геологоразведочных работ в девятой пятилетке и их научное обобщение позволило дать районирование Восточной Сибири и Дальнего Востока и по-новому провести его для Средней Азии. Значительно детализировано также районирование Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, Северо-Кавказско-Мангышлакской и Южно-Каспийской провинций.

К основным задачам в области поисков и разведки нефти и газа на территории Советского Союза относятся следующие.

1. Увеличение объема геологоразведочных работ в европейской части СССР — в Тимано-Печорской провинции, юго-восточной и северной частях Волго-Уральской провинции, в Прикаспийской и Днепровско-Припятской провинциях — с целью дальнейшего наращивания запасов нефти и газа в районах развитой нефтегазодобывающей промышленности и основного потребления нефти и газа.

2. Расширение геологоразведочных работ в Западно-Сибирской провинции с целью поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений и новых зон нефтегазонакопления.

3. Усиление региональных и поисково-разведочных работ в Восточной Сибири с целью выявления новых нефтегазоносных областей и районов, открытия и оценки запасов месторождений нефти и газа.

4. Продолжение геологоразведочных работ в Амударьинской и Южно-Каспийской провинциях для обеспечения запасами добычи нефти и газа в этих регионах.

5. Проведение региональных и поисково-разведочных работ в районах Дальнего Востока и Северо-Востока с целью оценки перспектив нефтегазоносности.

6. Развитие региональных и поисково-разведочных работ в шельфовых зонах внутренних и окраинных морей СССР с целью оценки перспектив нефтегазоносности и выявления месторождений нефти и газа.

На перечисленных основных направлениях поисков и разведки нефти и газа следует сосредоточить особое внимание, материальные и денежные ресурсы с тем, чтобы в максимально сжатые сроки выявить и подготовить к разработке новые месторождения.

Анализ основных итогов и направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в СССР показывает, что дальнейшее развитие их будет связано с решением целого ряда геологических проблем. К их числу следует отнести поиски и разведку месторождений нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах, подсольевых и карбонатных комплексах, широкое освоение методики поисков неантиклинальных ловушек и изучение сложнопостроенных осадочных комплексов.

В большинстве провинций страны отмечается непрерывный рост средних глубин скважин, что обусловлено необходимостью в ряде районов проведения поисково-разведочных работ в глубокозалегающих отложениях осадочного чехла. Особенно актуальна эта проблема для Северного Кавказа, Азербайджана и Украины, где средние глубины скважин достигли 3900—4200 м. Здесь необходимо продолжить совершенствованные методики поисков и разведки залежей нефти и газа, технологии бурения и опробования скважин и геофизической изученности площадей с целью достижения минимальных затрат для прироста запасов нефти и газа.

Вместе с тем, анализ состояния потенциальных ресурсов нефти и газа показывает, что в Советском Союзе подавляющая их часть сосредоточена на глубинах до 3—5 тыс. м. Доля запасов на глубинах свыше 5 тыс. м (в том числе и прогнозной оценки) незначительна.

Большое значение приобретает освоение нефтегазоносных комплексов подсольевых и межсольевых отложений солеродных бассейнов, особенно в Прикаспийской, Днепровско-Припятской, Амударьинской и Лено-Тунгусской провинциях, а также в ряде других районов. С этими отложениями связаны возможности выявления месторождений нефти и газа, однако их поиски и разведка сопряжены с большими трудностями. Следует значительно усилить методические работы по повышению надежности подготовки площадей к поисковому бурению с тем, чтобы максимально сократить количество скважин для оценки запасов.

В последние годы в ряде провинций страны — Амударьинской, Прикаспийской и Северо-Кавказско-Мангышлакской, выявлены залежи нефти и газа, приуроченные к карбонатным (рифогенным) образованиям. Достигнуты определенные результаты в методике поисков таких залежей. Учитывая, что рифогенные отложения имеют широкое распространение во многих районах Советского Союза, необходимо продолжить исследовательские и производственные работы по усовершенствованию методики определения зон, благоприятных для распространения подобных ловушек, и поисков в них месторождений нефти и газа. Это направление перспективно еще и потому, что на залежи, приуроченные к карбонатным породам, приходится более половины мировой добычи нефти.

