Л. В. Каламкаров

К 75-летию
РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина

Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран

Нефтегазоносные провинции и области России и зарубежных стран

Издание второе, исправленное и дополненное

Допущено Министерством образования Российской Федерации
в качестве учебника для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности «Геология нефти и газа»
направления «Прикладная геология»

Издательство
«НЕФТЬ И ГАЗ»
РГУ нефти и газа им. И.М. ГУБКИНА

Москва 2005

Предисловие

Курс «Нефтегазоносные провинции и области СССР и зарубежных стран», впоследствии «Нефтегазоносные провинции России и зарубежных стран»), читается автором на кафедре теоретических основ поисков и разведки нефти и газа на протяжении более двадцати лет для студентов старших курсов.

Предлагаемое учебное издание открывает цикл работ по этой дисциплине и посвящено нефтегазоносным провинциям и областям России и сопредельных стран.

Приводится краткая характеристика принципов нефтегазогеологического районирования нефтегазоносных территорий на суше и акваториях, геологической изученности, нефтегазоносности, распределения нефти и газа по площади и разрезу. По каждой провинции и/или области намечены перспективные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Автор надеется, что эта работа не только представит интерес для студентов нефтегазовых специальностей вузов, но будет содействовать дальнейшему освоению и наращиванию сырьевой базы России,

При написании работы использованы материалы, связанные с нефтегазогеологическим районированием России и сопредельных стран, проводимым в разные годы коллективами ученых, возглавляемыми; в РГУ нефти и газа им. И.М, Губкина - А.А. Бакировым, Э.А. Бакировым, А.Н. Дмитриевским, Г.Е. Рябухиным, З.А. Табасаранским, Н.Ю. Успенской; во ВНИГНИ - С.П.Максимовым, Г.Х.Дикенштейном, Г.А. Габриэлянцем, К.А. Клещевым; в ИГиРГИ — Н.А. Крыловым, Г.Т. Юдиным; в РАН — М.И. Баренцевым, Ф.К. Салмановым; СО РАН - А.А. Трофимуком, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым; в МГУ - И.О. Бродом, В.В. Семеновичем; во ВНИГРИ — Г.Е.-А.Айзенштадтом, а также справочные издания под редакцией СП. Максимова (1987), Г.Х. Дикенштейна, СП. Максимова, В.В. Семеновича (1983), Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии под ред Р.И.Вяхирева, А.И.Гриценко, Н.А.Крылова (1998) и др.

Автор выражает благодарность руководству РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина за содействие и помощь при подготовке учебника к изданию.

Введение

Нефтяная и газовая отрасли являются ведущими в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) каждой страны и оп-ределяют ее экономический потенциал и экономическую ста-бильность.

Из нефти и газа получают свыше 2000 наименований нефте-продуктов, используемых как в промышленности, так и в быту.

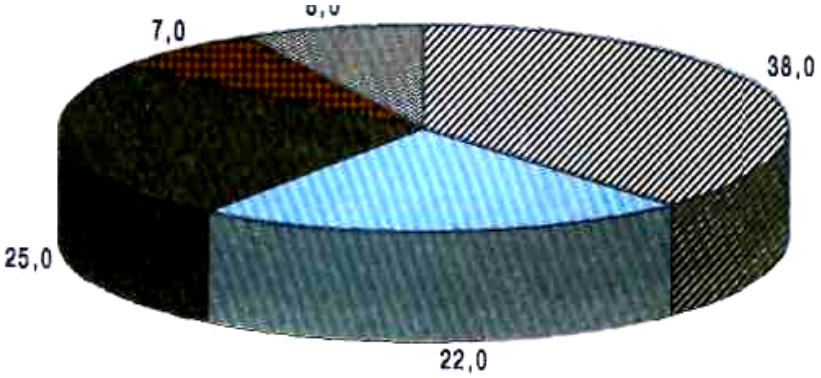
В мировом энергетическом балансе доля нефти и газа в после-дние десятилетия изменилась соответственно от 32 и 14% в 60-х гг. до 42 и 18% в 80-х. Суммарная доля нефти и газа в топливно-энерге-тическом балансе крупных нефтегазодобывающих стран (рис. 1) достигла в 90-х гг. 60 — 70% и удерживается на этом уровне и в на-стоящее время; в России эта доля составляет около 72% (рис. 2 и 3).

В 2001 г. тенденции увеличения доли нефти и газа в мировом энергетическом балансе замедлились (рис. 4 и 5).

В Германии и США свыше 55% электроэнергии вырабатыва-ется на базе угля, в Англии — 50%, в России — 21.

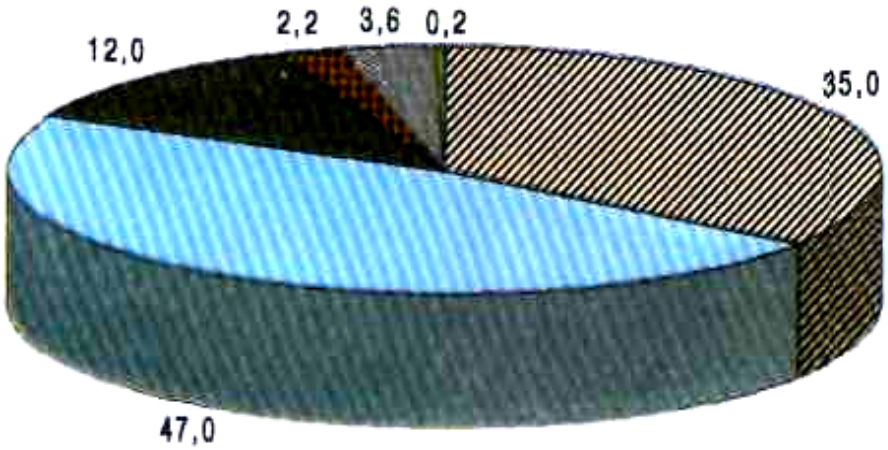
Структура потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в России значительно отличается от мировой и характе-ризуется возрастающей ролью газа, доля которого достигает 47—50% (во Франции — 13%, в Германии — 21, в США — 27, в Канаде — 30). Суммарное потребление нефти и газа в энергети-ческом балансе России к 2001 г. превысило 82 —83% против 60 — 63% в общемировой структуре ТЭР. Наряду с этим в России за последние 15 лет резко сократилось использование угля — до 12,0— 12,4%, тогда как в мировой энерго структуре его доля со-ставляет 25 — 28%.

Потребление нефти и газа в период 1991 —2001 гг. в мире в це-лом возросло соответственно на 4,1 и 9,2%, в том числе в экономи-чески развитых странах на 17,8 и 21,4%, из них в США — на 14,11 и 39,5%.



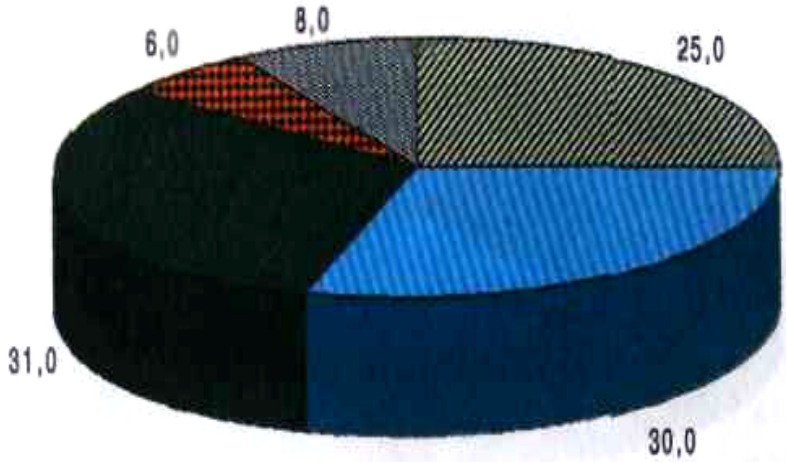
Нефть и конденсат Природный и попутный газ. Уголь Атомная энергия Гидроэнергия и др..

Рис. 1. Мировой топливно-энергетический баланс



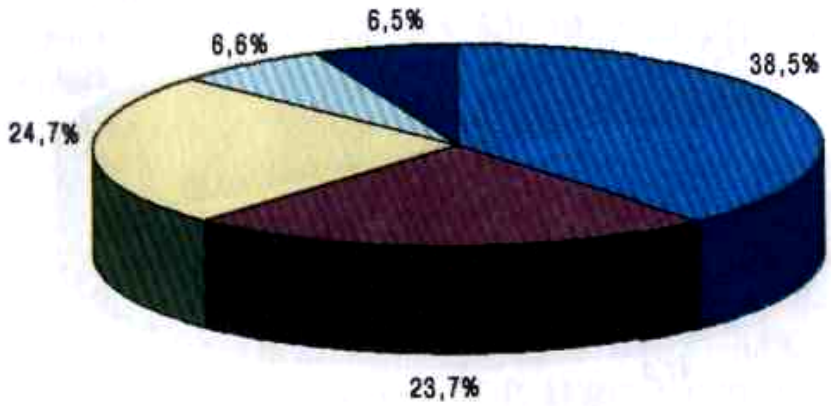
Нефть и конденсат Природный и попутный газ Уголь
Атомная энергия Гидроэнергия Торф, сланцы и др..

Рис. 2. Структура топливно-энергетического баланса России (в % потребления энергии)



Нефть и конденсат Природный и попутный газ Уголь Атомная энергия Гидроэнергия и др.

Рис. 3. Оптимальный топливно-энергетический баланс России



Нефть Природный газ Уголь Ядерная энергия Гидроэлектроэнергия

Рис. 4. Энергетический баланс мира, 2001 г.
Источник: BP Statistical Review

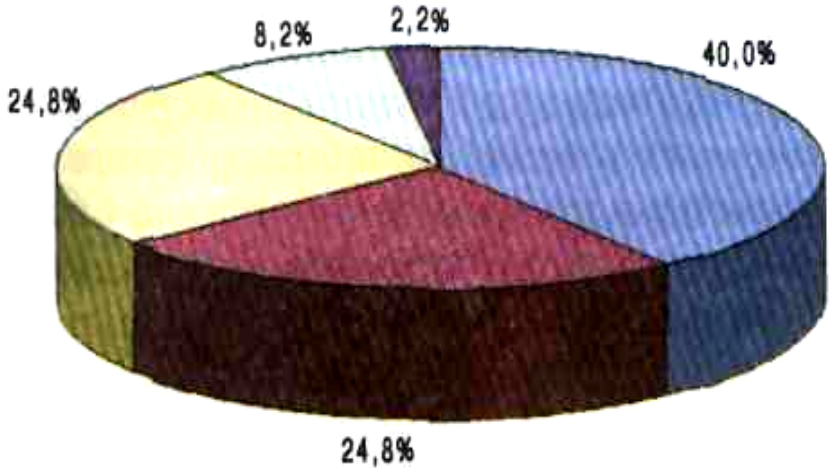


Рис. 5. Энергетический баланс США, 2001 г.
Источник: BP Statistical Review

Доля этих стран, имеющих численность населения 16— 17% от общей на планете, в общемировом потреблении составила: нефти — почти 50%, газа — более 52. Четверть мирового потребления нефти и третья часть газа приходятся на США.

В России за указанный период собственное потребление нефти снизилось наполовину, газа — на 13—14%. Оптимальным топливно-энергетическим балансом России на перспективу можно считать 55% нефти и газа и 31% угля; атомной, гидроэнергии и др. — 14% (рис. 3).

На начало 2002 и 2003 гг. доказанные запасы нефти в мире составили 140,2 и 165,0 млрд. т, газа — 154,4 и 155,8 трлн. $м^3$. Значительная доля этих ресурсов приходится на Россию.

В 2001 и в 2002 гг. в мире добывалось соответственно 3301,8 и 3291,4 млн т нефти и 2464,0 и 2485,8 млрд $м^3$ природного газа. В России добыча нефти в 2001 и 2002 гг. составила 348,0 и 379,6 млн т, т.е. 10,9 и 11,5% мировой добычи, газа 581,5 и 595,3 млрд $м^3$ или 23,6 и 23,9%.

Суммарная добыча за всю историю использования углеводородных ресурсов России составляет в настоящее время по нефти 17% от прогнозных извлекаемых ресурсов и по газу 5%.

Обеспеченность добычи разведанными запасами топлива оценивается по нефти и газу в несколько десятков лет, по углю — значительно выше.

Максимальный уровень добычи нефти с газовым конденсатом в СССР достигал 616 млн. т (1987 - 1989), в России 570 млн. т, газа в 1990-1991 гг. - 815 млрд. $м^3$, в России 643.

Энергетическая стратегия должна быть ориентирована на масштабное вовлечение в топливно-энергетический баланс России углеводородных ресурсов (особенно природного газа) стран-участниц СНГ. Это направление становится приоритетным во всей системе интеграционных мероприятий стран Содружества в энергетической сфере.

Исходя из главной цели политики России в отношении СНГ - создания во взаимодействии с другими государствами сообщества стран, способного стать в XXI в. одним из ведущих мировых центров устойчивого политического, социального, экономического и научно-технического развития, зоной мира, межнационального и социального сотрудничества — Энергетическая стратегия особое внимание уделяет развитию интеграционных процессов в энергетической сфере на базе разработки и мониторинга совместных топливно-энергетических балансов стран-участниц СНГ. В числе первоочередных мер в этом направлении предусматривается восстановление и дальнейшее развитие единой энергетической системы стран Содружества, укрепление минерально-сырьевой базы стран СНГ и повышение эффективности ее использования, участие России в разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа и строительстве электроэнергетических объектов на территории других стран Содружества, развитие энерготранспортной инфраструктуры.

Большая роль во взаимоотношениях России с другими странами - участницами СНГ принадлежит решению комплекса проблем по Каспию, включая конвенцию по правовому статусу Каспийского моря.

Россия выступает за формирование единой энергетической и энерготранспортной инфраструктуры в сопредельных регионах Европы и Азии, за развитие международных энерготранспортных систем, за недискриминационный транзит энергоносителей.

Нефтяной потенциал России — это 12—13% мировых разведанных запасов нефти, это 2269 — 2325 нефтяных, нефтегазовых и пефтеконденсатньгх месторождений, 1223 из которых разрабаты-

ваются. Важнейшей особенностью разведенных запасов нефти является их высокая концентрация в небольшом числе уникальных (11) и крупных (140) месторождений.

По разведанным запасам газа Россия занимает первое место в мире и обеспечивает до 23,6% мировой добычи газа.

Начальные суммарные ресурсы российского газа на суше и шельфе оцениваются в сотни трлн м3 при степени их разведанности 24,7%. В России открыто и разведано свыше 774 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, из которых 340 вовлечено в разработку. Почти 73% запасов газа сосредоточено в 23 уникальных месторождениях, 24,1% — в 104 крупных, и 2,8% — в 648 средних и мелких. В целом по районам суши с развитой нефтегазовой структурой сосредоточен 51% разведанных запасов газа, а в разрабатываемых месторождениях - 46,4%. Все это определяет особую роль газовой промышленности России в развитии мировой энергетики*).

Одной из наиболее важных тенденций современной нефтегазодобывающей промышленности мира является увеличение добычи нефти и газа из морских месторождений. Так, в 2001 г. доля морской добычи нефти в зарубежных странах составила 35% (1095 млн т), газа - 31,6% (750 млрд м3). Именно на акваториях отмечается наибольший прирост запасов и открываются крупные и гигантские месторождения (континентальные шельфы Бразилии и Нигерии, Мексиканский залив, Баренцево море).

Наиболее крупные месторождения, с извлекаемыми ресурсами нефти более 100 млн т выявлены именно в глубоководных зонах шельфа России при глубинах водного слоя более 1000 м.

Несмотря на слабую изученность, на шельфе России уже выявлено более 20 крупных нефтегазоносных областей, в 10 из них запасы уже доказаны. На российском шельфе выявлено более 450 локальных нефтегазоносных объектов, открыто 32 месторождения, в том числе крупнейшие газовые — Штокмановское, Русановское, Ленинградское в Западной Арктике; несколько крупных нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных в Печорском море, на северо-восточном шельфе Сахалина. В настоящее время единственным районом освоения морских углеводородных

') Основные положения Программы развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации на 2001 - 2005 годы. М., 2000.

месторождений в России является участок проекта «Сахалин-2», расположенный на шельфе Охотского моря.

В целом в нефтегазовой отрасли России за последние 8 лет про-изошло снижение динамики приращения запасов, уменьшение размеров вновь открываемых месторождений, возрастание сложности их горно-геологических и экологических условий.

Это явилось следствием субъективных и объективных причин. К субъективным причинам следует отнести резкое снижение инвестиций в нефтедобывающую отрасль, разбалансирование материально-технического обеспечения, несовершенство налоговой политики, что характерно для перехода страны к рыночной экономике.

Объективные причины обусловлены естественным ухудшением качественной структуры сырьевой базы нефтедобычи, снижающимся приростом запасов, не восполняющим их отбор.

Немаловажную роль в возникших трудностях сыграло и то, что имеющиеся в настоящее время мощности нефтегазодобывающих предприятий не соответствуют изменившейся структуре разведанных запасов — возросшему числу месторождений с высокой выработанностью и обводненностью, накоплению на балансе низкодебитных объектов и сложных для разработки трудноизвлекаемых запасов, в том числе залежей в подгазовых зонах, а также объектов с низкопроницаемыми коллекторами, характеризующимися низкими дебитами скважин. В целом по России средняя выработанность месторождений составляет 47,2%, при колебаниях по отдельным территориям от 0,1 до 97,5%.

Для преодоления негативных тенденций в развитии нефтегазового комплекса приоритетными направлениями в области разведочной геологии и геофизики должны стать: восстановление объемов поисково-разведочного бурения и сейсморазведки, концентрация их на наиболее эффективных направлениях, интенсивное развитие фундаментальной и прикладной геологической науки. Получение новых данных по нефтегазоносности территорий материков и акваторий настоятельно требует внесения корректив в традиционные представления о генезисе нефти и газа, миграции и формировании залежей, разработки более полного представления о закономерностях нефтегазонакопления. Важное значение будет иметь объемное моделирование строения и развития нефтегазоносных провинций на основе использования всей геологической и геофизической информации с применением математи-

ческих методов анализа и синтеза, всестороннее изучение ресурсов и управление ими.

Требуется геолого-экологический мониторинг для прогноза и контроля состояния природной среды в районах длительно и интенсивно разрабатываемых месторождений нефти и газа.

Для повышения эффективности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа необходимо шире внедрять трехмерную сейсморазведку; новые геофизические технологии, позволяющие более достоверно судить о структурном строении, вещественном составе и нефтегазоносности изучаемых объектов; прямые поиски углеводородов (УВ). Нужно расширить фундаментальные исследования по геофизическим методам разведки, исследования в области мониторинга нефтегазовых месторождений (по данным сейсморазведки и ГИС). На основе данных промысловой геологии, обеспечивающих получение информации о природной характеристике залежи, совершенствовать методологию построения динамических моделей залежи на разных этапах разработки, отвечающих современным требованиям технического прогресса.

С целью повышения результативности методов исследований промысловой геофизики необходимо использовать новые комплексные цифровые скважинные приборы и компьютеризированные геофизические станции, проводить комплексирование данных промысловой геофизики с результатами трехмерной сейсморазведки; шире проводить переинтерпретацию имеющихся геолого-геофизических материалов; активизировать разработку и внедрение новых методов определения нефтенасыщенности обводненных продуктивных пластов; разработать более надежные автоматизированные системы контроля за техническим состоянием скважин; усовершенствовать созданную в последние годы аппарату-ру и системы геолого-геофизического и технологического конт-роля за бурением и эксплуатацией скважин.

Основными приоритетными нефтегазодобывающими регионами России на ближайшую перспективу следует считать Западно-Сибирскую, Волго-Уральскую, Тимано-Печорскую, Лено-Тунгусскую, Дальневосточную, Прикаспийскую нефтегазоносные провинции; Баренцевоморскую, Северо-Карскую, Охотскую на шельфе северных и восточных морей; области Северо-Европейской части России и шельфа Каспийского моря.

Глава 1
Генетические основы нефтегазогеологического районирования

Нефтегазогеологическое районирование недр имеет большое научное и практическое значение. От того, на каких принципах и критериях оно базируется, во многом зависит прогнозирование нефтегазоносности, выбор направлений, методики поисково-разведочных работ, перспективы освоения нефтяных и газовых ресурсов на отдельных территориях.

Сущность районирования состоит в разделении территорий (в том числе и акваторий) по геотектоническому, генетическому признакам на основные таксономические категории: пояса, мегапровинции, провинции (бассейны), субпровинции, области, районы (ареалы зон нефтегазонакоплений), зоны нефтегазонакопления, месторождения, залежи. Определяющим является степень сходства и различия геотектонического строения, состава слагающих формаций, известные или предполагаемые закономерности пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений, приуроченность к определенным формам залегания пород (структурам) и литологическим комплексам, современные представления о происхождении нефти и газа и формировании их скоплений. Все более заметную роль в классификации нефтегазоносных территорий играет теория литосферных плит, на основе которой создаются геодинамические модели нефтегазообразования в литосфере.

Главными задачами нефтегазогеологического районирования являются: выявление закономерных связей размещения регионально нефтегазоносных территорий и зон нефтегазонакопления с различными типами крупных геоструктурных элементов земной коры и присущими им формациями; определение закономерностей размещения ресурсов углеводородов в различных частях изучаемой территории, в том числе зон наибольших концентраций

этих ресурсов; сравнительная дифференцированная качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемой территории с учетом особенностей строения и формирования ее крупных структурных элементов; выбор наиболее оптимальных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ.

По существу (генетически) нефтегазогеологическое районирование представляет собой качественный прогноз, выполняемый с различной точностью, на различных этапах изучения территорий материков или акваторий. В отечественной геологии вопросами нефтегазогеологического районирования занимались: академик И.М. Губкин, который впервые разработал базировавшиеся в основном на геотектонической основе принципы выделения регионально нефтегазоносных территорий, подразделив их на провинции, области и районы; А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.И. Буялов, М.И. Варенцов, Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, Г.А. Габриэлянц, Г.Х. Дикенштейн, Л.П. Зоненшайн, Н.А. Еременко, Ю.А. Косыгин, К.А. Клещев, А.Я. Креме, Н.А. Крылов, СП. Максимов, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, В.Б. Оленин, Г.Е. Рябухин, Б.В. Семенович, Б.А. Соколов, А.А. Трофимук, А.В. Ульянов, Н.Ю. Успенская, Г.А. Хельквист, В.Е. Хаин и другие; в зарубежной: К. Буш, П. Вуд, Э. Вудров, А. Леворсен, Э. Лиллей, В. Линк, И. Клемме, Ф. Норт, А .Перрадон, Т. Томпсон, Ч. Шухерт, Л. Уикс, М. Халбоути, К. Хафф и др.

При разработке принципов и категорий нефтегазогеологического районирования названные ученые и многие другие исследователи, работавшие и работающие в этой области, не смогли найти единых критериев, закономерных связей, а тем более создать единую концепцию нефтегазогеологического районирования ни на глобальном, ни на региональном уровнях. Это затрудняет сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности отдельных регионов России, ближнего и дальнего зарубежья и анализ пространственного размещения ресурсов нефти и газа.

Одни исследователи проводят нефтегазогеологическое районирование по принципу выделения нефтегазоносных территорий-провинций, приуроченных к различным типам крупных геоструктурных элементов, другие — по принципу выделения нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к впадинам в современной структуре земной коры.

Среди ученых, придерживающихся одного или другого принципа, во многих случаях существуют совершенно разные толко-

вания нефтегазоносных провинций/бассейнов, нет единого мнения по каким критериям проводить районирование (по структурным, генетическим, стратиграфическим, географическим, ресурсным и т.п.). Однако направления нефтегеологического районирования не сводятся лишь к двум — исходящим из понятия нефтегазоносных провинций и нефтегазоносных бассейнов. Есть и третий подход к проблеме выделения основных категорий нефтегазогеологического районирования, при котором понятия «бассейн» и «провинция» не противопоставляются друг другу, а находятся в определенной генетической взаимосвязи.

Преимущественное использование одного из них может определяться конкретными задачами той или иной работы. Так, выделение бассейнов имеет значение при историко-генетическом анализе условий нефтегазоносности, а выделение провинций, помимо этого, и для практических задач поисков и разведки месторождений нефти и газа. На основе выделения нефтегазоносных провинций, областей и районов составлен ряд карт, характеризующих размещение месторождений нефти и газа и перспектив нефтегазоносности СССР (1969, 1976), тектоническая карта нефтегазоносных территорий СССР (1984), карты нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования СССР (1988, 1990), России (1994, 1998) и др. При составлении последних большое значение придавалось суммарным ресурсам углеводородов и их удельному значению для каждой единицы районирования — провинции, области, района.

Объединение различных по геологическому строению и геологической истории крупных геотектонических элементов платформенных и складчатых областей, генетически разнородных, в единые нефтегазоносные бассейны является одним из главных недостатков принципа выделения бассейнов. Как отмечают К.А. Клещев и др., во многих случаях унаследованные поднятия разделяют собой осадочные бассейны и к ним, как правило, приурочены крупные скопления углеводородов, мигрировавших из прогибов. В этом случае границы бассейнов пришлось бы проводить по гребням поднятий, то есть по середине основных зон нефтегазонакопления. По классической схеме И.О. Брода, Урало-Волжский регион как единый крупнейший элемент нефтегазогеологического районирования отсутствует, поскольку по гребням Татарского и Пермско-Башкирского сводов проходят границы выделяемого южнее Северо-Каспийского бассейна.

Последнее обстоятельство является одним из препятствий к использованию «бассейнового» принципа. В связи с этим большинство исследователей сейчас используют принцип выделения нефтегазоносных провинций, что более полно соответствует реальным возможностям геологического анализа на разных стадиях информационного обеспечения.

В опубликованной в 1990 г. работе «Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран», авторы И.В. Высоцкий и др. пишут: "...в последнее время появилась тенденция объединения бассейнов в большие естественные геолого-географические группы, получившие название "нефтегазогеологических провинций».

Кстати, нефтегазоносную провинцию рассматривали в качестве категории, характеризующей современное распределение скоплений нефти и газа в недрах, еще М.Ф. Мирчинк, Н.А. Еременко, В.А. Клубов и др. (1976): «под нефтегазоносной провинцией следует понимать нефтегазоносный бассейн или ассоциацию смежных бассейнов в их современном выражении, геотектоническое положение и историческое развитие которых контролировались одним и тем же крупным структурным элементом земной коры».

Если сопоставить понятия по всем направлениям нефтегазогеологического районирования, то одни и те же авторы в разные годы меняют определение многих таксономических категорий. Наиболее последовательны представители двух направлений районирования — А.А. Бакиров и И.В. Высоцкий. А.А. Бакиров впервые создал и обосновал целостную нефтегазовую геологическую мсгасистему и основные системообразующие ее элементы. Тем не менее, авторами (А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров и др., 1987) справедливо отмечается, что «в природе встречаются различные категории и типы скоплений нефти и газа. Что касается региональных скоплений нефти и газа, то разработке их классификации было посвящено сравнительно небольшое количество работ. Между тем для прогнозирования нефтегазоносности недр и эффективного ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ необходимо иметь единую генетическую классификацию различных категорий, в том числе региональных скоплений нефти и газа... Необходимо иметь общепризнанные унифицированные принципы нефтегазогеологического районирования».

По-видимому, пониманием необходимости выработки такого подхода продиктовано большое внимание к вопросам региональ-

ного районирования, проявленное во втором издании учебника И.В. Высоцкого и др. (1990), где наряду с классификацией нефтегазоносных бассейнов, как обязательных элементов нефтегазогеологического районирования, по генетическому признаку, выделяются нефтегазогеологические провинции, как элемент современного структурного плана более высокого ранга, т.е. включающего в себя как правило несколько нефтегазоносных бассейнов (по существу нефтегазоносных областей).

В то же время при нефтегазогеологическом районировании до настоящего времени мало внимания уделяется вопросам глобальной тектоники и, в частности, условиям формирования надпорядковых (глобальных, региональных) элементов, контролирующих нефтегазоносность земной коры и уже появившаяся тенденция создания частных или целостных геодинамических моделей нефтегазообразования в земной коре (А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров и др., 1984, 1987; В.П. Гаврилов, 1987, 1988; М.К. Калинко, 1977; Е.В.Кучерук, Е.Р.Алиева, 1983, 1991; В.Е.Хаин, К.А. Клещев, Б.А. Соколов, О.Г. Сорохтин, 1979; В.С. Шеин, 1988; А.А, Абидов, 1989, 1990; Д.В.Клейн, 1988; Г.Д. Клемме, Г.Ф.Ульмишек, 1988; К.А. Клещев, А.И. Петров, В.С. Шеин, 1995 и др.).

С позиций тектоники плит В.П. Гавриловым предложена «геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере» («Геология нефти и газа», 1988, № 10; 1999, №8), в которой предлагается в качестве наиболее крупных единиц нефтегазогеологического районирования недр объединять территории и акватории в пояса нефтегазонакопления, в основу классификации которых положить геодинамический режим недр. Под таким поясом нефтегазонакопления им понимается ассоциация близких нефтегазоносных провинций (бассейнов) или областей, в пределах которых образование и накопление нефти и газа происходило под влиянием определенного геодинамического режима недр. Предлагается выделять пояса нефтегазонакопления — субдукционно-обдукционного, рифтогенного и депрессионного типов. В пределах поясов предлагается (вслед за И.О. Бродом) выделять области с аномально высокой концентрацией запасов — полюса нефтегазонакопления. По ориентировочной оценке В.П. Гаврилова, по масштабам генерации УВ, происходящим в этих поясах, на первое место следует поставить субдукционно-обдукционные (80—85%), на второе — рифтогенные (15 — 20%) и на третье — депрессионные (первые %). Однако, также по ориентировочной оценке автора данной работы,

из 324 гигантских месторождений, выявленных на начало 1990 г., в 68 осадочных бассейнах мира большая часть связана с 45 осадочными бассейнами (66% общего количества бассейнов), которые являются рифтогенными. Многие из рифтогенных провинций (областей), такие как Калифорнийская, Маракаибская, Североморская, Прикаспийская, Западно-Сибирская, Суэцкого залива, Сирт и др., отличаются не только наличием месторождений-гигантов, но и высокой концентрацией запасов УВ. Своеобразный тип внутриконтинентальных рифтогенных провинций с высокой концентрацией запасов УВ представляют провинции Сун-ляо и Бохайвань в северном Китае (»Геология нефти и газа», 1991, № 3). По-видимому, рифтогенные пояса нефтегазонакопления (типичные и нетипичные) должны занимать более высокое место по масштабам генерации УВ, чем 15 — 20%. Можно соглашаться или не соглашаться с такой моделью нефтегазообразования, но учитывать ее при нефтегазогеологическом районировании следует.

К.А. Клещев и др. (1995) отмечают, что с позиций плитотектоники строение региона, распространение формаций, условия генерации и нефтегазонакопления контролируются проявлением той или иной геодинамической обстановки.

В этом случае нефтегазоносные регионы, пояса нефтегазонакопления, суббассейны (провинции), области и др. мы должны связывать с определенными плитотектоническими элементами, такими как континентальные палеокраины, орогенные столкновения плит и др., или же их частями. Плитотектонический принцип нефтегазогеологического районирования способствует разделению территорий по комплексу критериев — тектоническому, литологическому, палеотемпературному и др. — и поэтому является более перспективным.

Однако если сопоставить схему нефтегазогеологического районирования территории бывшего СССР по А.А. Бакирову (1979, 1987), Г.Х. Диккенштейну (1983, 1991), Э.А. Бакирову, Л.В. Каламкарову (1998), К.А. Клещеву и др. (1995), то принципиальных различий в границах нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных территорий (провинций) пет и выделение отдельных нефтегазоносных бассейнов или областей также не вносит никаких существенных корректив в ранее опубликованные схемы и карты. Тем не менее и этот подход, как и предыдущий, следует учитывать при выработке унифицированного принципа нефтегазогеологического районирования.

Существующие схемы районирования нефтегазоносных территорий не дают ответа и на вопрос о распределении ресурсов нефти и газа в пределах этих территорий. Примеры очень высокой концентрации нефтяных ресурсов на очень ограниченной площади общеизвестны. Это Кувейт — плотность известных запасов нефти 1,1 млрд т/1,2 тыс. км2, Апшеронский п-ов — 0,9 млрд т/км2, Татарский свод, Сургутский и Нижневартовский своды; газа — Уренгойский мегавал и др.

На любой нефтегазоносной территории есть одно или несколько близкорасположенных месторождений, на которые приходится 30% и более всех запасов УВ. В связи с этим И.П. Жабрев в 1996 г. предлагал в качестве основы любых схем районирования нефтегазоносных территорий применять термин "нефтегазогеологическая общность». Общность должна, по его мнению, определяться четко сформулированным критерием (геологическим, геофизическим, геохимическим); иметь единый пространственно-временной ареал, в котором должны выделяться «ядро» и окружающее его «облако». С первым связаны основные крупные месторождения, содержащие 30% и более общего количества запасов, со вторыми — основная масса более мелких месторождений, расположенных вне «ядра». Несомненно, введение в схемы нефтегазогеологического районирования понятия объемной неоднородности сырьевой базы УВ привело бы к его совершенствованию и могло способствовать тому, что уже на первой стадии поисков можно было бы находить «ядро» нефтегазогеологической общности, с которым связаны основные запасы нефти и газа.

Суммируя все вышеизложенное и проведя объективный анализ, прежде всего существующих направлений нефтегазогеологического районирования, выявив в каждом из направлений определения, данные наиболее известными учеными элементам нефтегазогеологического районирования разного ранга, нефтегазовой науке предстоит в ближайшие годы сделать попытку смоделировать возможную единую генетическую классификацию различных категорий, главным образом региональных скоплений нефти и газа, т.к. на уровне зональном и локальном особых расхождений у большинства ученых нет.

В преддверии создания единой генетической классификации различных категорий скоплений нефти и газа автор решил, по крайней мере для студенческой аудитории, оставаться на проверенных временем и оправдавших себя принципах районирования.

На основе учения И.М.Губкина о выделении нефтегазоносных провинций, областей и районов, в настоящее время разработана единая классификация нефтегазоносных территорий, в основу которой положен тектонический принцип, т.е. регионально нефтегазоносные территории разделяются на категории и группы по приуроченности к крупным геоструктурным элементам платформенных, складчатых и переходных территорий, сходных по геологическому строению и истории развития (рис. 6).

В качестве основных подразделений выделяются нефтегазоосные пояса, мегапровинции, провинции (бассейны), субпровинции, области, районы (ареалы зон нефтегазонакоплений), зоны нефтегазонакопления, месторождения, залежи.

Нефтегазоносный пояс — совокупность нефтегазоносных провинций в пределах той или иной системы складчатости, генетически связанных с ее формированием.

Мегапровинция — обширная по площади и объему осадочного выполнения территория, охватывающая целиком платформу или значительную ее часть с прилегающими к ней перикратонными частями и краевыми прогибами, включающими несколько принципиально близких по набору формаций и возрасту основных продуктивных комплексов провинций, в отдельных случаях только одну провинцию, обладающую крупными потенциальными ресурсами углеводородов.

Нефтегазоносная провинция (НГП) — значительная по размерам и стратиграфическому объему осадочного выполнения обособленная территория, приуроченная к одной или группе смежных крупных геотектонических структур (антеклизе, синеклизе, авлакогену, впадине и т.п.), обладающих сходными чертами геологического строения и развития, общностью стратиграфического диапазона нефтегазоносности, близкими геохимическими, литолого-фациальными и гидрогеологическими условиями, а также большими возможностями генерации и аккумуляции углеводородов.

Смежные нефтегазоносные провинции, помимо различия по эпохам регионального нефтегазообразования, т.е. по диапазону нефтегазоносности разреза осадочных образований, могут различаться также возрастом консолидации складчатого фундамента на платформах и возрастом формирования складчатости и интенсивного погружения краевых частей платформ в складчатых областях и краевых прогибах. С учетом вышеизложенного выделяют: на платформах — нефтегазоносные провинции с докембрийским, каледон-

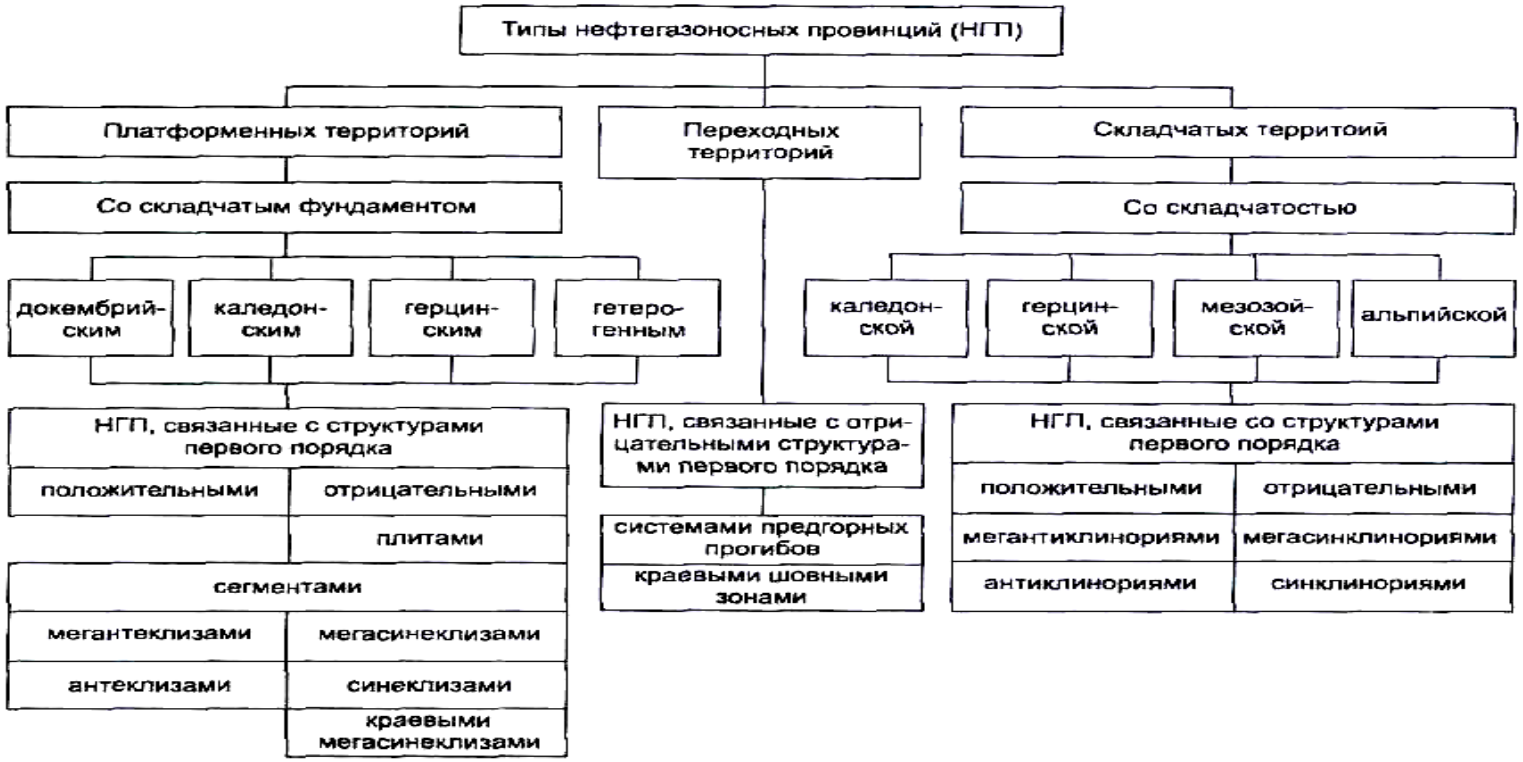


Рис. 6. Схема классификации нефтегазоносных провинций (по А.А. Бакирову)

ским, герцинским, мезозойским или гетерогенным складчатым основанием; в складчатых областях - нефтегазоносные провинции палеозойской, мезозойской, альпийской складчатости.

Субпровинция — территория переходного типа, связанная с предгорными и краевыми прогибами складчатых сооружений.

Нефтегазоносная область (ИГО) — входящая в состав провинции территория, приуроченная к одному целостному крупному геоструктурному элементу (своду, ступени, впадиной др.), характеризующемуся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая региональные палеогеографические и палеотектонические условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение отдельных геологических периодов и эпох. Иногда выделяется как самостоятельная единица нефтегазогеологического районирования.

Нефтегазоносный район (НГР) — часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакоплепия, выделяющаяся по геоструктурном у или географическому признаку.

Зона нефтегазонакопления (ЗНГК) — ассоциация смежных и сходных по геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных в целом к единой группе генетически связанных между собой ловушек структурного или литолого-стратиграфического типов.

Месторождение углеводородов (УВ) — совокупность залежей, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенным на одной локальной площади.

Залежь нефти и газа — естественное локальное единичное скопление УВ в одном или группе пластов, контролируемое единым (общим) ВНК или ГВК.

Нефтегазогеологическое районирование проводится не только пространственно, но и в геологическом разрезе исследуемых территорий. Основными единицами нефтегазогеологического расчленения разреза нефтегазоносных территорий являются нефтегазоносная формация, региональный, субрегиональный, зональный нефтегазоносный комплексы.

Нефтегазоносная формация — естественно историческая ас-социация горных пород, генетически связанных между собой во времени и пространстве по региональным палеогеографическим и палеотектоническим условиям, благоприятным для развития процессов нефтегазообразовапия и нефтегазонакопления.

Региональный нефтегазоносный комплекс (РНГК) — это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, характеризующийся региональной нефтегазоносностью в пределах обширных территорий, охватывающих ряд смежных крупных структурных элементов (своды, впадины и др.) и нередко развитых в пределах целых геологических провинций.

Субрегиональный нефтегазоносный комплекс — это литолого-стратиграфический комплекс пород в составе нефтегазоносных формаций, который нефтегазоносен только в пределах одной нефтегазоносной области, приуроченной к одному из крупных структурных элементов.

Зональные нефтегазоносные комплексы — определенные литолого-стратиграфические комплексы, нефтегазоносные только в пределах отдельных районов или зон нефтегазонакопления.

В природе все категории скоплений УВ (залежи, месторождения, зоны нефтегазонакопления, нефтегазоносные районы, области и т.д.) теснейшим образом взаимосвязаны и находятся в определенных структурных и генетических соотношениях.

1.1. Нефтегазогеологическое районирование территорий России и сопредельных стран

Промышленные месторождения нефти и газа открыты в различных частях России и сопредельных стран — от акватории и побережья Северного Ледовитого океана до пустынь Средней Азии, от Предкарпатья и акватории Балтики до Восточной Сибири и острова Сахалин.

В России и сопредельных странах в пределах платформенных, складчатых и переходных территорий по состоянию изученности на 01.01.2002 г. выделено 25 нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных мегапровинций, провинций и субпровинций (табл. 1 и рис. 7). Почти каждая из них включает несколько нефтегазоносных областей и районов.

Таблица 1

Классификация нефтегазоносных и перспективных территорий России и сопредельных стран

№ п/п	Нефтегазоносные мегапровинции (НГМП), провинции (НГП,ГНП) и субпровинции(НГСП)	Тектоническая характеристика	Год открытия повинции	Площадь нефтегазоперспективной территорий Млн. км^2	Возраст осадочного чехла	Мощность осадочного чехла, км.	Возраст нефтегазоносных комплексов.
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтегазоносные мегапровинции древних платформ							
Восточно-Европейская (Русская) мегапровинция							
1	Волго-Уральская НГП	Волго-Уральская мегантеклиза	1936	0,6	палеозой	1,0-6,0	пермь, карбон, девон
2	Тимао-Печорская НГП	Печорская синеклиза	1930	0,35	палеозой	1,0-7,0	триас, пермь, карбон, девон, силур, ордовик
3	Прикаспийская НГП	Прикаспийская мегасинеклиза	1895	0,52	кайнозой, мезозой, палеозой	6,0-16,0	мел, юра, триас, пермь, карбон. девон
4	Днепровско-Припятская ГНП	Днепровско-Донецкий грабен, Припятская впадина	1951	0,10	кайнозой, мезозой, палеозой	2,0-10,0	юра, триас, пермь, карбон, девон
5	Балтийская НГП	Балтийская синеклиза	1962	0,10	мезозой, палеозой	1,0-3,5	силур, ордовик, кембрий

1	2	3	4	5	6	7	8
Восточно-Сибирская мегапровинция							
6	Лено-Тунгусская НГП	Лено-Тунгусская плита	1962	2,8	мезозой, палеозой, протерозой	2,0-7,0	кембрий, венд, рифей
7	Лено-Вилюйская ГНП	Вилюйская гемисинеклиза	1956	0,15	мезозой, палеозой	2,0-14,0	юра, триас, пермь
8	Енисейско-Анабарская ГНП	Енисей-Хатангский, Лено-Анабарский региональные прогибы	1960	0,35	мезозой, палеозой	2,0-11,0	мел, юра, триас, пермь
Нефтегазоносные мегапровинции молодых платформ							
9	Западно-Сибирская НГМП	Западно-Сибирская эпигерцинская плита	1953 газ 1961 нефть	1,6	кайнозой, мезозой	1,5-5,5	мел, юра
10	Туранская НГМП	Туранская эпигерцинекая плита	1958	0,50	кайнозой, мезозой	2,0-6,0	палеоген, мел, юра, триас
11	Предкавказско-Крымская (Скифская) НГМП	Скифская эпигерцинская плита	1946	0,30	кайнозой, мезозой	2,0-6,0	неоген, палеоген, мел, юра, триас, пермь
Нефтегазоносные субпровинции переходных территорий							
12	Предкавказ-ская НГСП	Альпийские краевые прогибы	1864	0,08	кайнозой, мезозой	4,0-12,0	неоген, палеоген, мел, юра, триас
13	Предкарпат-ская НГСП	Предкарпатский альпийский прогиб	1983	0,02	кайнозой, мезозой	2,0-8,0	неоген, палеоген, мел, юра
14	Преду ра ль-ская НГСП	Предуральский передовой прогиб	1929	0,19	палеозой	4,0-14,0	пермь, карбон, девон, силур, ордовик
15	Предверхоянская ГСП	Предверхоянский региональный прогиб	1956	0,19	мезозой, палеозой	2,0-14,0	юра

1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтегазоносные провинции складчатых территорий							
16	Закавказская Нгп	Закавказский межгорный прогиб, Южно-Каспийская впадина	1873	0,15	кайнозой, мезозой	3,0-10,0	неоген, палеоген, мел
17	Западно-Туркменская НГП	Западно-Туркменская межгорная впадина	1888	0,06	кайнозой, мезозой	1,0-15,0	неоген, палеоген
18	Тянышань-Памирская НГП	Ферганская, Таджикская и Чу-Сарысуйская межгорные впадины	1880	0,16	кайнозой, мезозой	2,0-9,0	неоген, палеоген, мел, юра, пермь, карбон, девон
19	Дальневосточная (Охотская) НГМП	Пояс Тихоокеанской кайнозойской складчатости, антиклинории и синклинории о-ва Сахалин и п-ва Камчатки	1923	1,20	кайнозой	2,0-6,0	неоген
Нефтегазоносные провинции арктических и дальневосточных морей России							
20	Баренцевоморская ГНП	Баренцевоморская краевая плита	1982	1,35	мезозой, палеозой	3,0-18,0	юра, триас
21	Северо-Карская ПНГП*)	Краевая плита		0,344	мезозой, палеозой	2,0-12,0	мел, карбон, девон
22	Лаптевская ПНГП	Лаптевская краевая плита		0,33	кайнозой, мезозой, палеозой, протерозой	1,0-8,0	палеоген, мел, юра, триас, пермь, карбон, девон, силур, венд, рифей

1	2	3	4	5	6	7	8
23	Восточно-Арктическая ПНГП	Восточно-Арктическая краевая плита, окраинно-шельфовые прогибы и поднятия		0,58	кайнозой, мезозой, палеозой, протерозой	0-8,0	палеоген, мел, юра, триас, пермь, карбон, девон, силур, венд, рифей
24	Южно-Чукотская ПНГП	Чукотский прогиб		0,15	мезозой		мел, пермь, карбон
25	Притихоокеанская Нгп	Глубоководные впадины Берингова моря, Прикамчатско-Прикурильская акватория Тихого океана, Хатырская и Анадырская впадины		0,226 (0,94 суши, 0,172 акватории)	кайнозой	3,0-8,0	миоцен, олигоцен, эоцен

* Перспективные НГП

Помимо выявленных нефтегазоносных провинций на территории России и сопредельных стран выделяются перспективные территории, в тектоническом отношении приуроченные: к Мезенской синеклизе (площадь 0,3 млн. км^2), Московской синеклизе (0,35 млн. км^2), Львовской впадине (0,03 млн. км^2), мегантиклинорию Восточных Карпат (0,017 млн. км^2), Араксинской межгорной впадине (0,01 млн. км^2), Тургайской синеклизе (0,3 млн. км^2), Сырдарьинской синеклизе (0,065 млн. км^2), группе межгорных впадин и прогибов Тянь-Шаня (Восточно- и Западно-Иллийская впадины, Иссык-Кульский и Нарынский прогибы, общей площадью 0,09 млн. км^2), группе впадин Казахского щита (Кузнецкая, Северо-Минусинская, Алакольская и Зайсанская - общей площадью 1,2 млн. км^2), группе Приамурских и Приморских впа-

дин (Верхнебуреминская, Ханкайская, Среднеамурская, Зейская — общей площадью 0,22 млн. км^2), Зырянскому прогибу (0,06 млн. км^2), Анадырско-Наваринскому межгорному прогибу (0,13 млн. км^2) и др.

Особым своеобразием отличаются территории, связанные с шельфами (акваториями) арктических морей России, общей площадью 3,5 млн. км^2, шельфом Притихоокеанским (2,2 млн. км^2) и Охотского моря площадью 1,5 млн. км^2, освоение которых в настоящее время представляет сложную проблему ввиду неблагоприятных природно-климатических условий, слабой изученности геолого-геофизическими исследованиями и бурением, но где уже открыты крупнейшие по запасам месторождения газа и нефти, разработка которых требует огромных финансовых вложений.

Большая часть нефтегазоносных провинций России и сопредельных стран находится в пределах платформенных территорий; провинции складчатых территорий приурочены к межгорным впадинам, прогибам или антиклинориям в основном альпийской складчатости (Кавказ и др.); провинции переходных территорий соответствуют предгорным прогибам с установленной промышленной нефтегазоносностью.

Промышленное значение провинций также различное. Основная добыча нефти и газа производится из недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; значительное количество — в Волго-Уральской, Прикаспийской, Тимано-Печорской и Туранской нефтегазоносных провинциях. Большие потенциальные возможности открытия новых месторождений нефти и газа связываются с Лено-Тунгусской, Лено-Вилюйской, Дальневосточной (Охотской) провинциями, которые изучены еще недостаточно. Не исчерпаны возможности и таких старейших нефтегазонос-ных провинций, как Закавказская, Предкарпатская, Западно-Туркменская и др. Все возрастающую роль в развитии нефтегазодобывающей промышленности России приобретают Баренцеворская и другие перспективные провинции и области, приуроченные к шельфам и акваториям морей, преимущественно арктических.

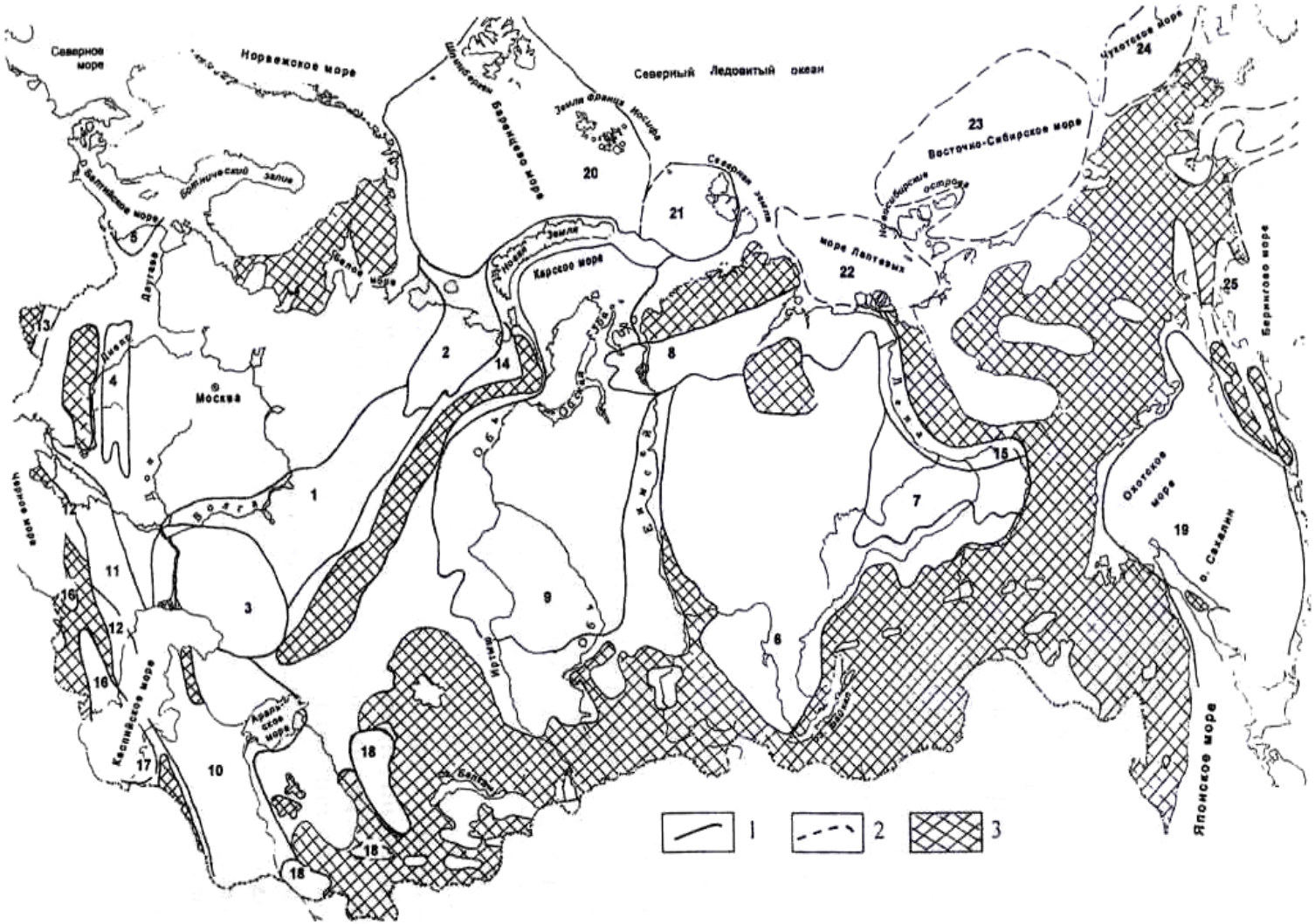

Северное море
Норвежское море
Северный Ледовитый океан
Шпицберген
Баренцево море
Земля Франца Иосифа
Чукотское море
Восточно-Сибирское море
Новосибирские острова
Северная земля
Ботнический залив
Балтийское море
Даугава
Белое море
Новая Земля
Карское море
Обская губа
Море Лаптевых
Берингово море
Москва
Днепр
Волга
Дон
Обь
Енисей
Лена
Черное море
Каспийское море
Аральское море
Иртыш
Охотское море
о. Сахалин
Японское море
1
2
3

Рис. 7. Схема нефтегазогеологического районирования территории России и сопредельных стран.
Границы: 1 — нефтегазоносных провинций; 2 — перспективных нефтегазоносных провинций; 3 — территории выходов на поверхность и неглубокого залегания кристаллических и метаморфических пород. Нефтегазоносные провинции: 1 — Волго-Уральская, 2 - Тимано-Печорская, 3 — Прикаспийская, 4 — Днепровско-Припятская, 5 - Балтийская, 6 — Лено-Тунгусская, 7 — Лено-Вилюйская, 8 — Енисейско-Анабарская, 9 — Западно-Сибирская, 10 — Туранская, 11 — Предкавказско-Крымская (Скифская), 12 — Предкавказская, 13 — Предкарпатская, 14 — Предуральская, 15 — Предверхоянская, 16 — Закавказская, 17 — Западно-Туркменская, 18 — Тянышань-Памирская, 19 — Дальневосточная, 20 — Баренцевоморская, 25 — Притихоокеанская. Перспективные нефтегазоносные провинции: 21 — Северо-Карская, 22 — Лаптевская, 23 — Восточно-Арктическая, 24 — Южно-Чукотская.

Контрольные вопросы к главе 1

1. Какова цель нефтегазогеологического районирования?
2. Что является основными единицами нефтегазогеологичесх кого районирования разреза нефтегазоносных территорий?
3. Какие принципы лежат в основе нефтегазогеологического районирования ?
4. Дайте определение нефтегазоносной провинции.
5. Какие нефтегазоносные провинции находятся в пределах платформенных территорий?
6. На какой основе создаются геодинамические модели нефтегазообразования в литосфере?
7. Какие нефтегазоносные провинции находятся в пределах переходных территорий?
8. При решении каких конкретных задач наиболее предпочитаем метод выделения бассейнов?
9. Какие нефтегазоносные провинции приурочены к складчатым территориям ?
10. Назовите основные таксономические категории, на которые подразделяют территории (в том числе и акватории).

Глава 2
Нефтегазогеологическое районирование древних платформ

В пределах платформ располагаются нефтегазоносные провинции и области, связанные со сводовыми поднятиями, изометрическими платформенными впадинами, линейно вытянутыми поднятиями внутриплатформенпых складчатых сооружений, с внутриплатформенными грабенами-авлакогенами.

В геологическом строении нефтегазоносных провинций платформенных территорий выделяются осадочный чехол и фундамент, сложенный породами различного возраста. В связи с этим платформы делятся на две группы — древние (с докембрийским фундаментом) и молодые (с палеозойским фундаментом).

Древние платформы — это относительно устойчивые консолидированные складчатостью, метаморфизмом и интрузиями крупные участки земной коры, сложившиеся уже к началу палеозоя.

На территории России и сопредельных стран расположены исключительно крупные по размерам древние платформы: Восточно-Европейская (Русская) и Сибирская. С ними связано значительное количество нефтегазоносных территорий России и сопредельных стран. В пределах первой из них интервал промышленной нефтегазоносности охватывает широкий диапазон отложений — от кембрийских до кайнозойских. На Сибирской платформе промышленные запасы газа и нефти открыты в рифейских, вендских и нижнекембрийских отложениях. Газоносные территории приурочены к мезозойским впадинам северного и восточного обрамления платформ.

Восточно-Европейская платформа является основной тектонической структурой в пределах европейской части России, занимая всю территорию за исключением крайнего юго-запада. Харак-

терным для платформы является повсеместное распространение архейского (в Тимано-Печорском регионе — рифейского) фундамента и наличие мощного чехла преимущественно палеозойских отложений. Наибольшая глубина погружения пород фундамента (по геофизическим данным до 20 км, отмечается в центральной части Прикаспийской синеклизы.

С Восточно-Европейской платформой связана одноименная мегапровинция и входящие в ее состав нефтегазоносные провинции: Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Прикаспийская, Днепровско-Припятская, Балтийская. Каждая из этих провинций имеет специфику геологического строения и условий нефтегазоносности.

Помимо нефтегазоносных провинций на Восточно-Европейской платформе выделяются самостоятельные нефтегазоперспективные территории (Мезенская и Московская синеклизы и др.).

Сибирская платформа, занимая все Среднесибирское плоскогорье, располагается в междуречье Енисея и Лены от Таймыра на севере до Байкальского нагорья и Восточных Саян на юге. Сибирская платформа сложена архейским — раннепротерозойским фундаментом и осадочным чехлом, где основную роль играют распространенные повсеместно палеозойские и докембрийские отложения. В отличие от Восточно-Европейской, Сибирскую платформу характеризует более сложное геологическое строение, связанное с широким распространением разрывных нарушений, наличием мощных трапповых интрузий и резко выраженной литолого-фациальной неоднородностью нижнепалеозойских, вендских и рифейских отложений.

В Сибирской платформе выделяется Восточно-Сибирская мегапровинция, в состав которой входят Лено-Тунгусская, Лено-Вилюйская и Енисейско-Анабарская нефтегазоносные провинции.

2.1. Восточно-Европейская мегапровинция

Восточно-Европейская платформа, площадь которой составляет около 5 млн км2, занимает обширные равнинные пространства центральной и северо-восточной частей европейского материка (рис. 8). На северо-западе и севере она обрамляется областью каледонской консолидации Атлантического пояса (Скан-

динавские каледониды), на востоке — герцинской Уральской складчатой областью, на юге — альпийским Средиземноморским поясом, на западе - палеозоидами Средней Европы. С этими структурами границы Восточно-Европейской платформы фиксируются по системе краевых швов, которые на большей части своего распространения перекрыты надвигами.

Восточно-Европейская платформа принадлежит к числу типичных древних континентальных платформ с фундаментом добайкальского- архейско-раннепротерозойского возраста. Сложен он интенсивно дислоцированными, в разной степени метаморфизованными и ультраметаморфизованными осадочно-вулканогенными и вулканогенными породами архея и нижнего протерозоя с интрузиями основного и кислотного состава. В пределах Тимано-Печорской плиты и прилегающих к ней северных районов Предуральского краевого прогиба возраст фундамента определяется как байкальский — верхнепротерозойский, становление которого связано с завершением байкальской эпохи тектоно-магматической активности. Он сложен дислоцированными сланцевыми и сланцево-эффузивными комплексами рифея и венда, прорванными интрузиями.

Юго-восточная граница платформы проведена по Бузачинско-Мынсуалмасскому глубинному разлому, разделяющему Южно-Эмбинское палеозойское поднятие и Северо-Устюртский прогиб. Западнее ей отвечает Северо-Донецко-Астраханский глубинный разлом, разделяющий несколько южнее г. Астрахани Прикаспийскую синеклизу и кряж Карпинского. Далее к западу границе платформы отвечает Главный надвиг Донбасса.

Таким образом, на юге Восточно-Европейская платформа по системе глубинных разломов, образующих субширотно ориентированную зону краевых швов, отделена от эпипалеозойских Скифской и Туранской плит. Затем эта зона обрамляет Донбасс, резко поворачивая сначала на юг, а затем на восток и огибает Ростовский выступ. Южнее него граница приобретает опять направление, близкое к субширотному. Здесь она связана с Главным Азовским глубинным разломом, протягивающимся через северную акваторию Азовского моря и Перекопский перешеек к Северному Присивашыо. Западнее этот разлом представляется Каркинитским глубинным разломом, проходящим через северо-западную часть акватории Черного моря южнее о-ва Змеиный до р. Прут к внешнему краю складчатой системы Добруджи. Здесь граница платфор-

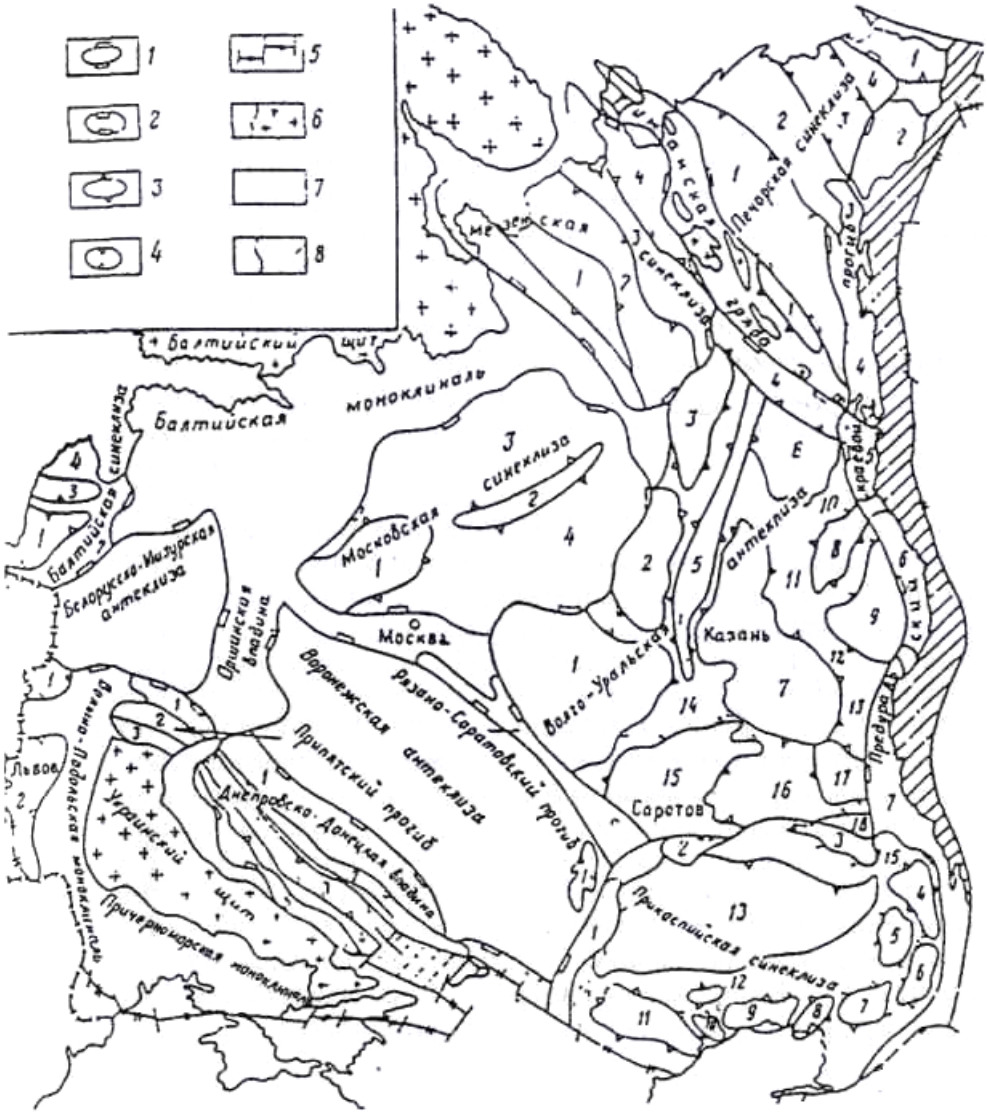


Рис. 8. Схема тектонического районирования осадочного чехла Восточно-Европейской платформы (СП. Максимов, Г.Х. Дикенштейн и др., 1990). Тектонические элементы: крупнейшие: 1 — положительные (антеклизы, грядыидр.), 2 — отрицательные (синеклизы, краевые прогибыидр.); крупные: 3 — положительные (своды, мегавалы, зоны поднятий, системы линейных дислокаций и др.); 4 — отрицательные (впадины, прогибы и др.); 5 — краевые швы Восточно-Европейской платформы; выходы пород фундамента на поверхность: 6 — добайкальского (архейско-нижнепротерозойского), 7 — байкальского (верхнепротерозойского); 8 — Уральская и Донецкая складчатые системы. Цифры на карте: Печорская синеклиза: 1 — Ижма-Печорская впадина, 2 — Печоро-Колвинская тектоническая зона (авлакоген), 3 — Хорейверская впадина, 4 — Варандей-Адзьвин-

екая тектоническая зона (аилакоген);Тиманская гряда: 1 — Ухтинско-Ижемский вал; Волго-Уральская синеклиза: 1 — Токмовский свод, 2 — Котельничский свод, 3 — Сысольский свод, 4 — Вычегодский прогиб, 5 — Вятская система линейных дислокаций, 6 — Камская монокли-наль, 7 — Татарский свод, 8 - Пермский свод, 9 — Башкирский свод, 10 — Висимская впадина, 11 — Верхнекамская впадина, 12 — Бирская седловина, 13 — Уфимская моноклиналь, 14 — Мелекесская впадина, 15 — Жигулевско-Пугачевский свод, 16 - Бузулукская впадина, 17 — Восточно-Оренбургское мысовидное поднятие, 18- Соль-Илецкий свод; Прикаспийская синеклиза: 1 — Волгоградско-Джаныбекская зона поднятий, 2 — Алтатинско-Озинковская зона поднятий, 3 — Карачаганак-Кобландинская зона поднятий, 4 — Енбекский свод, 5 — Кзылджарский свод, 6 — Жаркамысский свод, 7 — Шукатский свод, 8 — Гурьевский свод, 9 — Новобогатинский свод, 10 — Октябрьский свод, И — Астраханский свод, 12 — Мынтобинская зона поднятий, 13 — Центральная депрессия, 14 — Сарпинский прогиб, 15 — Новоалексеевский прогиб; Предуральский краевой прогиб: 1 — Коротаихинская впадина, 2 — Косью-Роговская впадина, 3 — Большесынинская впадина, 4 — Верхнепечорская впадина, 5 — Соликамская впадина, 6 — Юрюзано-Сылвенская впадина, 7 — Вельская впадина; Мезенская синеклиза: 1 — Архангельская зона поднятий, 2 — Керецко-Среднепинежская система прогибов, 3 - Мезенско-Вашкинская зона поднятий, 4 — Сафоновский прогиб; Московская синеклиза: 1 — Вышневолоцкий свод, 2 - Рыбинско-Сухонский мегавал, 3 — Пошехонский прогиб, 4 — Галичский прогиб; Днепровско-Донецкая впадина: 1 — северная бортовая зона, 2 — северная прибортовая зона, 3 — центральная погруженная зона, 4 — южная прибортовая зона, 5 — южная бортовая зона; Припятский прогиб: 1 —3 — северная, центральная и южная тектонические зоны; Воронежская антеклиза:1 — Уметовско-Линовская депрессия; Волыно-Подольская моноклиналь: 1 — Брестская впадина, 2 — Львовская впадина; Балтийская синеклиза: 1 — Куршская впадина, 2 — Тельшайский вал, 3 - Приекуль-ская впадина, 4 — Лиепайско-Салдаусский выступ.

мы еще раз резко меняет свое направление. Далее на северо-запад она проходит по крупной системе глубинных разломов, получившей название линии Тейссейре-Торнквиста, которая четко фиксируется в районе Равы-Русской на Украине и продолжается через Куявский вал и Поморье в Польше, остров Борнхольм в Балтийском море до северного окончания п-ва Ютландия.

Линия Тейссейре-Торнквиста служит границей между древней Восточно-Европейской платформой и молодой Среднеевропейской плитой.

Восточно-Европейская платформа характеризуется значительными перепадами глубин залегания поверхности фундамен-

та, превышающими 20 км. Исключая Балтийский и Украинский щиты и фрагменты Тиманской гряды, фундамент перекрыт осадочными образованиями. Наибольшая (> 15 км) их мощность и стратиграфический диапазон предполагаются в центральных районах Прикаспийской синеклизы и в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины, наименьшая (30— 150 км) установлена в сводовых частях Воронежской и Белорусско-Мазурской антеклиз.

Фундаменту свойствена активная разломно-глыбовая тектоника. Преобладают дислокации сбросового типа, амплитуды смещений по которым достигают нескольких километров. Разломы ориентированы в разных направлениях, чаще — в северо-западном и субмеридиональном.

Выступы фундамента, представляющие собой архейские массивы, либо изолированы, либо группируются в протяженные линейные системы, сопряженные с авлакогенами. Среди первых выделяются Токмовский (300х250 км) и Жигулевско-Пугачевский (250х200 км) выступы (глубины до фундамента 1 —2 км), Вышневолоцкий выступ (350х220 км) в западной части Московской синеклизы (глубины до фундамента 1,5 км), Архангельский выступ (200х100 км) в северо-западной части Мезенской синеклизы (глубины до фундамента 1 км).

Выделяются три линейные системы выступов фундамента (Котельничско-Сысольская, Татарско-Коми-Пермяцкая и Башкирско-Камская), протягивающиеся с севера на юг. Они разделены Казанско-Кажимским (глубины до фундамента 2 км) и Осинско-Калтасинским (глубины до фундамента 6 — 9 км) авлакогенами, а Башкирско-Камская линейная система с востока обрамляется также областью погруженного (до 4 — 7 км) залегания фундамента в Предуральском краевом прогибе.

В Прикаспийской синеклизе выделяется Астраханско-Актюбинская система выступов фундамента, состоящая на востоке из Енбекского, Кзылджарского, Жаркамысского и Шукатского выступов (глубины до фундамента 7 — 8 км) и на юге — из Гурьевского, Новобогатинского, Октябрьского и Астраханского выступов (глубины до фундамента 9— 10 км). В центре Прикаспийской синеклизы располагается Центральная депрессия, образовавшаяся в области сочленения трех авлакогенов. Фундамент здесь погружен на глубины, превышающие 20 км. На востоке впадины развит Примугоджарский авлакоген, в пределах которого фундамент за-

легает на глубинах 8—10 км, на юге — Каспийско-Южно-Эмбинский авлакоген, где фундамент погружен до глубин 12—14 км.

На юго-западе платформы чехол сложен преимущественно верхним палеозоем. В верхнедевонско-нижнекаменноугольной части разреза широко представлены вулканогенные, вулканогенно-терригенные, соленосные и терригенные формации, отвечающие рифтовому этапу развития Днепровско-Донецкой впадины. В западной части платформы в разрезе преобладают нижнепалеозойские отложения. Здесь выделяется Балтийская нефтеносная провинция. В центральных районах платформы большую часть разреза занимают вендские отложения.

В Восточно-Европейской платформе подавляющий объем разведанных запасов нефти, газа и конденсата приурочен к среднедевонско-турнейскому, ранне-среднекаменноугольному и среднекаменноугольно-раннспермскому комплексам.

В целом для осадочного чехла Восточно-Европейской платформы характерно незначительное преобладание суммарных запасов нефти и газа в карбонатных комплексах пород — почти половина запасов. В терригенных комплексах содержится свыше трети, в карбонатно-терригенных — четвертая часть запасов.

В осадочном чехле Восточно-Европейской платформы по типу флюида преобладают нефтяные залежи, второе место занимают газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи, затем идут газовые, нефтегазовые и газонефтяные. Подавляющее большинство залежей (73%) сосредоточено на глубине до 2 км. В интервале глубин 2 — 3 км выявлено около 16% залежей, от 3 до 4 км — 6% залежей, от 4 до 5 км — 1,6% и на глубине более 5 км обнаружены единицы залежей. К глубинам до 2 км приурочено основное коли-чество нефтяных залежей и практически все нефтегазовые и га-зонефтяные. Газовые залежи также встречены главным образом на глубине до 2 км.

Подавляющее большинство залежей приурочено к антиклинальным складкам, часто нарушенным разрывными нарушениями, а также литологически и стратиграфически экранированным их типам. Значительные по масштабам пефтегазоносности залежи приурочены к рифовым массивам и «карбонатным платформам» Прикаспийской впадины. Широко распространены структуры, осложненные соляной тектоникой (надсолевой комплекс Прикаспийской впадины), с которыми связаны десятки сравнительно мелких залежей УВ.

При проведении нефтегазогеологического районирования в состав Восточно-Европейской мегапровинции включены Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Прикаспийская, Днепровско-Припятская, Балтийская нефтегазоносные провинции.

2.1.1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция расположена в восточной части Восточно-Европейской платформы и занимает территорию республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртской, Марий-Эл, Мордовии, Чувашской, а также Пермской, Свердловской, Оренбургской, Самарской, Ульяновской, Саратовской, Волгоградской, Кировской, Пензенской и Нижегородской областей. Общая площадь провинции 670 тыс. км^2 (рис. 9).

В тектоническом отношении провинция охватывает краевую систему Восточно-Европейской платформы; ее ограничениями на севере и востоке являются складчатые сооружения Тимана и Урала, на юге — Прикаспийская синеклиза, на западе — Сысольский и Токмовский своды, Воронежская антеклиза. Волго-Уральская НГП вытянута в субмеридиональном направлении. Поверхность кристаллического фундамента, имеющего архейско-раннепротерозойский возраст, залегает на глубине 1,5 — 2,0 км {Татарский свод) и глубже отметки 5,0 км в районе Шкаповской площади и на севере Бирской седловины. Соответственно меняется и мощность осадочного чехла, сложенного породами верхнего протерозоя и фанерозоя; максимальная мощность для территории провинции составляет 6 км.

Фундамент наиболее полно изучен бурением в центральной и юго-западной частях провинции. Параметрические скважины на Туймазинском и Ромашкинском месторождениях прошли по фундаменту около 2 тыс. м.

На породах фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают рифейско-нижневендские отложения, которые отличаются преимущественно крупнообломочным составом, повышенным магнетизмом и дислоцированностью, то есть признаками, характерными для формаций промежуточного этажа. Они заполняют в основном отрицательные формы рельефа фундамента.

Общий объем осадочного выполнения провинции 1,0 млн. км^3, на долю морских отложений приходится 90% (на карбонатные образования — 60%, на соленосные — 10).

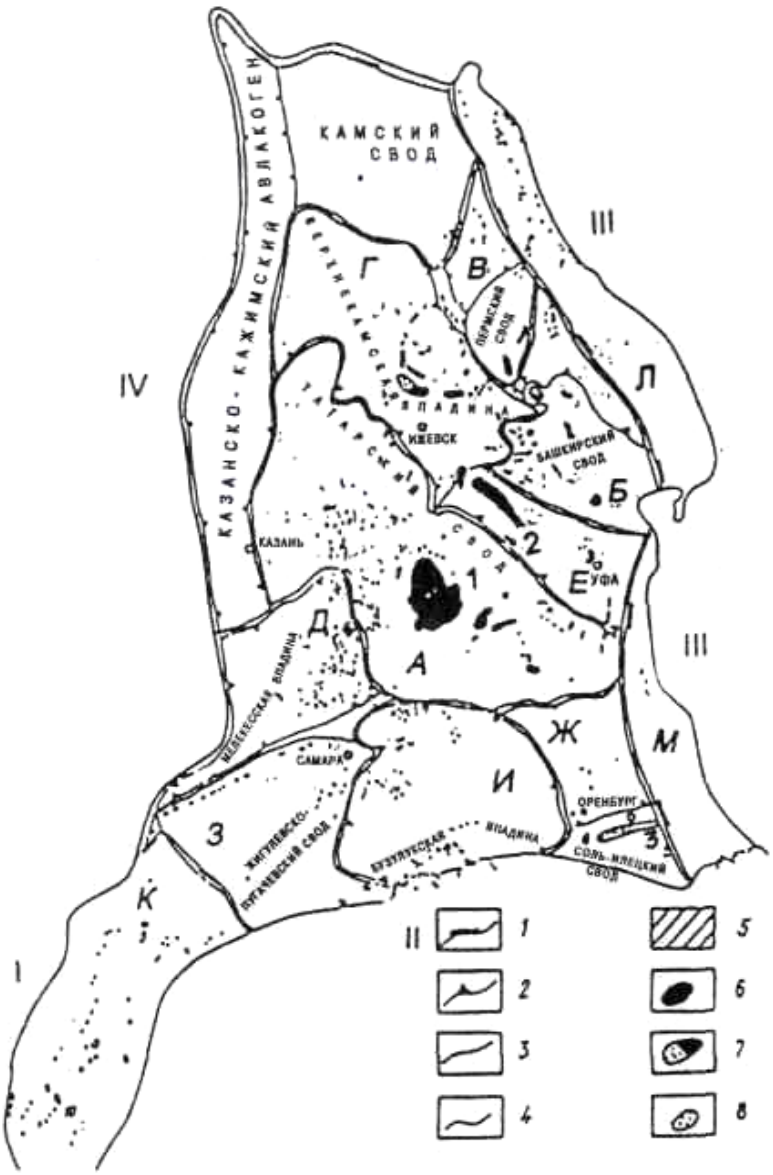


Рис. 9. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция
Границы тектонических элементов: 1 — крупнейших, 2 — крупных и средних; границы нефтегазоносных территорий: 3 — провинции, 4 — области, 5 — районы неглубокого залегания и выходов фундамента на поверхность; месторождения: 6 — нефтяное, 7 — нефтегазовое и газонефтяное, 8 — газовое и газоконденсатное.
Крупнейшие тектонические обрамления: I —Воронежская антеклиза, II — Прикаспийская синеклиза. III —Уральская складчатая система, IV — Токмовский свод. Нефтегазоносные области: А — Татарская, Б — Пермско-Башкирская, В — Прикамская, Г — Верхнекамская, Д — Мелекесская, Е — Уфимская, Ж — Оренбургская, З — Жигулевско-Пугачевская, И — Бузулукская, К — Нижневолжская, Л — Среднепредуральская, М - Южно-Предуральская.
Месторождения: 1 — Ромашкинское, 2 — Арланское, 3 — Оренбургское. Здесь и далее условные обозначения и пояснения представлены к последующим рисункам

Платформенный чехол, включающий отложения от вендского до четвертичного возраста, развит практически повсеместно и характеризуется в целом более спокойным, по сравнению с предыдущим этажом, залеганием слоев. Чехол расчленен на систему крупных сводов, впадин, прогибов, которые лишь частично наследуют структурный план фундамента и промежуточного структурно-формационного этажа (рис. 9).

Крупными ведущими структурными элементами платформенного чехла являются Татарский, Пермско-Башкирский, Жигулевско-Пугачевский, Соль-Илецкий своды, занимающие преобладающую часть площади провинции. Основные из них наиболее четко фиксируются в девонских и каменноугольных отложениях, а в пермских слоях они в значительной степени выполаживаются.

Крупные впадины (Верхнекамская, Бузулукская, Мелекесская) имеют унаследованные структурные формы, на различных участках осложнены грабенообразными прогибами, системой разнонаправленных разломов. Наряду с ними важную роль в строении чехла играют внутриформационные некомпенсированные прогибы и впадины. Наиболее крупная из них — Камско-Кинельская — прослеживается в узком стратиграфическом интервале (верхний девон — нижний карбон) и характеризуется резким несоответствием структурных планов с ниже- и вышележащими породами.

На границах Предуральского прогиба, Прикаспийской синеклизы, Жирновско-Уметовского грабена значительное развитие имеют рифогенные постройки на различных стратиграфических уровнях от верхнего девона до нижней перми.

Татарский свод является крупной приподнятой зоной и занимает центральную часть Волго-Уральской антеклизы; вытянут в субмеридиональном направлении более ччем 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 выражены Кукморская, Альметьевская и Белебеевско-Шкаповская вершины. В пределах Не-

мской вершины фиксируется пологая моноклиналь с амплитудой погружения к северу на 175 м по девонским и на 470 м по каменноугольным отложениям. По верхнепермским отложениям на моноклиналь накладывается западный борт Верхнекамской впадины. Территория Нижнекамской системы линейных дислокаций, Кукморской, Альметьевской и Белебеевско-Шкаповской вершин осложнена многочисленными приразломными валами и валообразными зонами северо-восточного и северо-западного простираний.

Пермско-Башкирский мегасвод включает в себя два свода: Пермский и Башкирский. Пермский свод протяженностью 200 км при ширине 90 км имеет северо-восточное простирание и наклонен на северо-восток, где уступом отделен от Косьвинско-Чусовской седловины Предуральского прогиба. Вершина свода осложнена Краснокамско-Полазненским валом, а юго-восточный склон — Осинско-Елпачихинским валом, Полазненским выступом и Лобаново-Козубаевской валообразной зоной.

Башкирский свод протяженностью 170 км при ширине 130 км имеет северо-западное простирание. Вершина его с округлыми очертаниями смещена к юго-востоку; юго-западный склон осложнен крупным разломом и более узкий. Эти склоны свода расположены над областями глубокого залегания поверхности фундамента. Северо-западный склон свода в полосе его сочленения с Верхнекамской впадиной осложнен Дубовогорским, Гожано-Гондаревским, Куединским и другими валами. Здесь же очень широко распространены целые группы локальных поднятий, ядра которых сложены фаменскими биогермами, образующими купола изометричной формы (Батырбай и др.).

Соль-Илецкий свод длиной 150 км и шириной 90 км занимает крайний юго-восточный угол антеклизы и характеризуется горстовидным строением. В центральной части он осложнен Оренбургским валом.

Жигулевско-Пугачевский свод размерами 350х200 км асимметричен, на севере ограничен крупноамплитудным разломом, отделяющим его от Ставропольского прогиба. Вдоль северного, наиболее приподнятого края свода протягивается Жигулевский вал, осложняющий северную вершину свода. Южно-Балаковская вершина перекрывает рифейскую Балаковско-Пугачевскую структурную террасу.

Бузулукская впадина представляет собой крупную (260х240 км) структуру, разделяющую Жигулевско-Пугачевский и Татарский

своды, Восточно-Оренбургский структурный выступ. Впадина погружается на юго-восток от Сокской седловины и уступовидно раскрывается в Прикаспийскую мегасинеклизу. Внутренняя структура впадины имеет сложное строение. Кроме системы значительных по размерам и изометричных по форме приподнятых и опущенных зон выделены валы широтного и северо-западного про-стираний.

В центральной части впадины выделяются субширотная Ветлянско-Бобровская, а на востоке Малаховская валообразные структуры, в зоне сопряжения которых расположен Покровско-Родинский купол тектоно-седиментационного генезиса. Его ядро образует биогермные разности верхнедевонского и турнейского возраста.

В южной части впадины в области сочленения ее с Прикас-ных построек позднейфсльского-раннеживетского возраста (Зайкинеко-Давыдовская, Гаршинско-Землянская).

Верхнекамская впадина протягивается на 350 км шириной 150 км в северо-западном направлении и граничит со склонами Камского, Пермского, Башкирского и Северо-Татарского сводов. На юге она замыкается Бирской седловиной, а на северо-западе примыкает к Казанско-Кажимскому авлакогену. В Верхнекамс-

кой впадине довольно широко развиты известняки среднего де-вона, а на востоке впадины рифовые разности эйфельского яруса образуют органогенные постройки высотой от 20 до 60 м (Енисейскую, Чубойскую), контролируемые, как и в Бузулукской впадине, додевонскими разломами.

Мелекесская впадина протяженностью 280 и шириной 140 км является западной частью Мелекесско-Абдулинского авлакогена, граничит с Токмовским и Южно-Татарским сводами, на северо-западе замыкается Казанской седловиной, на юго-западе переходит в Ставропольский прогиб. От Бузулукской впадины она отделена Сокской седловиной. В пределах впадины установлен ряд валообразных зон — Пичкасско-Бугровская, Вишнево-Полянская, Аканская и др. Ставропольский прогиб широтного простирания раз-деляет на западе Токмовский и Жигулевеко-Пугачеве кий своды.

Абдулинский прогиб является восточной частью Мелекесско-Абдулинского авлакогена и отделен на западе от Мелекесской впадины Сокско-Шемшинскими дислокациями. Прогиб протягивается в юго-восточном направлении на 230 км при ширине от 35 км до

150 км. Глубина залегания поверхности фундамента по геофизическим данным вблизи южного борта составляет 3,5 км на западе и 6 км на востоке. В осадочном чехле прогиб нивелируется за счет заполнения его бавлинскими отложениями. Валы, осложняющие прогиб, лучше всего изучены в его бортовых частях (Сокско-Шемшинская и Большекинельская системы дислокаций).

Камско-Кинельская система состоит из 12 некомпенсированных прогибов, симметричных и узких (от 15 — 50 до 90- 120 км), протяженностью 200 — 250 км и глубиной до 250 — 400 м.

В Нижнем Поволжье выделяются юго-восточное окончание Пачелмского авлакогена и юго-восточный склон Воронежской антеклизы. Здесь развита система региональных поднятий и прогибов и высокоамплитудных глубинных разломов, в основном северо-западного простирания. Основными тектоническими элементами являются Степновский вал, Карамышская депрессия, Рязано-Саратовский прогиб, Арчедино-Донская, Антиповско-Щербаковская зоны поднятий, Уметовско-Линевская депрессия и др. В отложениях карбона и нижней перми широко развиты одиночные органогенные постройки. В зоне бортовых поднятий на границе с Прикаспийской мегасинеклизой нижнепермкие структуры образуют барьерно-рифовую систему.

Освоение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции неразрывно связано с именем академика И.М. Губкина, благодаря уму, таланту и настойчивости которого были начаты поисково-разведочные работы в Урало-Поволжье, направленные в конечном счете на разведку девонских отложений.

Его прогноз блестяще подтвердился открытием первого нефтяного месторождения в 1929 г. в районе Верхнечусовских Городков и Ишимбайского месторождения в 1932 г., что стимулировало широкий разворот поисково-разведочных работ по всей территории провинции, в результате которого здесь была создана мощная база нефтегазодобывающей промышленности.

Открытие первого нефтяного месторождения в 1929 г. в районе Верхнечусовских Городков и Ишимбайского месторождения в 1932 г. стимулировало широкий разворот поисково-разведочных работ по всей территории провинции, в результате которых здесь была создана мощная база нефтегазодобывающей промышленности.

К настоящему времени в провинции открыто около 1050 месторождений, из которых разрабатываются 650 нефтяных и 115 га-

зовых и газоконденсатных. Среди них такие крупные, как Ромашкинское, Туймазинское, Оренбургское, Арланское, Шкаповское, Мухановское, Коробковское, Бавлинское, Кулешовское и др.

С начала разработки в провинции добыто 6,2 млрд т нефти и 1095 млрд м3 газа.

Нефтяные месторождения Урало-Поволжья связаны преимущественно с антиклинальными поднятиями и эрозионными массивами; во впадинах, прогибах и на погружениях сводов возрастает роль неструктурных ловушек. На месторождениях количество продуктивных залежей варьируется в широких пределах; так, на ряде месторождений Татарского свода и в Бирской седловине (Ромашкинское, Ново-Елховское, Туймазинское, Шкаповское, Арланское) оно колеблется от 100 до 220.

На основании данных геофизических исследований и бурения проведено нефтегазогеологическое районирование территории Волго-Уральской НГП, в составе которой было выделено 10 нефтегазоносных областей (НГО): Татарская, Пермско-Башкирская, Прикамская, Верхнекамская, Мелекес-Абдулинская, Уфимская, Соль-Илецкая (Оренбургская), Жигулевско-Пугачевская, Бузулукская, Нижне-Волжская. Огромное количество разведанных и эксплуатируемых месторождений расположено в пределах этих областей.

Основными промышленными регионально-нефтегазоносными комплексами (РНГК) являются: терригенные отложения верхнего и среднего девона (6 продуктивных пластов), карбонатные верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона (до 12 пластов — коллекторов), терригенные нижнего карбона (до 10 продуктивных пластов), карбонатные и терригенно-карбонатные среднего карбона (10— И продуктивных пластов), карбонатные верхнего карбона — нижней перми (преимущественно рифогенные коллекторы) и карбонатно-терригенные верхней перми (до 4 продуктивных пластов). Региональными покрышками основных комплексов являются карбонатно-глинистая кыновско-саргаевская и тульская, глинисто-карбонатная верейская и соленосная кунгурская толщи.

Девонский терригенный НГК, мощность 30 — 530 м представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями и пластами известняков. Продуктивны пласты песчаников кыновского, пашийского, горизонтов, живетского яруса, разделенные пачками аргиллитов. Наиболее продуктивны пласты воробьевского го-

ризонта, нефтеносность которых установлена на большой части территории.

Верхнедевонско-нижнекаменноугольный НГК мощностью 275 — 810 м сложен известняками и доломитами. Продуктивные пласты — коллекторы установлены в турнейском ярусе, в данково-лебедянском, задонско-елецком, евлановско-ливенском, мендымском и семилукском горизонтах. Региональной покрышкой для НГК являются глины и аргиллиты нижней части визейского и верхней части турнейского ярусов. Залежи нефти выявлены в Татарской, Пермско-Башкирской, Жигулевско-Пугачевской НГО.

Нижнекаменноугольный НГК мощностью 245 — 530 м представлен песчаниками, аргиллитами, алевролитами, в нижней части — известняками и доломитами. Продуктивны песчанщ-глинистые породы яснополянского надгоризонта, тульского, бобриковского, малиновского горизонтов, известняки намюрского яруса. Региональной покрышкой являются глины тульского горизонта. Литология и мощность пластов сильно изменчивы.

Среднекаменноугольный НГК мощностью 140 — 420 м представлен известняками, доломитами, песчаниками, алевролитами, брекчиями. К югу возрастает процент терригенных отложений. В этом комплексе выделяются продуктивные пласты: мячковского, подольского, верейского горизонтов; башкирского яруса. Покрышкой для залежей являются прослои глин и глинистых известняков. Многочисленные залежи нефти выявлены в пределах Камско-Кинельской системы прогибов.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский НГК мощность 1000 м выражен известняками и доломитами с прослоями мергелей. Про-мышленно нефтегазоносен в юго-восточной части провинции. Это связано с развитием галогенной толщи кунгурского яруса, являю-щейся надежной покрышкой. Запасы свободного газа большие, не-фти незначительные.

Верхнепермский НГК мощностью 400 — 900 м. Представлен доломитами, известняками и ангидритами казанского и алевролитами и песчаниками уфимского ярусов. Промышленно нефтегазоносен в пределах Жигулевско-Пугачевской НГО, где в разрезе выделяют 4 нефтегазонасыщенных пласта. Залежи имеют небольшие размеры.

Основные запасы нефти содержатся в девонских и каменноугольных отложениях, а запасы газа — в пермских, наибольшее

число залежей нефти и газа приурочено к широко распространенным девонскому терригенному и нижнекаменноугольному терригенному комплексам.

Учитывая сложную территориальную зональность распределения углеводородов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, контролируемую тектоническими и литофациальными условиями распространения продуктивных толщ, нами выделено, как уже упоминалось выше, 10 нефтегазоносных областей.

ТАТАРСКАЯ ИГО приурочена к одноименному своду, включающему Кукоморскую, Альметьевскую и Белебеевско-Шкаповскую вершины. Ее площадь составляет 112 тыс. км^2. Это важнейшая область нефтегазонакопления, содержащая более 35% ресурсов нефти Урало-Поволжья. Нефтегазоносны отложения от эйфельского до московского ярусов. Промышленная нефтегазоносность связана с комплексами в среднем девоне — среднем карбоне. К ним приурочены крупные по запасам нефти залежи Ромашкинского, Ново-Елховского, Туймазинского, Бавлинского, Шкаповского и др. месторождений.

Ромашкинское нефтяное месторождение (рис. 10) расположено в 70 км к западу от г. Альметьевска. Открыто в 1948 г., разрабатывается с 1952 г. Месторождение уникальное по запасам нефти. Приурочено к Альметьевской вершине Татарского свода размером 65х75 км, присводовая часть осложнена многочисленными поднятиями. Месторождение многопластовое. Основная промышнего, верхнего девона и среднего карбона (бобриковский горизонт); меньшие по размерам залежи расположены в карбонатных коллекторах верхнего девона, нижнего и среднего карбона. Выявлено несколько сотен залежей нефти. Основная залежь высотой 50 м— в пашийском горизонте. Коллекторы представлены кварцевыми песчаниками суммарной толщиной от нескольких до 50 м, средняя нефтенасыщенная толщина 10—15 м. Пористость песчаников 15—26%, проницаемость 0,04—2 мкм^2. Нефть нафтеново-парафинового состава, плотностью 796—820 кг/м^3, содержание серы 1,5—2,1%, парафина 2,6-5,4 %. Состав попутного газа (%): CH4 — 30—40, C2H6+ высшие — 27—55. Залежь кыновского горизонта верхнего девона (толщина песчаных коллекторов до 9 м, средняя нефтенасыщенная толщина 3,2 м) гидродинамически связана с пашийской залежью. Остальные залежи в терригенных породах (нижний карбон) приурочены к песчано-алевролитовым коллекторам суммар-

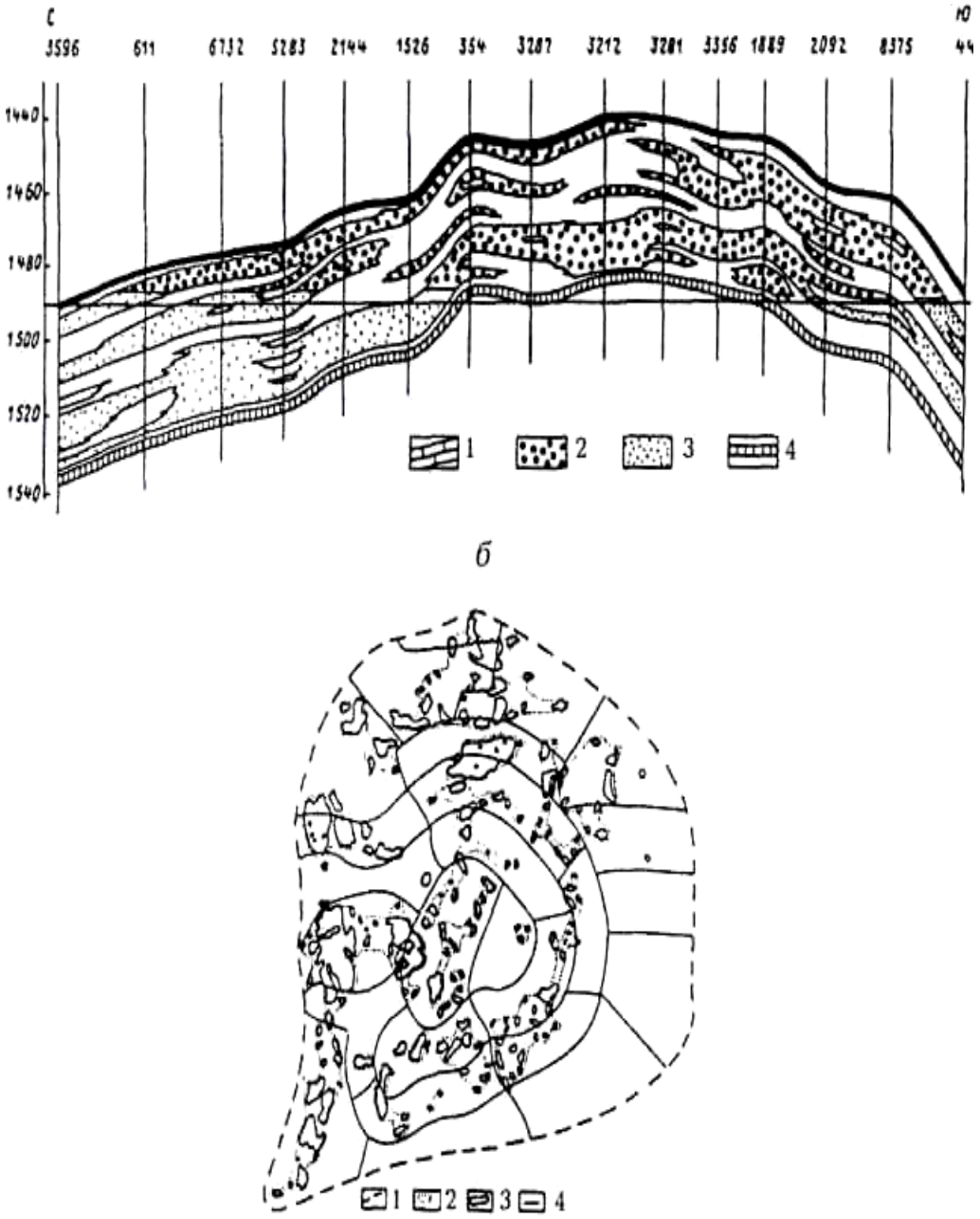


Рис. 10. Ромашкинское нефтяное месторождение:
а — геологический профиль по отложениям горизонта Д, (составил Р.Б. Хисамов): 1 — репер «верхний известняк»; 2, 3 — коллектор нефте-, водонасыщенный; 4 — репер «глины»;
б — схема расположения залежей турнейского яруса (составил Н.Г. Ахметзянов): 1, 2, 3, 4 — границы соответственно месторождения, укрупненных залежей, залежей, площадей

ной толщиной до 18 м. Режим залежей водонапорный и упруговодонапорный. Основные залежи разрабатываются с поддержанием пластового давления (внутриконтурное и законтурное заводнение) механизированным способом.

Ново-Елховское нефтяное месторождение (рис. 11) расположено в 60 км от г. Бугульмы. Открыто в 1951 г., разрабатывается с 1958 г. Месторождение крупное по запасам. Приурочено к Акташско-Новоелховскому валу (западный склон Альметьевской вершины Татарского свода). Продуктивны песчаники и алевролиты верхнего девона (пашийский, кыновский горизонты), нижнего карбона (бобриковский, тульский горизонты) и карбонатные отложениянижнего и среднего карбона (турнейский, башкирский и московские ярусы). Коллекторы порового и порово-трещинного типов, пористость 15-25% и проницаемость 0,097-2 мкм2. Толщинаколлекторов 53 м. Залежи пластовые сводовые, структурно-литологические и массивные.