Одним из существенных факторов, оказывающих влияние на подготовку запасов нефти и газа, является вовлечение в поиски и разведку залежей неантиклинального типа. Поиски и разведка таких залежей во

многих старых нефтегазодобывающих районах, где фонд локальных структур крайне ограничен, по существу остаются наиболее реальным путем увеличения и поддержания достигнутого уровня добычи нефти и газа. Этот путь является трудоемким из-за сложности строения таких залежей и несовершенства методики их поисков. В связи с этим необходимо расширить научно-исследовательские работы, а для ряда районов разработать и осуществить проекты поисково-разведочных работ по поискам залежей нефти и газа неантиклинального типа.

Большое народнохозяйственное значение имеет проблема освоения шельфа морей. Советский Союз обладает обширным континентальным шельфом. Поиски, разведка и разработка месторождений, расположенных под дном водных бассейнов, имеют свои специфические особенности. В них нельзя провести кондиционной геологической съемки, трудно и не всегда целесообразно бурение структурных, параметрических и опорных скважин. Изменяются и усложняются техника ведения буровых работ, исследование скважин, их опробование и эксплуатация. Особое значение приобретают геофизические методы разведки и их геологическая интерпретация. Все это потребует усиления работ по изучению геологического строения дна водных бассейнов, создания специальной аппаратуры и оборудования.

Для достижения намеченного XXV съездом прироста добычи нефти и газа предусматриваются улучшение использования природных ресурсов нефти, повышение нефтеотдачи пластов, осуществление научных исследований и опытно-промышленных работ по извлечению нефти из битуминозных пород, ускорение ввода в эксплуатацию новых нефтяных месторождений, повышение эффективности буровых работ. Намечается комплексное использование нефтяного и природного газов с получением из них конденсатов.

В области геологоразведочных работ предусматривается значительное их расширение в целях дальнейшего увеличения минерально-сырьевых ресурсов, в первую очередь в районах действующих горнодобывающих предприятий и вновь осваиваемых районах страны, повышение экономической эффективности поисковых и разведочных работ и качества подготовки запасов полезных ископаемых, обеспечение опережающего роста разведанных запасов минерального сырья по сравнению с темпами развития добывающих отраслей промышленности.

В целях совершенствования размещения производительных сил страны планируется дальнейшее наращивание экономического потенциала в восточных районах и повышение их роли в общесоюзном производстве промышленной продукции. Предусматривается выполнить в этих районах весь намечаемый на десятую пятилетку прирост добычи нефти и газа. Проектируется сооружение систем мощных нефте- и газопроводов из северо-западных районов Сибири и Средней Азии в европейскую часть СССР, а также нефтепроводов из северо-западных районов Сибири к нефтеперерабатывающим заводам восточных районов страны.