Осадочная толща на месторождении представлена терригенно-карбонатными породами девонской, каменноугольной и пермской систем.

Девонская система в составе среднего и нижнего отделов залегает на глубинах 1280—1930 м. Нижняя часть разреза, докыновского горизонта включительно сложена терригенными породами, песчано-глинистыми, песчано-алевролитовыми, среди которых выделяется ряд пластов-коллекторов (Д0-ДV), разделенных плотными и глинистыми породами. Общая толщина терригенной части девона составляет порядка 200 м. Верхняя часть разреза дево-на сложена карбонатными породами (известняки, доломиты и их переходные разности), общая толщина которых достигает 450—500 м.

Каменноугольная система представлена всеми тремя отделами. Глубины залегания — 460—1280 м, общая толщина до 820 м. Основная часть разреза (более 80%) сложена различными разностями карбонатных пород, и только тульский, бобриковский, елхово-радаевский горизонты нижнего карбона и верейский горизонт среднего карбона сложены терригенными породами: песчаниками, глинами, глинистыми сланцами, с прослоями углей и карбонатов.

Пермская система представлена двумя отделами. Наиболее полно представлены отложения нижнего отдела (ассельский - кунгурский ярусы) — известняки, доломиты, ангидрит, гипс. Верхний отдел — красноцветные песчано-глинистые образования с просло-

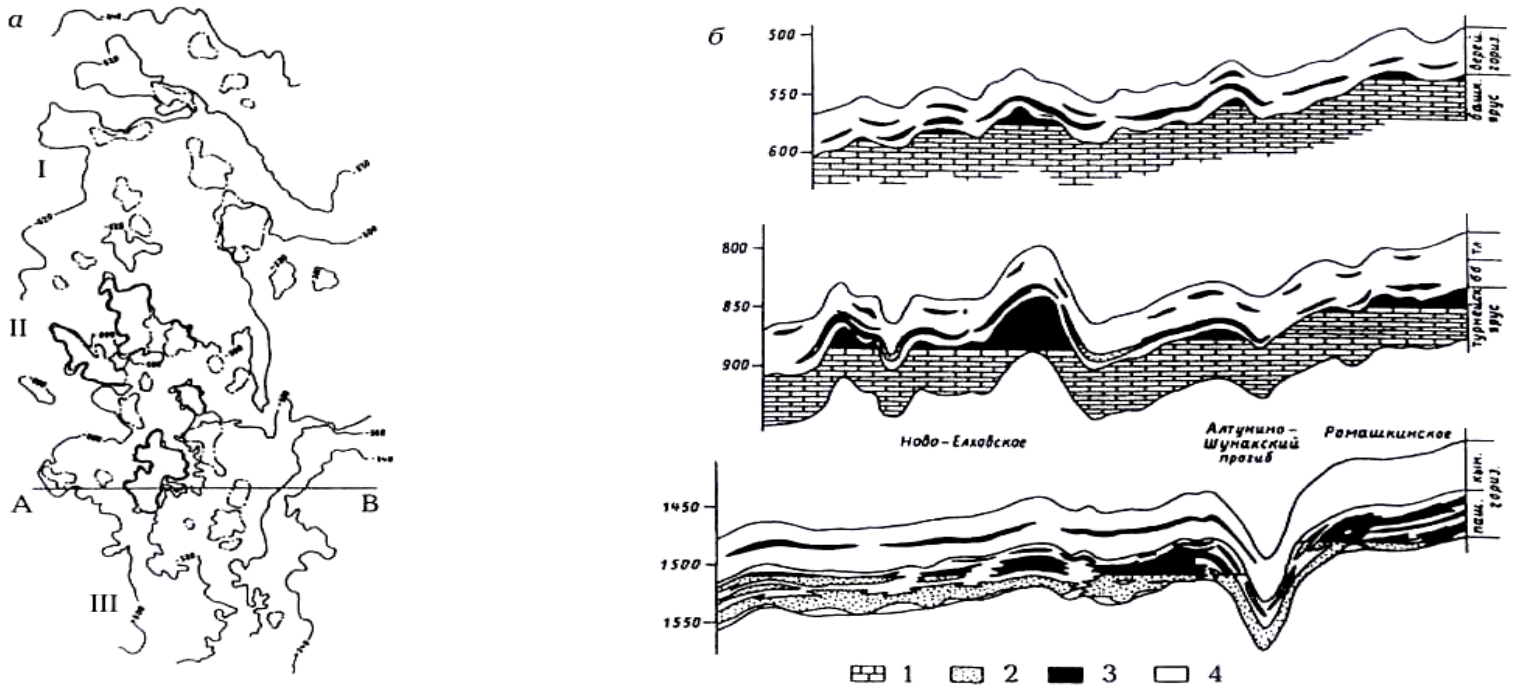


Рис. 11. Ново-Елховское нефтяное месторождение [15] :
а — структурная карта по кровле башкирского яруса (пунктир с точкой — внешние контуры нефтеносности залежей I, II, III); б — геологический профиль по линии АВ отложений среднего, нижнего карбона и терригенного девона:
1,2 — водонасыщенные коллекторы; 3 — нефть; 4 — глины

ями карбонатов. Пермские отложения выходят на дневную поверхность, их толщина составляет до 460 м.

Ново-Елховское месторождение — многопластовое. Нефтегазоносность в его разрезе выявлена в отложениях верхнего девона, нижнего и среднего карбона. Основные запасы нефти промыіленныхкатегорий (69 % балансовых и 81 % извлекаемых) содержатся в терригенных пластах кыновского и пашийского горизонтов верхнего девона.

Туймазинское нефтяное месторождение (рис/ 12) расположенов 180 км к западу от г. Уфы. Открытое 1937 г., разрабатывается с 1939 г. Месторождение относится к классу крупных. Приурочено к Туймазинскому и Александровскому поднятиям, расположенным в пределах Альметьевской вершины Татарского свода. Размеры Туймазинского поднятия составляют 40х20 км. Осадочная толща в пределах месторождения представлена отложениями докембрийского и палеозойского возраста. Терригенные отложения венда развиты неповсеместно и представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками толщиной 0—137 м. Палеозойский комплекс отложений охватывает время от эйфельского яруса среднего девона до казанского яруса верхней перми. Промышленно нефтеносными на месторождении являются терригенные отложения верхнего и среднего девона (горизонты $Д_{1}$, $Д_{II}$, $Д_{III}$ $Д_{IV}$) и бобриковский горизонт нижнего карбона, а также известняки фаменского яруса верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1100 до 1680 м. На месторождении выявлено 122 залежи. Основная нефтеносность связана с терригенными девонскими отложениями, в которых открыто 54 залежи на глубинах 1690—1720 м (пашийский, муллинский и старооскольский горизонты). Общая толщина песчаных коллекторов около 70 м, пористость 17—22 %, проницаемость до 0,47 мкм^2. Коллектор поровый. Залежи пластовые сводовые, преимущественно литологически экранированные, высота до 68 м. Начальные пластовые давления 17,2—18,1 МПа, t=30°C. ВПК на отметках от -1485 до -1530 м. В известняках фаменского яруса (девон) выявлено 8 массивных залежей на глубине 1130—1100 м. Пористость коллекторов 3 %. Высота залежей до 30 м, начальное пластовое давление 14 МПа. Плотность нефтей из отложений дево-на 889—894 кг/м3. Содержание серы 2,7—3 %. В известняках кизеловского горизонта (нижний карбон) выявлено 5 массивных залежей нефти на глубине 1070—1075 м. Высота залежей до 35 м. Плот-

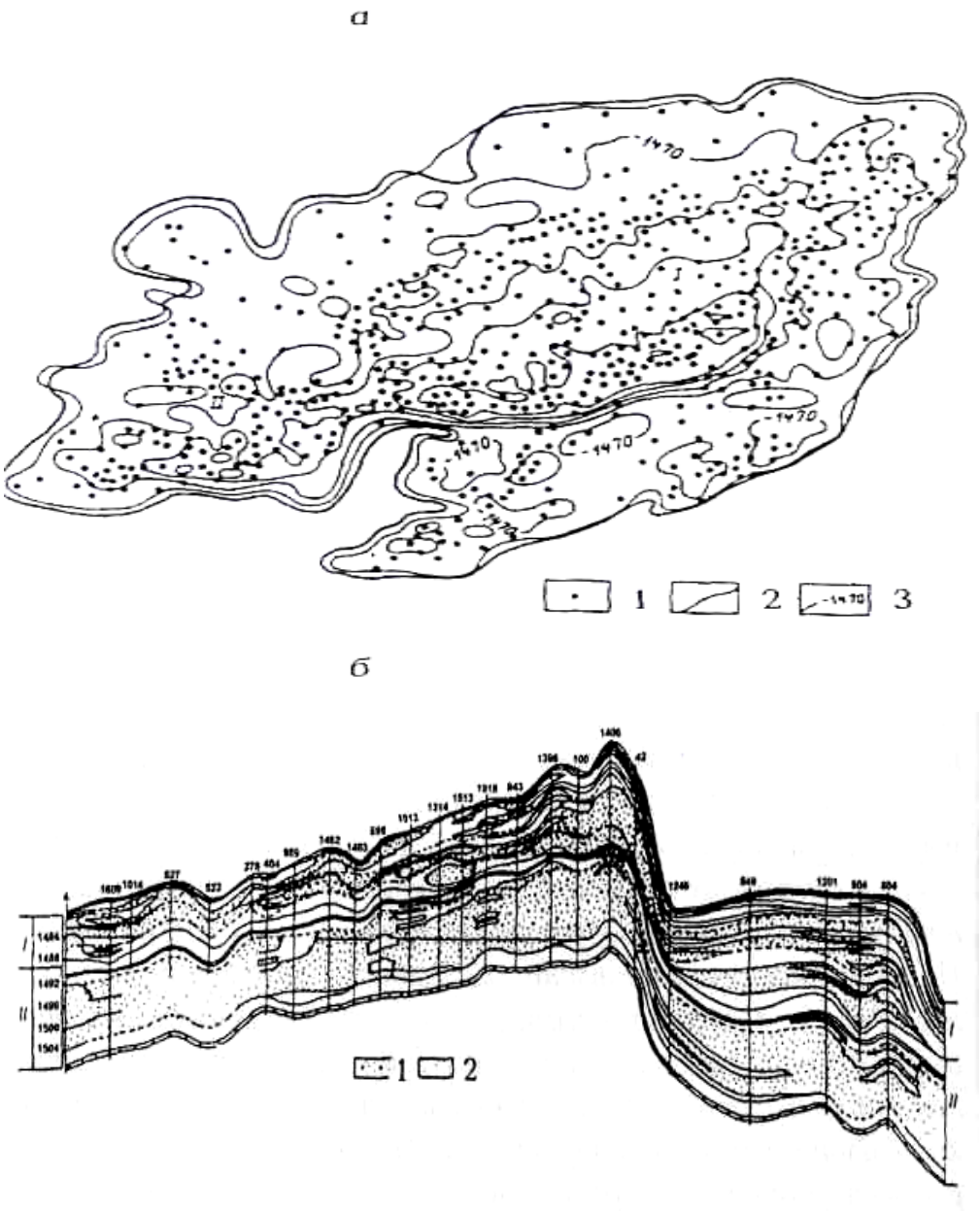


Рис. 12. Туймазинское нефтяное месторождение:
а — структурная карта по кровле пашийского горизонта девона (по А.В. Поле):
I — скважины; 2 — внешний контур нефтеносности ДІ; 3 — изогипсы; I, II — Туймазинский, Александровский своды; б — геологический профиль вкрест простирания структуры: 1,2 — песчаник нефте-, водонасыщенный; I, II — отложения пашийского, муллинского горизонтов

носnь нефтей из пород каменноугольного возраста 889—894 кг/ м^3, содержание серы 2,7-3 %.

Бавлинсгое нефтяное месторождение (рис. 13) расположено в юго-восточной части Татарстана на территории Бавлинского района, который на юге граничит с Оренбургской областью, а на востоке по р. Ик — с Башкортостаном. Открыто в 1946 г., разрабатывается с 1949 г. Относится к классу крупных. Площадь месторождения 333,6 км^2. Месторождение приурочено к Бавлинско-Туймазинскому валу, который наряду с другими ступенчато погружающимися валами осложняет юго-восточный склон Южного купола Татарского свода. В целом это сравнительно пологая складка шириной 20—30 км и длиной около 100 км с более крутым юго-восточным крылом и очень пологим северо-западным. В пределах вала выделяется ряд достаточно крупных локальных поднятий: Туймазинское, Александровское, Ново-Бавлинское.

В разрезе палеозоя Бавлинского месторождения нефтепроявления различной интенсивности установлены по целому ряду горизонтов терригенного и карбонатного девона и карбона. Наиболее значительны они по терригенным коллекторам пашийского горизонта нижнефранского подъяруса верхнего девона — пласт $Д_I$, бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона, а также по карбонатным коллекторам турнейского яруса.

Продуктивные отложения основных нефтеносных горизонтов месторождения отличаются исключительным разнообразием литолого-петрографического состава, коллекторских свойств, характера насыщенности и особенностей залегания по площади и разрезу.

Основным промышленным объектом является пласт ДI (пашийский горизонт) (рис. 14), сложенный песчано-алевролитовыми породами. По отложениям пашийского горизонта ДI в пределах месторождения выделяют шесть залежей нефти, отличающихся по размерам и амплитуде. Наиболее крупная их них, собственно Бавлинская, имеетразмеры 10,0х15,5 км, высоту около 25 м и максимальный этаж нефтеносности 37 м. Залежь пластовая сводовая. Средняя общая толщина отложений горизонта ДI составляет 15,8 м, изменяясь от 14,0 до 33,8 м. Нефтенасыщенная толщина равна в среднем 6,4 м, но по основному пласту ее величина составляет 8,7 м. Отложения горизонта характеризуются в целом довольно высокими значениями песчанистости (среднее значение КI по всем пластам равно 0,62). В среднем по горизонту про-

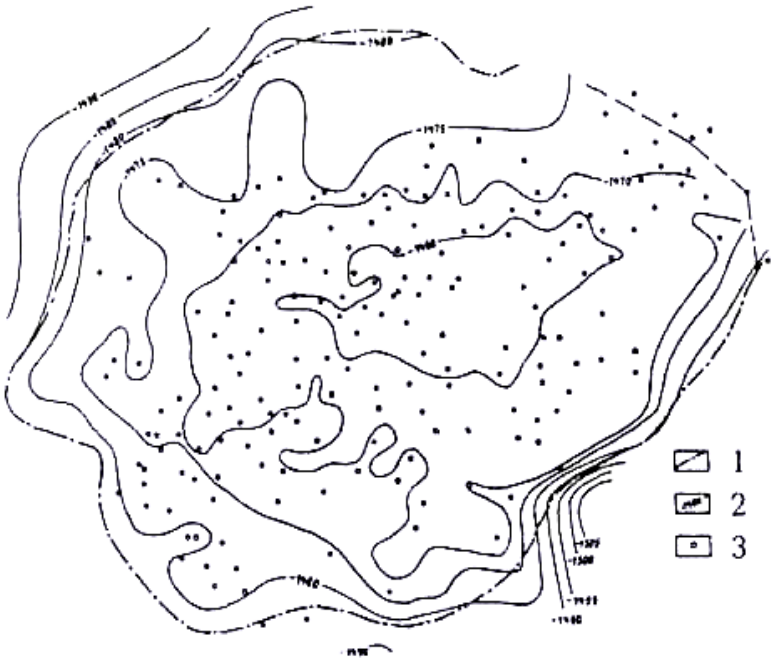


Рис. 13. Бавлинское нефтяное месторождение [15]. Структурная карта по кровле отложений верхнетурнейского подъяруса: 1 — внешний контур нефтеносности коллекторов; 2 — изогипсы кровли верхнетурнейского подъяруса; 3 — зоны отсутствия коллекторов; 4 — гра-ницы блоков (римские цифры — номера блоков)

ницаемость равна 0,473 мкм^2, пористость — 19,5%, нефтенасыщенность — 0,778.

Карбонатные отложения кизеловского и черепетского горизонтов турнейского яруса слагают залежь, занимающую большую часть территории месторождения. Коллектора имеют проницаемость 0,031 мкм2, пористость 11,6%, нефтенасыщенность 0,750.

Залежи нефти в турнейском и визейском ярусах контролируются структурами облекания биогермных построек. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1150 до 1875 м.

Основной продуктивный горизонт в разрезе турнейского яруса — кизеловский — имеет среднюю общую толщину около 10,0 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина — 6,4 м.

Терригенные отложения бобриковского горизонта характеризуются резкой фациальной изменчивостью разреза, размывом отдельных пачек, различным числом и сочетанием песчано-алевролитовых пластов, значительным изменением толщины как всего горизонта, так и отдельных пачек. Общая средняя толщина горизонта составляет 15,1м, изменяясьот 10,0 до 21,2 м. Нефтенасыщенная толщина значительно меньше — 3,6 м.

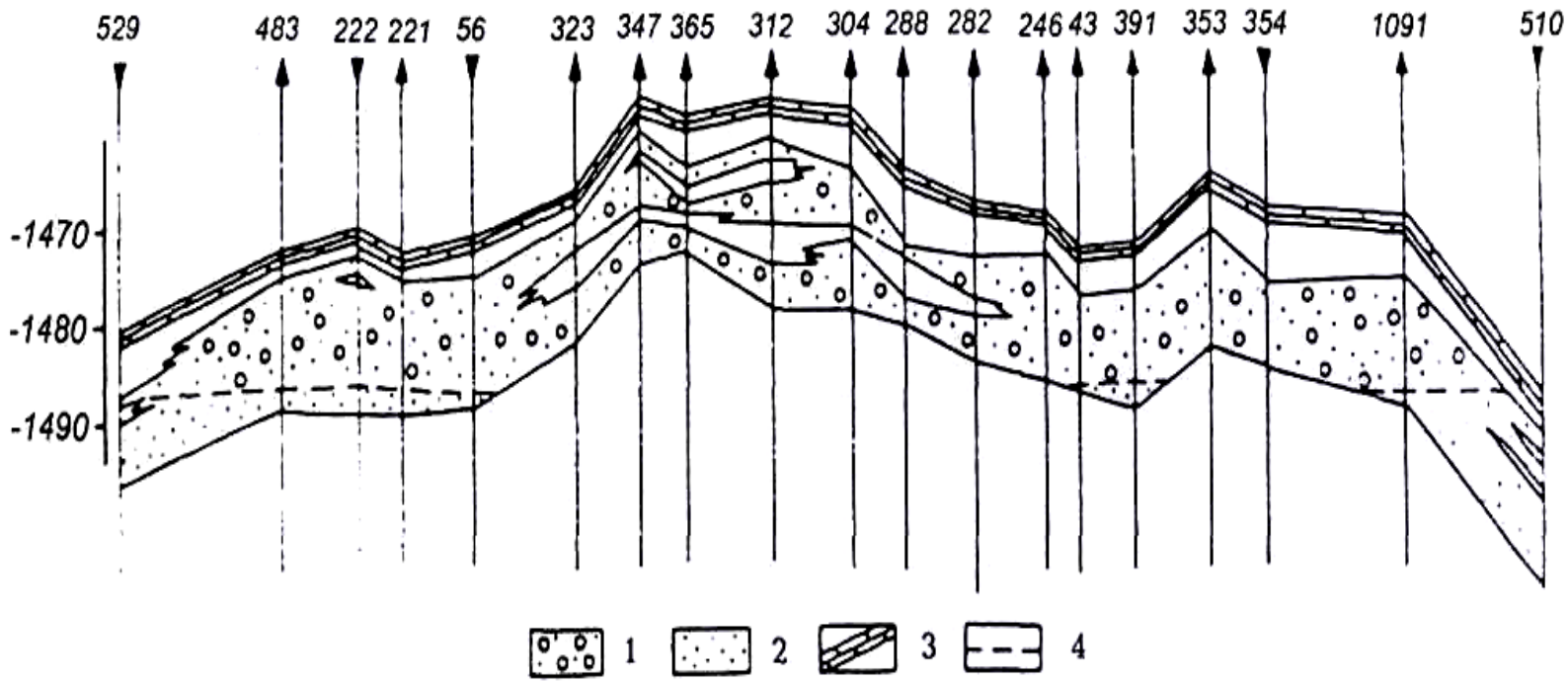


Рис. 14. Бавлинское нефтяное месторождение [15].
Геологический разрез отложений горизонта ДI основной залежи: 1,2 — песчаник нефте-, водонасыщенный; 3 — репер «верхний известняк»; 4 — начальное положение ВНК

К терригенным отложениям бобриковского горизонта приурочена крупная многопластовая залежь, занимающая площадь всего месторождения. Она представляет собой единую гидродинамическую систему. По площади горизонта отмечается наличие значительного числа зон, представленных неколлектором. В целом залежь бобриковского горизонта пластово-сводовая, участками литологически осложненная.

Шкаповское нефтяное месторождение (рис. 15) находится к югу от г. Белебея. Открыто в 1953 г. Введено в разработку в 1955 г. Расположено на восточной окраине Альметьевской вершины Татарского свода и приурочено к одноименной структуре. Шкаповская структура является обширной брахиантиклиналью северо-западного простирания. Размеры составляют 20х13 км при амплитуде около 20 м. Складка пологая. Углы наклона крыльев не более 0,5°. На основной брахиантиклинали выделяются три относительно приподнятые зоны: центральная, юго-западная и северо-восточная. Нефтеносносность в разрезе месторождения установлена в терригенной толще нижнего карбона, известнякат турнейского и фаменского ярусов и в девонских терригенных отложениях. Основные объекты разведки горизонта $Д_I$ и $Д_{IV}$, расположенные на глубинах 2150 и 2170 м, содержат 98,2 % начальных извлекаемых запасов нефти месторождения. Остальные объекты носят второстепенный характер. Коллекторские свойства девонских горизонтов близки между собой. Пористость горизонта $Д_{IV}$ в среднем составляет 18%, проницаемость — 0,33 мкм^2, нефтенасыщенность — 0,888, по горизонту $Д_I$ средние значения пористости и проницаемости несколько выше: 19% и 0,43 мкм^2, нефтенасыщенность 0,869. Нефтенасыщенные толщины составляют по пласту $Д_{IV}$ 5,2 м, по $Д_I$— 5,8 м. Залежи нефти девонских горизонтов пластовые сводовые, крупные. Нефти верхней и средней пачек горизонта $Д_I$ близки по физическим и химическим свойствам. Плотность нефтей составляет 770 кг/м^3. Нефти сернистые, парафинистые, смолистые. Плотность нефти по площади залежей закономерно изменяется, составляя 860 кг/м^3 в сводовой части, кпериферии она постепенно увеличивается до 870 кг/м^3, меняется и содержание серы (от 1,4 до 2,6 %). Нефти пластов горизонта $Д_{IV}$ также имеют большое сходство. Нефть маловязкая, легкая, сернистая, парафинистая и смолистая. Нефть горизонта $Д_{IV}$ имеет низкую вязкость 1 мПа-с и высокую газонасыщенность.

Серафимовсгое нефтяное месторождение расположено в 20 км к юго-востоку от ж.-д. станции Туймазы. Открыто в 1949 г.,

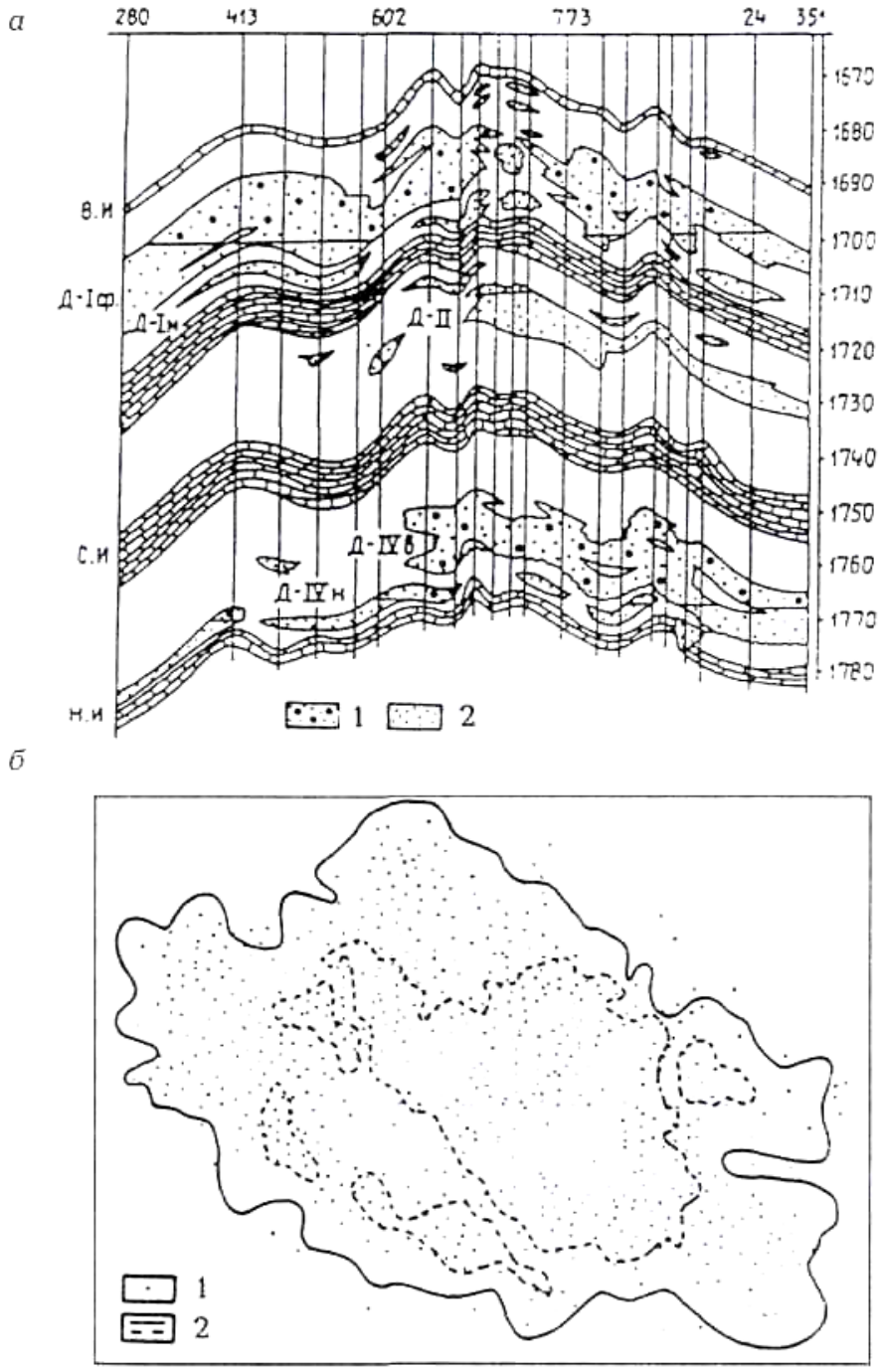


Рис. 15. Шкаповское нефтяное месторождение:
а — геологический профиль по пластам девона: В.И., СИ., Н.И. — верх-ний, средний, нижний известняк; 1,2 — нефте-, водонасыщенный песча-ник; б — схематическая карта залежи горизонта Д1: 1 — скважины; 2 — внешний и внутренний контуры нефтеносности

разрабатывается с 1949 г. Месторождение относится к классу крупных. Контролируется четырьмя локальными поднятиями (Серафимовским, Леонидовским, Константиновским, Балтаевским), осложняющими Серафимовско-Балтаевский вал на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода. Площадь месторождения 115 км^2. Выявлено 9 залежей нефти в терригенных визейских (бобриковский горизонт) пластах, карбонатных породах верхнего (фаменский ярус) и терригенных верхнего и среднего (кыновский, пашийский, старооскольский горизонты) девона. Основные залежи нефти открыты в визейском ярусе нижнего карбона и нижнефранского подъяруса верхнего девона. Пористость 22 %. Проницаемость 0,5 мкм^2. Залежи нефти пластовые сводовые. Нефти в верхнефранском подъярусе приурочены к пачке трещиноватых известняков, Толщина нефтенасыщенных пород 15—20м. Залежь массивная. Коллекторы в терригенном девоне - кварцевые песчаники эффективной толщиной до 10 м, пористость 18%, проницаемость 0,11- 0,31 мкм^2. Залежи нефти пластовые сводовые. Продуктивные горизонты залегают на глубинах от 1250 до 1715 м.

Первомайское нефтяное месторождение расположено в 60 км к югу от железнодорожной станции Можга. Открыто в 1958 г., разрабатывается с 1964 г. Относится к классу крупных. Приурочено к Первомайскому валу, осложняющему юго-восточный склон Северо-Татарского свода. Площадь месторождения 238 км^2. Промышленная нефтеносность связана с песчано-алевролитовыми породами кыновского и пашийского горизонтов верхнего девона, а в наиболее приподнятых участках — с породами живетского яруса среднего девона. Залежи нефти объединяются в единую гидродинамическую систему. Коллекторы поровые. Пористость 17—25 %, проницаемость 0,28—0,713 мкм^2. Залежи пластовые, частично литологически экранированные.

ПЕРМСКО-БАШКИРСКАЯ НГО площадью 36 тыс. км^2 находится в пределах Пермского и Башкирского сводов и Вымско-Курганской впадины. Продуктивны отложения от среднего девона до среднего карбона. Основные ресурсы содержатся в каменноугольных комплексах. В области расположены такие нефтяные месторождения, как Ярино-Каменноложское, Игровское, Полазненское, Краснокамское и др.

Ярино-Каменноложское нефтяное месторождение (рис. 16, 17, 18) расположено на юге Добрянского района Пермской области в 35 км к северо-востоку от г. Перми. Открытов 1954г., про-

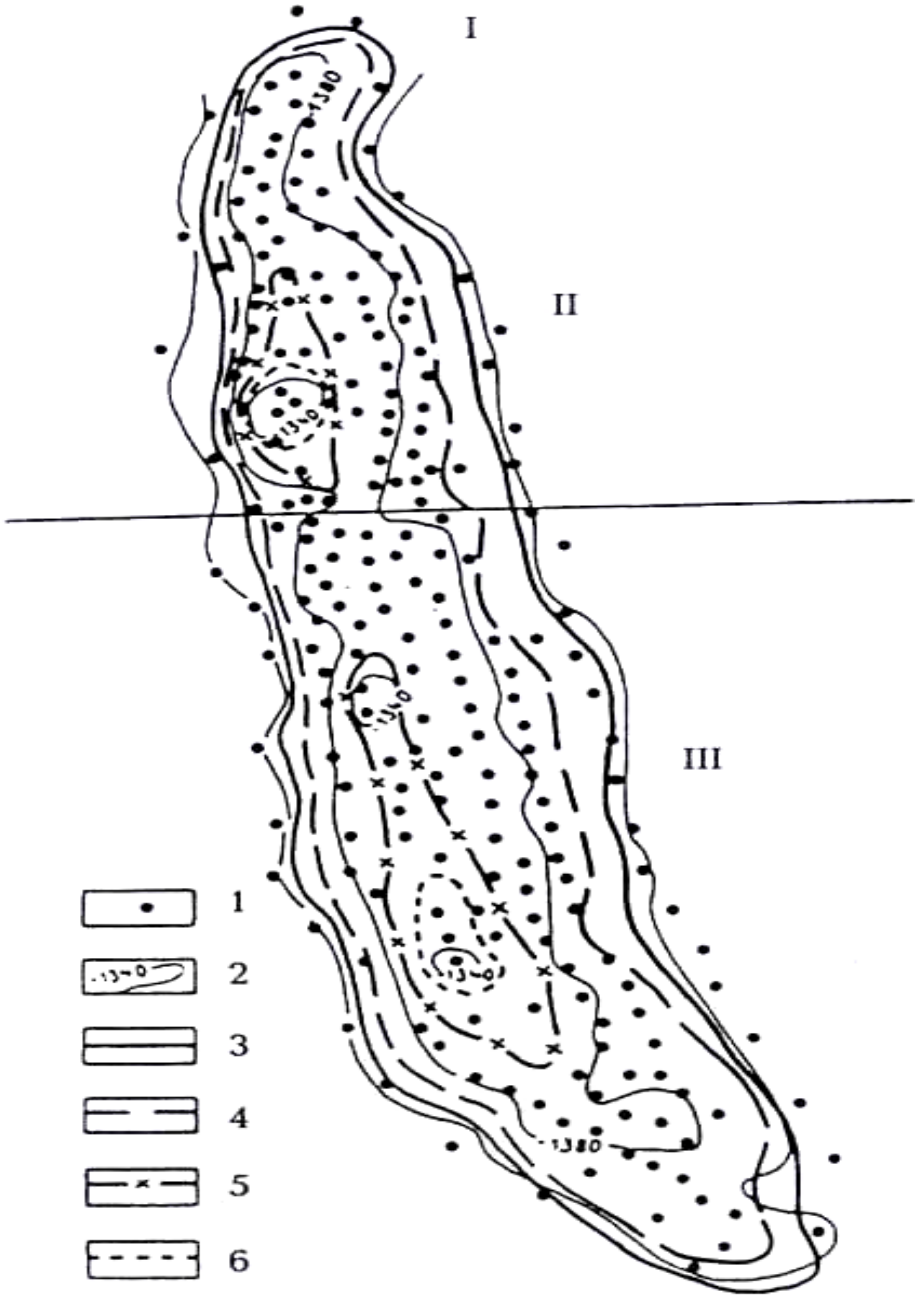


Рис. 16. Ярино-Каменноложское нефтяное месторождение [15].
Структурная карта по кровле терригенных отложений тульского горизонта: 1 — пробуренные скважины; 2 — изогипсы кровли тульского горизонта; 3, 4, 5 — внешние контуры нефтеносности эксплуатационных объектов соответственно яснополянского, башкиро-серпуховского, турнейского; 6 — внешние контуры газовых шапок башкирского и серпуховского ярусов (I, II, III) - площади Северо-Яринская, Яринская, Каменноложская

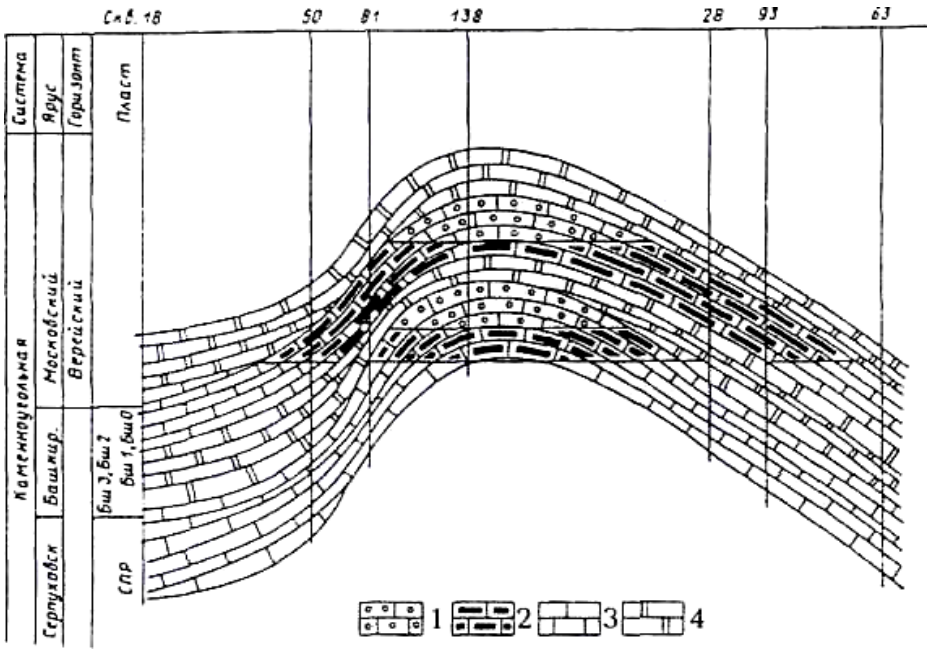


Рис. 17. Ярино-Каменноложское нефтяное месторождение [15]. Геологический профиль нефтяной части башкирского и серпуховского ярусов: 1,2,3- известняк газо-, нефте-, водоносный; 4 — плотные породы

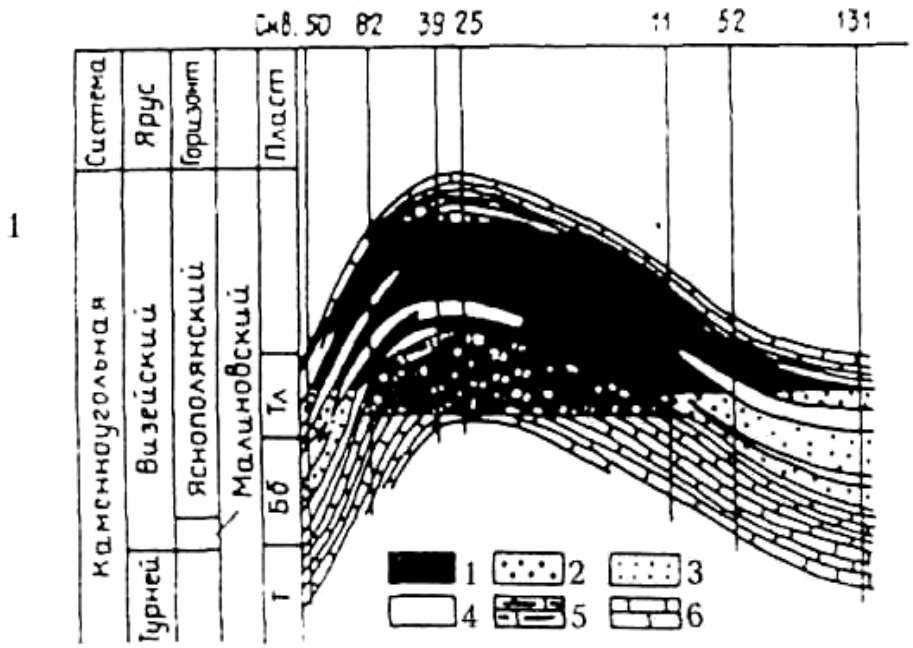


Рис. 18. Ярино-Каменноложское нефтяное месторождение [15]. Геологический разрез визейской терригенной и турнейской карбонат-ной толщ нижнего карбона: 1,2,3 — песчаник газо-, нефте-, водоносный; 4 — аргиллит и алевролит глинистый; 5, 6 — известняк нефте-, водоносный

мышленная разработка ведется с 1958 г. Относится к катего-рии крупных. Площадь месторождения 79,5 км^2. Приурочено к одноименной брахиантиклинальнои складке меридионального простирания длиной до 40 км и шириной до 6 км, осложненной тремя локальными поднятиями: Северо-Яринским, Яринским и Каменноложским. Ловушки — структуры облекания рифогенных построек верхнефранско-фаменского возраста. Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях турнепского яруса, в терригенных отложениях яснополянского надгоризонта и в карбонатных отложениях серпуховского и башкирского ярусов. Залежь нефти турнейского яруса относится к массивному типу. Глубина залегания кровли пласта 1850 м, размер залежи 10х2 км. Этаж нефтеносности — 40 м. Залежь яснополянских отложений, крупнейшая на месторождении, приурочена к двум пластам бобриковского и тульского горизонтов, залегающих на глубине 1750 м, размеры залежи 26х3 км, этаж нефтеносности 94 м. В карбонатном массиве серпуховского и башкирского горизонтов на глубине 1450 м выявлено пять продуктивных пластов. Общая площадь нефтеносности — 20х2,5 км. Преобладающий тип коллекторов карбонатный трещиновато-поровый и терригенный поровый. Нефтенасыщенные толщины пластов от 8,5 до 28,2 м, пористость от 8,5 до 18%, проницаемость от 0,066 до 0,208 мкм2, начальное пластовое давление 13,7—17,2 МПа, пластовая температура 20—25°С, вязкость нефти в пласте 0,95—1,18 мПа-с, газовый фактор 120,2—157,5 м^3/т, давление насыщения 13,45—15,85 МПа.

Нефти месторождения легкие, малосернистые, с высоким содержанием легких фракций. Наиболее легкие (0,815 г/см3) ималосернистые (0,54 %} нефти в терригенных отложениях визейского яруса, в карбонатных породах нефти более тяжелые (0,824—0,825 г/см3) и более сернистые (0,64—0,65 %). По составу растворенный газ азотно-углеводородный, жирный. Газ из среднекаменноугольных и турнейских пород содержит до 0,6 % сероводорода. Газ газовой шапки с большим содержанием азота, метана и небольшим пропана, бутана и этана.

Игровское нефтяное месторождение (рис. 19) расположено в южной части Башкирской вершины свода и входит в состав Та-Ушско-Бураевской зоны поднятий. Открыто в 1961 г., разрабатывается с 1964 г. Месторождение приурочено к цепочке куполовидных поднятий, вытянутых с востока — юго-востока на запад —

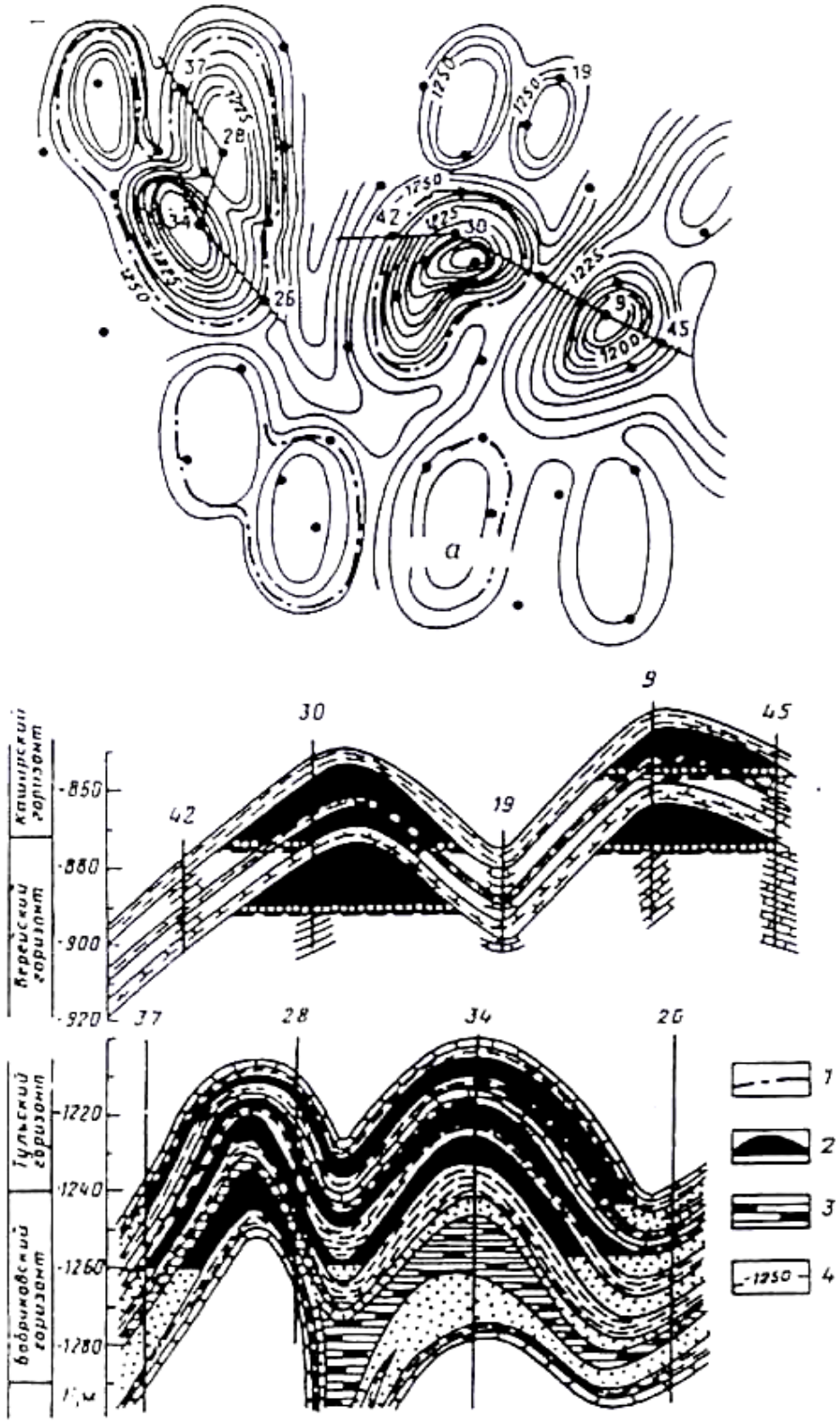


Рис. 19. Игровское месторождение (Г.А. Габриэлянц, 2000):
а — структурная карта по кровле нефтяного пласта 1 бобриковского горизонта; б, в — геологические профили; 1 — контур нефтеносности; 2 — нефтяная залежь; 3 — пласты с нефтепроявлениями; 4 — изогипсы, м

северо-запад. Западные купола более погружены по сравнению с восточными.

Промышленная нефтеносность связана с тремя пачками песано-алевритовых пород, стратиграфически приуроченных к бобриковскому горизонту карбона. Мощность пачек на отдельных участках составляет 30 м. Иногда продуктивные пласты полностью выклиниваются. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1400- 1500 м. Аналогичным строением характеризуются и другие месторождения этого района: Четырманское, Орьебаш-Чераульское и др.

ПРИКАМСКАЯ НГО площадью 22 тыс. км^2 приурочена к Висимской впадине и Пермскому своду. Промышленная нефтегазоносность связана преимущественно с верхнедевонско-среднекаменноугольными комплексами, к которым приурочены нефтяные месторождения Кудымкарское, Майкорское и др.

ВЕРХНЕКАМСКАЯ НГО площадью 74 тыс. км^2 занимает одноименную впадину. Залежи связаны с отложениями среднего девона -нижней перми. Основная часть запасов и ресурсов (около 90%) сосредоточена в каменноугольных породах. Здесь открыты Чутырско-Киенгопское, Мишкинское и др. нефтяные месторождения.

Чутырско-Киенгопское газонефтяное месторождение (рис. 20) расположено в 58 км к северу от г. Ижевска. Открыто в 1962 г., разрабатывается с 1971 г. Относится к классу крупных. Приурочено к Чутырско-Ножовской валообразной зоне Верхнекамской впадины. Контролируется структурами облекания рифогенных построекверхнефранско-фаменского возраста. Объединяет три участка (Киенгопский, Чутырский, Восточный) общей площадью 286,6 км^2. Выявлено 10 нефтяных и 3 газонефтяных залежи. Нефтеносны терригенные отложения визейского и карбонатные турнейского ярусов нижнего карбона. Газонефтеносны карбонатные породы московского (верейский горизонт) и башкирского ярусов среднего карбона. Коллекторы нефтеносных горизонтов поровые и трещинно-поровые, пористость 11—21 %, проницаемость 0,021—0,7 мкм^2. Коллекторы газонефтяных залежей пористые и кавернопористые известняки эффективной толщиной 3,4—9,3 м, пористость 17—19%, проницаемость 0,153—0,283 мкм^2. Залежи верейского горизонта пластовые сводовые, башкирского и турнейского ярусов массивные, визейского яруса пластовые сводовые.

Мишкинское нефтяное месторождение расположено в 10 км к югу от г. Воткинска. Открытое 1966, разрабатывается с 1973 г..

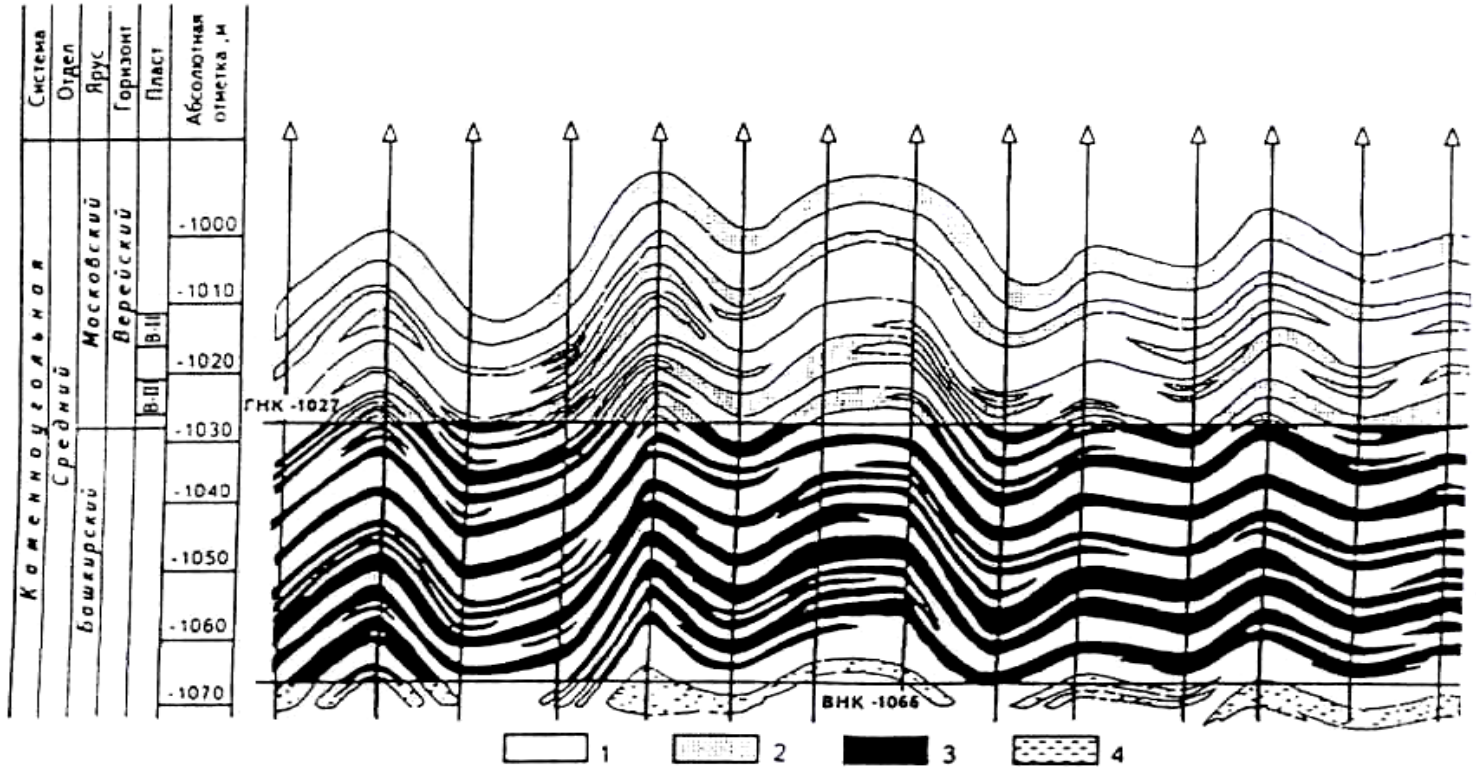


Рис. 20. Чутырско-Киенгопское месторождение (В.И. Кудинов, В.А. Савельев и др., 1998). Геолого-литологический профиль по отложениям башкирского яруса и верейского горизонта: 1 — породы плотные непроницаемые; коллекторы: 2 - газонасыщенные; 3 — нефтенасыщенные; 4 — водонасыщенные.

Относится к классу крупных. Приурочено к Чутырско-Ножовской вилообразной зоне Верхнекамской впадины. Контролируется структурами облекания рифогенной постройки верхнефранско-фаменского возраста. Продуктивны карбонатно-терригенные отложения московского (верейский горизонт), карбонатные башкирского ярусов среднего карбона, терригенные визейского (тульский и бобриковский горизонты) и карбонатные турнейского яруса нижнего карбона на глубине 1170-1490 м. В верейском горизонте выделено 7 нефтенасыщенных пластов, представленных органогенно-обломочными известняками. Пористость 11%, проницаемость 0,095—0,15 мкм^2. Залежи нефти пластовые сводовые. Залежи нефти башкирского яруса приурочены к пористым и кавернозно-трещинным известнякам. В верейском ярусе установлено 3 проницаемых пласта: два нижних — в бобриковском, верхний — в нижней части тульского горизонтов. Коллекторы — пористые песчаники и алевролиты. Залежи пластовые сводовые. Коллекторы турнейского яруса — пористые и трещиноватые известняки. Залежи массивные. Нефти месторождения тяжелые, вязкие, содержание газа низкое.

МЕЛЕКЕССКО-АБДУЛИНСКАЯ НГО площадью свыше 40 тыс.км2 расположена в пределах Мелекесской впадины и Абдулинского прогиба. Промышленная нефтеносность связана с комплексами в среднем девоне — среднем карбоне. Основные ресурсы сосредоточены в каменноугольных отложениях. В области открыты Радаевское, Байтуганское, Боровское, Султангуловское, Бугурусланское и др. нефтяные месторождения.

УФИМСКАЯ НГО площадью 19 тыс. км2 занимает Бирскую сед-ловину и Благовещенскую впадину. Промышленная нефтеносность связана с отложениями девона и карбона. Здесь расположено крупное Арланское нефтяное месторождение, а также Манчаровское, Чекмагушевское и др. нефтяные месторождения.

Арланское нефтяное месторождение (рис. 21,22) расположено в 125 км от Уфы. Открыто в 1954 г., разрабатьизается с 1958 г. По запасам нефти относится к уникальным. Площадь 2300 км2. Приурочено к Арлано-Дюртюлинскому валу (барьерному рифу), имеющему протяженность 120кмпри ширине 30—35 км, осложняющему Бирскую седловину; контролируется структурами облекания рифогенных построек верхнефранско-фаменского возраста высотойдо 70м. Образования крупной Арланской структуры связываются с развитием Актаныш-Чишминской ветви Камско-Ки-

Рис. 21. Арланское нефтяное месторождение.
Структурная карта по кровле терригенной толщи нижнего карбона: 1 — внешний контур нефтеносности; 2 — скважины; 3 — изогипсы

34 33 3 32 5 142

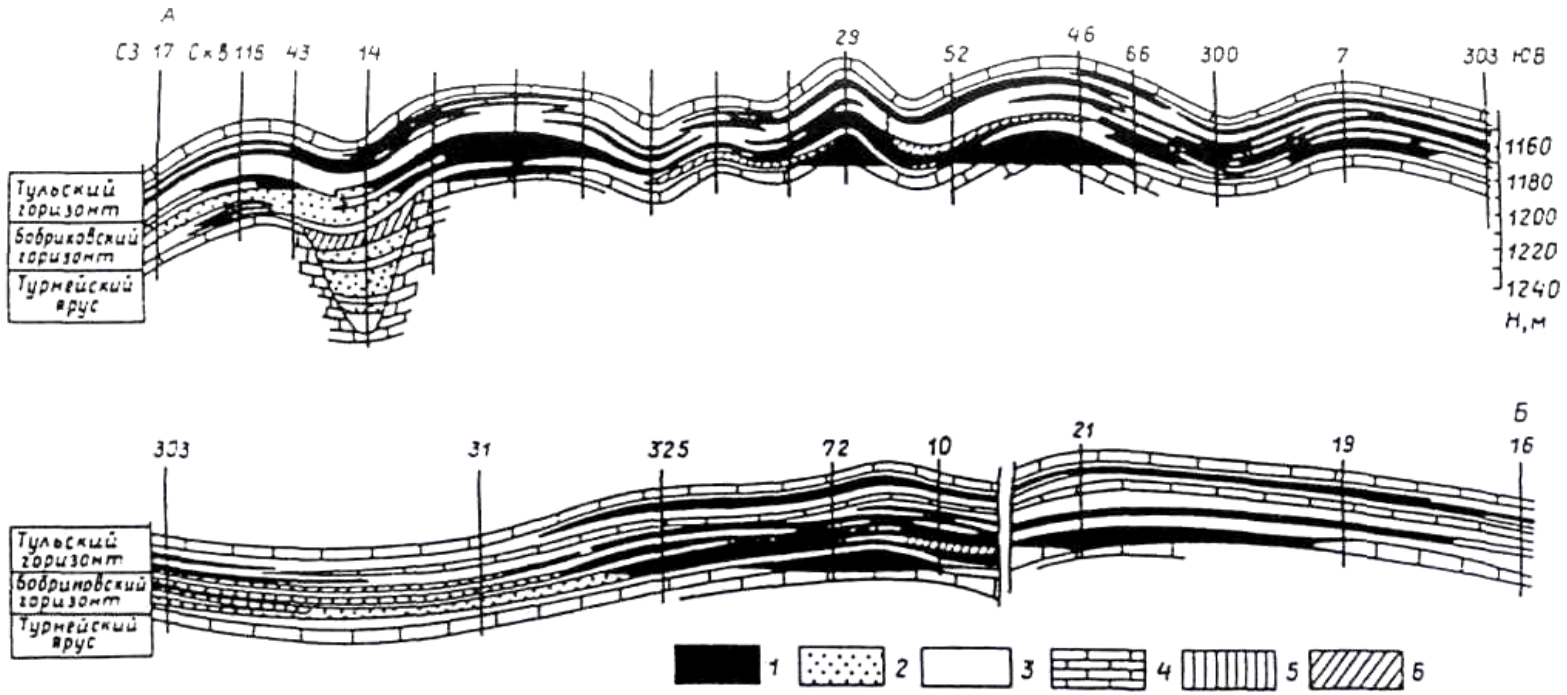


Рис. 22. Арланское нефтяное месторождение.
Геологический профиль продуктивных каменноугольных отложений (по А.Д. Надежкину, Л.П. Сизову): 1 — нефтяные залежи; 2 — песчаники; 3 — алевролиты, аргиллиты; 4 — известняки; 5 — известняки пористые водоносные; 6 — каменные угли, углисто-глинистые сланцы водоносные

нельской системы некомпенсированных прогибов. Разрез осадочной толщи месторождения изучен до глубины 4516 м. В осадочном чехле вскрыты отложения докембрия, среднего и верхнего девона каменноугольного и пермского периода, а также четвертичного возраста.

На месторождении выявлено 16 залежей; продуктивны карбонатные отложения московского (подольский, каширский, верейский горизонты), турнейского и терригенные визеиского (бобриковский, алексинскии горизонты) ярусов. Основные запасы нефти связаны с терригенными отложениями визеиского яруса, где выделяется три проницаемых пачки, нефтеносность в основном связана с коллекторами верхней и нижней; их эффективная толщина 3,8 м. Пористость коллекторов нижней пачки 25%, проницаемость от 0,048 до 1 мкм^2. Пористость коллекторов верхней пачки 20%, проницаемость 0,750 мкм2. В каждой пачке выявлено несколько за-лежей нефти. Плотность нефти 0,84—0,89 г/см^3, вязкость 3,1—52мПа-с. Содержание серы 1,1—3,2%, парафина 1—4%. Дебиты нефти из отложений визейского яруса (бобриковский горизонт) 145 т/сут, из карбонатных отложений московского и турнейского ярусов — 10—40 т/сут; t = 18—24°C, начальное пластовое давление 14,1 МПа. Залежи нефти в отложениях визейского яруса пластовые, сводовые, частично литологически экранированные, в московском и турнеиском ярусах преобладают залежи массивного типа, Режим залежей в карбонатных отложениях московского и турнейского ярусов упругий, а залежей визейского яруса —упруго-водонапорный. Месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления путем применения законтурного и внутриконтурного заводнения.

Манчаровское нефтяное месторождение расположено в 18 км к северо-востоку от г, Октябрьска. Открыто в 1958 г., разрабатывается с 1965 г., относится к классу крупных. Площадь месторождения 126,4 км^2. Приурочено к Манчарово-Каразерикской валообразной зоне, осложняющей Бирскую седловину. Контролируется структурами облекания рифогенных построек верхнефранско-турнейского возраста и отдельными локальными поднятиями тектонической природы в терригенном девоне. Выявлено 6 залежей нефти. Продуктивны карбонатные отложения московского (каширский горизонт), турнейского ярусов, терригенные визейского (бобриковский горизонт) яруса, среднего и верхнего девона. Основной продуктивный пласт — бобриковские отложения.

Пористость коллекторов 24%, проницаемость 0,766—0,78 мкм^2. Давление 1,39-1,43 МПа, t = 18-35°С. В среднем давление насыщения равно 0,63 МПа, нефть бобриковского горизонта находится в ненасыщенном состоянии. Газовый фактор 16,4—23м^3/т. Плотность нефти 0,901-0,914 г/см^3. Содержание серы 3,45-4,3%, парафина 2,2-5,1 %, смол 11,7-27,3 %. Вязкость при 120°С - 220 мПа-с. Начальные дебиты 50—130 т/сут, из девона — 3—5 т/сут. Залежи каменноугольных отложений пластовые сводовые, девонских — пластовые сводовые и литологически экранированные. Первоначальный режим залежей — упруговодонапорный.

СОЛЬ-ИЛЕЦКАЯ (ОРЕНБУРГСКАЯ) ГНО площадью 30 тыс. км^2 соответствует Соль-Илецкому своду. Промышленная нефтеносность связана с отложениями девона и карбона, газоносность — среднего карбона и нижней перми. Здесь сосредоточено около половины газовых ресурсов Урало-Поволжья и расположено крупнейшее Оренбургское газоконденсатное месторождение.

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 23) расположено на южной окраине г. Оренбурга. Открыто в 1966 г., разрабатывается с 1971 г. Месторождение уникальное по запасам свободного газа. Приурочено к асимметричному валообразному поднятию широтного простирания подсолевых нижнепермских отложений. Размеры вала 100х22 км, амплитуда 700 м. Выявлено 3 залежи (2 с нефтяными оторочками) в карбонатных породах — артинско- среднекаменноугольная (основная), филипповская (подошва кунгурского яруса) и среднекаменноугольная, Первая залежь массивная, этаж нефтегазоносности 523 м, ГНК на отметке -1750 м. Коллектор порово-трещинный, пористость 6 - 13%, проницаемость до 0,024 мкм^2. Начальное пластовое давление 20,9 МПа, t=27°С. Состав газа, %:CH_4-81,5-88, C_2H_5- 3,1-5,4, C_2H_6+ высшие - 1,9-9,2, CO_2 - 0,5-4, N_2 - 2,5-8,8, H_2S - 1,3-4,5. Начальное содержание стабильного конденсата 76,3 г/м^3, плотность 698—715 кг/м^3, содержание серы 1,13%. Нефтяная оторочка представлена тремя обособленными участками, линии ВНК — не горизонтальны на отметках от -1717 до -1784 м. Этаж нефтегазоносности 10—110 м. Плотность нефти 843 кг/м^3, вязкость 2,4—0,9 мПа-с, содержание серы 1,2 %. Вторая залежь пластовая сводовая литологически ограниченная. Коллектор — "плойчатые" доломиты с пористостью 11%. Этаж газоносности 504 м. Нефтяная оторочка окаймляет западную часть залежи. Размеры оторочки 1,8х35 км. ГНК на отметке -1690 м, ВНК - на отметке -1760 м.

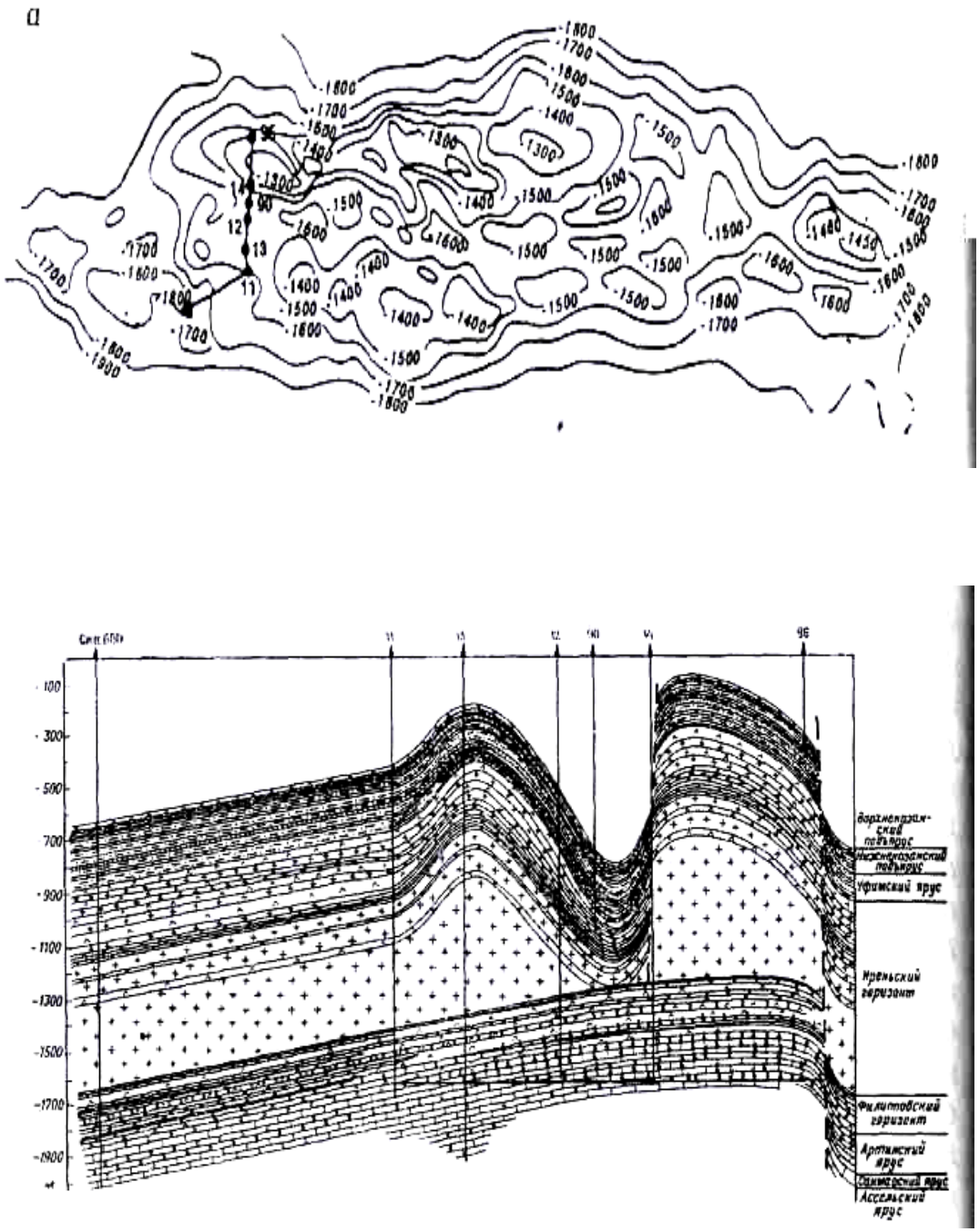


Рис. 23. Оренбургское газоконденсатное месторождение (А.А. Бакиров, Г.Е. Рябухин и др., 1979):
а — структурная карта по кровле сакмаро-артинских отложений;
б — геологический профиль продуктивной части разреза нижней перми

Начальное пластовое давление 19,1 МПа, t= 20°С. Состав газа, %: CH_4- 88,2; C_2H_6 - 3,1, C_2H_6+ высшие - 4,1; CO_2 - О,7, N_2 - 1,2, H_2S – 2,7. Третья залежь (глубина 2076- 2359 м) массивная. Пористость коллектора 11%. Начальное пластовое давление 23—25 МПа, начальное содержание стабильного конденсата 91,5 г/м^3.

Копаусгое газонефтяное месторождение (рис. 24) расположено в пределах Солm-Илewкого поднятия. Открыто в 1977 г. Морфология нижнепермского резервуара, к которому приурочено газоконденсатное месторождение, характеризуется достаточно высокой амплитудой (193 м) и асимметричным строением. Размеры структуры 6,2х4?5 км, углы падения пород колеблются от 4 до 12°. На строение артинского резервуара несомненно наложила отпечаток седиментawионная обстановка накопления отложений (и в том числе биогермных) в нижнепермское время, но решающую роль на формирование структуры оказал общий тектонический фон.

Горное нефтяное месторождение (рис. 25) расположено в пределах Красногвардейского района Оренбургской области в 70 км к востоку от г. Бузулука и в 165 км к северо-западу от г. Оренбурга. Открыто в 1974 г., разрабатывается с 1977 г. В геологическом разрезе месторождения выделяются два продуктивных пласта B_1 и B_2' с доказанной промышленной нефтеносностью, которые приурочены к отложениям турнейского яруса нижнего карбона, и потенциально нефтегазоносный нижезалегающий пласт B_2^2, выделенный по результатам переинтерпретации ТИС в 2001 г.

ЖИГУЛЕВСКО-ПУГАЧЕВСКАЯ НГО площадью 45 тыс. км^2 приурочено к Жигулевско-Пугачевскому своду. Залежи выявлены в отложениях верхнего девона — среднего карбона. Основные запасы нефти связаны с каменноугольными комплексами. В области расположены Покровское, Зольненское, Яблоневоовражное, Мухановское нефтяные, Кулешовское газонефтяное и др. месторождения.

Мухановское нефтяное месторождение (рис. 26—30) расположено к северо-востоку от г. Самары. Открытое 1945 г,, разрабатывается с 1947 г. Месторождение приурочено к зоне Кинельских дислокаций, осложняющих вершину Жигулевско-Пугачевского свода. Мухановская структура представляет собой узкую, вытянутуюв широтном направлении складку размерами 28х2,5 км с пологим южным и крутым северным крыльями. Геологический разрез изучен до кристаллического фундамента. В геологическом строении участвуют отложения среднего и верхнего отделов де-

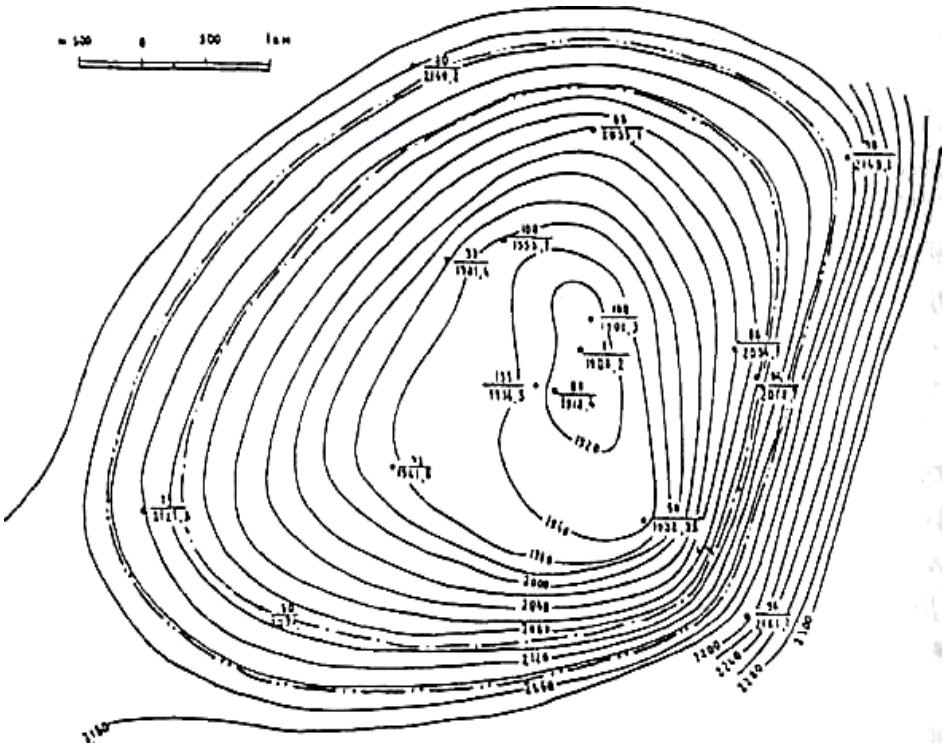


Рис. 24. Копанское газонефтяное месторождение. Структурная карта по кровле артинского яруса

вонской, всех отделов каменноугольной, пермской, неогеновой и антропогеновой систем. Суммарная толщина разреза составляет 3100м.

На месторождении продуктивны терригенные отложения девона и нижнего карбона, известняки и доломиты кунгурского яруса и калиновской свиты уфимского яруса перми. Основные запасы нефти связаны с продуктивными горизонтами нижнего карбона — радаевским и бобриковским.

Выявлено 18 залежей нефти (девон и нижний карбон), газонефтяная (нижняя пермь, кунгурский ярус) и газовая (верхняя пермь, калиновская свита). Коллекторами нефти являются песчаники с прослоями алевролитов и глин, пористостью 1,9—24,8%, проницаемостью 0,697—3,569 мкм^2. Коллекторы газонефтяной и газовой залежей — пористо-трещиноватые и кавернозные доломиты, пористость 2,35—30,7%, проницаемость 0,072—0,195 мкм^2, общей толщиной 1—17 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 9,5 м. Залежи в пермских доломитах массивные, нижнем карбоне и девоне пластовые сводовые, литологически экранирован-

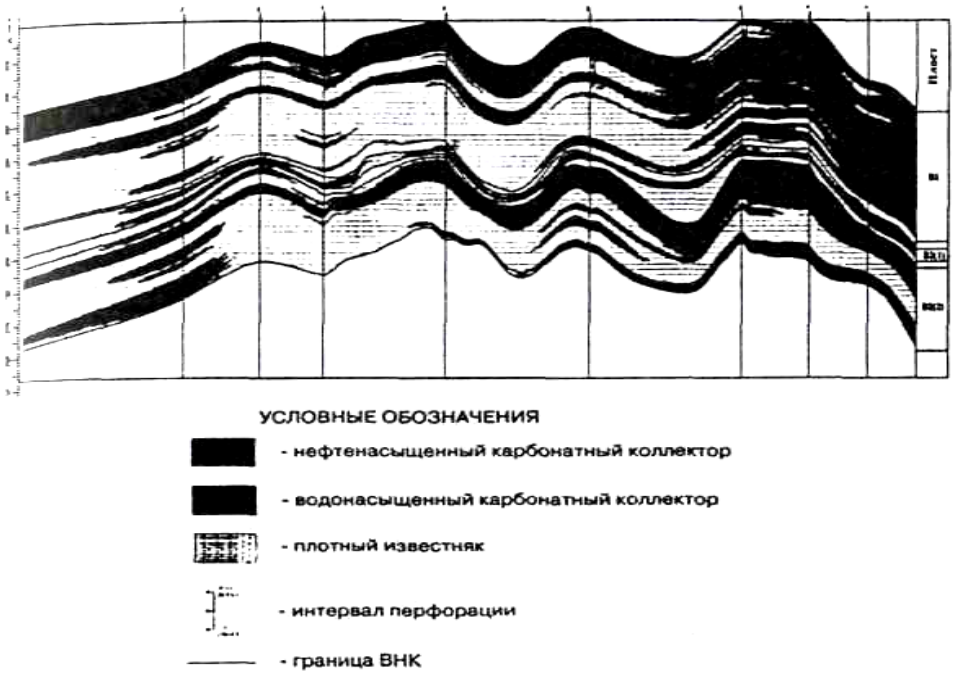


Рис. 25. Горное нефтяное месторождение (В.А. Ванин и др., 2002). Геологический разрез

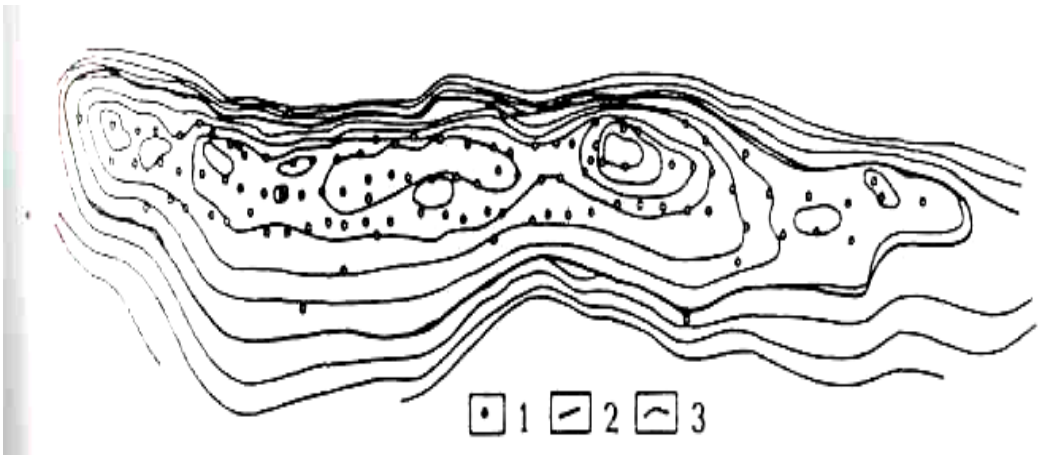


Рис. 26. Мухановское нефтяное месторождение [15]. Структурная карта по кровле пласта С,: 1 — скважины; 2 — начальный контур нефтеносности; 3 – изогипсы

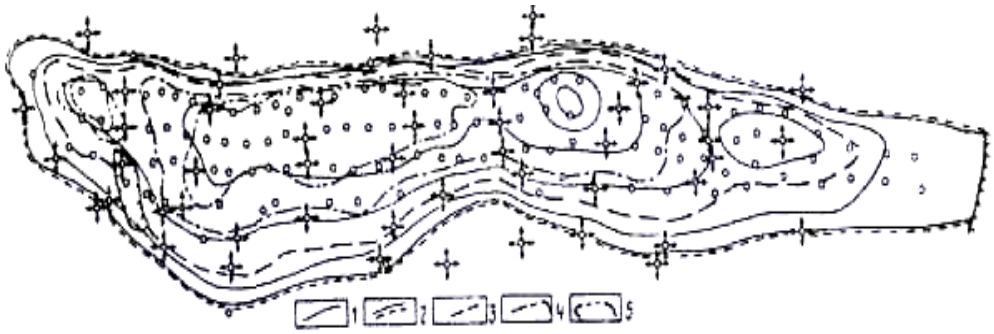


Рис. 27. Мухановское нефтяное месторождение [15].
Схема расположения нефтяных залежей 2-го объекта: 1 — изогипсы по кровле пласта C_2; 2, 3, 4, 5 — внешний контур нефтеносности по пласта соответственно C_2, C_3, $C_{4а}$, $C_{4б}$.

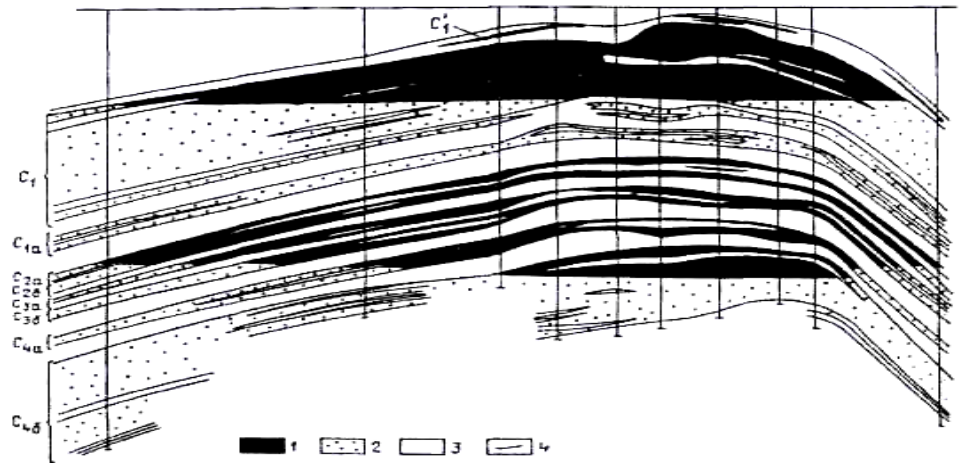


Рис. 28. Мухановское нефтяное месторождение [15].
Геолого-литологический профиль продуктивных пластов карбона:
1,2 — песчаник нефте-, водонасыщенный; 3 — глины, алевролиты; 4 начальный ВНК

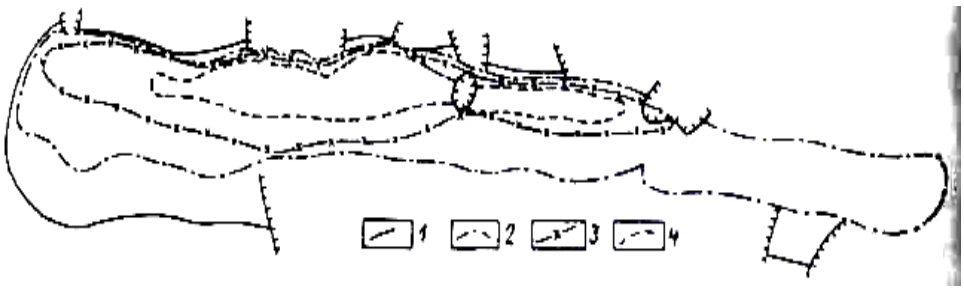


Рис. 29. Мухановское нефтяное месторождение [15].
Схема расположения нефтяных залежей 3-го объекта:
1,2,3,4 — внешний контур нефтеносности по пластам соответственно Д1, Д2, Д3, Д4.

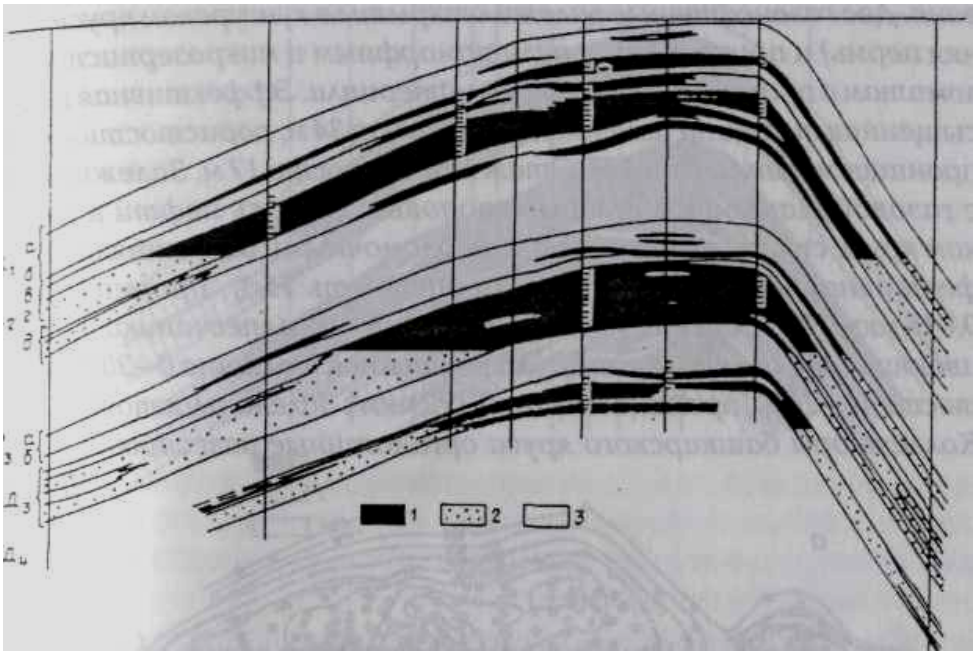


Рис. 30. Мухановское нефтяное месторождение [15].
Геолого-литологический профиль продуктивных пластов девона:
1,2 - песчаник нефте-, водонасыщенный; 3 — глины, алевролиты

ные. Глубина залегания залежей 400—3000 м, высота 11—102 м, на-чальное пластовое давление залежей девона и нижнего карбона 23,6-32,1 МПа, t= 72-74°С. Плотность нефти 790-863 кг/м^3, содержание серы 0,32—2,05 %, парафина 3,13-9 %.

Кулешовсгое нефтяное месторождение (рис. 31, 32) расположено на территории Нефтегорского района Самарской области, в 15 км к северу от г. Нефтегорска. Открыто в 1959 г., разрабатывается с 1960 г. Относится к классу крупных. Площадь месторождения 74,06 км^2. Приурочено к локальным поднятиям (Кулешовское, Корнеевское, Благодаровское, Бобрыкинское) Кулешовсгого вала, осложняющего западный борт Бузулукской впадины. Кулешовское месторождение характеризуется сложными условиями залегания нефтяных залежей, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов. Геологический раз-Рез месторождения представлен породами кристаллического фундамента, отложениями среднего и верхнего девона, карбона, пер-ми и четвертичными образованиями.

Выявлено 16 нефтяных залежей в терригенных и карбонатных отложениях карбона, терригенных породах верхнего и среднего де-

вона. Две газонефтяные залежи открыты в кунгурском ярусе (нижняя пермь) и приурочены к пелитоморфным и микрозернистым доломитам с примесью глинистого материала. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,5 до 34 м, пористость 4—25 % , проницаемость 0,025 мкм^2. Этаж газоносности 17 м. Залежи нефти с газовой шапкой пластовые сводовые. Залежь нефти в гжельском ярусе связана с органогенно-обломочными известняками. Эффективная толщина до 10 м, пористость 15%, проницаемость 0,015 мкм^2. В верейском горизонте нефтеносны песчаники, переслаивающиеся с алевролитами. Эффективная толщина 0—30 м, пористость 11—26 %, проницаемость 0,172 мкм^2. Залежь пластового типа. Коллекторы башкирского яруса органогенные известняки и доло-

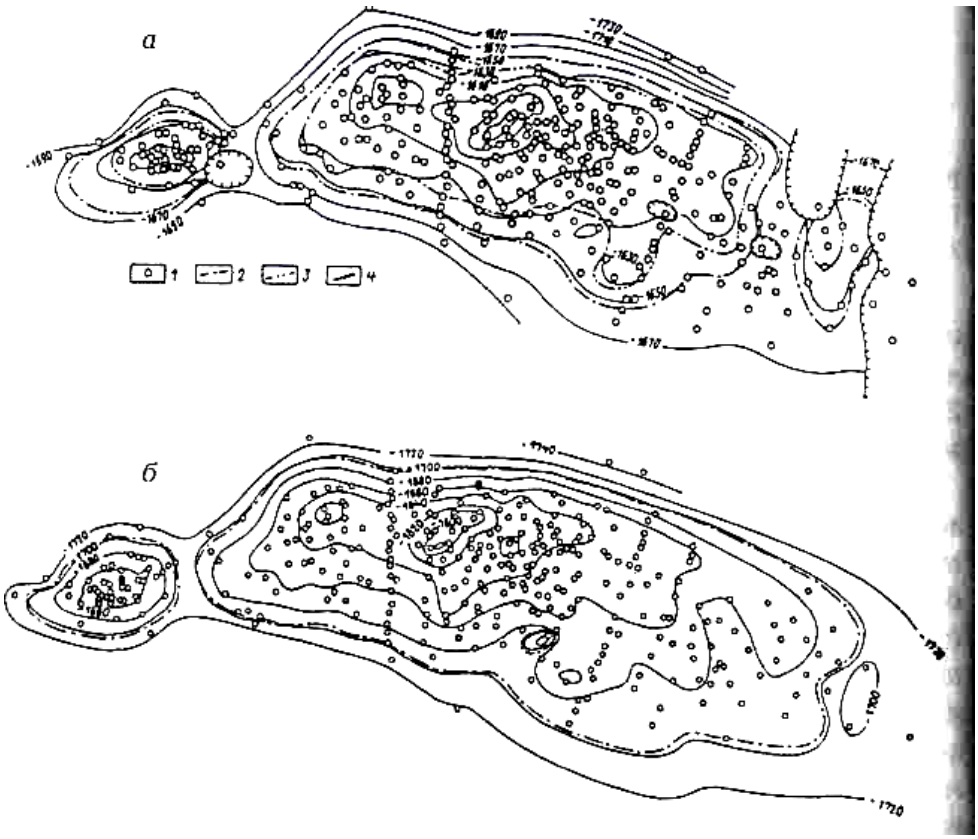


Рис. 31. Кулешовское нефтяное месторождение [15]:
а — структурная карта по кровле пласта А3: 1 — скважины пробуренные; 2, 3 — контур нефтеносности внешний и внутренний; 4 — границы заме-щения коллекторов пласта плотными породами; б — структурная карта по кровле пласта $А_4$

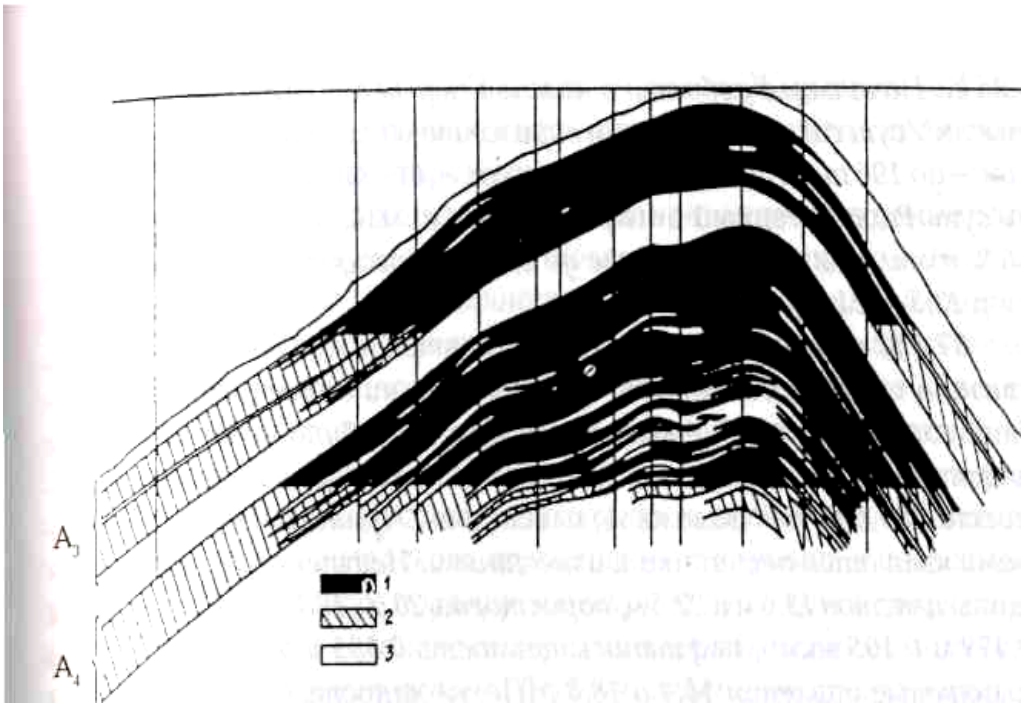


Рис. 32. Кулешовское нефтяное месторождение [15].
Геолого-литологический профиль пласта А3 верейского горизонта и A_4 башкирского яруса: 1,2 — песчаники и известняки соответственно нефте-, водонасыщенные; 3 — плотные породы

миты, нефтенасыщен весь разрез. Эффективная толщина 8—60 м, пористость 11—34 %, проницаемость 0,044—0,108 мкм^2. Залежи массивного типа. Скопления нефти бобриковского горизонта визейского яруса выявлены только в пределах западной части вала (Кулешовское поднятие). Пористость коллекторов 19 %, проницаемость 0,458 мкм^2. Залежи пластовые сводовые и литологически экранированные. Скопления нефти в терригенной толще девона приурочены к средне- и мелкозернистым песчаникам. Эффективная толщина 2,5—14 м, пористость 1—15%, проницаемость 0,056 мкм^2. Залежи пластовые сводовые и литологически экранированные. Наибольшей пористостью и проницаемостью характеризуются отложе-ния бобриковского горизонта, наименьшей — карбонатные породы нижней перми. Глубины залегания продуктивных горизонтов от 600 до 3640 м. Физико-химические свойства нефтей месторождения изменяются вверх по разрезу. Наиболее легкие малосернистые нефти характерны для девонских отложений: плотность 0,792-0,794 г/см^3, содержание серы 0,21-0,37 %, парафина 4,9-5,6 %. В каменноугольных и нижнепермских отложениях плотность нефти колеблется от 0,804 до 0,833 г/см^3, содержание серы 0,67-1,42%, парафина

5,25 %. Начальные дебиты: в нижней перми 6 т/сут нефти и 21,5 тыс. $м^3$/сут газа; в гжельском горизонте 60 т/сут нефти, верейском — до 196 т/сут, башкирском ярусе — 44—310 т/сут, девоне — 70 т/сут. Растворенный в нефти газ тяжелый, жирный, содержит 56 % гомологов метана. В газе до 2,8% сероводорода. Газовый фактор 23,5-221 $м^3$/т.

87,3% всех извлекаемых запасов нефтяного месторождения связано с двумя основными нефтеносными пластами $А_3$ (верейский горизонт) и $А_4$ (башкирский ярус). Глубина залегания этих пластов соответственно 1640 и 1674 м, площадь нефтегазоносности 389,529 $км^2$. Залежь $А_3$ пластовая, $А_4$ массивная, коллекторами являются песчаники и известняки. Нефтенасыщенные толщиныпластов 13,6 м и 22,5 м, пористость 20%, 18%, проницаемость 0,177 и 0,195 $мкм^2$, нефтенасыщенность 0,833 и 0,879. Начальные пластовые давления 18,4 и 18,8 МПа, плотность 808,8 кг/м3. Газовый фактор 156,8 и 79,7 $м^3$/т.

Покровское нефтяное месторождение расположено в 70 км к востоку от г. Бузулук. Открыто в 1959 г., разрабатывается с 1963 г. Месторождение крупное по запасам нефти. Приурочено к антиклинальной складке Бобровско-Покровского вала (Бузулукская впадина). Размеры структуры 10,5х5,5 км. Выявлено 10 залежей, в т.ч. 8 нефтяных, 1 газовая и 1 газонефтяная. Продуктивны отложения турнейского яруса, бобриковского горизонта, окского надгоризонта нижнего карбона (нефтяные залежи), башкирского яруса и верейского горизонта среднего карбона, артинского и уфимского ярусов перми (газовая залежь, газонефтяная с нефтяной оторочкой). Залежи пластовые сводовые и массивные. Коллекторы верейского и бобриковского горизонтов представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин. Пористость песчаников 11,2—28,6%, проницаемость 0,014—4,811 $мкм^2$. Коллекторы башкирского и турнейского ярусов представлены известняками, окского надгоризонта — доломитами. Пористость известняков 5,8—25,4%, проницаемость 0,001—1,032 $мкм^2$. Коллектор поровый и поровотрещинный. Глубина залегания залежей 560—2351 м. Пористость коллектора 8—20 %, проницаемость 0,008—1,05 $мкм^2$.

НИЖНЕВОЛЖСКАЯ НГО площадью 83 тыс. $км^2$ расположена в пределах юго-восточной части Пачелмского прогиба и юго-восточного склона Воронежской антеклизы. Нефтегазоносность связана с отложениями среднего девона — перми. На КоробковскоМ I месторождении залежь газа приурочена к байосским отложени-

ям юры.В области открыты Соколовогорское, Жирновское, Песно-Уметское, Коробковское нефтяные, Арчединское, Зимовское газонефтяные и др. месторождения.

Жирновское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 320 км к северу от г. Волгограда. Открыто в 1949 г., разрабатывается с 1951 г., относится к классу крупных; площадь 35,3 км^2. Приурочено к северной части Доно-Медведицкого вала Приволжской моноклинали. На месторождении выявлено 15 залежей (2 газовые, 7 газонефтяных, 5 нефтяных, 1 газоконденсатная). Промышленная нефтеносность установлена в песчаниках верхнебашкирского подъяруса среднего карбона, тульского, бобриковского горизонтов визейского яруса нижнего карбона, в известняках нижнебашкирского подъяруса и турнейского яруса среднего и нижнего карбона, в евланово-ливенских и воробьевских отложениях верхнего и среднего девона. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 550 до 2400 м. В верхнебашкирском подъярусе выделены 4 песчаных пласта, содержащих 2 газонефтяных залежи. Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами, пористость 21 %, проницаемость 0,2 мкм^2. Залежи пластовые сводовые. Залежь нефти и газа в нижнебашкирском подъярусе приурочена к трещиноватым органогенно-обломочным известнякам. Пористость 11 %, проницаемость 0,05 мкм^2. Залежь пластовая сводовая. В тульском горизонте установлено 3 продуктивных пласта — $Б_1$, $А_2$, $А_1$. Основная залежь — в пласте $Б_1$ Коллекторы — слабосцементированные пески и песчаники. Эффективная толщина пласта 10,3 м, пористость 20 %, проницаемость 0,2 мкм^2. В бобриковском горизонте выделено 4 продуктивных пласта, сложенных мелкозернистыми песчаниками. Пористость пород-коллекторов 20 %, проницаемость 0,5 мкм^2. Залежи нефти пластовые сводовые с газовыми шапками. В мендымском горизонте верхнего девона открыта залежь нефти в известняковых коллекторах. Пористость 5 %, проницаемость 0,3 мкм^2. К евланово-ливенским отложениям приурочены 2 изолированные залежи, связанные с трещиноватыми известняками и доломитами. Нижний пласт содержит газонефтяную залежь; эффективная толщина коллектора 14 м, пористость 8%; в верхнем пласте — нефтяная залежь; его эффективная толщина 4,8 м, пористость 5 %. Залежи массивного типа. Нефти нижнебашкирского подъяруса большой плотности, высокой вязкости и сернистости. Нефти остальных продуктивных горизонтов малосернистые, малосмолистые. Газовые залежи выявле-

ны в верейском горизонте — два пласта. Залежь нижнего горизонта приурочена к мелкозернистым слабосцементированным песчаникам. Толщина пласта 2—12 м, средняя эффективная толщина 2,8 м, пористость 13 %. Залежь пластовая сводовая. Залежь верхнего пласта приурочена к пористым известнякам. Эффективная толщина 1,6 м, пористость 10 %. Залежь пластовая сводовая. Свободный газ содержит 95,4 % метана, 3,9% гомологов метана и 0,7% углекислоты. Газоконденсатная залежь установлена в карбонатных отложениях бурегского горизонта; дебит газа — 64 тыс. $м^3$/сут, конденсата — 315 $см^3/м^3$, пластовое давление 23,6 МПа.

Коробковское нефтегазоконденсатное месторождение находится в 250 км к северу от г. Волгограда. Открыто в 1951 г., разрабатывается с 1957 г.; относится к классу крупных. Расположено на восточном склоне Воронежской антеклизы и приурочено к центральной части Доно-Медведицких дислокаций. Структура Коробковского месторождения представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Восточное крыло более крутое, чем западное. Наблюдается некоторое смещение свода по глубоким горизонтам. Площадь месторождения 79,5 $км^2$. Месторождение многопластовое. Установлены 3 нефтегазовые залежи в терригенных отложениях верхней части башкирского яруса, бобриковского горизонта визейского и карбонатных породах турнейского ярусов. Газовые залежи (4) выявлены в карбонатных отложениях средней юры (байосский ярус), верхнего карбона, терригенно-карбонатных верейского горизонта московского яруса и карбонатных нижнебашкирского подъяруса среднего карбона. Глубина залегания продуктивных горизонтов — 200—1800 м. Залежи нефти и газа в верхнебашкирском подъярусе приурочены к верхней части разреза. Здесь выделяются 3 пласта-коллектора общей толщиной 3,6 м. Коллекторы — песчаники и алевролиты зонального распространения; пористость от 3 до 25%, проницаемость 0,04 $мкм^2$, газовый фактор 64 $м^3$/т. Залежи пластовые сводовые. Нефти легкие (0,812 $г/см^3$), малосернистые (0,3%), маловязкие (5,4 мПа-с), парафинистые (2,2%). Начальное пластовое давление 17,9 МПа. Дебиты нефти до 60 т/сут. Растворенные в нефти газы жирные, содержат гомологи метана, количество которых увеличивается с глубиной от 19,7% в верхнебашкирском подъярусе, до 32,7% —в турнейском ярусе. В растворенном газе содержится незначительное количество CO_2 (0,2—0,5%) и азота (0,3—1,6 %). Основные залежи нефти связаны с кварцевы-

ми песчаниками бобриковского горизонта. Средняя эффективная толщина коллектора 8,3 м, пористость 20 %, проницаемость 0,5 мкм2. Залежи пластовые сводовые. Основная массивная залежь Коробковского месторождения охватывает интервал разреза от нижнебашкирских отложений до кровли визейского яруса. В подошве газовой залежи находится небольшой высоты нефтяная оторочка. Высотазалежи 120 м. Начальное пластовое давление 14 МПа, начальные дебиты 10—400 тыс. м3/сут. Газ содержит 94,1 % метана, 0,5% углекислоты, 1,7% азота. Газонасыщенность отложений, включающих свободный газ и газовые шапки, 0,51—0,9.