Авторы выражают надежду, что настоящая книга окажет содействие в выполнении намеченных XXV съездом КПСС задач по развитию нефтегазодобывающей промышленности в СССР.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакиров А. А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., «Недра», 1973. 343 с.
2. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. М., «Недра», 1966. 385 с. Авт.: А. А. Али-Заде, Г. А. Ахмедов, А. М. Ахмедов и др.
3. Геология нефтяных и газовых месторождений Белоруссии. М., «Недра», 1972. 232 с. Авт.: П. В. Анцулов, В. А. Богиню, А. Н. Брусенцов и др.
4. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М., «Недра», 1970. 797 с. Авт.: С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Клубов и др.
5. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. М. «Недра», 1966. 418 с. Авт.: М. С. Бурштар, А. Д. Бизнигаев, Г. Г. Гасангусейнов и др.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., «Недра», 1975. 679 с. Авт.: А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др.
7. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР. М., Гостоптехиздат, 1963. 313 с. Авт.: В. В. Глушко, И. Ф. Клиточенко, В. Н. Крамаренко и др.
8. Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. М., «Недра», 1970. 146 с. Авт.: Н. Т. Линдтроп, Э. А. Анфилатова, Е. А. Дмитриева, А. О. Шварцман.
9. Геологическое строение и нефтегазоносность Восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. Материалы Всесоюзного совещания по оценке нефтегазоносности территории Якутии. Гл. ред. А. А. Трофимук. М., «Недра», 1968. 520 с.
10. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М., «Наука», 1973. 212 с. Авт.: Н. А. Крылов, Е. А. Васильев, П. В. Глумаков и др.
11. Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвеевская Н. Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., «Недра», 1974. 335 с.
12. Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция. Гл. ред. А. А. Трофимук. М., «Недра», 1969. 278 с.
13. Наливкин В. Д. Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Турано-Скифской плит. Л., «Недра», 1965. 321 с.
14. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., «Недра», 1965. 598 с. Авт.: И. О. Брод, В. Г. Васильев, И. В. Высоцкий и др.
15. Нефтегазоносность Западной Якутии. Отв. ред. Н. В. Черский. Новосибирск, «Наука», 1973. 176 с.
16. Нефтяные и газовые месторождения Средней Азии. М., «Недра», 1965. 429 с. Авт.: Г. Х. Дикенштейн, Г. А. Аржевский, Г. А. Габриэлянц и др.
17. Нефтегазоносные провинции и области СССР. М., «Недра», 1969. 477 с. Авт.: Г. Е. Рябухин, М. С. Бурштар, Н. М. Музыченко и др.
18. Перспективы нефтегазоносности СССР. М., «Недра», 1970. 154 с. Авт.: В. Я. Авров, Н. И. Буялов, В. Г. Васильев и др.
19. Перспективы нефтегазоносности шельфов морей СССР. Материалы VIII Мирового нефтяного конгресса. М., «Внешторгиздат», 1971. Авт.: Н. А. Еременко, Э. Н. Алиханов, А. М. Ахмедов и др.
20. Успенская Н. Ю., Табасаранский З. А. Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1966. 482 с.

О Г Л А В Л Е Н И Е

	Стр.
Предисловие	3
Глава I. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ СССР	5
Глава II. ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР	12
Глава III. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА	20
Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция	26
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция	37
Прикаспийская нефтегазоносная провинция	63
Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция	76
Балтийская нефтеносная область	95
Глава IV. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ПРИВЕРХОЯНСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА	100
Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция	100
Лено-Вилуйская газонефтеносная провинция	120
Енисейско-Хатангская газонефтеносная провинция	131
Глава V. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ ЦЕНТРАЛЬНО-ЕВРАЗИАТСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И АЛЬПИЙСКИХ КРАЕВЫХ ПРОГИБОВ	139
Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция	139
Амударьинская газонефтеносная провинция	168
Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция	189
Причерноморско-Крымская газонефтеносная область	214
Северо-Устьуртская газонефтеносная область	217
Чу-Сарысуйская газоносная область	221
Глава VI. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ ПОДВИЖНЫХ ПОЯСОВ	228
Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция	228
Охотская нефтегазоносная провинция	251
Предкарпатская нефтегазоносная область	260
Черноморская нефтегазоносная область	267
Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область	269
Ферганская нефтегазоносная область	276
Анадырская перспективная нефтегазоносная область	282
Восточно-Камчатская перспективная нефтегазоносная область	288
Глава VII. ТЕРРИТОРИИ СССР, НЕ ВХОДЯЩИЕ В СОСТАВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ И САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ	293
Глава VIII. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ И САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ ОБЛАСТЕЙ СССР	310
Заключение	324
Список литературы	327

1p. 80.00

2093

BRITISH
LIBRARY