Песчано-Уметское месторождение нефти и газа расположено в зоне Саратовских дислокации Рязано-Саратовского прогиба. Оно приурочено к асимметричной брахиантиклинали небольшого размера северо-восточного простирания. Нефтегазоносны отложения девона и карбона.

На месторождении установлены залежь нефти в девонских песчаниках и залежь газа с нефтяной оторочкой в известняках турнейского яруса. Залежи газа небольших размеров с нефтяными оторочками известны в бобриковском горизонте, в тульских песчаниках, в известняках окского надгоризонта и нижнебашкирского подъяруса.

БУЗУЛУКСКАЯ НГО площадью 58 тыс. км^2 находится в пределах одноименной впадины. Продуктивные отложения от среднего девона до нижней перми. Здесь в залежах в карбонатных коллекторах бийского и афонинского горизонтов открыты Зайкинское, Росташинское, Вишневское, Гаршинское, Бобровское нефтегазоконденсатные месторождения.

Зайкинское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 33) расположено в Южно-Бузулукской нефтегазоносной зоне. По кровле продуктивного горизонта $Д_V$ — I (эйфельский ярус среднего девона) представляет собой антиклинальную структуру размером 6х15 км и амплитудой 80 м. С юга она ограничена тектоническим нарушением. Амплитуда смещения горизонтов по плоскости нарушения достигает 300 м. Пласт-коллектор в эйфельских отложениях на относительно приподнятом блоке замещается такими же известняками верхнефранско-фаменского возраста опущенного блока. Таким образом, нарушение играет роль тектонического экрана в структуре-ловушке.

Бобровское газонефтяное месторождение расположено в 30 км к западу от г. Бузулука. Открыто в 1961 г., разрабатывает-

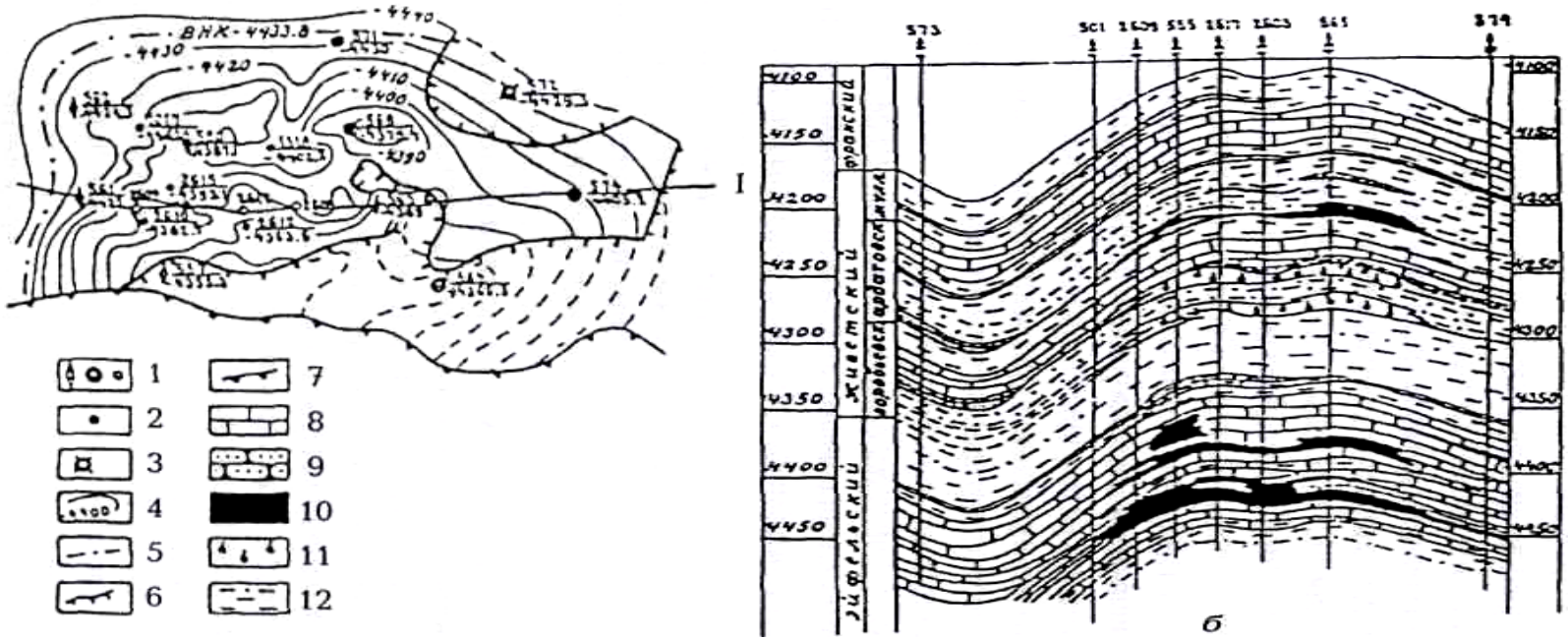


Рис. 33. Зайкинское нефтегазоконденсатное месторождение:
а — структурная карта по кровле продуктивного пласта Дv-1 + Дv-0 афонинского горизонта; б — геолого-литологический профиль: 1 — скважины поисковые, разведочные, эксплуатационные; 2 — скважины, давшие нефть из пласта Дv-1 + Дм-0; 3 — скважины, ликвидированные по геологическим причинам; 4 — изогипсы по кровле продуктивного пласта Дv-1 + Дv-0; 5 — внешний контур нефтеносности; 6 — линия выклинивания коллектора; 7 — разрывные тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 8 — известняки; 9 — песчаники; 10 — залежи нефти; 11 — залежи газа; 12 — переслаивание аргиллитов и алевролитов

ся с 1970 г., относится к классу крупных. Площадь месторождения 58,9 км^2. Приурочено к Бобровско-Покровской валообразной зоне Бузулукской впадины. Контролируется структурами облекания рифогенных построек верхнефранско-фаменского возраста. На месторождении выявлено 10 залежей в карбонатных отложениях артинского яруса нижней перми, башкирского яруса и окского горизонта, терригенных отложениях визейского и карбонатных турнейского ярусов среднего и нижнего карбона. В артинском ярусе залежь нефти массивного типа с газовой шапкой, продуктивный пласт представлен пористыми, иногда слабокавернозными известняками. Пористость 4—25 %, проницаемость 0,017 мкм2. Растворенный в нефти газ жирный с повышенным содержанием азота, присутствуют сероводород и углекислый газ. Основные продуктивные пласты — карбонатные отложения окского горизонта и башкирского яруса (интервалы залегания 2000—2400 м). Залежи нефти массивные, пластовые сводовые; общая нефтенасыщенная толщина пластов-коллекторов 2—7,9 м. Пористость 11-20%, проницаемость 0,017—0,659 мкм^2.

Залежи нефти бобриковского горизонта связаны с песчаниками. Залежи пластовые сводовые. В турнейском горизонте массивные залежи нефти приурочены к пористым, кавернозным и трещиноватым известнякам.

Наибольшие начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти содержатся в терригенных коллекторах девонского и нижнекаменноугольного комплексов пород. Примерно равна доля ресурсов нефти в карбонатных отложениях верхнедевонско-турнейского и окско-башкирского комплексов.

Основные начальные суммарные ресурсы свободного газа связаны с пермскими карбонатными комплексами пород, причем большая их часть сконцентрирована на территории Соль-Илецкого свода. Значительно меньшими величинами НСР свободного газа характеризуются девонский терригенный и окско-башкирский терригенно-карбонатный комплексы отложений, а также каширско-верхнекаменноугольный. Остальные газоносные комплексы обладают незначительными величинами ресурсов газа.

Распределение неразведанных ресурсов углеводородов в провинции свидетельствует о потенциальных возможностях наращивания здесь промышленных запасов нефти и газа. Перспективы Южно-Татарского нефтеносного района связаны с поисками нефти главным образом в каменноугольных отложениях.

В Пермско-Башкирской нефтегазоносной области значительные ресурсы нефти и газа могут быть освоены за счет открытия месторождений с залежами в фаменско-турнейском и каменноугольном комплексах на склонах Башкирского свода.

Высоко оцениваются тектонические предпосылки обнаружения месторождений нефти с залежами ряда нефтегазоносных комплексов палеозоя Оренбургской газонефтеносной об-ласти.

На Соль-Илецком выступе перспективы газонефтеносности связываются в основном с двумя карбонатными комплексами: нижнепермским и башкирским, где возможно выявление структурных залежей газа и нефти на поднятиях различного генезиса, а также структурно-стратиграфических залежей.

Среди нефтегазоносных областей, приуроченных к отрицательным структурам, наиболее перспективной является Бузулукекая впадина, характеризующаяся значительной концентрацией неразведанных ресурсов нефти по всему разрезу палеозойских отложений.

Наиболее крупным резервом прироста запасов нефти, конденсата и газа в НГО является терригенный комплекс пород девона, где объектами поисков являются поднятия тектонического генезиса, структуры облегания эрозионно-тектонических выступов фундамента, биогермные постройки и структуры их облегания. Существенный прирост запасов нефти в Бузулукской НГО связан с органогенными постройками различного возраста и типа и структур их облегания, к которым приурочены ло-вушки УВ преимущественно в каменноугольных и нижнеперм-ских отложениях.

Месторождения нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции отличаются большим разнообразием форм, размеров, запасов, возрастом и характером залегания продуктивных горизонтов, свойств нефтей, газов и конденсатов.

2.1.2. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена на крайнем северо-востоке Восточно-Европейской платформы на территории Республики Коми, Ненецкого автономного округа и северной части Пермской области между горными сооружениями Тиманского кряжа (на западе) и Полярного Урала — Пай-Хоя

на востоке) и тектонически приурочена к Печорской синеклизе и шельфу Печорского моря (рис. 34).

Площадь материковой части провинции 350 тыс. км^2 и 117 тыс. км^2 экваториальной. Значительная часть провинции (около 45%) расположена севернее полярного круга. На севере провинции развита вечная мерзлота.

В тектоническом отношении провинция, связанная с краевой системой древней Восточно-Европейской платформы, приурочена к восточной части Тиманского поднятия (Восточно-Тиманский мегавал), Печорской синеклизе. С юго-запада, юго-востока и востока территория провинции граничит с Тиманским поднятием и Предуральской провинцией.

Образования осадочного чехла залегают на байкальском (средне-верхнерифейском) фундаменте, представленном различными слабометаморфизованными сланцами, кварцито-песчаниками, доломи--тами (рис. 35). Геолого-геофизические работы последних лет дают основание ряду исследователей рассматривать рифейские отложения Тимано-Печорской провинции в качестве промежуточного комплекса, а фундаментом (как и на всей Восточно-Европейской платформе) считать архейско-протерозойские образования. Глубина залегания рифейского комплекса закономерно увеличивается с запада на восток от десятков и сотен метров в пределах Тиманского кряжа до 10 — 12 км во впадинах Предуральского прогиба. Максимальная мощность венд-нижнекембрийских образований, залегающих на рифейских породах, достигает 1 км, палеозоя (ордовик-пермь) — 10 — 11 км, мезозоя — 1,5 км, кайнозоя — 0,3 км. В составе чехла Тимано-Печорской НГП выделено несколько крупных несогласий и перерывов: вендско-кембрийский, кембрийский; раннесреднедевонский; позднетриасово-раннеюрский; позднемеловой-неогеновый. Разрез осадочного чехла почти на 70% сложен осадками морского генезиса. Нижняя половина чехла от ордовика до перми (за исключением сред-недевонско-нижнефранкских отложений) представлена преимущественно карбонатными породами.

В верхней части преобладают карбонатно-терригенные и тер-Ригенные образования.

На территории провинции выделяются крупные тектонические элементы разного порядка: Тиманская гряда, Ижма-Печорская впадина, Печоро-Колвинская структурная зона (авлакоген), Хорейверская впадина, Варандей-Адзьвинская структурная зона (авлакоген).

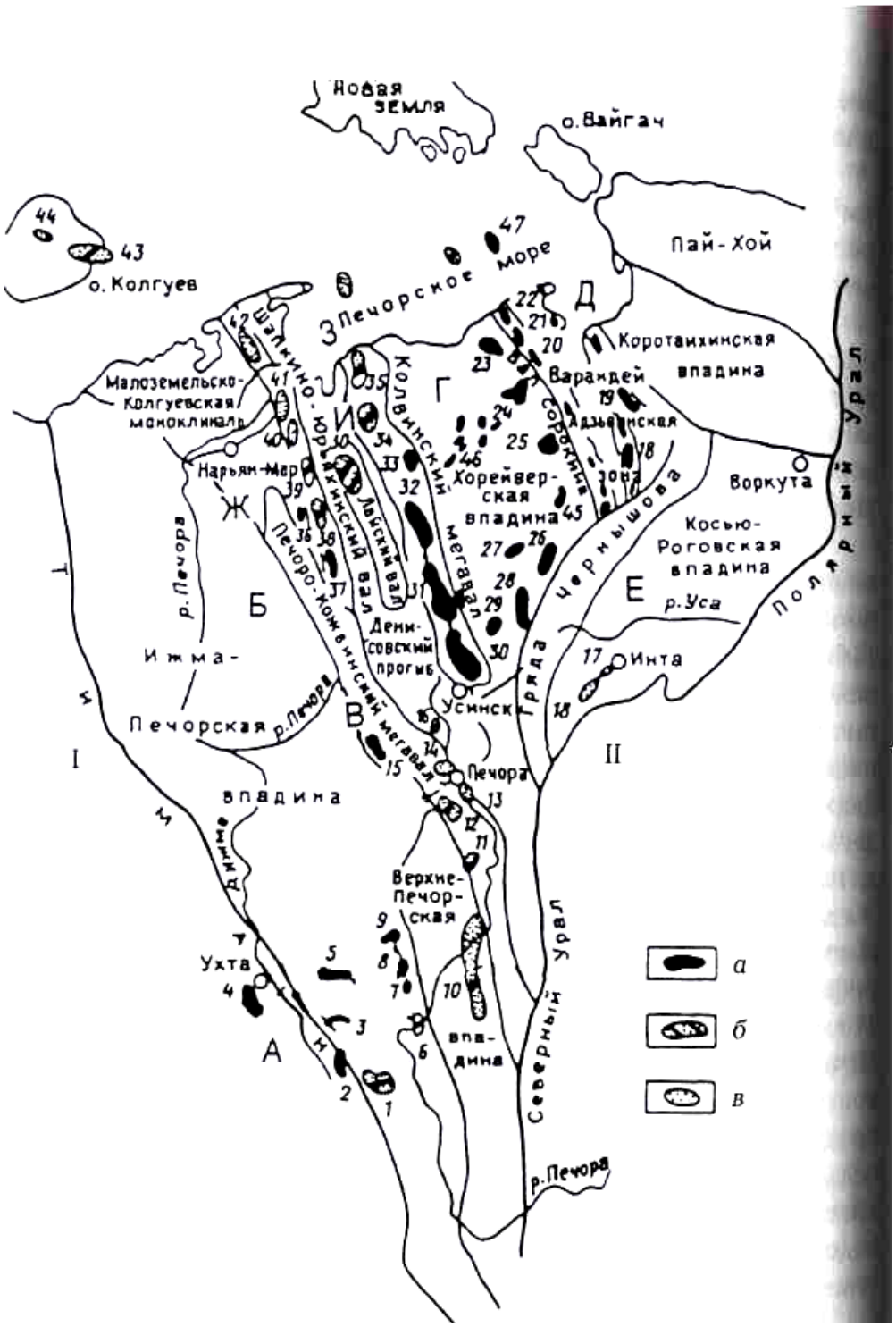


Рис. 34. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

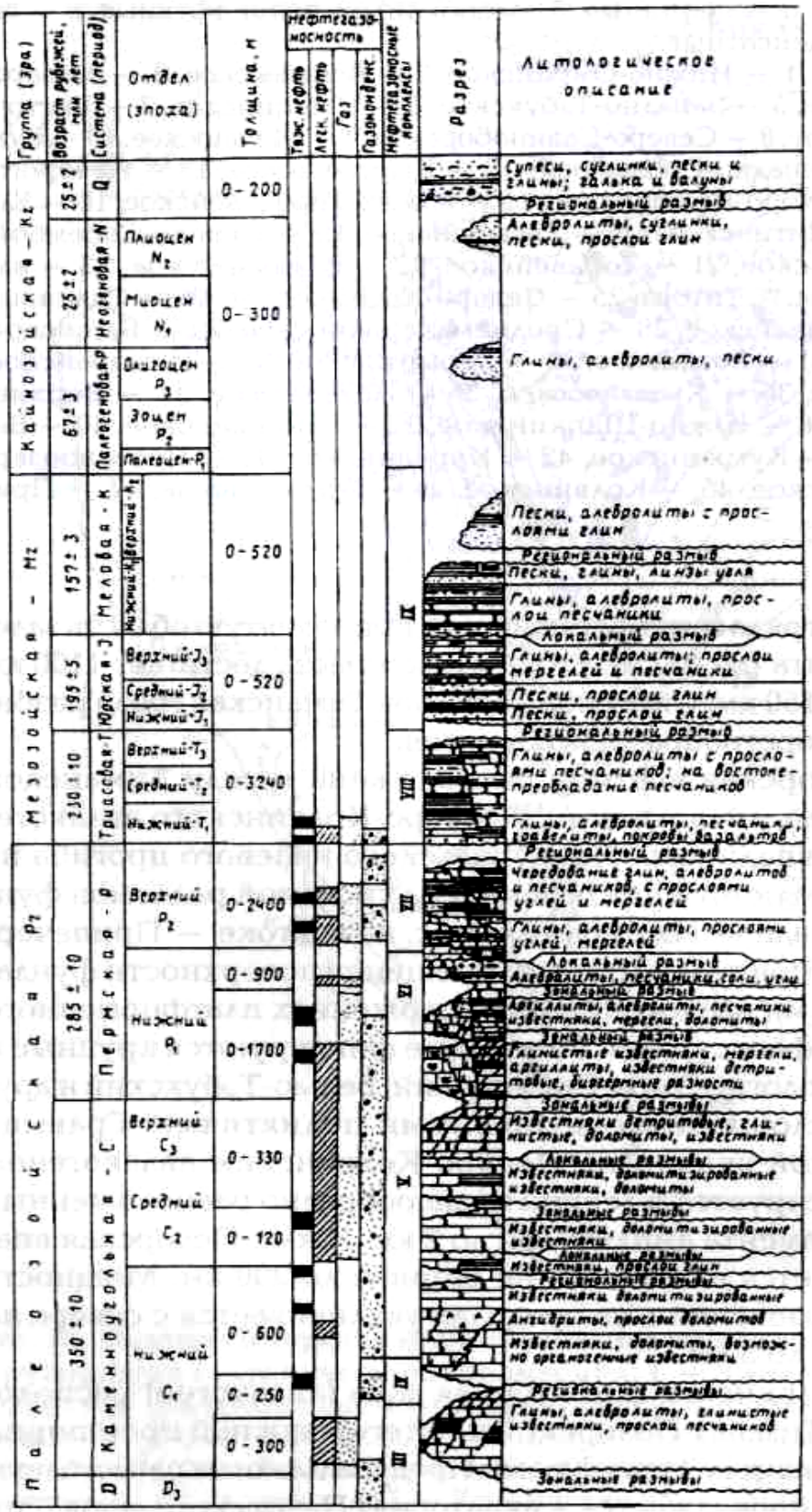
Крупнейшие тектонические обрамления: I — Тиманская гряда, II - Уральская складчатая система. Нефтегазоносные области: А — Тиманская, Б — Ижма-Печорская, В — Печоро-Кожвинская, Г — Хорейверская, Д — Варандей-Адзьвинская, Е — Северо-Предуральская, Ж — Малоземельско-Колгуевская, З — Колвинская, И — Денисовская.

Месторождения: а — нефтяные, б — газоконденсатнонефтяные, в — газовые и газоконденсатные.
Месторождения: 1 — Нижне-Омринское, 2 — Войвожское, 3 — Джьерское, 4- Ярегское, 5 — Западно-Тэбукское, 6 — Пашнинское, 7 — Восточно-Савиноборское, 8 - Северо-Савиноборское, 9 - Мичаюское, 10 - Вуктыльское, 11 — Западно-Соплесское, 12 — Кыртаельское, 13 — Печорогородское, 14 — Печоро-Кожвинское, 15 — Южно-Тереховейское, 16 — Кожимское, 17 — Интинское, 18 — Хасырейское, 19 — Северо-Сарембойское 20 — Наульское, 21 — Торавейское, 22 — Варандейское, 23 — им. Р.Требса, 24 — им. А. Титова, 25 — Северо-Хоседаюское, 26 — Салюкинское 27 — Сандивейское, 28 — Среднемакарихинское, 29 — Баганское, 30 — Усинское, 31 — Возейское, 32 — Харьягинское, 33 — Инзырейское, 34 — Ярейюское, 35 — Хыльчуюское, 36 — Лаявожское, 37 — Верхнегрубешорское, 38 — Южно-Шапкинское, 39 — Ванейвисское, 40 — Василковское, 41 — Кумжинское, 42 — Коровинское, 43 — Песчаноозерское, 44 — Таркское, 45 — Колвинское, 46 — Ардалинское, 47 — Приразломное

Тиманская гряда занимает наиболее приподнятую область залегания фундамента (до 400 м). Его протяженность достигает 1100 км при ширине до 150 км. Системой разломов Тиманская гряда разбита на крупные горстообразные поднятия.

Ижма-Печорская впадина расположена между Тиманской грядой на западе, дислокациями Печоро-Колвинского авлакогена на востоке, впадинами Предуральского краевого прогиба на юге. С запада и востока она ограничена системой разломов фундамента (на западе — Ижемский сброс, на востоке — Припечорская зона разломов с амплитудами смещения поверхности фундамента 500 — 800 м), выраженными в отложениях платформенного чехла крутыми флексурами. Во впадине фиксируются крупные и сравнительно пологие Омра-Сойвинский, Велью-Тэбукский и другие уступы, осложненные локальными поднятиями. Граница Ижма-Печорской впадины с Печоро-Колвинским авлакогеном отчетливо фиксируется по серии кулисообразно расположенных разломов фундамента амплитудой до 2 км. Ижма-Печорская впадина протягивается на 800 км при ширине до 200 км. Мощность осадочных образований в ее пределах увеличивается с севера на юго-восток от 1 до 5 км.

Печоро-Колвинская структурная зона (авлакоген) расположена в центре Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. На юге она граничит со структурами Предуральского краевого прогиба, на севере продолжается в акваторию Печорского моря. Эта


Группа (эра)
Возраст рубежей, млн лет
Система (период)
Отдел (эпоха)
Толщина, м
Нефтегазоносность
Тяж. нефть
Легк. нефть
Газ
Газоконденс.
Нефтегазоносные комплексы
Разрез
Литологическое описание
Кайнозойская – Kz
Q
25±2
0 – 200
Супеси, суглинки, пески и глины; галька и валуны
Региональный размыв
N
Неогеновая
25±2
Плиоцен N2
Миоцен N1
0 – 300
Алевролиты, суглинки, пески, прослои глин
P
Палеогеновая
67±3
Олигоцен P3
Эоцен P2
Палеоцен P1
Глины, алевролиты, пески
Мезозойская – Mz
K
Меловая
157±3
Верхний-K2
Нижний-K1
0 – 520
Пески, алевролиты с прослоями глин
Региональный размыв
Пески, глины, ангизы угля
Глины, алевролиты, прослои песчаников
Локальный размыв
II
J
Юрская
195±5
Верхний-J3
Средний-J2
Нижний-J1
0 – 520
Глины, алевролиты; прослои мергелей и песчаников
Пески, прослои глин
Пески, прослои глин
Региональный размыв
T
Триасовая
230±10
Верхний-T3
Средний-T2
Нижний-T1
0 – 3240
VIII
Глины, алевролиты с прослоями песчаников; на востоке – преобладание песчаников
Глины, алевролиты, песчаники, туффиты, покровы базальтов
Палеозойская – Pz
P
Пермская
285±10
Верхний P2
0 – 2400
Региональный размыв
Чередование глин, алевролитов и песчаников, с прослоями углей и мергелей
III
Глины, алевролиты, прослоями углей, мергелей
Локальный размыв
Нижний P1
0 – 900
0 – 1700
Алевролиты, песчаники, глин, угли
Зональный размыв
Аргиллиты, алевролиты, песчаники известняки, мергели, доломиты
Зональный размыв
II
Глинистые известняки, мергели, аргиллиты, известняки детритовые, биогермные разности
Зональные размывы
C
Каменноугольная
350±10
Верхний C3
0 – 330
Известняки детритовые, глинистые, доломиты, известняки
Локальные размывы
Известняки, доломиты гипсованные известняки, доломиты
Средний C2
0 – 120
Зональные размывы
Известняки, доломитизированные известняки
Локальные размывы
Известняки, прослои глин
Региональные размывы
Известняки доломитизированные
Нижний C1
0 – 600
Ангидриты, прослои доломитов
Известняки, доломиты, возможно органогенные известняки
0 – 250
I
Региональные размывы
0 – 300
III
Глины, алевролиты, глинистые известняки, прослои песчаников
Зональные размывы
D
D3

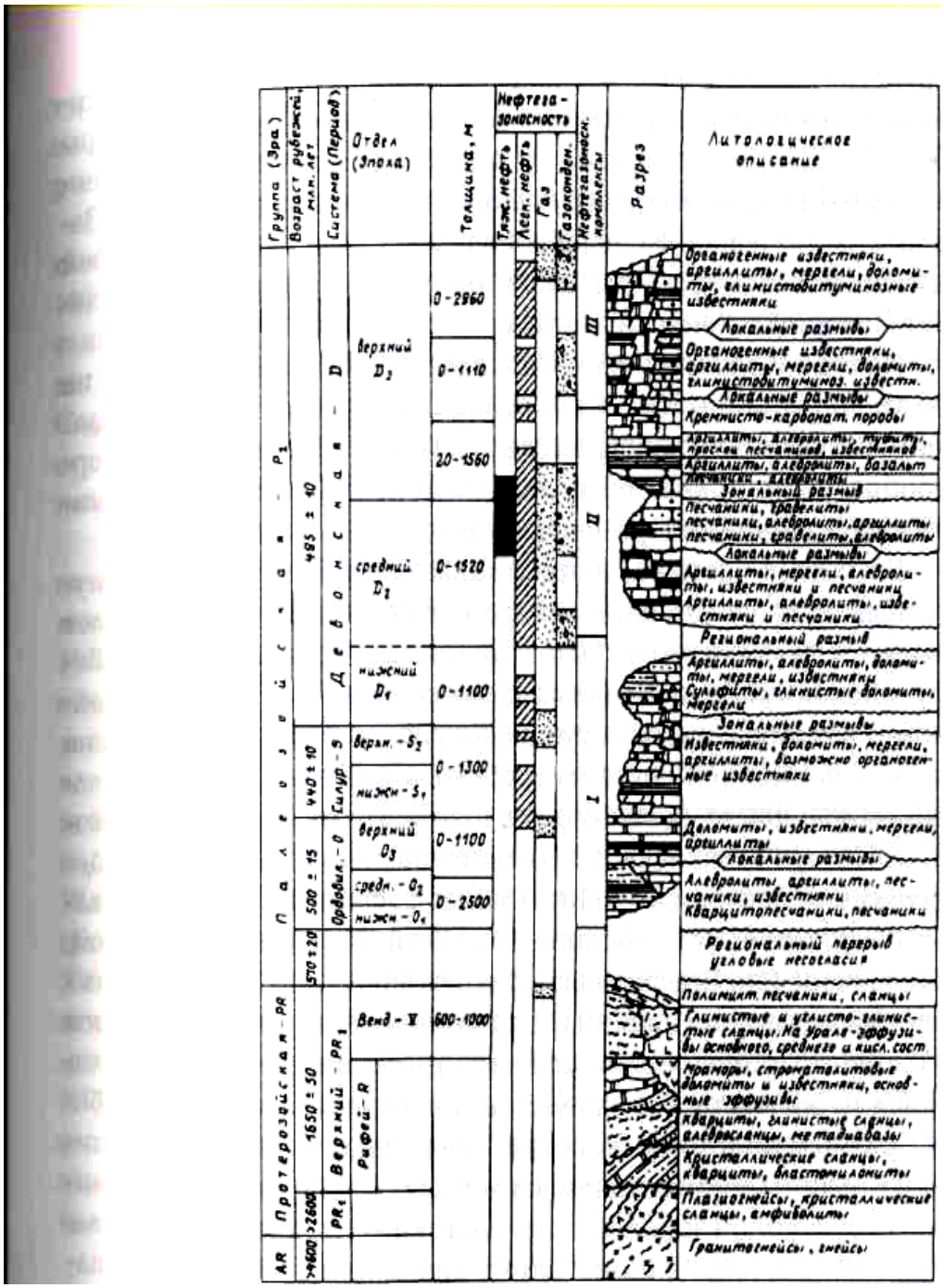


Рис. 35. Сводный литолого-стратиграфический разрез Тимано-Печорской провинции ([15])

структура характеризуется северо-западным (Тиманским) простиранием и относится к разряду сложных авлакогенов, его размеры 700х(60— 120) км (в пределах суши). Развивался он на одноименном блоке фундамента, погруженном на глубины от 3 до 8 км. Западная часть Печоро-Колвинского авлакогена представляет собой опущенный блок фундамента, которому в осадочном чехле отвечает Печоро-Кожвинский мегавал.

Печоро-Кожвинский мегавал, протягивающийся почти на 400 км при ширине 30 — 40 км, осложнен по поверхности фундамента Выдшорским, Лебединским и Лыжско-Кыртаельским горстообразными поднятиями, западные крылья которых ограничены нарушениями Припечорской зоны разломов.

Восточная часть авлакогена также представляет собой опущенный блок фундамента, которому в осадочном чехле отвечает Колвинский мегавал. Этот блок состоит из Харьягинской и Нижнеусинской грабенообразных депрессий, разобщенных Возейским горстообразным выступом. Колвинский мегавал возник на месте одноименной системы грабенообразных прогибов, заполненных мощной толщей позднеордовикско- раннедевонского возраста. Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы разделены Денисовским прогибом 400х(40 — 150) км, состоящим из системы валов (Шапкина-Юрьяхинский и Лайский) и впадин (Пятейской, Усть-Печорской, Верхнелайской и Тибейвисской). Печоро-Кожвинский мегавал и Шапкина-Юрьяхинский вал контролируются разломами Припечорской системы и соответствуют развивавшимся на их месте в среднедевонско- турнейское время грабенообразным прогибам. Хорейверская впадина на западе граничит с Колвинским мегавалом, на востоке — с Варандей-Адзьвинской структурной зоной, на юго-востоке — с грядой Чернышева. Ее протяженность — более 300 км при ширине 60—140 км. Впадина соответствует блоку фундамента, в пределах которого пологие и нарушенные изометричные малоамплитудные поднятия объединяются в Болыпеземельский свод.

Вдоль восточного склона Колвинского мегавала протягивается Чернореченская депрессия с осложняющей ее северную часть Намюрхитской ступенью. Это наиболее опущенная часть впадины по всем структурным этажам (мощность осадочных образований около 7 км). В юго-восточной части Хорейверской впадины выделяется Макариха-Салюкинская антиклинальная зона, Саняныдская котловина и Цильегорская депрессия. Отличия в струк-

турном плане наблюдаются по триасовым отложениям. Это вызвано изменением регионального наклона слоев в триасовый период с северо-западного на северный.

Варандей-Адзьвинская структурная зона (авлакоген) протягивается на 240 км в северо-западном направлении при ширине 60 — 100 км. С запада и востока она ограничена Хорейверской и Кораихинской впадинами, с юга — дислокациями гряды Чернышева. По поверхности фундамента этой зоне, объединяющей валы Сорокина и Гамбурцева, Мореюскую и Верхнеадзьвинскую депрессии, соответствует блок, разбитый многочисленными разнонаправленными тектоническими нарушениями.

Планомерное освоение нефтегазовых ресурсов провинции началось с 1929 г. Первое месторождение легкой нефти — Чибьюсское было открыто в 1930 г., тяжелой нефти — Ярегское — в 1932 г. В течение последующих 30 лет поиски залежей УВ были связаны главным образом с поддоманиковыми терригенными отложениями западной части провинции. С начала 60-х годов поисково-разведочные работы переместились в северный и северо-восточный регионы. К 2000 г. в провинции выявлено свыше 180 месторождений: 134 нефтяных, 28 газовых и газоконденсатных, 19 газоконденсатных и нефтегазовых. С начала освоения провинции на месторождениях добыто свыше 360 млн т нефти и свыше 300 млрд м3 газа. На основании данных геофизического исследования и бурения проведено нефтегазогеологическое районирование территории провинции, в составе которой было выделено семь НГО: Тиманская, Ижма-Печорская, Печоро-Кожвинская, Колвинская, Денисовская, Хорейверская, Варандей-Адзьвинская с доказанной промышленной нефтегазоносностью почти всего чехла, начиная от ордовикских отложений.

В нефтегазоносном отношении в провинции значительное место занимают ловушки неантиклинального типа (преобладают среди них ловушки комбинированные). Они установлены в среднедевонско-нижнефранском терригенном комплексе Тиманской, Ижма-Печорской и Печоро-Кожвинской нефтегазоносных областей в зонах выклинивания, стратиграфического срезания либо замещения продуктивных песчаников. Известны также ловушки в пермско-мезозойских терригенных отложениях Ижма-Печорской, Печоро-Кожвинской и Варандей-Адзьвинской нефтегазоносных областей (прерывисто-линзовидные тела). В карбонатных образованиях ордовикско-нижнедевонского, верхнефранско- тур-

нейского и верхневизейско- нижнепермского возрастов выявлены ловушки, связанные с органогенными постройками (барьерные и одиночные рифы и облекающие их карбонатные толщи) распространенными практически на всей территории провинции,

В Тимано-Печорской НГП в качестве региональных покрышек выделяют верхнедевонскую (кыновско-саргаевскую) глинисто-карбонатную и верхнеюрско-нижнемеловую глинистую. С известной условностью можно выделить нижнепермскую (артинско-кунгурскую) сульфатно-карбонатную региональную покрышку.

На большей части провинции весь разрез осадочного чехла вплоть до фундамента вскрыт глубокими скважинами. Это вместе с данными сейсморазведки позволило выделить в разрезе и проследить границы распространения региональных нефтегазоносных комплексов.

Силурийско-нижнедевонский НГК мощностью до 2000 м представлен карбонатными отложениями (на западе провинции они отсутствуют). В нижнем девоне залежи нефти установлены на Возейском, Сарембойском и др. месторождениях; в силуре отмечены многочисленные нефтегазопроявления и выявлено несколько залежей УВ в Хорейверской НГО.

Среднедевонско-нижнефранский НГК мощностью 50 — 2000 м сложен в основном терригенными породами, но на востоке значительно содержание карбонатных пород. Выделяется несколько регионально развитых продуктивных пластов с высокими коллекторскими свойствами, надежно изолированных кыновско-саргаевскими глинами, в которых открыто более 80 залежей нефти, газа и газоконденсата на Усинском, Возейском, Пашнинском, Кыртаельском, Западно-Тэбукском и др. месторождениях.

Верхнедевонский НГК мощностью до 2000 м выражен карбонатными отложениями, различными по литофациальному составу, в которых установлено 15 залежей нефти, связанных с пластовыми ловушками и рифовыми массивами на Западно-Тэбукском, Джъерском и др. месторождениях.

Нижнекаменноугольный (турнейско-нижневизейский) НГК мощностью 600 — 800 м представлен терригенными отложениями, в которых в восточной и юго-восточной частях НГП открыты залежи нефти и газоконденсата (Югидское, Наульское и др. месторождения) .

Верхневизейско-нижнепермский НГК мощностью 100 — 1200 м сложен карбонатными отложениями. Один из основных

продуктивных комплексов, с которым связано около 60 залежей углеводородов на Лаявожском, Усинском, Возейском и др. месторождениях.

Кунгурско-верхнепермский НГК мощностью 100 — 300 м представлен терригенно-карбонатно-галогенными отложениями в нижней части и терригенными — в верхней. Продуктивные горизонты приурочены к многочисленным пластам песчаников, непостоянных по мощности, составу и коллекторским свойствами. Открыто 6 литологически ограниченных залежей нефти в Ижма-Печорской и Печоро-Кожвинской НГО и 15 преимущественно газоконденсатных залежей в Денисовской НГО (Василковское, Кумжинское и др. месторождения).

Мезозойский НГК имеет мощность 300— 1400 м. Коллекторские толщи представлены выдержанными по площади песчаными горизонтами юрского и триасового возраста. Несмотря на низкую разведанность комплекса, в триасовых отложениях открыто 4 залежи нефти и 6 залежей газа на Шапкинском, Южно-Шапкинском,Лаявожском и др. месторождениях.

Перспективными НГК являются вендский и ордовикский карбонатно-терригенный красноцветный комплексы. Открыта залежь газа в коре выветривания фундамента в районе Водного Промысла (Тиманская НГО).

По величине запасов, свойствам и составу углеводородов, числу нефтегазоносных этажей и залежей, глубине залегания месторождения вышеперечисленные НГК характеризуются большим разнообразием. Наряду с мелкими и средними по запасам месторождениями фактически во всех НГО открыты средние, крупные и крупнейшие месторождения.

ТИМАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ (НГО) расположена на восточном погруженном склоне Тиманской гряды. Площадь ее составляет 12 тыс. км2. Промышленная нефтегазоносность связана со средне- верхнедевонским терригенным комплексом. Наиболее крупным является Ярегское месторождение высоковязкой, тяжелой нефти в среднедевонско-нижнефранских песчаниках, залегающих на глубине около 200 м. Это месторождение, единственное в России, разрабатывают шахтным способом с применением паротеплового воздействия на нефтенасыщенные песчаники, что позволило практически на порядок (с 5 до 50% и более) увеличить коэффициент нефтеотдачи и перевести месторождение в категорию крупных. В этой же НГО открыто Чибьюсское нефтя-

ное месторождение, и на более низких гипсометрических отмет-
ках (500 — 600 м) расположены мелкие газовые и газонефтяные ме- сторождения (Седъельское, Войвожское и др.), отличающиеся повышенным содержанием гелия (0,25 — 0,35%).

Ярегское нефтяное месторождение (рис. 36) расположено в пределах Восточно-Тиманского мегавала. Открыто в 1932г., разрабатывается с 1933 г. Приурочено к крупной брахиантиклинали юго-восточного погружения Тимана, которая является лсшболее гипсометрически приподнятой структурой Тимано-Печорской провинции. Пологая складка (1—3) девонских опыожений образована выступом докембрийского фундамента. Северная периклиноль складки разбита серией дизъюнктивных нарушений. Нефтеносны отложения пласта III эйфельского яруса мощностью 30 м, непосредственно залегающие на рифейских метаморфических сланцах. Пласт песчаников перекрывается туффито-диабазовой толщей мощностью около 40 м. Пласт содержит значительную залежь очень вязкой и тяжелой нефти (0,933—0,947г/см^3). Небольшие глубины залегания залежи (в своде структуры 120—160 м и на погружениях 200—250 м) позволили разрабатывать ее шахтным способом.

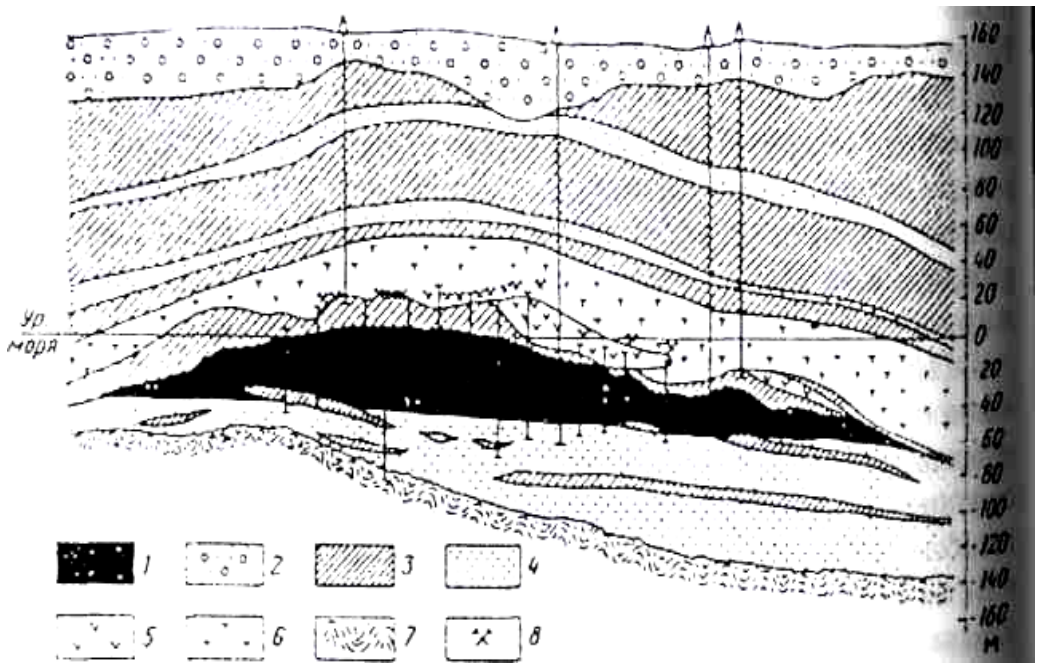


Рис. 36. Ярегское нефтяное месторождение. Сводовая залежь тяжелой нефти в пласте III эйфельского яруса: 1 — нефть; 2 — четвертичные отложения; 3 — аргиллиты; 4 — песчаники; 5 — диабазы; 6 — туффиты; 7- метаморфические сланцы рифея; 8 — горные выработки

В ИЖМА-ПЕЧОРСКОЙ НГО, связанной с одноименной впадиной на юге Тимано-Печорской провинции, основным является среднедевонско-нижнефранский НГК, в котором разведаны газонефтяные Нибельское, Верхне- и Нижне-Омринское месторождения на глубинах 900— 1200 м, крупное Западно-Тэбукское многопластовое месторождение, группа месторождений Мичаю-Пашнинского вала и ряд других. На Западно-Тэбукском месторождении впервые в провинции были выявлены высокодебитные залежи нефти в рифогенных известняках верхнего девона и получены притоки нефти из карбонатных пластов силура, а на Лемьюском месторождении обнаружены залежи нефти в верхней перми. В послед-- ние годы ряд высокодебитных залежей открыт в верхнедевонских рифогенных известняках на структурах Верхнелыжско-Лемьюской ступени (Аресское, Сотчемьюское и др. месторождения) и в центральной части Ижма-Печорской впадины (Низевое и Макаръельское месторождения).

Западно-Тэбукское нефтяное месторождение (рис. 37) расположено в 60 км восточнее г. Ухты. Открытое 1959 г., разрабатывается с 1962 г. Приурочено к пологой (3—5°) брахиантиклинальной складке в южной части Ижма-Печорской впадины. Ее размеры 15х4 км, высота 100 м. Наиболее рельефно структура по кровле карбонатных верхнедевонских отложений, что обусловлено наличием верхнефранского рифового массива. Месторождение многопластовое. Залежи, выявленные по всему разрезу девона в интервале глубин 1300—2000 м, объединены в два этажа нефтеносности.

Нижний этаж включает основные залежи нефти, открытые в песчаных пластах среднего и верхнего девона (III, Пб, Па и 1в), а также нефтенасыщенные доломиты нижележащих образований силура. Наибольшей продуктивностью (до 250—400 т/сут) характеризуются пласты III и Пб эйфельского яруса, что обусловлено их большой эффективной мощностью (15—23 м), высокой пористостью и проницаемостью пород. Залежи сводового типа, на западе стратиграфически экранированные.

Залежи карбонатных пород верхнего девона образуют второй этах нефтеносности. Залежь в кавернозных и выщелоченных органогенных верхнефранских известняках связана с рифовым массивом и имеет высоту более 110 м. Дебиты нефти из этой залежи достигали 1000 т/сут. Плотность нефти 850 кг/м3, содержание серы 0,71, парафина 4,9%.

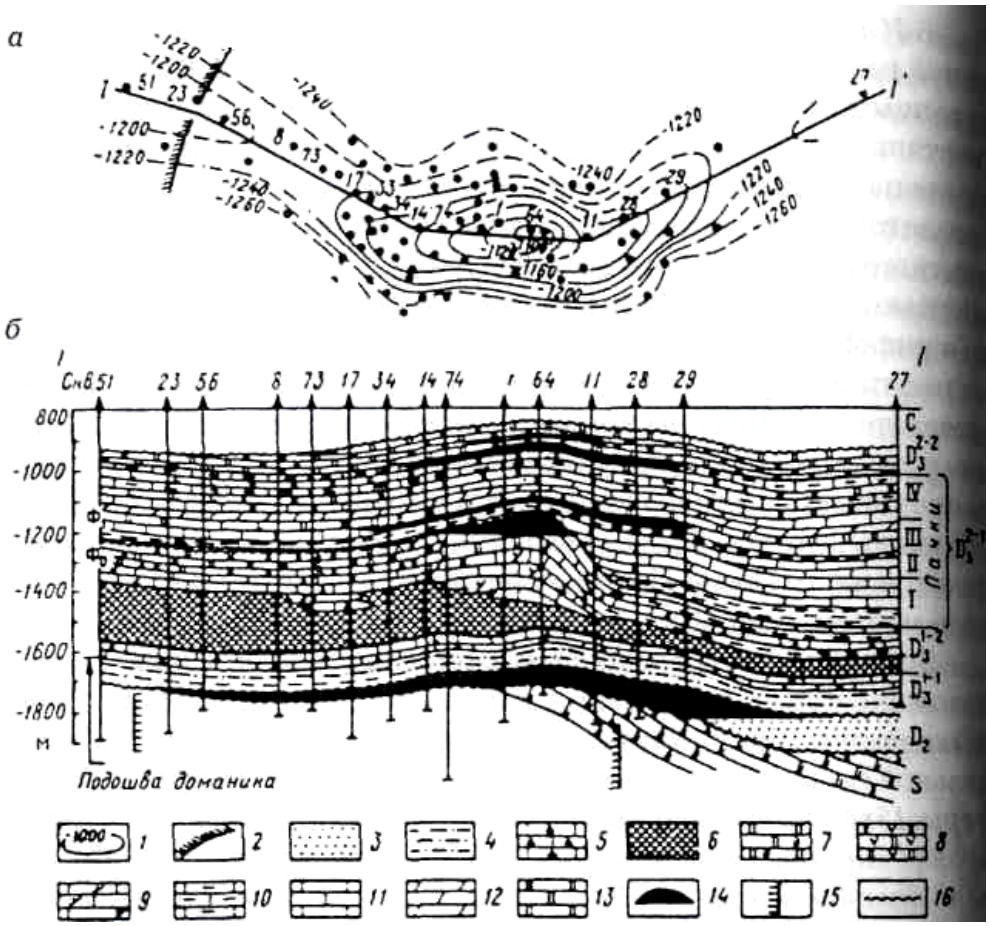


Рис. 37. Западно-Тэбукское нефтяное месторождение (по А.Я. Кремсу, Б.Я. Вассерману, Н.Д. Матвиевской): а — структурная карта по кровле фаменского яруса; б — геологический профиль по линии I — 1' .
1 — изогипсы горизонта Ф1 (фамен); 2 — западная граница распространения пласта III; 3 — песчаники; 4 — глины; 5 — битуминозные отложения доманика; 6 — известковистые глины; 7 — слоистые органогенные известняки и доломиты; 8 — сульфатно-карбонатные отложения; 9 - рифогенные отложения; 10 — глинистые известняки; 11 — известняки; 12 — мергели; 13 — доломиты; 14 — нефтяная залежь; 15 — тектонические нарушения; 16 — поверхность размыва

ПЕЧОРО-КОЖВИНСКАЯ НТО выделена в пределах одноименного мегавала. В южной части разведана группа нефтяных газонефтяных и газоконденсатных месторождений (Южно-Лыжское, Северо-Кожвинское, Кыртаельское, Югидское, Печорогородское и др.) с основными залежами в поддомаником отложениях девона. На юге Шапкино-Юрьяхинского вала открыты Южно-Юрьяхинское, Верхнегрубешорское и Пашшорское неф-

тяные месторождения с залежами в среднедевонских терригенных и верхнедевонских карбонатных (рифогенных) отложениях; центральной части вала — газонефтяные месторождения в пермско-каменноугольных отложениях (Южно-Шапкинское, Ванейвисское и др.) и на севере вала - крупные газоконденсатные месторождения в пермско-каменноугольных карбонатных и верхне-пермских и триасовых терригенных отложениях (Василковское, Кумжинское, Коровинское).

Ванейвисское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 50 км к северо-востоку от г. Нарьян-Мара. Открыто в 1973 г. Месторождение закончено разведкой и является одним из крупных месторождений провинции. Площадь его более 60 км^2; запасы газа — 85,4 млрд м3; размеры нефтяной оторочки 22х5 км. Месторождение расположено в пределах Шапкино-Юрьяхинского вала Денисовской впадины и приурочено к брахиантиклинальной складке с амплитудой 250 м. Залежь массивная, в биоморфных и биоморфно-детритовых известняках средне-верхнекаменноугольного возраста, входит в состав верхневизейско-нижнепермского карбонатного нефтегазоносного комплекса; глубина залегания залежи 2305 м, пористость пород 19 %, проницаемость 0,15 мкм^2; пластовое давление 25,2 МПа, температура — 65оС. Начальный максимальный дебит нефти 357 м3/сут. Свободный газ содержит метана до 90%,азота5%, сероводорода 0,23%, углекислого газа 1,5%; конденсатный фактор 55 г/м3; плотность нефти 0,862 г/см3, вязкость 20,7 мПа.с.

В центральной части области на Лайско-Лодминском вале разведано крупное газоконденсатное с нефтяной оторочкой Лаявожское месторождение с залежами в пермско-каменноугольных и триасовых отложениях.

Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 80 км к востоку от г. Нарьян-Мара. Открыто в 1971 г., в эксплуатации. Приурочено к антиклинали Лайского вала (Денисовская впадина). Выявлено три залежи: газоконденсатная в нижней пермоми. нефтегазоконденсатная в нижней перми-верхнем карбоне т газовая в нижнем триасе. Основная (газоконденсатная) залежь связана с карбонатными коллекторами сакмарского яруса нижней перми. Коллектор поровотрещинный. Эффективная толщина 14,6 м. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная. Высота залежи 189м. Начальное пластовое давление 24,5 МПа, t= 58°С. Содержание метана 80 %, конденсата 71 г/м^3.

КОЛВИНСКАЯ НГО соответствует одноименному мегавалу и содержит наиболее крупные по запасам нефтяные месторождения, приуроченные к ее южной части — Усинское с основными залежами тяжелой нефти в пермско-каменноугольных карбонатных отложениях на глубине 1100 — 1400 м и с залежами легкой нефти в среднедевонских песчаниках на глубине 2920 — 3400 м, Возейское с основными запасами легкой нефти в среднедевонских песчаниках и пермско-каменноугольных известняках и Харьягинское с основными запасами легкой высокопарафинистой нефти в среднедевонских песчаниках, верхнедевонских и пермско- каменноугольных карбонатных породах и верхнепермских терригенных отложениях на глубине от 1600 до 4300 м. Здесь же открыто Ярейюское нефтегазоконденсатное месторождение.

Усинское нефтяное месторождение (рис. 38 и 39) расположено в Усинском районе республики Коми в 115 км к северу от г. Печоры. Открытое 1963 г., разрабатывается с 1973 г. Приурочено к одноименной структуре, расположенной в южной наиболее приподнятой части Колвинского мегавала — обширной зоны нефтегазонакопления, в пределах которой выявлены такие крупные месторождения нефти, как Возейское, Харьягинское, Южно-Хыльчуюское с широким стратиграфическим диапазоном нефтеносности от нижнего девона до триаса.

В структурном плане Усинское поднятие по всем горизонтам осадочного чехла представляет асимметричную антиклинальную складку северо-западного простирания. Размеры структуры по подошве верхнего девона составляют 42х12 км, амплитуда около 500 м. Разрез месторождения, вскрытый скважинами до глубиньй 5005 м, слагают отложения от силурийских до четвертичных. Восточное крыло складки более крутое (20—25°) по сравнению с западным, наклон которого не превышает 5— т. Основная его часть представлена породами палеозоя, с которыми и связана нефтеносность месторождения. Большая часть запасов нефти приурочена к песчаникам среднего девона и карбонатным отложениям пермо-карбона. Кроме того, притоки нефти получены из карбонатных отложений доманикового горизонта франского яруса и из фаменских известняков верхнего девона.

Залежь легкой нефти, установленная в отложениях среднего девона, контролируется линией выклинивания толщи девонских песчаников, которая проходит по западному крылу Усинской структуры вблизи ее сводовой части. Залежь пластовая сводовая,

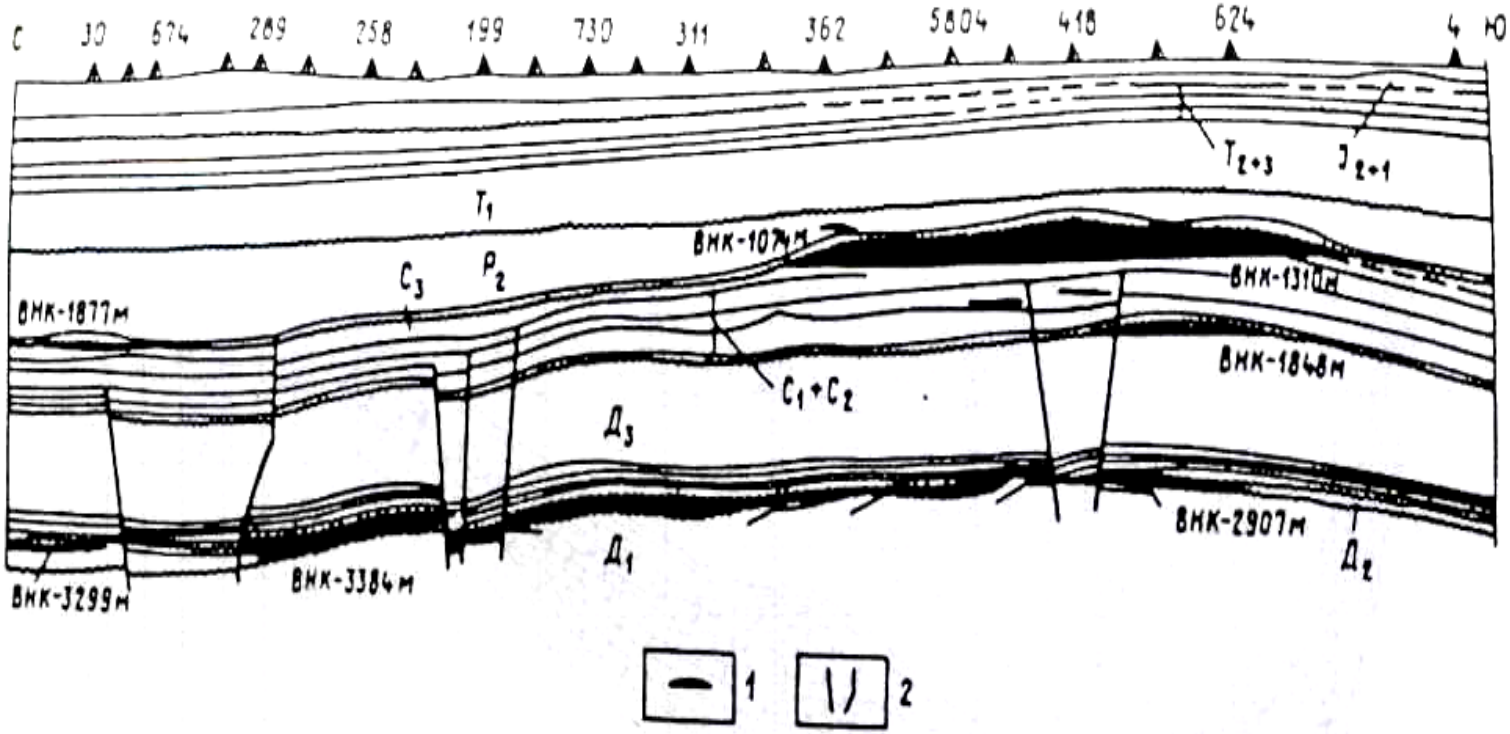


Рис. 38. Усинское нефтяное месторождение ([15]). Продольный схематический геологический профиль: 1 — залежи нефти; 2 — тектонические нарушения

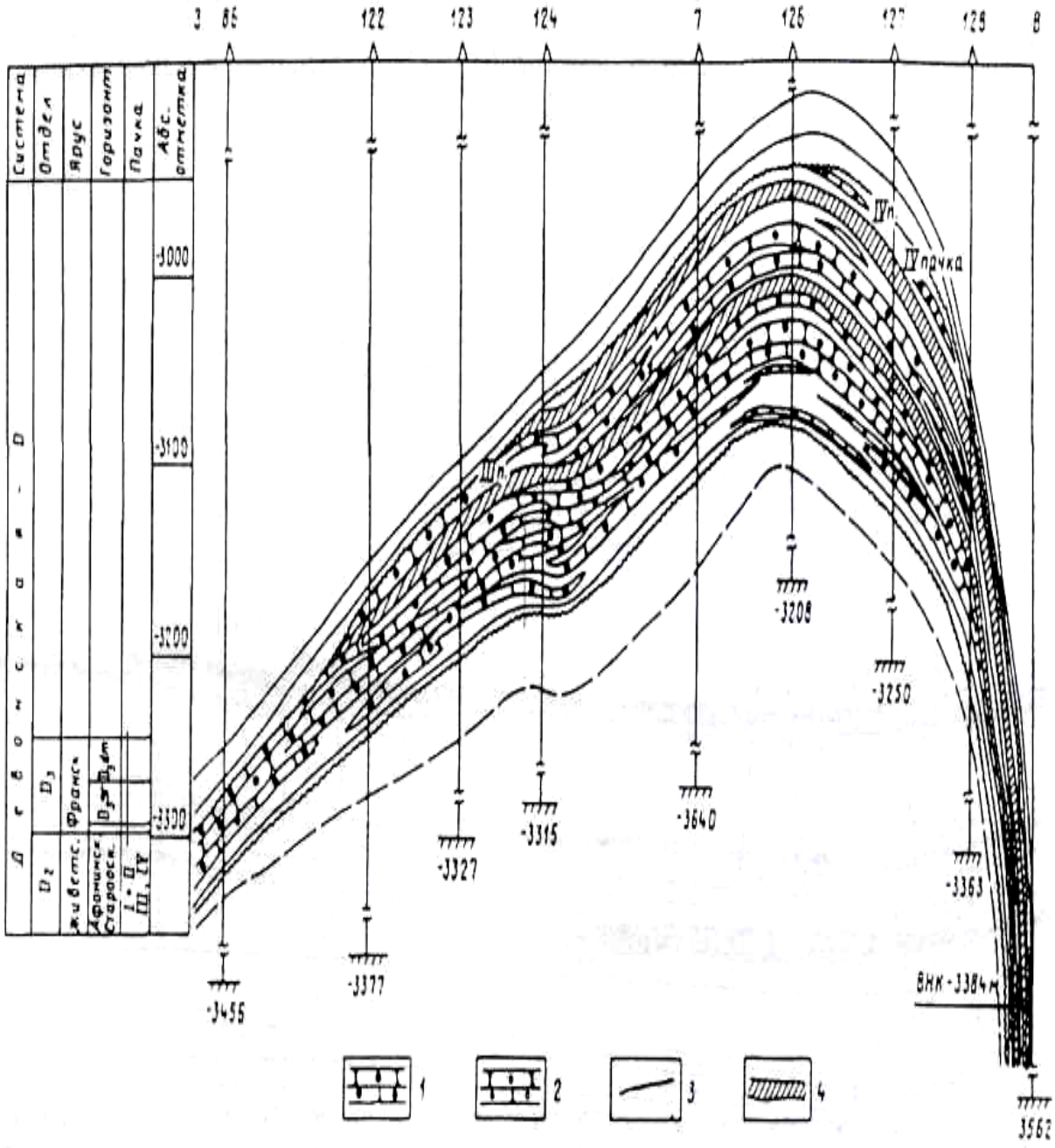


Рис. 39. Усинское нефтяное месторождение [15]. Схематический геологический профиль по продуктивным среднедевонским отложениям; 1,2 — нефте-, водонасыщенный коллектор; 3 — линия размыва; 4 — разделы между объектами разработки

осложненная стратиграфическим срезом. Этаж нефтеносности достигает 488 м. Песчаные коллекторы характеризуются высокими емкостными свойствами, что находит отражение в больших дебитах нефти (100—800 $м^3$/сут).

Верхняя залежь тяжелой нефти связана с карбонатными пористыми и кавернозными коллекторами нерасчлененной толщи известняков пермо-карбона и является массивной. Высота ее более 300 м, глубины залегания 1350—3200 м. Нефть тяжелая, плотностью при 20°С от 0,954 до 0,968 г/$см^3$, высокосмолистая (17—21 %), сернистая (1,89-2,11 %), беспарафинистая (0,08-0,6 %).

Основные запасы нефти сосредоточены в терригенных отложениях среднего девона (26 % балансовых и 55 % извлекаемых) и карбонатных нижней перми — верхнего и среднего карбона (73 % балансовых и 44% извлекаемых).

Нефть среднего девона недонасыщена газом. При начальном пластовом давлении, равном 33,65—37,30 МПа, давление насыщения находилось в пределах 6,7 - 11,,6 МПа, составляя в среднем 8,2 МПа по основной толще и 9,8 МПа по пачке IV. Газосодержание нефти колеблется в широких пределах 67,4—105,6 $м^3$/т, при среднем значении 67,1 и 86,5 $м^3$/т соответственно. Плотность пластовой нефти 727—794 кг/$м^3$, вязкость 1,26—4,20 мПа.с. Объемный коэффициент изменяется от 1,196 до 1,205. Дегазированная нефть легкая, смолистая, парафиновая, сернистая. В пласте основной толщи на западном крыле структуры отмечается наличие нефтей повышенной плотности 770—924 кг/$м^3$, вязкостью 65—1424 мПа-с при высоком (19,5—60,0%) содержании асфальто-смолистых компонентов. Пластовая нефть пермо-карбоновой залежи недонасыщена газом. Давление насыщения 4,1—9,5 МПа, ниже пластового давления 12,3—14,3 МПа. Нефть характеризуется низким газосодержанием 12,9—26,2 $м^3$/т, высокой вязкостью 586—2024 мПа-с, высокой плотностью 923-960 кг/$м^3$.

Возейское нефтегазовое месторождение (рис. 40—44) расположено в Усинском районе республики Коми в 45—100 км от г. Усинска. Открыто в 1973 г., разрабатывается с 1978 г. Приурочено к одноименной антиклинальной складке, расположенной в южной части Колвинского мегавала. Как единая крупная асимметричная антиклинальная складка северо-западного простирания она выделяется лишь по отложениям триаса ивыше. По нижележащим горизонтам выделяются две структурно-фациальные зоны, которым соответствуют в западной части Костюкская и Запад-

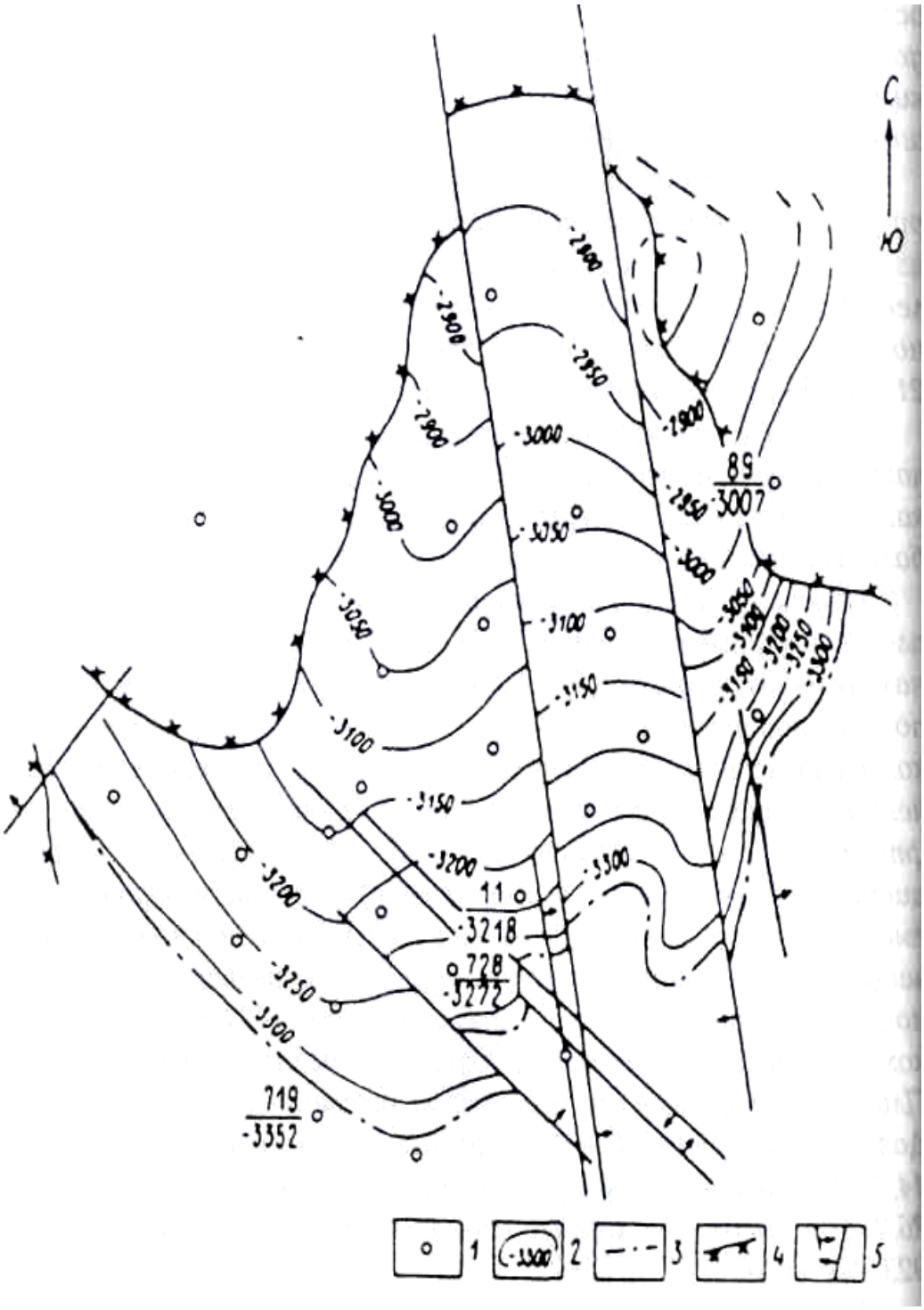


Рис. 40. Возейское нефтегазовое месторождение [15] .
Структурная карта по кровле проницаемых песчаников I + II пачек южной среднедевонской залежи: 1 — скважины; 2 — изогипсы; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — линия стратиграфического выклинивания проницаемых песчаников I + II пачек; 5 — тектонические нарушения.

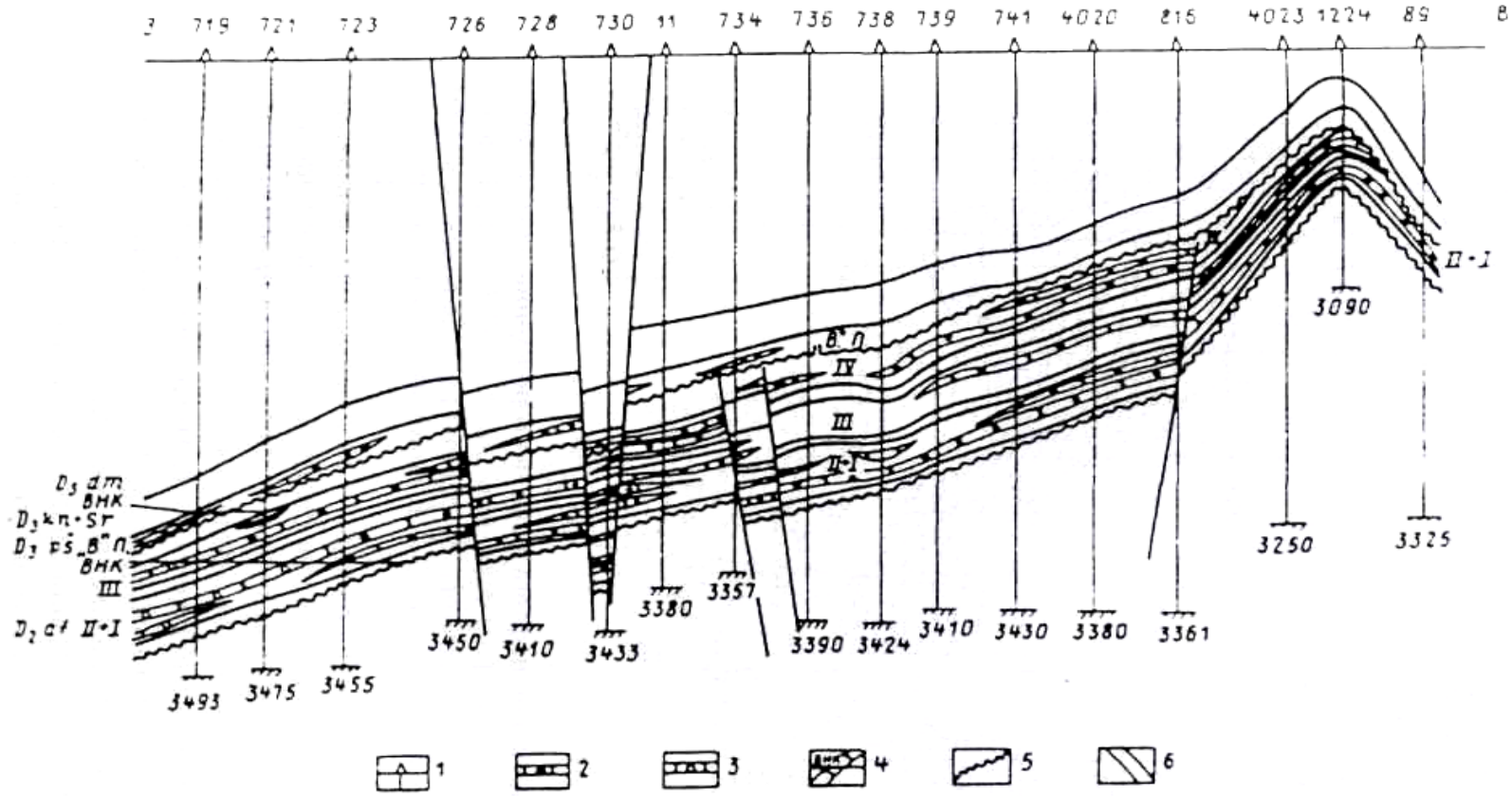


Рис. 41. Возейское нефтегазовое месторождение [15] . Схематический геологический профиль южной средне- девонской залежи: 1 - скважины; 2, 3 - песчаники нефте-, водонасыщенные; 4 - ВНК; 5 - линия размыва; 6 - тектонические нарушения

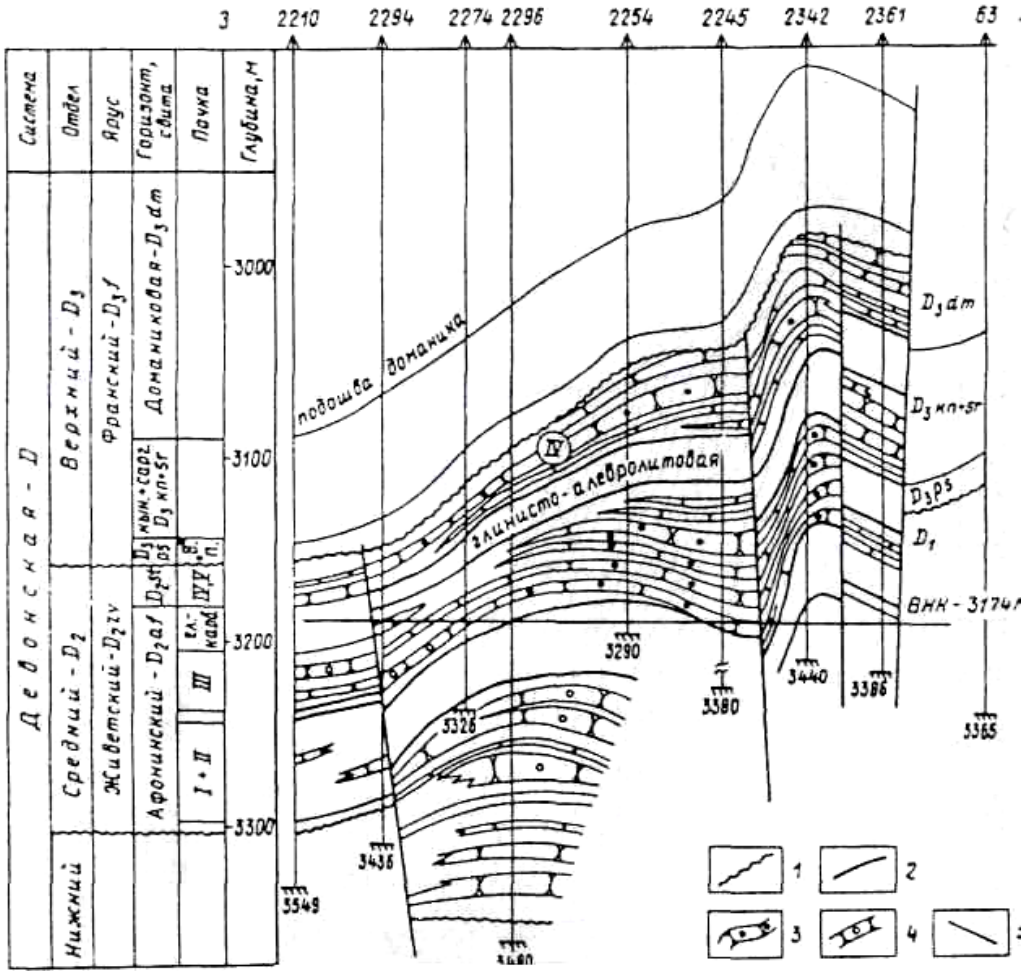


Рис. 42. Возейское нефтегазовое месторождение [15] . Схематический геологический профиль по линии скв. 2210-63 Западно-Возейского поднятия: 1 — линия размыва; 2 — линия раздела пачек; 3, 4 — песчаники нефте-, водонасыщенные; 5 — тектонические нарушения

но-Возейская, а в восточной — Возейская антиклинальные складки. Собственно Возейская структура является унаследованной, образованной над выступом фундамента в пределах Колвинского авлакогена. Для нее характерны увеличение амплитуды с глубиной и сокращенный разрез доверхнедевонских отложений в своде (вплоть до полного выпадения среднедевонских и более чем наполовину нижнедевонских отложений).

По данным сейсморазведки Возейская структура имеет амплитуду до 500 м по кровле франских отложений верхнего девона. Вверхпо разрезу амплитуда уменьшается до 100 м по подошве ниж-

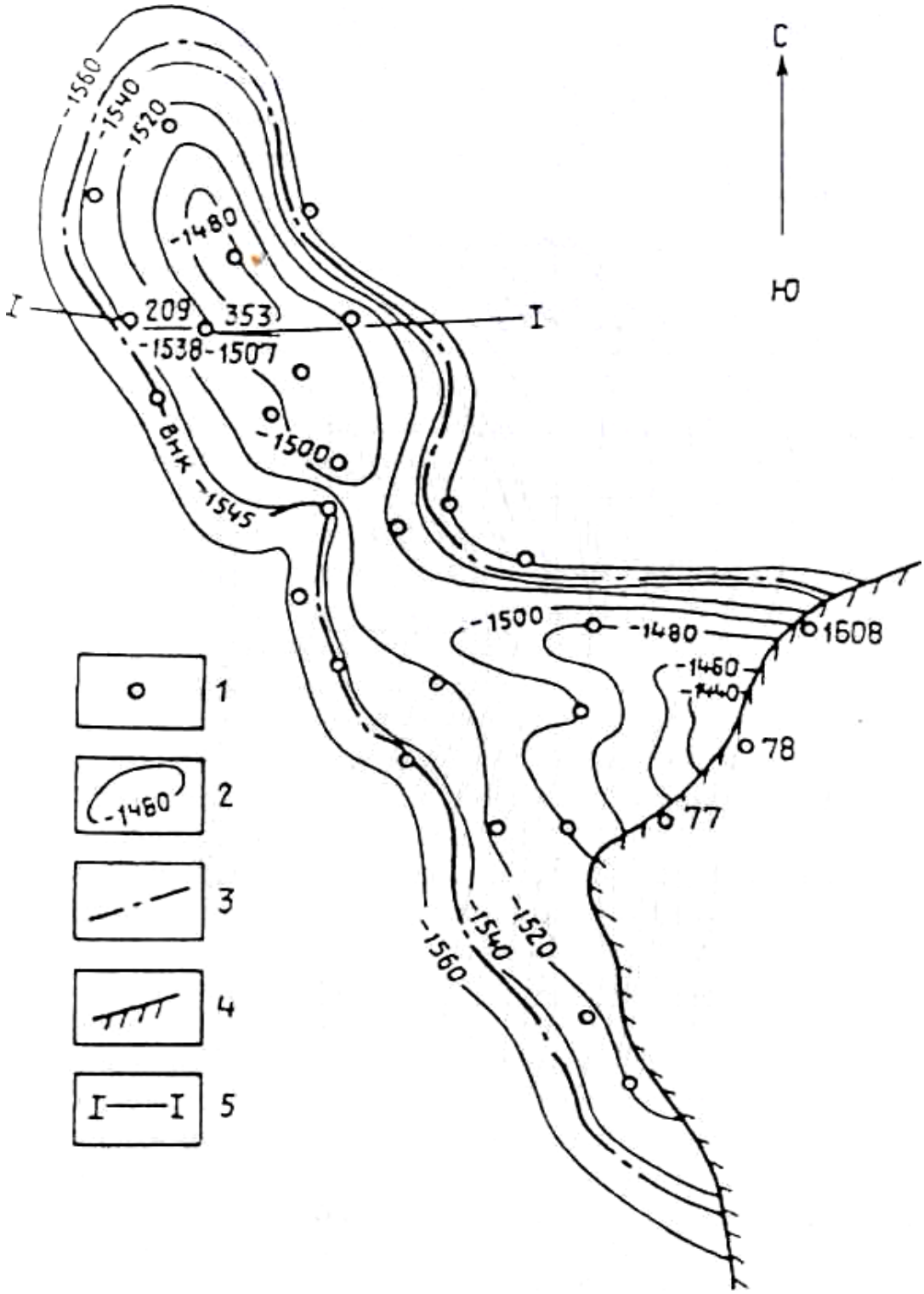


Рис. 43. Возейское нефтегазовое месторождение [15] . Структурная карта по кровле проницаемых ассельских карбонатов пермокарбоновой залежи: 1 — скважины; 2 — изогипсы; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — граница отсутствия ассельских отложений; 5 — линия геологического профиля

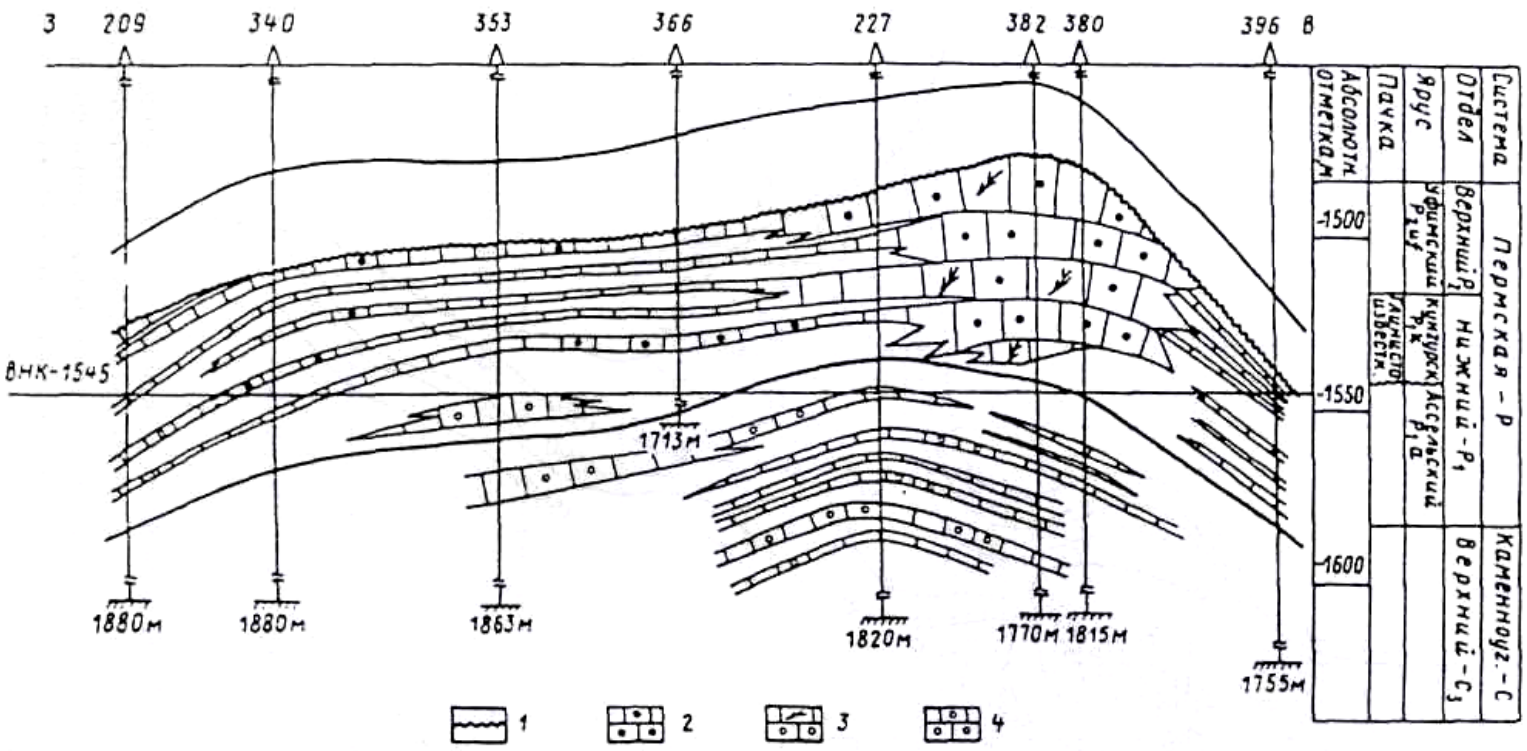


Рис. 44. Возейское нефтегазовое месторождение [15] . Схематический геологический профиль пермокарбоновой залежи по линии скв. 209-396: 1 — кровля ассельских карбонатов; 2, 3 — известняки Нефтенасыщенные соответственно детритовые слоистые, биогермные массивные; 4 — известняк водонасыщенный

него триаса. Размеры складки по отражающему горизонту кровли франских отложений составляют 66х(18—4,5) км. По отражающему горизонту кровли карбонатов пермо-карбона размеры складки составляют 72х(19—7) км. Западное крыло пологое 1—5°, вдоль восточного крыла отмечается узкая зона отсутствия сейсмических отражений, связанная по данным бурения с флексурой, переходящей в сбросово-взбросовую зону.

В геологическом строении Возейского месторождения принимают участие породы фундамента иосадочные образования палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Максимальная вскрытая толщина осадочного чехла составляет 4390 м.

Месторождение многопластовое, залежи нефти выявлены в значительном стратиграфическом диапазоне отложений отнижнего девона до верхней перми, и приурочены к отдельным поднятиям, осложняющим Возейскую структуру.

Возейское месторождение относится к категории сложнопостроенных, что обусловлено наличием тектонических нарушений, стратиграфических выклиниваний горизонтов, замещением коллекторов непроницаемыми породами.

Большая часть запасов нефти содержится в нижнепермско-каменноугольной и среднедевонской залежах, приуроченных к собственно Возейскому поднятию. Они являются основными объектами разработки месторождения.

Кроме того, значительными запасами нефти обладают фаменские залежи Возейского поднятия и среднедевонская залежь За-падно-Возейского поднятия. Остальные залежи в основном мелкие, они не играют существенной роли в структуре запасов месторождения.

Крупная среднедевонская залежь нефти, запасы которой составляют почти 30 % суммарных запасов месторождения, расположена на южной периклинали структуры. Залежь пластовая, в направлении сводовой части структуры ограничена линией стратиграфического выклинивания пород, тектоническими нарушениями разделена на отдельные блоки.

Нижнедевонская залежь нефти локализована на ограниченном по размерам небольшом участке в зоне крупного флексурообразного изгиба слоев на восточном крыле Южно-Возейской структуры. Размеры залежи 4х(0,5—1,2) км, высота — 120 м.

Пермокарбоновая залежь — самая крупная на месторождении по запасам нефти (более 50 % балансовых и почти 40 % извлекаемых)

имеет сложное строение. Расположена она в центральной частим Возейского поднятия. Тип коллектора карбонатный поровый. Площадь нефтеносности составляет 15,5х(3,5—8) км, высота — 120 м. I

Средняя нефтенасыщенная толщина равна 12,9 м, в том числе в нефтяной зоне 15,75 м, в водонефтяной — 10,6 м. Доля водонефтяной зоны составляет 45 %.

Среднедевонская залежь Западно-Возейского поднятия занимает на месторождении третье место по величине запасов нефти (9 % балансовых и 20% извлекаемых) и первое место по продуктивности.

Нефти средне- и верхнедевонских залежей в пластовых условиях недонасыщены газом, характеризуются высоким газосодержанием.

Растворенный в нефти газ южной среднедевонской залежи имеет промышленную концентрацию пропан-гексановой фракции (более 20 %), метана — до 60%. Содержание неуглеводородных ком- понентов невысокое, углекислого газа до 0,6%. Концентрация ге-лия некондиционная — 0,030 %.

В пермо-карбоновой залежи растворенный в нефти газ тяжелый, жирный, с высокими концентрациями пропан-гексановой фракции и азота. В газе, выделяющемся на первой ступени сепарации, присутствует в значительных количествах сероводород (до 0,48%).

Газ фаменских залежей жирный, имеет промышленную концентрацию пропан-гексановой фракции (38%). Содержание неуглеводородных компонентов 3,3 %, содержание гелия некондицион-но, сероводород отсутствует.

В среднедевонской залежи Западно-Возейского поднятия газ содержит 54,6—69,9% метана, 18,5—29,0% пропан-гексановой фракции. Содержание неуглеводородных компонентов до 4%, Плотность газа 1,163 кг/м3. Сероводород отсутствует.

Харьягинское нефтяное месторождение (рис. 45, 46) расположенов 165 км к югу от г. Нарьян-Мара. Открыто в 1970 г., введено в разработку в 1988 г. Месторождение крупное по запасам. На 01.01.1997 г. добыто 10,9 млн. т. нефти. Приурочено к центральной части Колвинского мегавала. Ловушка представляет собой при- разломную валообразную складку северо-северо-западного простирания, осложненными локальными поднятиями. Залежи нефти ус-тановлены в терригенных породах нижнего триаса и верхней пер- ми, карбонатных коллекторах нижней перми и верхнего девона и

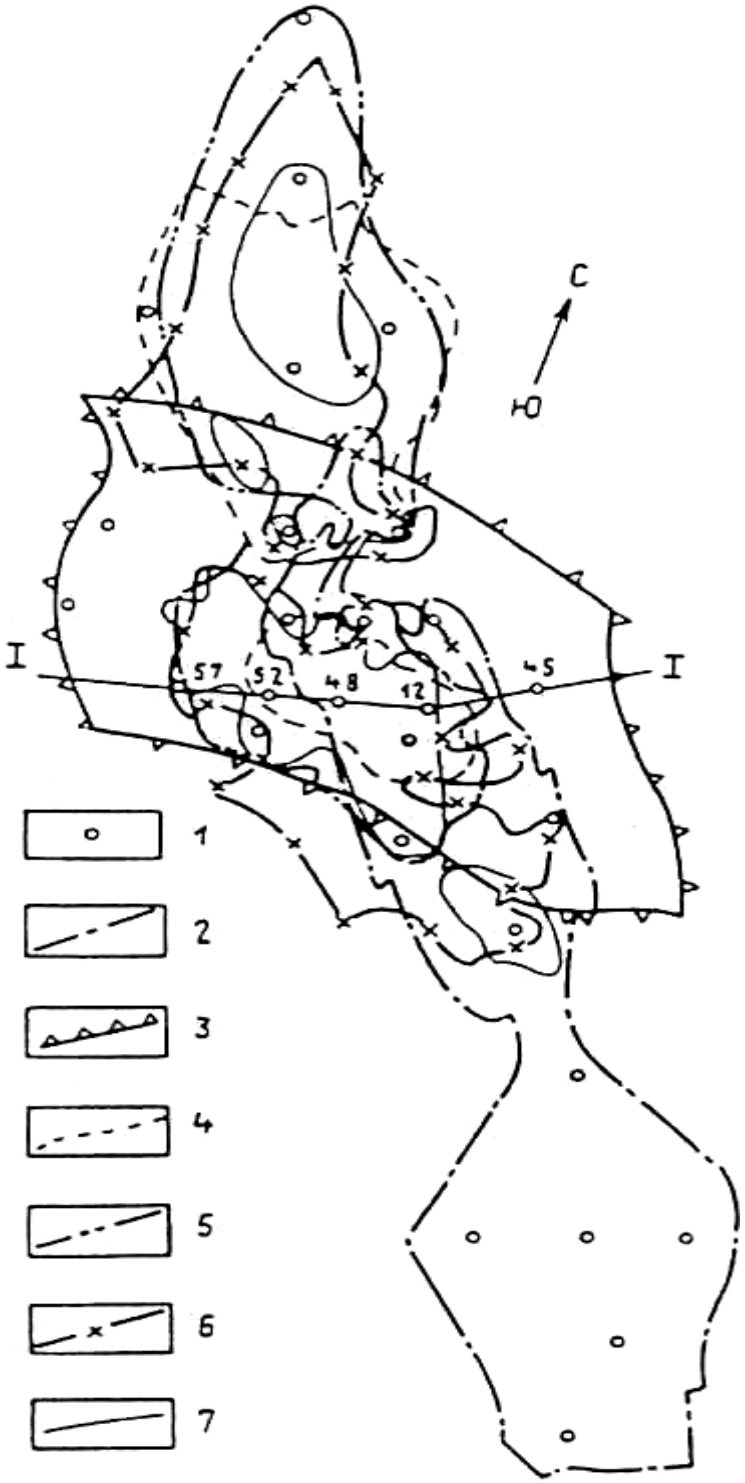


Рис. 45. Харьягинское нефтяное месторождение [15] . Схема расположения эксплуатационных объектов: 1 — скважины; 2 —7 — границы распространения эксплуатационных объектов I —VI

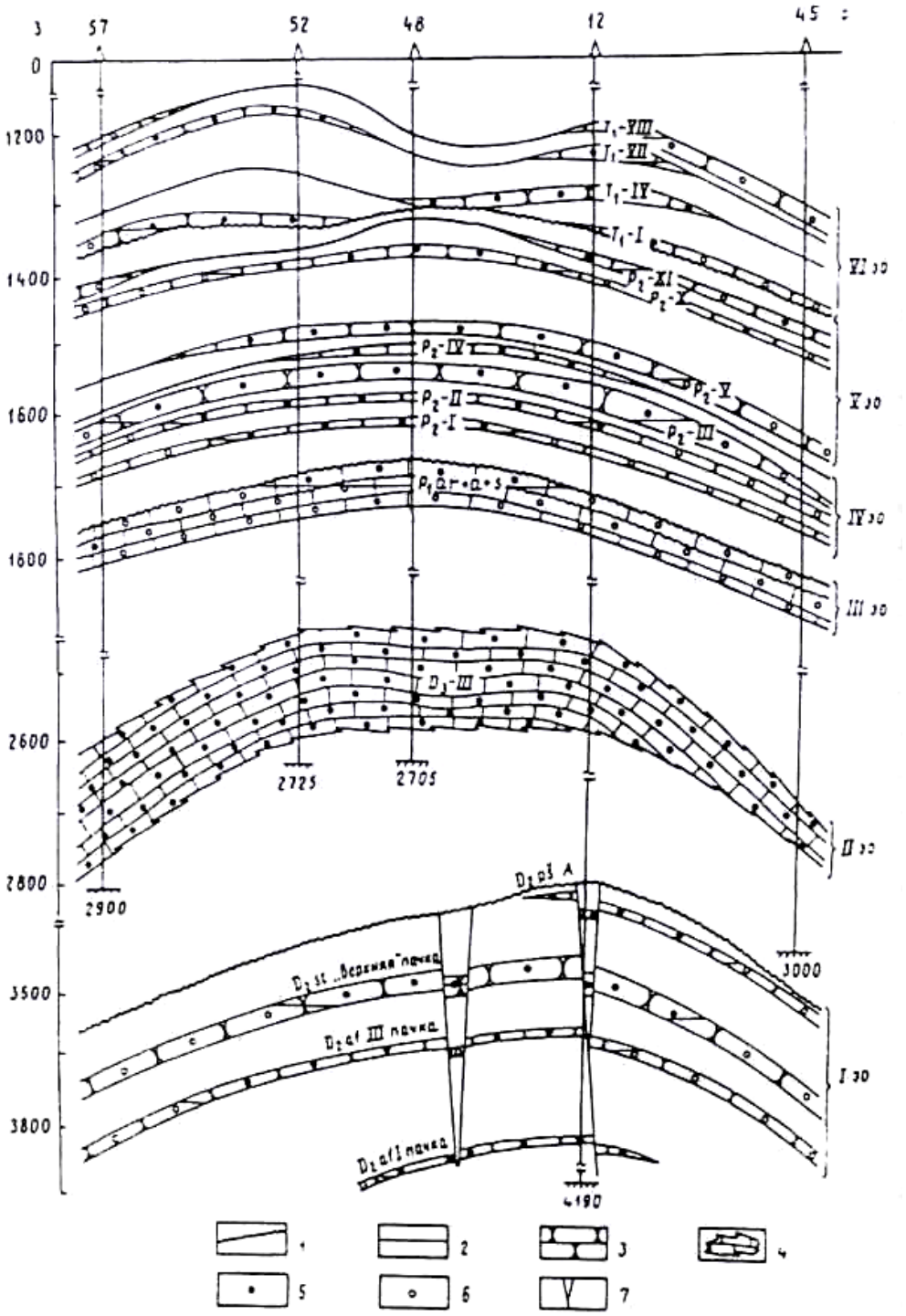


Рис. 46. Харьягинское нефтяное месторождение [15] . Схематически геологический профиль продуктивных отложений с выделением экспл) атационных объектов по линии I —I: 1 — граница размыва; 2 — ВНК; 3 - песчаники; 4 — рифогенные карбонатные известняки; 5, 6 — нефте-, водонасыщенные; 7 — тектоническое нарушение

поддоманиковых терригенных породах верхнего и среднего девона. Продуктивные пласты триаса залегают на глубине 1200м, афонинского горизонта среднего девона — 3900 м. Пористость коллекторов соответственно 22, 12, 1%, проницаемость 0,814, 0,23 и 0,458 мкм^2. Общий этаж нефтеносности 2800 м включает 35 залежей. Основные запасы нефти сосредоточены в терригенных коллекторах нижнего триаса и верхней перми. Пластовое давление и температура на глубине 3900 м 48 МПа и 98°С. Максимальный начальный дебит 855 т/сут из карбонатов верхнедевонской залежи. Нефтилегкие (плотность 0,827—0,850 г/см3), маловязкие (0,69—3,59 МПа.с), малосернистые 0,5%, высокопарафинистые до 32%.

Южно-Хыльчуюское газонефтяное месторождение расположено в 120 км к северо-востоку от г. Нарьян-Мара. Открыто в 1981 г. Месторождение крупное по запасам. Выявлено 4 залежи: залежь нефти в ассельско-сакмарских карбонатных породах, залежь нефти с газовой шапкой в терригенных пластах кунгура нижней перми и две залежи газа в терригенных отложениях верхней перми. Приурочено к северной части Колвинского мегавала. Ловушка — антиклинальная куполовидная складка, осложняющая центральную часть Ярейюского вала, ее амлитуда 120 м. Площадь основной нефтяной ассельско-сакмарской залежи 59,3 км2, глубина залегания 2220—2300 м. Залежь пластовая сводовая, этаж нефтеносности 100 м. Коллекторы — рифогенные известняки пористостью 18%, проницаемостью до 0,9 мкм^2. Пластовое давление на глубине 2230 м 24 МПа, t = 8°С. Максимальный дебит — 824 т/сут. Нефть ассельско-сакмарской залежи легкая (0,842—0,85 г/см^3), парафинистая 4,4%, малосернистая 0,7 %. Содержание метана в газе основной уфимской залежи 93 %, азота 6 %, углекислый газ и сероводород отсутствуют.

ДЕНИСОВСКАЯ НГО представляет собой впадину, расположенную между Печоро-Кожвинским и Колвинским мегавалами. Протягивается в длину на 400 км, расширяясь от 40 — 50 км на юге до 150 км на севере. Наиболее погруженной и менее дислоцированной является южная часть впадины, в то время как северная часть характеризуется значительно более сложным строением. Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют два крупных протяженных и высокоамплитудных вала Шап-кино-Юрьяхинский и Лайский. К асимметричным складкам этих валов приурочены многие месторождения газа и нефти: Лаявожс-кое, Шапкинское, Василковское и др.

Василковское газоконденсатное месторождение расположе-но в 60 км северо-восточнее г. Нарьян-Мара. Открыто в 1970 г., введено в разработку в 1975 г. Расположено в северной части Шап-кино-Юрьяхинского вала Денисовской впадины; ловушка — брахи-антиклинальная складка, вытянутая на северо-запад. На место-рождении установлено 8 газоконденсатных залежей в терриген-
ных коллекторах нижнего триаса, верхней перми и кунгурского яруса нижней перми и в карбонатных отложениях нижнепермско-каменноугольного возраста на глубине от 1461 до 2410 м. Породы-коллекторы в терригенных отложениях представлены песчани-ками пористостью до 20%, проницаемостью 1,2 мкм2, в карбонат ных породах биоморфно-детритовыми и детритовыми известия ками пористостью 18%, проницаемостью до 0,5 мкм2. Пластовое давление на глубине 2400 м 26 МПа, t — 61оС. Начальные дебиты газа от 5 до 1430 тыс. м3/сут. Содержание стабильного конден-сата 55,8 г/м3. Газ содержит метана 90 %, углекислого газа 2,9% азота 4 %, сероводорода 0,07%.

ХОРЕЙВЕРСКАЯ НГО отвечает Хорейверской впадине, зани- мающей северную осевую часть Тимано-Печорской провинции Здесь разведано большое число нефтяных месторождений с вы сокодебитными залежами в карбонатных отложениях силура, нижнего и верхнего девона и пермо-карбона. Единичные залежи выявлены в карбонатных породах ордовика. Наиболее крупными месторождениями являются — Верхневозейское с основной вы-сокодебитнои залежью в карбонатных породах нижнего силура
на глубине 3300 — 4000 м; Сандивейско-Баганская группа место-рождений с залежами в силуре, верхнем девоне и пермокарбоне. На северо-востоке НГО открыты крупные — Варкнавтское (им. Требса) и Оленье (им. Титова) — месторождения с основными зале-жами в карбонатных породах нижнего девона на глубине 4000 -4200 м. В центральной части Хорейверской НГО выявлены Дюсу-шевское, Ардалинское, Западно- и Северо-Хоседаюское и другие месторождения, с основными залежами в рифогенных отложени-
ях верхнего девона на глубинах до 3500 м, а на юго-востоке облас-ти с залежами в пермо-карбоне, силуре и ордовике открыты мес-торождения Салюкинское и Среднемакарихинское.

Верхневозейское нефтяное месторождение расположено в 75 км к северу от г. Усинска. Открыто в 1986 г., разрабатыва-ется с 1989 г. Площадь нефтеносности нижнесилурийской зале-жи 137,8 км2. Месторождение расположено в южной части Хорей-

верской впадины в пределах Рогозинского прогиба; ловушкой явля-ется высокоамплитудная структура (высота 360 м), экранированная с запада крупным Колвинским региональным разломом. На месторождении установлено 4 залежи нефти в нижнесилурийских отложениях верхнеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносно-
го комплекса на глубине 3300—3450 м. Коллекторы — кавернозные, трещиноватые, пористые доломиты. Пористость 12%, проница-емость 0,003 мкм^2; начальное пластовое давление 39 МПа, t — 97°С. Начальный дебит нефти — 120 м^3/сут. Нефть легкая, малосер-
нистая, высокопарафинистая плотностью 0,822 г/см3, вязкость 6,9 МПа.с, содержание серы 0,15%, парафина 7,14%.

Им. Романа Требса нефтяное месторождение расположено в 234 км к северо-востоку от г. Нарьян-Мара. Открыто в 1987 г. Месторождение по запасам относится к категории крупных. Около 80 % извлекаемых запасов нефти содержится во II пласте нижнедевонской залежи, площадь нефтеносности которой 140 км^2. Месторождение расположено в северной части Хорейверской впадины в пределах Садаягинской ступени. Ловушка — антиклинальная складка, разбитая разноамплитудными разломами северо-запад-ного простирания на 3 блока: Западный, Центральный и Восточ-ный. На месторождении установлены 3 залежи нефти в карбонатных отложениях нижнего девона в пластах А, I, II, залежь в карбонатных отложениях доманикового горизонта верхнего девона средне-франского подъяруса, 2 залежи в карбонатах верхне-сред-нефранского возраста, включающих отложения евлано-ливенско-
го, доманикового, ветлосянского и сирачойского горизонтов, и залежь в рифогенных карбонатных отложениях сирачойского горизонта верхнего девона верхнефранского подъяруса. Залежи нефти в отложениях нижнего девона и доманикового горизонта верхнего девона пластовые, стратиграфически и тектонически экранированные, а залежи в карбонатах верхнего девона массивные. Глубина залегания нижнедевонских залежей 4000—4200 м, в верхнем девоне — 3600—3900 м. Коллекторы нижнедевонских залежей — мелкозернистые доломиты, слабопористые, кавернозные, трещиноватые. Пористость до 8%, проницаемость до 0,6 мкм^2. Коллекто-
ры верхнедевонских залежей — доломиты и известняки, пористые, трещиноватые с чередованием плотных и проницаемых разностей. Пористость 8—10%, проницаемость 0,4 мкм^2. Пластовое давление и t на глубине 4016 м — 44,1 МПа и 94°С, а начальный де-битпо залежи Д1-II — 117 м^3/сут. Нефти основной залежи легкие

(0,825 г/см^3), маловязкие (8,65мПа.с), высокопарафинистые (7,3%, и малосернистые (0,4 %).

Ижимка-Таркское (Таркское) нефтяное месторождение рас-положено в 30 км юго-западнее Песчаноозерского месторождения. Связано с антиклинальной складкой. Продуктивными отложения-ми являются песчаники чарко-божской свиты нижнего триаса, в которых вскрыты две залежи нефти. Песчаники выдержаны по простиранию и характеризуются высокими коллекторскими свойствами. Нефти по качеству близки песчаноозерским, но имеют несколько большую плотность. По запасам залежи относятся к средним.

Структурные элементы Хорейверской и смежных с ней НГС прослежены в южной части акватории Баренцева моря. Здесь открыто несколько нефтяных и нефтегазовых месторождений, наиболее крупным из которых является Приразломное с залежами в нижнепермских-каменноугольных отложениях. Для нефти и газа этих месторождений характерна повышенная сернистость; так, на Северо-Гуляевском месторождении содержание сероводорода в газе составляет 12,6%.

Приразломное нефтяное месторождение (рис. 47) распол-жено в 320 км к СВ от г. Нарьян-Мар. Открыто в 1989 г. По запасам относится к категории крупных. Приурочено к северной периклинали вала Сорокина (Варандей-Адзьвинский мегавал). Раз меры структуры 22х5,5 км, северо-западное простирание, юго-западное крыло осложнено крупным разрывным нарушением амплитудой 50—150 м, прослеживаемым по пермским, каменноугольным и девонским отложениям. Ловушка пластовая сводовая, тектони-чески экранированная. Основной нефтегазоносный комплекс—кар-бонатные каменноугольные и нижнепермские пласты. Глубине залегания нефтяных залежей 2260—2288 м. Эффективная нефте насыщенная толщина 32,7 и 20,4 м. Продуктивные пласты сложе -ны известняками пористыми, известняками перекристаллизован- ными и оолитовыми со средней открытой пористостью 23 и 17% проницаемость отложений горизонта в среднем 0,15 мкм^2, второ-го — 0,08 мкм^2, t 52 и 54°С. Начальные дебиты нефти из первого горизонта 70 м^3/сут, после солянокислотной обработки — 393 м^3/сут; при испытании второго горизонта дебит нефти состави л 19,9 м^3/сут. Плотность нефти 908—928 кг/м^3, вязкость 8,2-12 МПа.с, содержание серы 1,89—2,3 %, парафина 0,14 и 0,12%.

Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторожде ние (рис. 48) расположено в 110 км к северу от пос. Варандей. От-

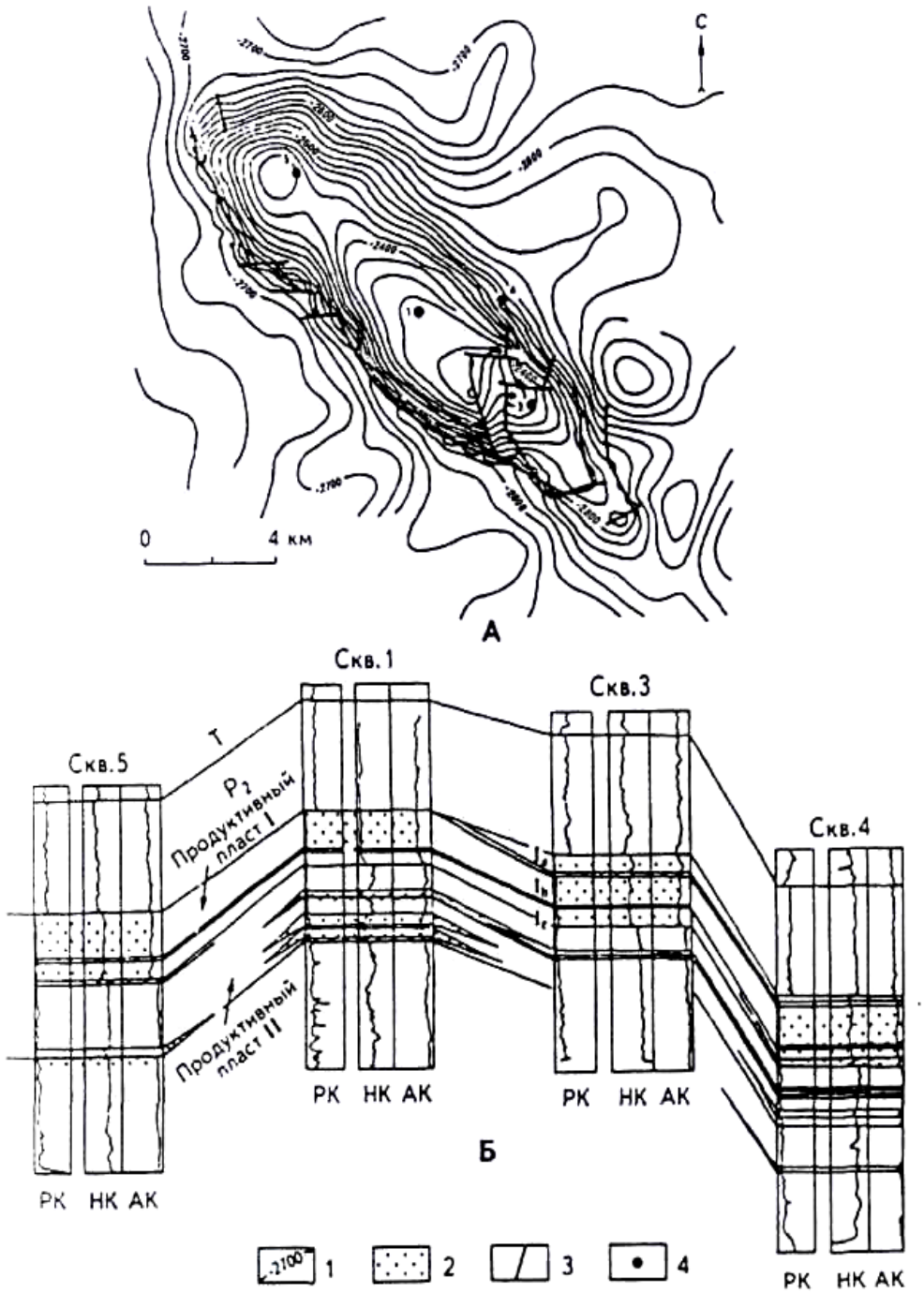


Рис. 47. Приразломное нефтяное месторождение. Структурная карта кровли продуктивного пласта I (А) и схема корреляции продуктивных отложений (Б) (Б.А. Никитин, И.И. Хведчук, 1997): 1 - изогипсы, м; 2 — нефтесодержащие породы (карбонаты пермо- каменноугольного возраста); 3 — разломы; 4 — разведочные скважины

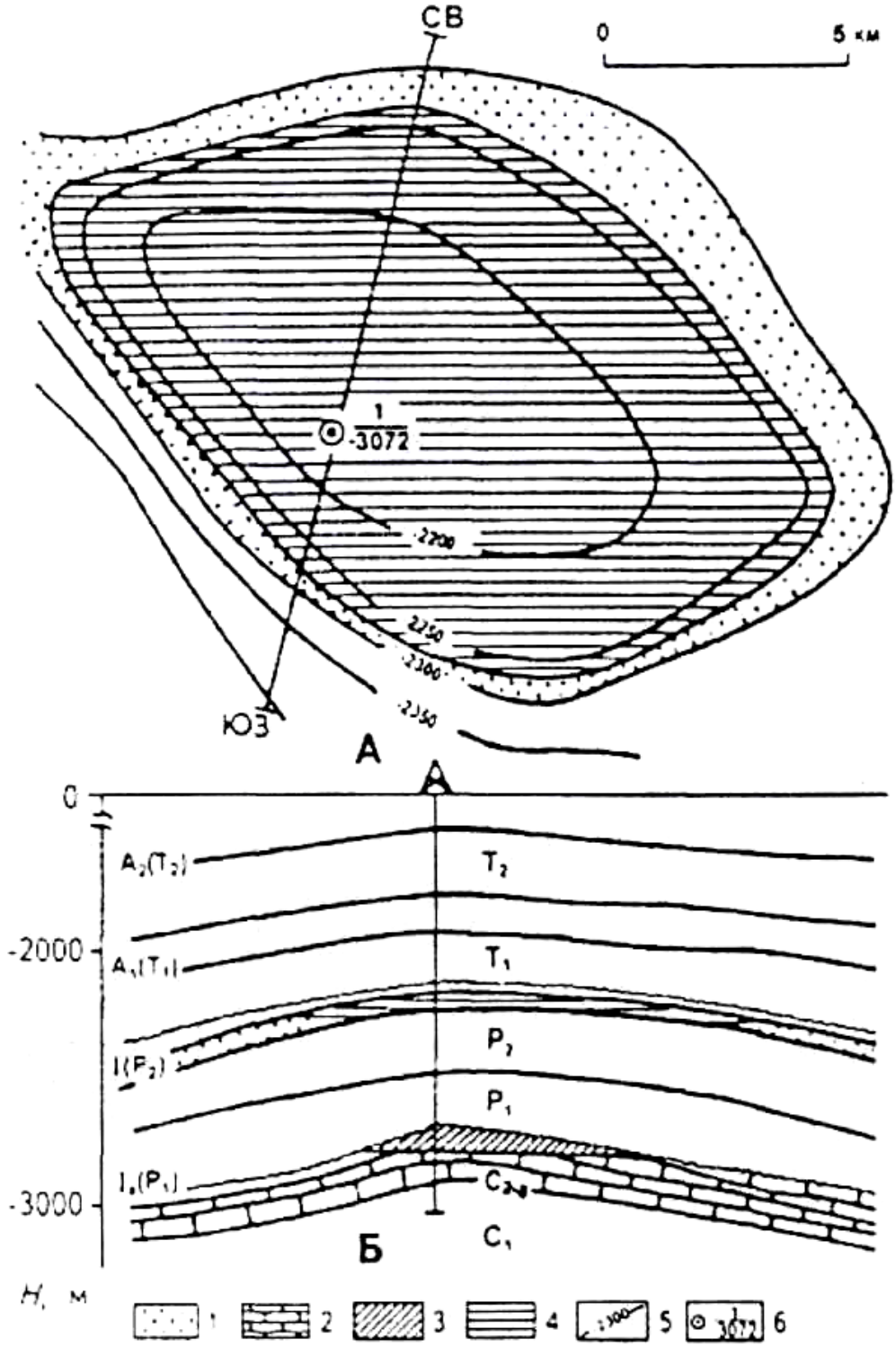


Рис. 48. Северо-Гуляевское нефтегазовое месторождение (Э.В. Шипилов, Р.Р. Мурзин, 2001). Строение в плане (А) и разрез (Б): 1 — песчаники; 2-известняки; 3 — газ; 4 — нефть; 5 — изогипсы кровли продуктивных отложений, м; 6 — скважина: числитель — номер, знаменатель — глубина, М

крыто в 1986 г. По запасам УВ относится к категории средних, размеры месторождения 21х7 км. Приурочено к Гуляевскому валу северо-западного простирания, размеры 20х120 км, амплитуда 300— 400 м. Восточное крыло структуры осложнено разрывным наруше-нием амплитудой 50—60 м. Ловушка пластовая сводовая. Основные нефтегазоносные комплексы—терригенные верхнепермские и карбонатные каменноугольные и нижнепермские отложения. Глубина залегания нефтяных залежей 2212—2248 и 2260—2288 м, газовой залежи — 2712—2815 м. Открытая пористость нефтеносных терри-генных верхнепермских пластов 15 и 16%, газоносных каменноуголь-ных — 9%. Плотность нефти 0,9 г/см3 в обоих горизонтах.

ВАРАНДЕЙ-АДЗЬВИНСКАЯ НГО объединяет структуры крупных валов Сорокина, Гамбурцева, Сарембой-Леккейягинского и др. На вале Сорокина разведана группа крупных нефтяных месторождений с залежами в нижне- и верхнедевонских, пермско-каменноугольных карбонатных, нижнепермских (кунгурских), верхнепермских и триасовых терригенных породах (Варандейское, Торавейское, Наульское, Лабоганское, Седьягинское, Хосолтинское и др.) на глубинах от 880 до 4100 м. Нефти в триасовом комплексе тяжелые, имеют плотность в отдельных залежах до 0,955 г/см^3.

К валу Гамбурцева приурочены средние по запасам месторождения (Надейюсское, Хосырейское и др.) с залежами преимущественно в нижнедевонских известняках и доломитах на глубинах 2200 — 4300 м; к Сарембой-Леккейягинскому валу приурочены месторождения Северо-Сарембойское, Мядсейское, Тобойское и др., с залежами в верхне- и нижнедевонских карбонатных отложениях.

Наибольшей концентрацией УВ на суше характеризуются Колвинская и Хорейверская НГО, в которых преобладают нефтяные и нефтегазовые залежи. Наибольшими запасами УВ обладают среднедевонско-нижнефранские и верхневизейско-нижнепермские отложения. Для провинции характерны многопластовые месторождения нефти и газа (до 20 залежей). Наиболее крупными и характерными месторождениями являются Усинское, Западно-Тэбукское, Возейское, Ярегское, Варандейское и др.

В целом по провинции основную долю начальных суммарных ресурсов содержат верхневизейско-нижнепермский и среднедевонско-нижнефранский НГК, они же отличаются и наибольшей концентрацией прогнозных и перспективных ресурсов. Есть все основания считать Тимано-Печорскую провинцию одной из перс-

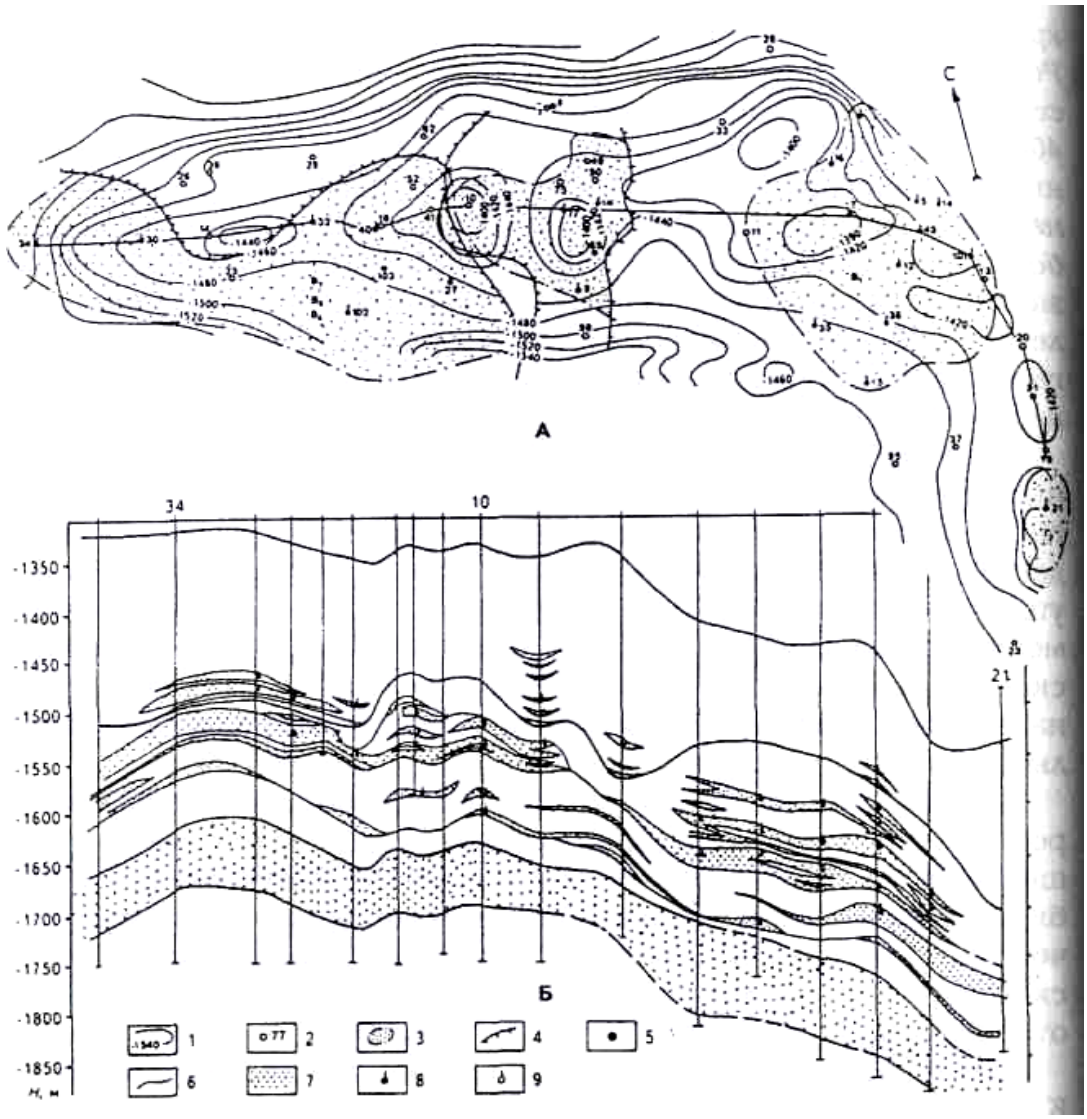


Рис. 49. Песчаноозерское нефтегазоконденсатное месторождение

(Э.В. Шипилов, Р.Р. Мурзин, 2001). Структурная карта по кровле отражающего горизонта А (чаркобожская свита) (А) и разрез (Б): 1 — изогипсы горизонта А, м; 2 - скважины; 3 - нефтяные залежи (В1, В4, В6, В7, Г2); 4 - линии выклинивания коллекторов; 5 — скважины, давшие нефть; 6 — границы, обусловленные размывом; 7 — песчаники; 8 — залежи нефти; 9 — залежи газа

пективных в Европейской части России, где предусматривается обеспечить значительные приросты запасов УВ особенно за счет усиления поисково-разведочных работ на шельфе Печорского моря, где уже открыты также крупные месторождения: Приразломное, Северо-Гуляевское, Песчаноозерское (гн), Поморское (гк).

Песчаноозерское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 49) расположено на восточной окраине острова Колгуев и приурочено к Песчаноозерскому поднятию. Месторождение имеет сложное строение. Залежи УВ локализуются в литологически ограниченных различной конфигурации линзах граувакковых песчаников чарко-божской свиты нижнего триаса. Значения открытой пористости в них достигают 24 %. Геолого-геофизическими работами установлена принадлежность этих песчаников к руслам палеоречных систем. В этой связи месторождение относится к структурно-литологическому типу, где скопления УВ контролируются структурным и литологическим («шнурковые» и линзовидные песчаные тела) факторами. Залежи газа, газоконденсата и нефти имеют незначительные запасы. Нефти по составу очень легкие, приближающиеся по свойствам к конденсатам.

Поморское газоконденсатное месторождение (рис. 50) расположено в пределах Колвинского мегавала в 100 км к западу от Северо-Гуляевского. Антиклинальная ловушка представляет собой узкую, вытянутую асимметричную складку с более крутым юго-западным крылом, осложненным взбросом северо-западного простирания. Последний в свою очередь сечется сдвиговыми нарушениями субширотного простирания. Залежь конденсатсодержащего газа открыта в ассельско-сакмарских отложениях нижней перми и относится к мас-

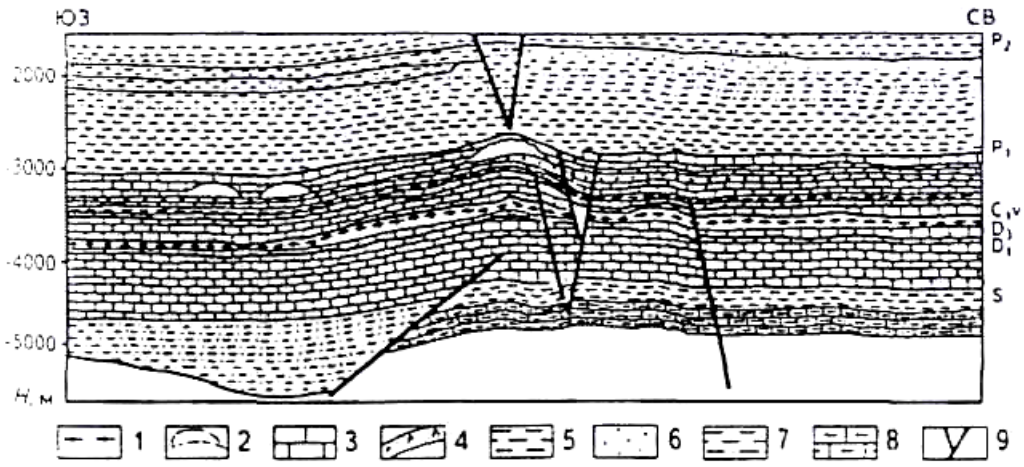


Рис. 50. Поморское газоконденсатное месторождение (Э.В. Шипилов, Р.Р. Мурзин, 2001). Сейсмогеологический разрез: 1 - доманик; 2 – рифы; 3 — карбонаты; 4 — кавернозные известняки; 5 — аргиллиты; 6 — песчаники; 7 — глинистые песчаники; 8 — глинистые известняки; 9 — тектонические нарушения

сивному типу. По запасам классифицируетс как средняя. Коллектор представлен пористыми органогенно-детритовыми известняками. Покрышкой, как и в предыдущих случаях является достаточно мощная (свыше 450 м) толща артинско-кунгурских аргиллитов.

Наибольшей концентрацией прогнозный перспективных ресурсов нефти обладают Хорейвер-Мореюская НГО и акватория Печорского моря. Эти же территории характеризуются наибольшими плотностями прогнозных и перспективных ресурсов УВ. Наиболее значительными резервами для прироста запасов нефти и газа промышленных категорий обладают верхневизейско-нижнепермско-триасовый, среднедевонско- нижнефранский и верхнеордовикско-нижнедевонский НГК.

2.1.3. Прикаспийская нефтегазоносная провинция

Прикаспийская нефтегазоносная провинция расположена в юго-восточной части Восточно-Европейской платформы в пределах Уральской, Гурьевской, Мангышлакской и Актюбинской областей Казахстана, Волгоградской, Саратовской, Оренбургской,, Астраханской областей и Калмыкии Российской Федерации и северной части шельфа Каспийского моря. Общая площадь провинции 500 тыс. км^2, в том числе в России 120 тыс. км2 (рис. 51).

В тектоническом отношении (рис. 52) Прикаспийская провинция приурочена к одноименной мегасинеклизе в юго-восточной глубоко погруженной части Восточно-Европейской платформы, вьшолненной осадочным чехлом огромной мощности — до 2 км. Объем осадков, выполняющих впадину, превышает 4 млн. км^3, из них палеозойские отложения составляют 60%, мезозойские — 30 кайнозойские — 10.

На востоке Прикаспийскую мегасинелизу от Уральской складчатой зоны отделяет Предуральский кревой прогиб, Актюбинский и Атжаксинский периклинальные прогибы. На юго-востоке по поверхности фундамента и мезозойски отложениям между Прикаспийской мегасинеклизой и Север-Устюртским байкальским массивом контрастная граница не выявляется. Условно ее проводят для палеозойского комплекса по Южно-Эмбенскому разлому. На юго-западе Прикаспийская мегсинеклиза по Донбасско-Астраханской покровно-надвиговой оне граничит с герцинидами кряжа Карпинского. Западная и северная границы мегасинеклизы проводятся по нижнепермском карбонатному бортовому уступу, протягивающемуся с юга на север на расстояние

Рис. 51. Прикаспийская нефтегазоносная провинция. Карта размещения месторождений нефти и газа.

Тектонические элементы: I — Лободинско-Тепловская зона поднятий, II — Карачаганак-Троицкая зона поднятий, III — Енбекско-Жаркамысская зона поднятий, IV — Шукатско-Северо-Каспийская зона поднятий, V — Южно-Эмбинское поднятие, VI — Приморское поднятие, VII — Астраханский свод, VIII — Сарпинский прогиб, IX — Куриловско-Новоузенская зона поднятий, X — Каракульский вал.

Нефтегазоносные области (районы): А — Волгоградско-Карачаганакская ГНО ($а_1$ — Карпенский ГНР, $а_2$ — Тепловский ГНР, $а_3$ — Карачаганак-Кобландинский ГНР); Б — Енбекско-Жаркамысская НГО (б1 — Жанажольский НГР); В — Южно-Эмбинская НГО ($в_1$ — Гурьевский НГР, $в_2$ - Тенгизский НГР); Г — Астраханско-Калмыцкая ГНО (г, — Астраханский ГР), Д — Центрально-Прикаспийская НГО.

Месторождения: 1 — Лободинское, 2 — Солдатско-Степновское, 3 — Южно-Кисловское, 4 — Комсомольское, 5 — Северо-Лиманское, 6 — Западно-Ровенское, 7 — Краснокутское, 8 — Ждановское, 9 — Карпенс-кое, 10 — Мокроусовское, 11 — Павловское, 12 — Гремячинское, 13 — Восточно-Гремячинское, 14 — Западно-Тепловское, 15 — Карачаганак, 16 — Жаксымай, 17 — Шубаркудук, 18 — Бозоба, 19 — Кумсай, 20 — Кенкияк, 21 — Кокжиде, 22 — Жанажол, 23 — Урихтау, 24 - Кожасай, 25 - Акжар, 26 — Каратюбе, 27 — Коба, 28 — Орысказган, 29 — Жиланкабак, 30 — Даулеталы, 31 — Жолдыбай Северный, 32 — Жолдыбай, 33 — Бек-

беке-Испулай, 34 — Комсомольское (Нармунданак), 35 — Камыскуль Южный, 36 — Алтыколь-Кзылкала, 37 — Кулсары, 38 — Косчагыл, 39 — Масабай, 40 — Тюлюс Южный, 41 — Мунайли, 42 — Акингень, 43 — Аккудук, 44 — Макат, 45 — Сагиз, 46 — Кошкар Южный, 47 — Бисбулюк, 48 — Тентяксор, 49 — Корсак, 50 — Ботахан, 51 — Айранкуль, 52 — Женгельды, 53 — Доссор, 54 — Тюлегень, 55 — Байчунас, 56 — Искине, 57 — Танатар, 58 — Каратал, 59 — Бакланий, 60 — Гран, 61 — Камышитовый Юго-Западный, 62 — Камышитовый Юго-Восточный, 63 — Ровное, 64 — Мартыши, 65 — Жанаталап, 66 — Октябрьское, 67 — Забурунье, 68 — Тортай, 69 — Равнинное, 70 — Кисимбай, 71 — Боранколь, 72 — Тереньузюк, 73 — Каратон, 74 — Пустынное (Гурьевская область), 75 — Тажигали, 76 Тажигали Юго-Западное, 77 — Прибрежное, 78 — Караарна, 79 — Королевское, 80 — Тенгиз, 81 — Кокарна Восточная, 82 — Морское, 83 — До мухамбетовское, 84 — Актюбе, 85 — Прорва Центральная и восточна 86 — Прорва Западная, 87 — Астраханское, 88 — Кирикилинское, 89 Бугринское, 90 — Шаджинское, 91 — Воропаевское, 92 — Халганское, 93 — Пустынное (Калмыкия), 94 — Совхозное, 95 — Царынское, 96 — Бешкульское, 97 — Таловское, 98 — Куриловское, 99 — Узенское, 100 — Старшиновское, 101 — Спортивное.

Границы элементов тектонического районирования: 1 — крупнейших, 2 — крупных, 3 — средних, 4 — выходы складчатого основания, 5 — сбросы и взбросы, 6 — надвиги; элементы нефтегазогеологического районирования: 7 — провинции, 8 — области, 9 — районы; месторождения: 10 — нефтяные, 11 — газовые, 12 — нефтегазовые, 13 — газонефтяные, 14 — газоконденсатные, 15 — нефтегазоконденсатные; притоки: 16 — нефти, 17 — газа

1500 км от Волгограда до Оренбуржья. На западе по поверхности фундамента границей служит Волгоградский разлом, на севере — крутой Жадовский флексурообразный перегиб.

Прикаспийская мегасинеклиза является крупнейшей на земном шаре областью развития соляной тектоники (рис. 53). Соль кунгурского возраста в виде соляных куполов, гребней, валов, массивов иногда достигающих огромных размеров (1000— 1500 км^2) прорывает многокилометровую (8 — 9 км) толщу вышележащих отложений и часто выходит на поверхность, иногда образуя соляные озера, разрушая имевшиеся залежи нефти и газа и создавая новые в надсолевом этаже. Общее число соляных структур превышает 1700. Подсолевые отложения, которые являются основным объектом нефтегазодобычи, залегают на больших глубинах и изучены бурением лишь в бортовых частях провинции.

Фундамент мегасинеклизы докембрийский гетерогенный, архейско-протерозойский, в отдельных районах возможно байкальский. Глубина залегания его поверхности на севере и западе 7 — 7,5 км, на юге и востоке 6 - 7 км, в зонах поднятий и на Астраханс-

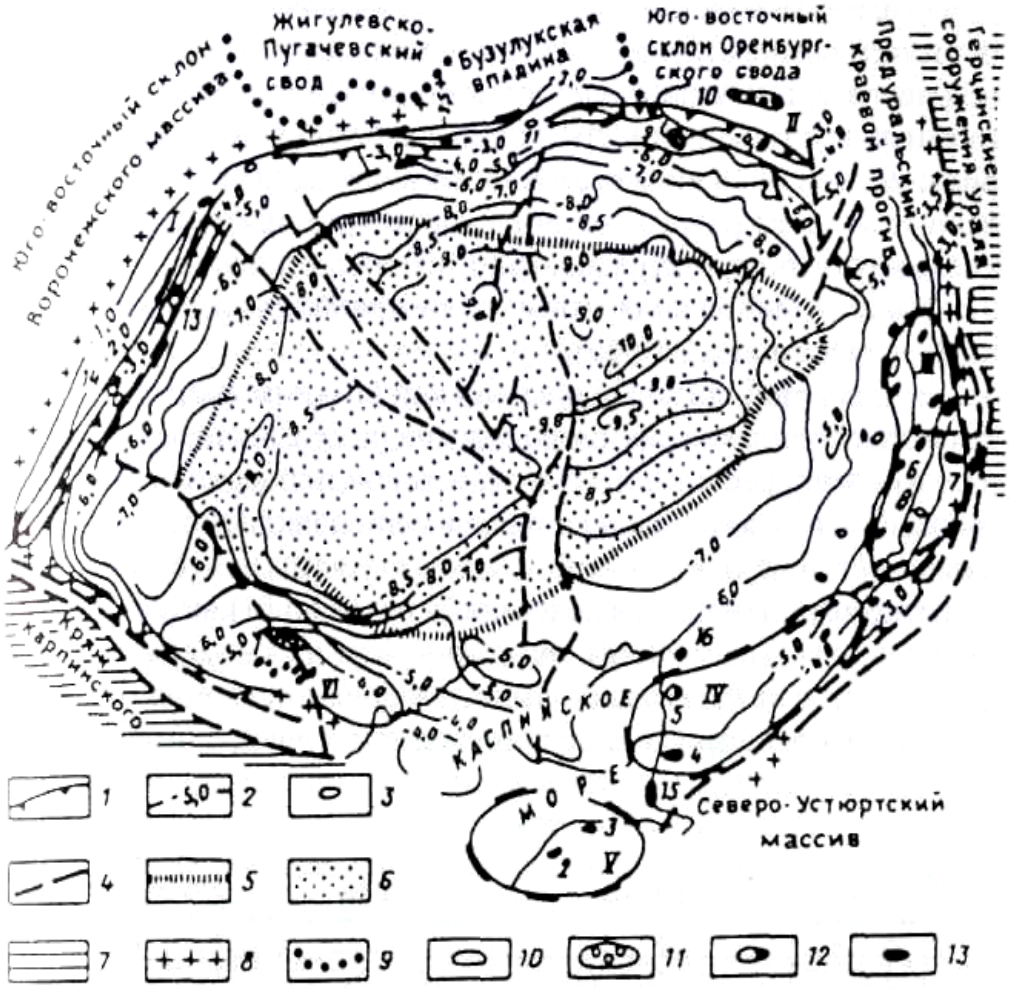


Рис.52. Схема строения Прикаспийской нефтегазоносной провинции (по Г.А. Габриэлянцу и др.): 1 — западный и северный бортовой уступы; 2 — изогипсы поверхности подсолевых отложений, км; 3 — подсолевые локальные поднятия; 4 — разрывные нарушения; 5 — граница зоны отсутствия гранитного слоя («базальтовое окно»); 6 — зона отсутствия гранитного слоя; 7 — герцинские складчатые сооружения; 8 — граница распространения соленосных пород кунгурского возраста; 9 — контуры крупных тектонических элементов внешней прибортовой зоны Прикаспийской впадины; 10 — границы зон нефтегазонакопления; месторождения: 11 — газовые, конденсатные, 12 — нефтегазовые, 13 — нефтяные. Зоны нефтегазонакопления: I — Приволжско-Уральская, II — Оренбургская, III — Кенкияк- Каратюбинская, IV — Южно-Эмбинская, V — Бузачинская, VI — Астраханская. Месторождения: 1 — Астраханское, 2 — Каражанбасское, 3 — Каламкасское, 4 — Тенгизское, 5 — Тажигалийское, 6 — Каратюбинское, 7 — Жанажольское, 8 — Кенкиякское, 9 — Карачаганакское, 10 — Оренбургское, 11 — Западно-Тепловское, 12 — Западно-Ровенское, 13 — Левчунковское, 14 — Лободинское, 15 — Прорвинское, 16 — Доссор.

ком своде 7,5 — 8 км и до 9 — 10 км в разделяющих седловинах, бортов синеклизы фундамент уступами погружается к центральной части до глубины 18 — 22 км. Мощность осадочного чехла по геофизическим данным 20 — 22 км. Максимальная мощность пород палеозоя — 13 км, мезозоя — 4,5 км, кайнозоя — 3,5 км. вскрытой части разреза региона характерно наличие большого числа крупных стратиграфических и угловых несогласий.

Морские отложения занимают свыше 90% разреза, среди них карбонатных пород 20 — 25%.

В осадочном чехле Прикаспийской впадины выделяются четыре структурных этажа: палеозойский (подсолевой), кунгурский (соленосный), верхнепермско-палеогеновый (надсолевой) и неогеновый. Строение Прикаспийской мегасинеклизы наряду с соляной тектоникой определяют бортовые уступы и глубинные разломы, по которым кровля подсолевых отложений круто погружается к центральным частям мегасинеклизы и благодаря которым фундамент, а следовательно вышележащие отложения оказываются дифференцированы на приподнятые и опущенные блоки.

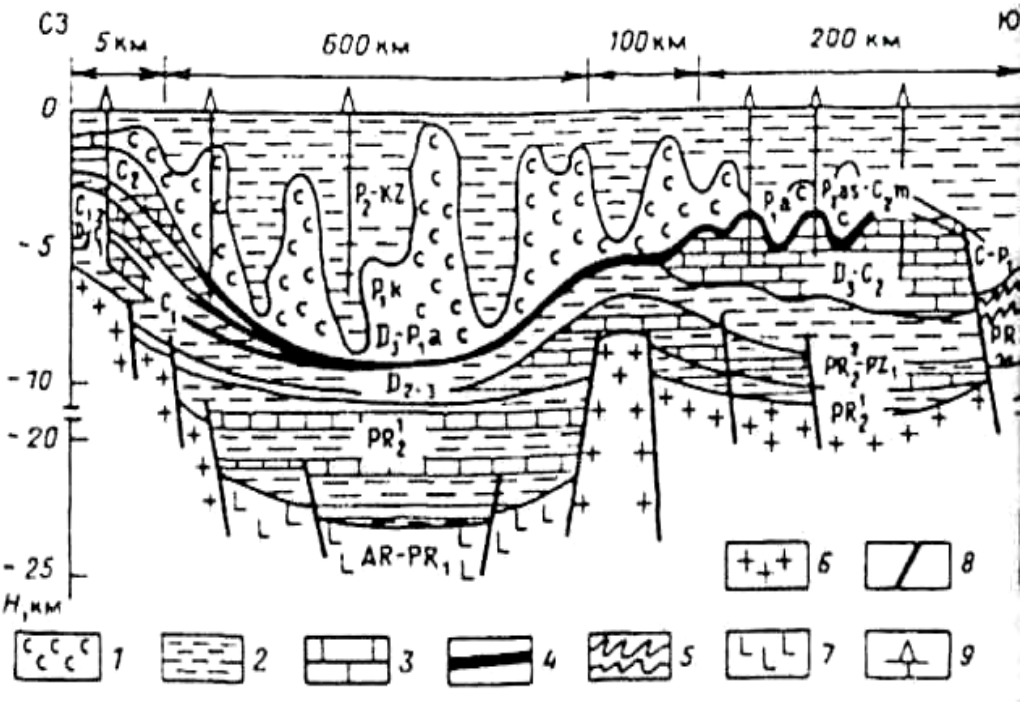


Рис. 53. Схематический геологический профиль Прикаспийской синеклизы (Г.А. Габриэлянц, 2000). Типы пород: 1 — сульфатно-соленосные, 2 терригенные, 3 — карбонатные мелководные, 4 — глинисто-кремнисто-карбонатные депрессионные, 5 — преимущественно терригенные уплотненные и дислоцированные; геофизические слои: 6 — гранито-гнейсовый, 7 — базальтовый, 8 — разломы, 9 — глубокие скважины

Крупными ведущими структурными элементами платформенного чехла являются в надсолевых комплексах Гурьевская система прогибов: Каратонский, Байчунасский, Прорвинско-Буранкульский, - на западе и юго-западе Волгоградский и Сарпинский, в центральной части Новоузеньский и Джамбейтинский прогибы, разделенные приподнятыми зонами.

В подсолевых отложениях в юго-восточной части Прикаспийской синеклизы выделяется северный склон Южно-Эмбинского палеозойского поднятия, западнее которого располагаются Каратонское и Прорвинско-Азнагульское поднятия. У восточного побережья северного Каспия выделяется Каратонско-Тенгизская зона поднятий, достигающая 150 км в длину. На крайнем юго-западе Прикаспийской синеклизы по всем горизонтам подсолевого комплекса выделяется Астраханский свод — крупное палеозойское поднятие (180х100 км). К югу от Астраханского свода расположен Каракульский инверсионный прогиб.

Первые месторождения нефти в Эмбинской области были известны еще в XIX веке. К настоящему времени в Прикаспийской нефтегазоносной провинции открыто свыше ста двадцати месторождений: 60 нефтяных, 22 нефтегазовых, 11 нефтегазоконденсатных, 7 газоконденсатных, 18 газовых, среди которых такие гигантские по геологическим запасам, как Тенгизское (н), Карачаганакское (гк), Астраханское (гк) и др. В настоящее время на казахстанском шельфе Прикаспийской нефтегазоносной провинции открыто новое самое крупное в Казахстане нефтяное месторождение Кашаган, запасы которого превышают запасы Тенгизского месторождения на 300 млн. т. В разведке и разработке участвуют 7 компаний. Добыча нефти начнется в 2005 г. В Прикаспийской провинции в надсолевом комплексе залежи пластовые сводовые полного контура, экранированные соляным штоком, сбросами в своде и на периферии, плоскостью несогласия в подошве трансгрессивного комплекса, реже литологически ограниченные. В подсолевых отложениях залежи массивные, массивно пластовые, пластовые, изредка с литологическими ограничениями. На месторождениях количество продуктивных залежей варьируется в широких пределах, от единиц до нескольких десятков (рис. 54).

На основании данных геофизических исследований и бурения проведено нефтегазогеологическое районирование территории Прикаспийской НГП, в составе которой было выделено 5 НГО: Волгоградско-Карачаганакская, Енбекско-Жаркамысская, Южно-Эмбинская, Астраханско-Калмыцкая, Центрально-Прикаспийс-

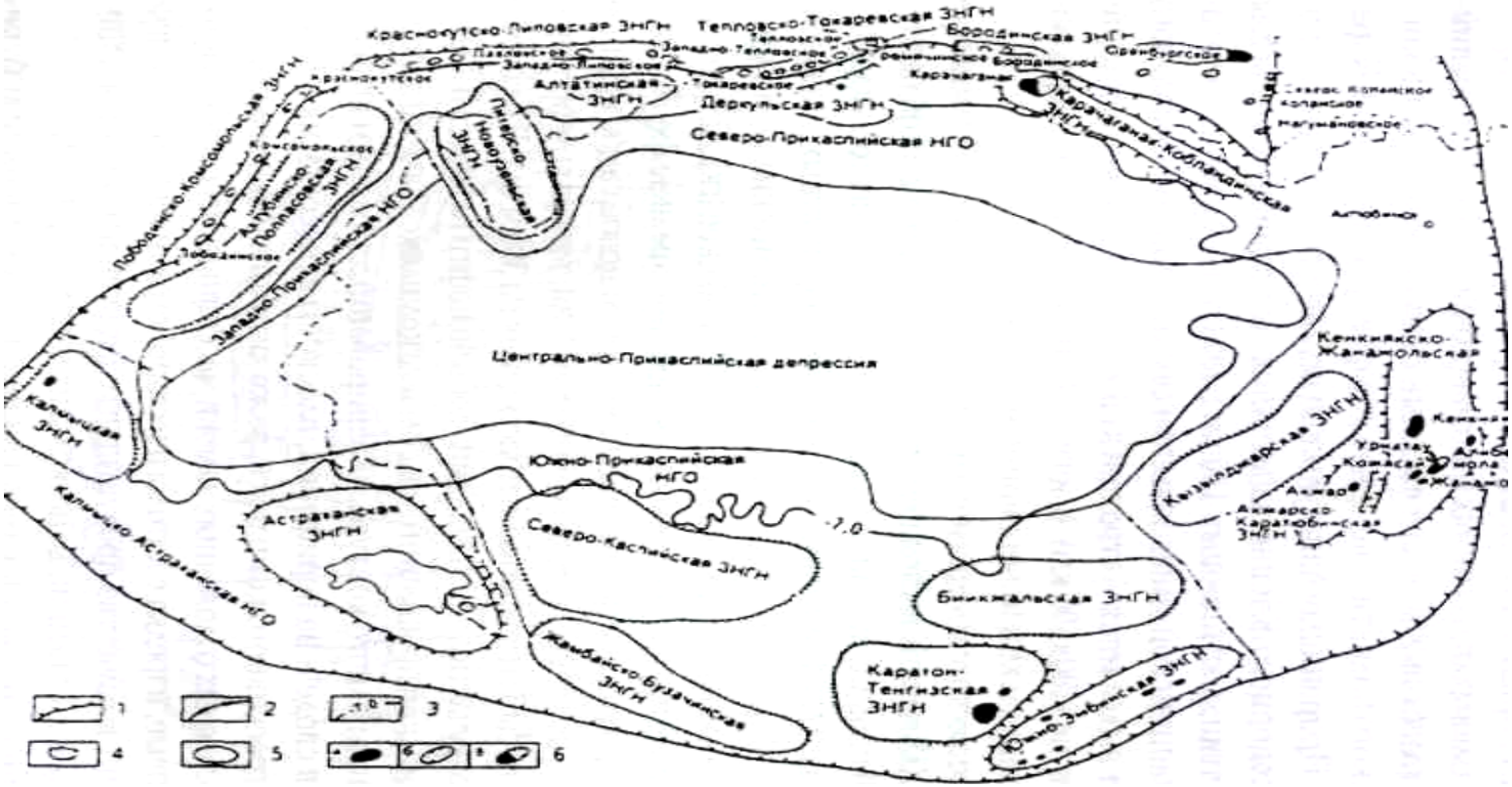


Рис. 54. Схема размещения зон нефтегазонакопления Прикаспийской нефтегазоносной провинции (по Б.А. Соловьеву). Границы: 1 — Прикаспийской НГП, 2 — НГО; 3 — изогипса кровли подсолевых отложений, км; зоны нефтегазонакопления: 4 — выявленные, 5 — прогнозируемые; 6 — месторождения: а — нефтяные, б — газовые, в — нефтегазовые

кая. Значительное количество разведанных и эксплуатируемых месторождений расположено в пределах этих областей.

В Прикаспийской провинции нефтегазоносность отмечается практически по всему вскрытому разрезу осадочного чехла.
В подсолевом этаже залежи УВ связаны преимущественно с четырьмя основными нефтегазоносными комплексами, литология и стратиграфический объем которых изменяется по площади: терригенным девонским (на востоке девонско-нижнекаменноугольным), карбонатным верхнедевонским-нижнекаменноугольным, карбонатным нижне-среднекаменноугольным (на севере и западе среднекаменноугольным-нижнепермским), терригенным верхнекаменноугольным-нижнепермским.

В подсолевых отложениях открыто около 40 залежей, преимущественно массивного типа, в основном газоконденсатные, с аномально высокими пластовыми давлениями. Залежи в карбонатных резервуарах в подсолевых отложениях повсеместно содержат сероводород, наиболее высокие концентрации которого отмечаются в южном секторе мегасинеклизы и умеренные в северном и западном.

Нефти палеозойских подсолевых пород метанонафтенового состава в основном легкие с плотностью 833 — 823 кг/м^3, малопарафинистые; содержание в %: бензиновых фракций 23 — 33, смол 10— 15 и асфальтенов до 1,2.

В надсолевом этаже Прикаспийской провинции выделяются два основных региональных нефтегазоносных комплекса: терригенный верхнепермско-триасовый и карбонатно-терригенный юрско-меловой. С ними связаны многочисленные средние чаще мелкие нефтяные и газовые месторождения в ловушках, обусловленных соляно-купольной тектоникой. Перспективы дальнейшего наращивания запасов УВ в надсолевом комплексе достаточно высоки.

В надсолевых отложениях открыто свыше 470 залежей (в основном пластовых тектонически экранированных). Нефти мезозойских надсолевых отложений преимущественно тяжелые с плотностью 880 кг/м3, низким содержанием бензиновых фракций, малосернистые и сернистые, парафинистые, характерно преобладание более чем в 4 раза метанонафтеновых УВ над ароматическими. Большинство залежей в надсолевом комплексе находится в конечной стадии разработки.

В подсолевых отложениях провинции выделяются: среднедевонско-нижнефранский НГК, представленный на северо-западном и западном обрамлении Прикаспийской мегасинеклизы преимущественно терригенными породами мощностью 300— 1150 м. Порис-

тость коллекторов 12 — 30%, проницаемость — до 0,7 мкм^2. В направлении к бортовому уступу ведущее значение преобретают поровотрещинные коллекторы. В этих коллекторах выявлена газоконденсатная залежь без примесей сероводорода на Западно-Ровенском месторождении. На севере провинции промышленная нефтегазоносность комплекса установлена на Карачаганакском месторождении.

Среднедевонские отложения (5630 — 5748 м) в объеме эйфельского и живетского ярусов сложены темно-серыми, почти черными известняками, часто органогенными, и аргиллитами. Из этих отложений получены притоки газа и нефти.

Промышленные притоки нефти из девонских отложений и признаки нефтеносности получены на Ташлинской структуре, на площадях Жанасу, Биикжал, Щучкинской, Кокпеты и др.

Среднефранско-нижневизейский НГК имеет сложное фациальное строение и различную полноту разрезов. Мощность комплекса меняется от 0 до 1500 м. В северо-западной части провинции разрез комплекса представлен преимущественно карбонатными породами. Терригенные образования носят подчиненный характер. В нижней части комплекса выявлены газонефтяные и газовые залежи на Западно-Ровенском и Краснокумском месторождениях.

На северо-западном прибортовом уступе Прикаспийской мегасинеклизы, где мощность комплекса достигает 1000 м, выявлены отдельные рифогенные массивы. В юго-западной бортовой зоне (Северо-Сарпинская площадь) нижняя часть комплекса представлена песчаниками с прослоями доломитов и известняков задонско-елецкого возраста, верхняя — данково-лебедянскими глинистыми известняками. На юго-восточном и восточном бортах впадины комплекс представлен терригенными образованиями.

Нижнекаменноугольный НГК представлен главным образом терригенными отложениями. В северо-западных районах в состав комплекса входят песчано-глинистые породы с редкими прослоя-ми углей и известняков. Нефтегазоносность установлена на Лиманских площадях, на Саратовском участке борта впадины. Продуктивные песчаники залегаютна глубине 3500 м. Средняя открытая пористость 12— 15%, проницаемость — 0,22 — 0,3 мкм^2.

В юго-западной части бортовой зоны (Сарпинско-Тингутинская, Северо-Сарпинская) и на юге впадины (Каратонское поднятие) средневизейская толща выполнена органогенно-обломочными известняками с прослоями мергелей, мощностью до 250 м. На юго-востоке она представлена переслаиванием глинистых и песчаных горизонтов.

Верхневизейско-нижнебашкирский НГК повсеместно развит на территории провинции. На него приходится основная часть промышленных запасов углеводородов. Сложен известняками, доломитами, мергелями. Среди известняков широко распространены биоморфно-детритовые разности, обогащенные фораминиферами, водорослями, остракодами. Породы интенсивно выщелачены и кавернозны. Мощность комплекса 100 — 800 м. В центральных районах впадины и в северо-западной внутренней прибортовой зоне мощность уменьшается. В этом комплексе широко развиты мелководные карбонатные осадки и органогенные постройки разного типа с высокими емкостными и фильтрационными свойствами.

С верхневизейско-нижнебашкирским НГК связаны основные продуктивные горизонты в разрезах Карачаганакского, Астраханского газоконденсатных, Тенгизского нефтяного и Жанажольского нефтегазового месторождений.

Для комплекса характерны массивные резервуары мощностью от десятков до тысячи метров. Средняя пористость коллекторов 10— 12%, реже — 20%. Покрышками являются глины мелекесско-верейской толщи, глинисто-карбонатные породы подсолевой нижней перми и кунгурской соленосной толщи (Лободинское, Астраханское, Тенгизское, Карачаганакское месторождения). В юго-восточной части провинции (Биикжал, Южная Эмба) преобладают терригенные породы с прослоями известняков и доломитов. Глубины залегания продуктивных горизонтов 2850 — 3300 м.

Среднекаменноугольно-нижнепермский карбонатный НГК на северном и западном бортах впадины представлен карбонатными и сульфатно-карбонатными породами. Мощность комплекса до 800 м. К внутренним районам впадины каменноугольные и нижнепермские мелководные шельфовые известняки сменяются глубоководными кремнисто-глинистыми породами. Участки резкого увеличения мощностей связаны с рифовыми постройками. Пористость пород комплекса 11,5— 15%, проницаемость низкая. На значительной части Астраханско-Актюбинской системы поднятий толщина комплекса меняется. Локальные зоны увеличенных толщин известняков отмечены на Сарыкуме, Тохутколе и др. площадях.

Среднекаменноугольно-нижнепермский карбонатный НГК занимает второе место после нижнее-среднекаменноугольного комплекса по распределению промышленных запасов углеводородов. На Жанажольском месторождении с ним связан верхний этаж про-

дуктивности, на Карачаганакском этаж продуктивности достигает 1500 м, верхняя часть сложена ассельско-артинскими карбонатами Залежь массивная, нефтегазоконденсатная. Карбонатные породы комплекса, залегающие непосредственно под соленосной толщей, нефтегазоносны по всему западному и северному бортам мегасинеклизы. Залежи здесь пластовые, иногда массивные (Комсомольская, Павловская, Сарпинско-Тингутинская, Липовская, Карпенская, Западно-Тепловская, Гремячинская и др.).

Верхнекаменноугольно-нижнепермский терригенный НГК распространен в восточной, юго-восточной и юго-западной частях Прикаспийской мегасинеклизы. Сложен песчано-глинистой толщей с конгломератами и гравелитами. Мощность толщи, выклинивающейся к центральному району провинции, достигает 1 — 2,5 км. Коллекторами являются клиноформные пачки песчаников и гравелитов. На Кенкияке их мощность не превышает 45 - 50 м. Поровые коллектора нижнепермских терригенных отложений имеют пористость 9-13%, иногда до 20%, и низкую проницаемость

Месторождения углеводородов подсолевого этажа Прикаспийской провинции представляют собой газовые залежи с высоким газоконденсатным фактором, переходящим в залежи легкой нефти с высоким газовым фактором. Плотность конденсата Астраханского месторождения — 0,812 г/см^3, на Карачаганакском - 0,825 г/см^3 на глубинах свыше 5000 м. На Жанажольском месторождении на глубинах около 2600 м плотность конденсата составляет 0,710 - 0,750 г/т см^3. Содержание конденсата в газе на Астраханском месторождении составляет 417 г/см^3, на Карачаганакском — 450 г/см^3 в породам нижней перми и более 1000 г/см3 в нижележащих; для верхней залежи Жанажольского месторождения — до 500 г/см^3.

Газоконденсатные залежи характеризуются уникально высоким содержанием кислых компонентов. Суммарное их количество в северо-восточных и восточных районах провинции составляет 6-10%, в юго-восточных - до 24% и юго-западных - до 50%. Из них на долю сероводорода приходится: на северо-востоке провинции 4 - 5%, на востоке - до 6%, на юго-востоке - до 20% и юго-западе - более 23%.

Нефти подсолевого этажа независимо от стратиграфическом принадлежности близки по составу и физическим свойствам.

В надсолевых отложениях провинции выделяются: верхнепермско-триасовый (триасовый) НГК мощностью до 3500 м, сложенный терригенным комплексом пород. Характеризуется большим количеством песчаных пластов. Открыты залежи нефти и газа

на Макатском, Кулсаринском, Каратюбинском, Кенкиякском, Косчагыльском, Кумсайском и др. месторождениях.

Среднеюрский НГК мощностью до 700 м представлен терригенными породами, в которых выделяются около 16 продуктивных пластов мощностью от 10 до 25 м. Среднеюрские отложения в центральных и западных районах представлены песчано-глинистыми осадками морского происхождения. Высокими коллекторскими свойствами обладают среднеюрские песчаники в западной прибортовой зоне мегасинеклизы: пористость от 16 до 35%, проницаемость — до 1,27 мкм^2. Песчанистость среднеюрской толщи возрастает к востоку провинции. Промышленная нефтегазоносность среднеюрских отложений связана в основном с лагунно-континентальными фациями байосского и батского ярусов. Залежи встречены в песчаниках погребенных речных долин и палеодельт (месторождения Каратюбе, Кенкияк, Акжар и др.). Со среднеюрскими отложениями связана основная промышленная нефтегазоносность надсолевого этажа провинции. С этим комплексом связаны залежи УВ на Доссорском, Каратонском, Прорвинском, Сагизском, Буранкульском, Косчагыльском и др. месторождениях. Верхнеюрский НГК мощностью до 330 м приурочен к песчаникам и известнякам, которые нефтегазоносны на Кулсаринском, Старшиновском, Таловском, Спортивном, Юж. Тюлюсе и др. месторождениях.

Нижнемеловой (баррем-альбский) НГК мощностью до 1540 м представлен терригенным комплексом отложений, в которых выделяются до 14 продуктивных песчаных пластов баррем-готерива, апта, альба и др. мощностью 10 — 20 м. Открыты залежи нефти на Байчунасском, Каратонском, Макатском, Кулсаринском, Кенкиякском, Искине-Камышитовоми др. месторождениях.

Перспективными НГК провинции в подсолевом этаже являются нижнекаменноугольно-верхнедевонский, который выражен преимущественно карбонатными разностями пород, и девонский терригенный комплексы, продуктивные в области северного борта, где открыты залежи УВ на Западно-Ровенском и Краснокутском месторождениях.

Сложное тектоническое строение и литофациальные условия распространения нефтегазоносных комплексов обусловили специфическую территориальную зональность распределения углеводородов и определили принципы районирования Прикаспийской провинции, в основу которых положено выделение

нефтегазоносных областей с учетом определяющего влияния структур подсолевых отложений.

ВОЛГОГРАДСКО-КАРАЧАГАНАКСКАЯ НТО занимает внутреннюю прибортовую зону и бортовой уступ Прикаспийской впадины от Карасальской моноклинали на юго-западе до Карачаганакско-Кобландинской зоны поднятий на северо-востоке. Юго-восточная и южная границы НГО почти совпадают с изогипсами 6 — 7 км кровли подсолевого палеозоя. В пределах области распространены крупные зоны подсолевых поднятий (Ахтубинско-Палласовская, Карачаганакско-Кобландинская, Питерско-Новоузеньская, Алтатинско-Никольская и Южно-Плодовитинская зоны). Данные сейсморазведки позволяют выделить в пределах перечисленных зон крупные карбонатные массивы девонско-каменноугольного возраста, осложненные отдельными нижнепермскими рифовыми постройками. Область включает Карпенский, Тепловский и Карачаганакско-Кобландинский газонефтеносные районы.

С областью связаны крупнейшие газовые, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные месторождения. Так, к подсолевым отложениям приурочены месторождения: крупнейшее Карачаганакское нефтегазоконденсатное, Западно-Тепловское, Чинаревское, Приграничное , Токаревское, Цыгановское, Ульяновское, Гремячинское, Восточно-Гремячинское, Южно-Гремячинское, Тепловское, Дарьинское, Ростошинское, Каменское и др.

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 55) расположено в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области, в 150 км к востоку от г. Уральска. Открытое 1979 г. Приурочено к крупному поднятию, представленному рифовой постройкой высотой до 1700 м с размерами 16х29 км. Существенным элементом ее морфологии является кольцевой фаменско-раннекаменноугольный рифовый массив высотой до 800 м, основанием которому послужила структура тектонической природы по кровле терригенных отложений девона, амплитудой до 300 м. Плоская вершина массива в восточной части надстроена раннепермским атоллоподобным рифом высотой 700—800 м и размерами 10х10 км.

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная. Высота газоконденсатной части достигает 1420 м, толщина нефтяного слоя равна 200 м. Продуктивными являются биогермные и биоморфно-детритовые известняки, доломиты и переходные разности. Возраст-

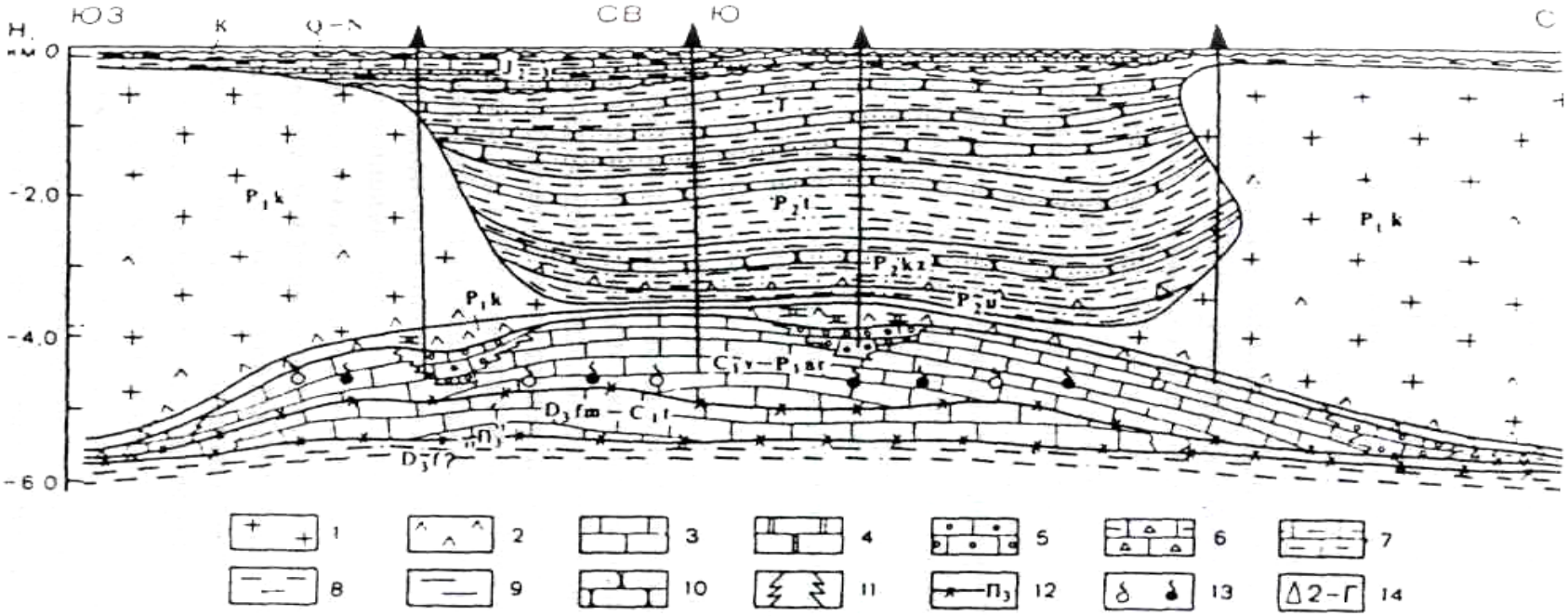


Рис. 55. Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение. Геолого-геофизический профиль (по материалам Уральской нефтегазоразведочной экспедиции): Отложения подсолевого комплекса: 1 — соленосная толща; 2 — ангидриты; 3 — известняки; 4 — доломиты; 5 — органогенные обломочные породы; 6 — карбонатные породы склоновых фаций рифового массива; 7 — глинисто-карбонатные породы. Отложения надсолевого комплекса: 8 — глины; 9 — песчаники, алевролиты; 10 — песчаники; 11 — границы фациального замещения; 12 — сейсмический горизонт; 13 — газоконденсатная залежь; 14 — глубокие скважины

ной диапазон продуктивных отложений достаточно широкий- от заволжского горизонта верхнего девона до артинского яруса нижней перми.

Коллекторы порового и порово-кавернового типов выделены по граничному значению пористости, равному 6 % для газоконденсатной части и 7 % для нефтяной. Среднее значение пористости при этом равно 9,4 % для нефтяной и 10,7% для газоконденсаной части месторождения.

Средняя проницаемость по газонасыщенной части резервуара равна 0,08 мкм2, нефтенасыщенной — 0,05 мкм^2. Средняя эффективная толщина газонасыщенных коллекторов составляет 200 м, нефтенасыщенных — 45,7 м. Максимальная эффективая газонасыщенная толщина достигает 814 м, нефтенасыщенная- 170 м. Коэффициент газонасыщенности для пермской части газонасыщенных коллекторов составляет 0,90, для каменноугольной части — 0,89. Коэффициент нефтенасыщенности равен 0,92.

Западно-Тепловское нефтегазоконденсатное месторождде-ние (рис. 56) расположено в северной части бортового уступа. Открыто в 1973г. Залежь газа, конденсата и нефти массивного типа приурочена к рифовым известнякам артинского возраста, незначительная ее газовая часть связана с доломитами нижней части кунгура. Размеры ловушки по изогипсе -2800 м кровли артинского яруса составляют 6,2х2 км, амплитуда 184 м, этаж газоносности 150 м, этаж нефтеносности 34 м. Дебит газа при 19-миллиметровом штуцере достигал 835 тыс. мУсут, при этом получено 90 т/сут стабильного конденсата. Дебит нефти составлял 66 мУсут при 7-мм штуцере. Коллекторы карбонатные порово-кавернозно-трещинные со средней эффективной пористостью около 12 % и проницаемостью 12—1014 м^2. Месторождение относится к категории мелких. Подобное геологическое строение имеют и другие месторождения нефти и газа северного бортового уступа, связанные с артинскими или нижнекунгурскими (филипповский горизонт) отложениями (Гремячинское, Восточно-Гремячинское, Краснокутское и др.).

ЦЕНТРАЛЬНО-ПРИКАСПИЙСКАЯ НТО расположена в наиболее погруженной части мегасинеклизы, где подсолевые отложения на значительной части территории из-за больших глубин слабо изучены бурением. Ее перспективность из-за больших глубин залегания подсолевых отложений связывается с надсолевым комплексом. Несмотря на значительный объем геологоразведочных работ область остается по-прежнему мало изученной. Широко проводив-

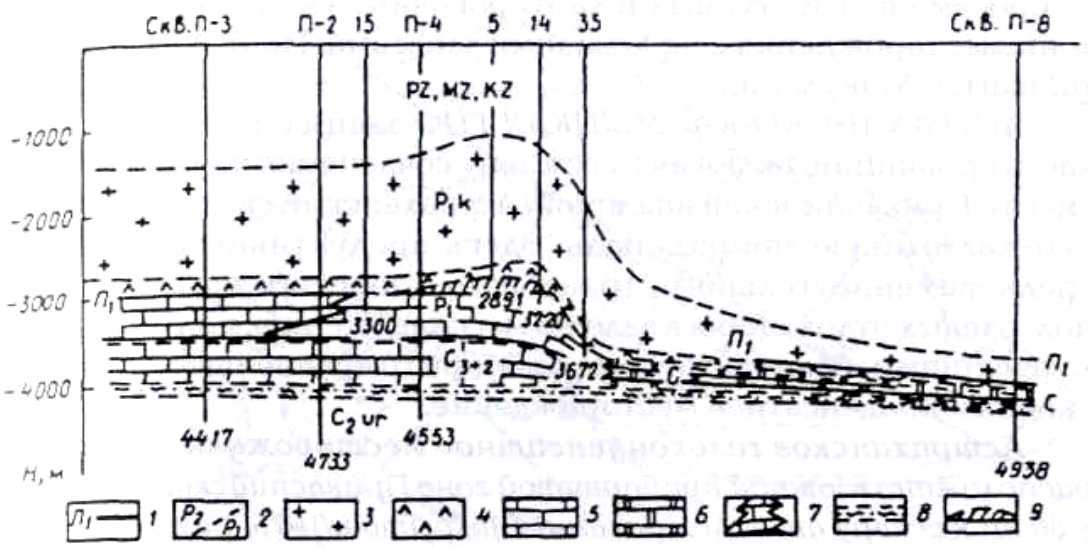


Рис. 56. Западно-Тепловское нефтегазоконденсатное месторождение. Геологический разрез (по А.А. Альжанову, А.Ф. Ильину, В.Н. Копытченко, АА. Голову): 1 — основные сейсмические отражающие горизонты; 2 — геологические границы; 3 — кунгурские соленосные отложения; 4 — сульфатная толща филипповского горизонта; 5 — известняки; 6 — депрессионные фации (известняки, доломиты); 7 — контуры рифогенного массива; 8 — терригенные отложения; 9 — нефтяная залежь

шиеся в 1960 годы геологоразведочные работы, в том числе значительный объем глубокого бурения, не привели к открытию крупных скоплений углеводородов. Основные объемы бурения для районов Южной Эмбы были нацелены на поиск присводовых ловушек. Меньше внимания уделялось поиску подкарнизных и приконтактных ловушек, имеющих наибольшее распространение в надсолевом комплексе. В то же время геологоразведочными работами установлено достаточно широкое развитие коллекторов в надсолевом комплексе отложений, в особенности в нижнем и верхнем триасе, средней юре, нижнем мелу и плиоцене. Наряду с этим установлены многочисленные нефтепроявления, в том числе и в виде притоков нефти с водой (Акоба, Нариман, Бекет, Кубасай) и небольших месторождений — Шингиз, Болганмола.

Газопроявления отмечались при бурении по мезозойским отложениям вплоть до небольших скоплений — Карагай, Бесоба. В неогеновых отложениях газопроявления широко отмечались в пределах района междуречья рек Волги и Урала, где наряду с многочисленными поверхностными газопроявлениями и газовыми

выбросами в структурных и картировочных скважинах установлены месторождения с небольшими запасами: Порт-Артур, Аукетайшагыл, Ушкульта.

АСТРАХАНСКО-КАЛМЫЦКАЯ ГНО занимает юго-западную часть провинции, включая в себя зону сочленения кряжа Карпинского с Прикаспийской впадиной, Астраханский свод и Астрахан-ско-Калмыцкую моноклиналь. Здесь продуктивны отложения среднекаменноугольного, триасового и юрского комплексов. В подсолевых отложениях в залежи массивного типа, приуроченной к известнякам башкирского яруса, открыто крупнейшее Астраханское газоконденсатное месторождение.

Астраханское газоконденсатное месторождение (рис. 57) расположено в южной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, в 80 км к северу от г. Астрахани. Открыто в 1976, разрабатывается с 1986г., уникальное по запасам свободного газа. Приурочено к одноименному своду размером (по изогипсе 4200 м) 100х45 км с амплитудой свода 350 м. Промышленная газоносность выявлена в подсолевых карбонатных отложениях среднего карбона. По плоскости газоводяного контакта (-4073 м) размеры залежи 100х40 км, этаж газоносности 220 м. Коллекторы — известняки без заметных признаков доломитизации и сульфатизации; макротрещиноватости и кавернозности не установлено; фильтрационно-емкостные характеристики низкие: пористость 8—11 %, проницаемость 0,001 мкм^2, начальное пластовое давление 63,0 МПа. Состав газа, %: CH_4 50-55; H_2S 22-24; CO_2 20-22; N_2 до 3. Содержание конденсата от 240 до 560 см^3/м^3.

В области также открыты Бугринское и Шаджинское газовые и Бешкульское нефтяное месторождения.

ЮЖНО-ЭМБИНСКАЯ НГО примыкает непосредственно к акватории Каспия, охватывает группу Северо-Каспийских поднятий к востоку от Астраханского свода, Гурьевский и Биикжальский своды, Каратон-Тенгизскую зону поднятий и Южно-Эмбинское поднятие. В ее пределах обособляются два нефтегазоносных района: Тенгизский и Гурьевский. В первом открыто крупнейшее в провинции Тенгизское нефтяное месторождение. Кроме того, здесь открыты месторождения Королевское и Тажигали (Каратонское).

Тенгизское нефтяное месторождение (рис. 58) расположено в 150 км к юго-востоку от г. Атырау (Республика Казахстан). Месторождение открыто в 1979 г. По горно-геологическим условиям, характеристике флюида и запасам относится к классу уни-

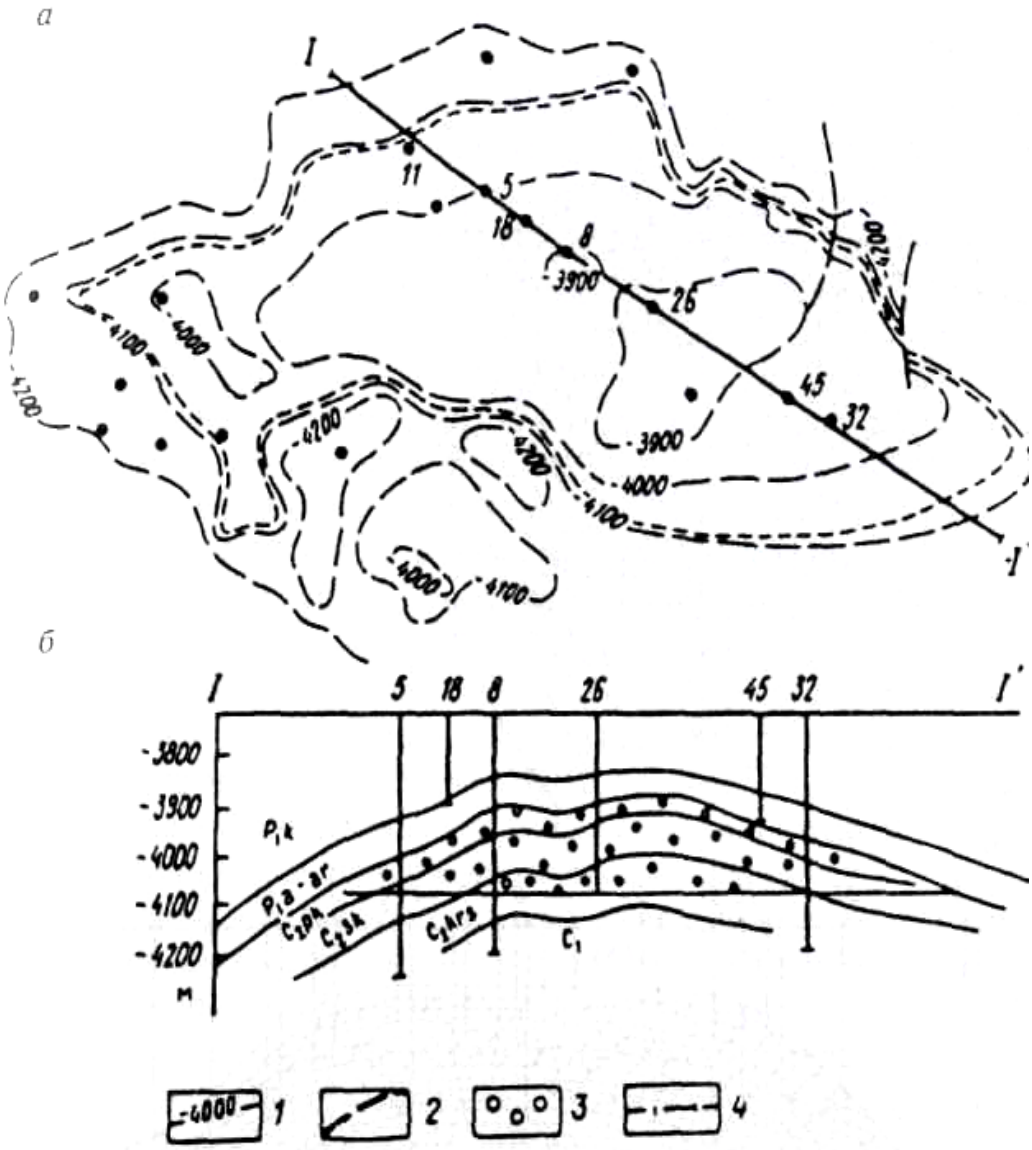


Рис. 57. Астраханское газоконденсатное месторождение (по Г.Н. Иванову, О.С. Обрядчикову): а — структурная карта по кровле продуктивных карбонатных отложений башкирского яруса; б — геологический профиль по линии I - I; 1 — изогипсы, м; 2 - разрывные нарушения; 3 - газ; 4 - газоводяной контакт

кальных. Месторождение находится в центральной части обширного Каратон-Прорвинского карбонатного массива подсолевого комплекса отложений. В тектоническом плане занимает южный склон Гурьевского палеосвода, протягиваясь вдоль восточного побережья Каспия более чем на 150 км. Приурочено к сложной эрозионно-тектоноседиментационной структуре с крутыми крыльями и широким плоским сводом. Размеры структуры по отложениям

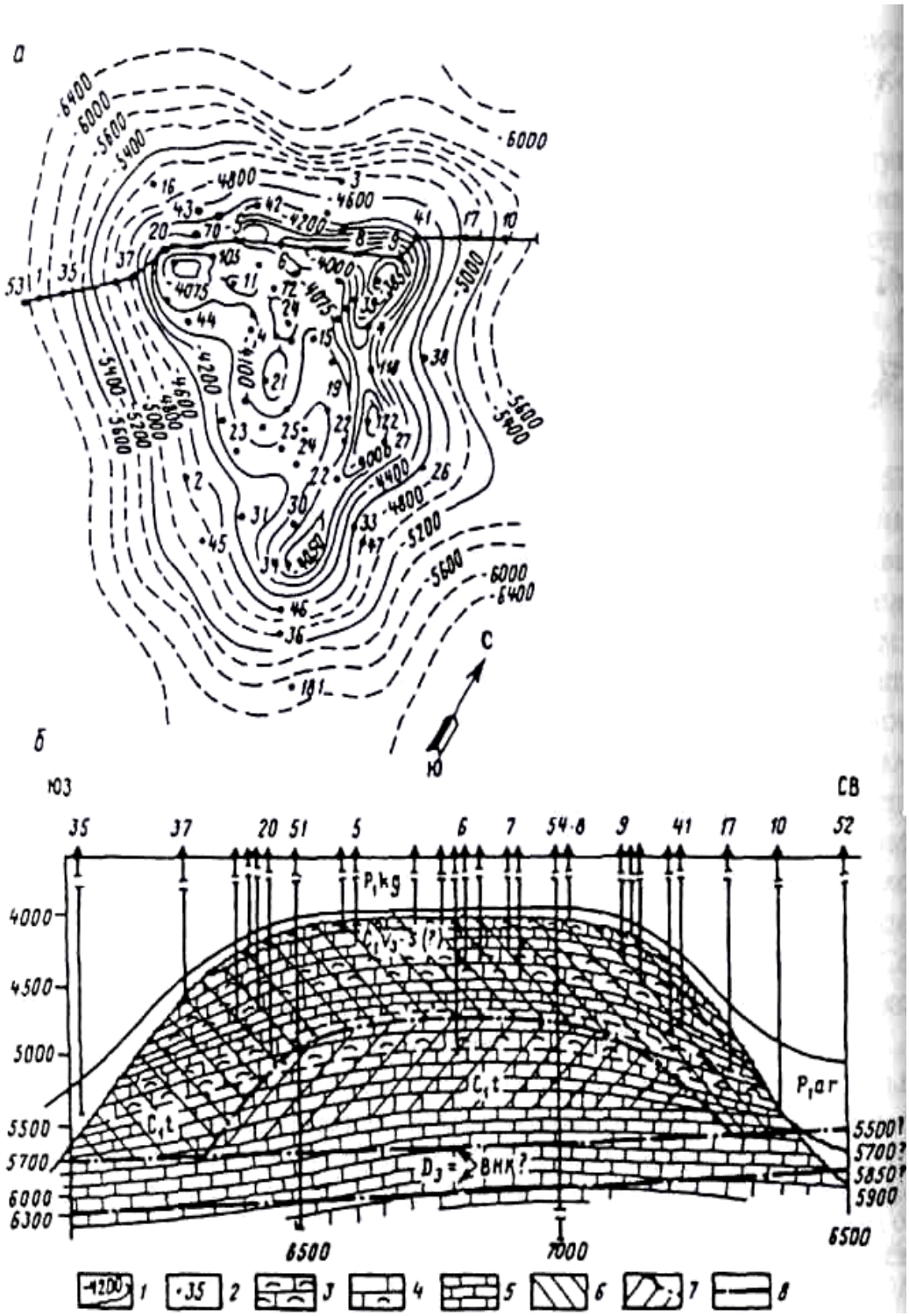


Рис. 58. Тенгизское нефтяное месторождение (Г.А. Габриэлянц, 2000): а — структурная карта кровли карбонатного комплекса палеозоя; б - принципиальная схема строения нефтяной залежи по линии I — I; 1 - изогипсы; 2 — скважины; 3 — банко-рифовая толща; 4 — то же, но с менее интенсивным рифогенезом; 5 — толща шельфовых известняков; 6 -зона интенсивного развития процессов поро-кавернообразования; 7 -зона слабого развития процессов поро-кавернообразования; 8 — предполагаемый ВНК

башкирского яруса среднего карбона 30х30 км, высота около 2000 м. По кровле подсолевых отложений нижней перми высота структуры около 800 м. Промышленная нефтеносность связана с подсолевыпи отложениями средне-нижнекаменноугольного и верхнедевонского возраста. Залежь массивная, водонефтяной контакт не выявлен. К настоящему времени самая глубокая скважина пробурена доглубины 5413м. Она установила промышленную нефтенасыщенность до забоя; этаж нефтеносности — 1545 м (3868—5413м). Разрез продуктивной толщи сложен преимущественно обломочными, органогенно-обломочными известняками и доломитизированными мергелями. Коллекторы трещинные, каверно-трещинные, порово-трещинные. Открытая пористость 0,1—24 %, проницаемость 0,001—0,03 мкм2. Плотность нефти 789 кг/м3. Нефть сернистая (0,7%), парафинистая (3,69%), малосмолистая (1,14 %), содержание асфальтенов — 0,13%.

Состав растворенного газа, %: метана — 53, этана — 12,99, пропана — 6,85, пробутана — 1,28, н-бутана — 1,64, пентана и высших—9,63, азота — 1,19, гелия — 0,0195, сероводорода — 19,25, углкислого газа — 3,69. давление насыщения нефти около 25,12 МПа. В растворенном газе присутствуют меркаптаны.

Тажигалинское нефтегазовое месторождение находится к северу от Тенгизского месторождения. Открыто в 1956 г., разрабатывается с 1960 г. Месторождение связано с подсолевыми карбонатными отложениями нижнего карбона. Дебит газа с глубины около 3800 м составил 600 тыс. $м^3$/сут, дебит нефти 60 м3/сут. В газе содержится 88 % метана и около 12 % сероводорода.

На территории области в надсолевых отложениях еще в начале XX века были открыты известные нефтяные месторождения Доссор, Макат, Искине и др., являющиеся характерным примером надсолевых месторождений.

Доссорское нефтяное месторождение (рис. 59) расположено в Макатском районе Гурьевской области и входит в Южно-Эмбинскую группу месторождений. Открыто в 1911 г., разрабатывается с 1911 г. Соляное ядро купола Доссор залегает на глубине 400—450 м. Надсолевые отложения от пермо-триасового до нижнемелового возраста системой грабенов и сбросов Разделены на два крыла (блока) — восточное и западное. Каждое из этих крыльев, в свою очередь, разделено на ряд полей. Основная залежь Доссорского месторождения приурочена к во-

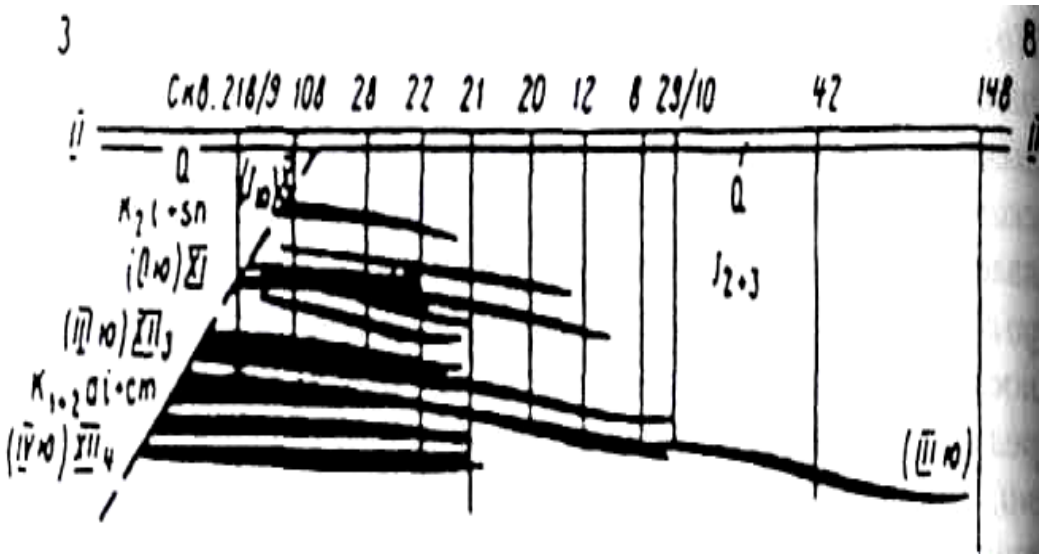


Рис. 59. Доссорское нефтяное месторождение. Геологический разрез] (по И.С.. Хаину):

сточному крылу. Главной продуктивной толщей месторождения является среднеюрская. Из отложений триаса получены слабые притоки нефти. В разрезе месторождения выделяются четыре нефтеносных горизонта. Эффективные мощности их составляют 10—15 м. Залежи нефти экранированы сбросом грабена.

Аналогичным геологическим строением характеризуется большая группа месторождений, расположенных в Южно-Эмбинском и Северо-Эмбинском районах. Почти все они сильно нарушены разрывными дислокациями, создающими в каждом отдельном случае специфические условия для скопления нефти и газа.

В Южно-Эмбинской области открыто значительное количество месторождений: Тортай, Равнинное, Западная Прорва, Центральная и Восточная Прорва, Буранкуль, Камышитовое Юго-Восточное, Камышитовое Юго-Западное, Мартыши, Жаналап, Гран, Забурунье, Косчагыл (рис. 60), Байчунас (рис. 61) и др.

ЕНБЕКСКО-ЖАРКАМЫССКАЯ НГО охватывает территории Жаркамысского, Енбекского, Кзылджарского сводов и Актюбинского Приуралья. Значительное число разведанных запасов связано с Жаркамысским районом, где открыто в частности Жанажольское газонефтяное месторождение. В пределах этого же района известны нефтяные месторождение Кенкияк, Урихтау, Кожасай, Акжар.

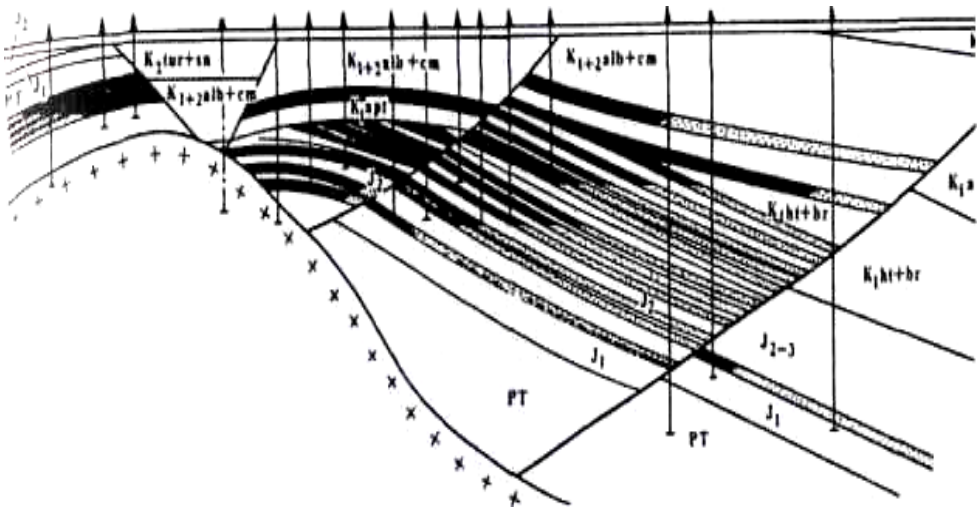


Рис. 60. Косчагыльское нефтяное месторождение (по материалам объединения «Казахстаннефть»)

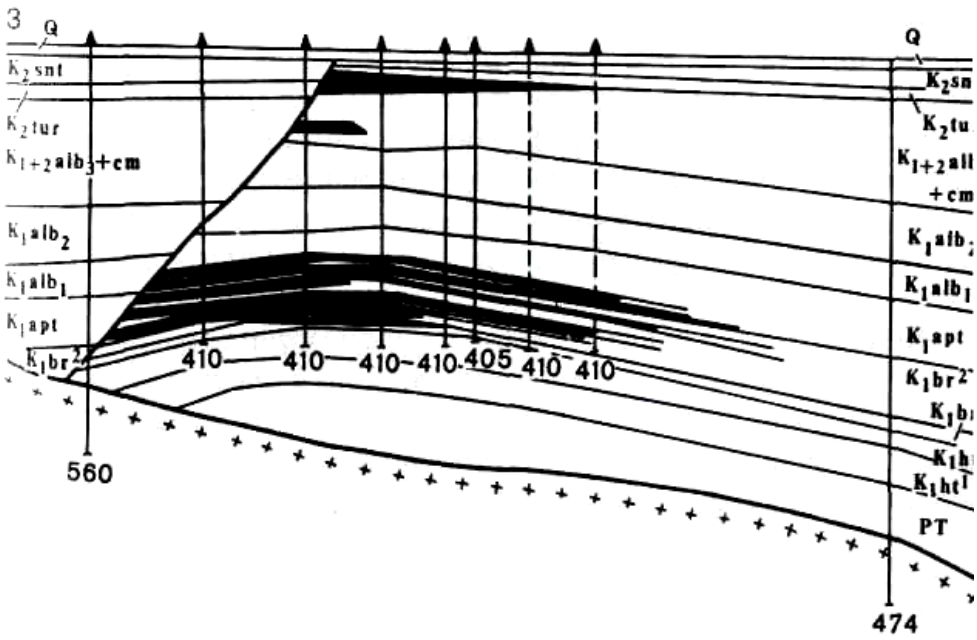


Рис. 61. Байчунасское нефтяное месторождение (по Г.Е. Айзенштад и К.В. Антонову)

Кенкиякское нефтяное месторождение (рис. 62, 63) расположено в среднем течении р. Эмбы, в 250 км к юго-западу от г. Актюбинска. Открыто в 1959 г., разрабатывается с 1964 г. Залежи нефти и газа приурочены как к подсолевым, так и надсолевым отложениям. Надсолевые отложения, представленные мощным комплексом отложений от пермо-триаса до кампана, образуют два резко различных по условиям залегания этажа. Пермо-триасовые отложения, входящие в состав нижнего структурного этажа, залегают с большими углами падения и характеризуются наличием сбросов, обусловленных интенсивной соляной тектоникой. Породы верхнего структурного этажа, включающие отложения юры, нижнего и верхне мела, образуют обширное пологое поднятие, не нарушенное разрывами. В надсолевом комплексе выявлен ряд продуктивных горизонтов: один в альбе, один в апте, три в неокоме, пять в юре, один в триасе и один в верхней юре. Все они связаны с терригенными коллекторами. Залежи юрского и аптско-неокомского комплексов сводовые, частично литологически ограниченные. Залежи в триасовых и пермских отложениях экранированы соляными штоками или разрывными нарушениями. Подсолевые отложения залегают в районе Кенкияка на глубинах свыше 3500 м. В сакмарско-артинском терригенном разрезе выделяются пять продуктивных горизонтов, дебиты нефти которых достигают 300 т/сут. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от 6 до 30 м. Коллекторы порово-трещинного типа. Залежь, вероятно, комбинированная, сводово-литологического типа. Ниже по разрезу с глубин 4300—4450 м из карбонатных отложений башкирского яруса были получены промышленные притоки нефти дебитом до 100 м3/ сут.

Жанажольское нефтегазовое месторождение расположено на крайнем востоке Прикаспийской впадины в пределах Кенкияк-Каратюбинской зоны нефтегазонакопления. Открыто в 1978 г., разрабатывается с 1984 г. Оно приурочено к меридиональному поднятию амплитудой около 500 м.

Установлены две нефтегазовые залежи: в отложениях среднего-верхнего карбона (высота 290 м, в том числе нефтяной части 90 м) и в отложениях нижнего-среднего карбона (высота 480 м, в том числе нефтяной части 220 м). Средний дебитнефти 45—50 т/сут. Дебит газа 200 тыс. $м^3$/сут, содержание в газе конденсата

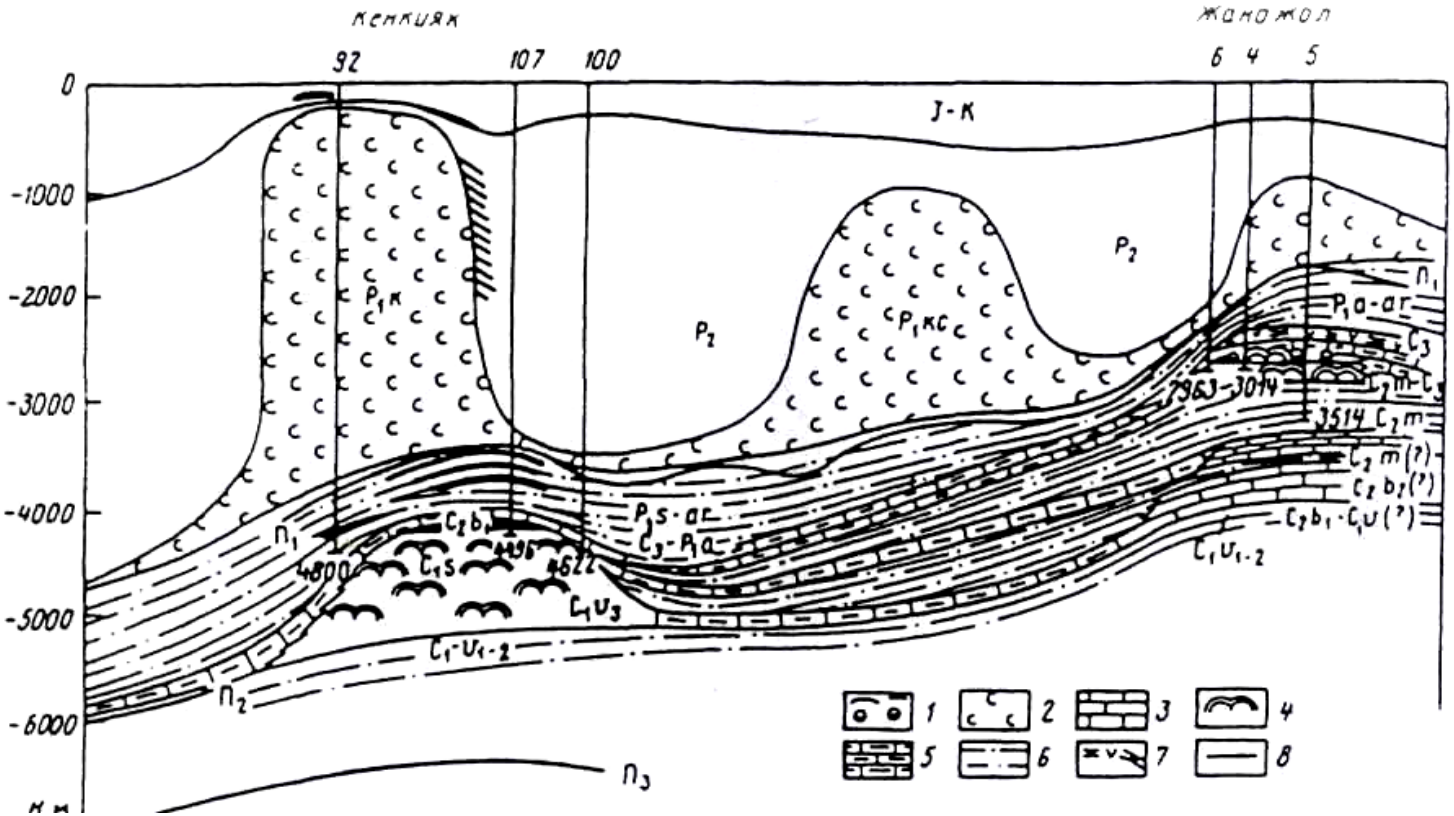


Рис. 62. Геологический разрез месторождений Кенкияк и Жанажол (по Г. Кирюхину и др.):
1 — залежи нефти, газа и газоконденсата; отложения: 2 — соленосные, 3 — карбонатные, 4 — рифогенные, 5 — глинисто-карбонатные, относительно глубоководные, 6 — терригенные, 7 — сульфато-галогенные; 8 — отражающие горизонты

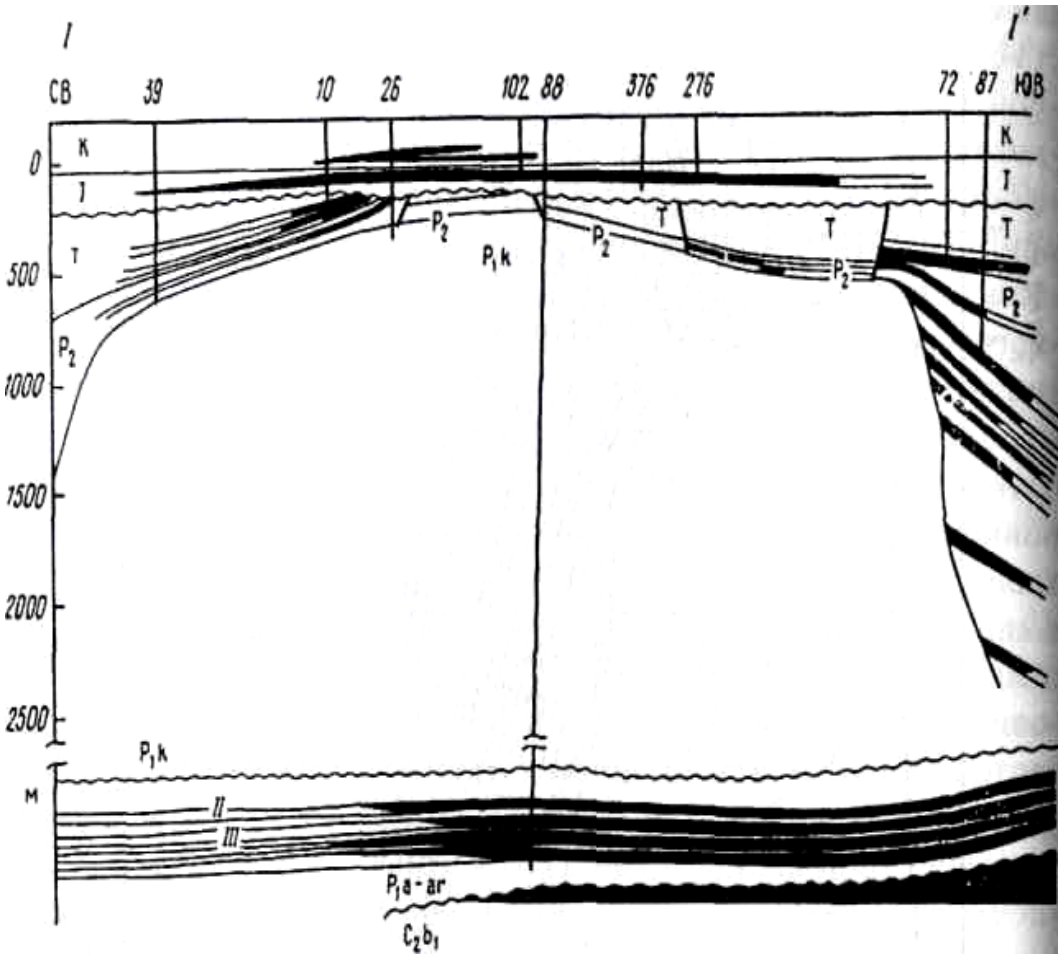


Рис. 63. Кенкиякское нефтяное месторождение (по Д.И. Мищенко, Г.Г. Му дакулову,Т.И. Бадоеву). Геологический профиль по линии I — Г

превышает 500 $см^3/м^3$. Залежи массивные, с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическим.

По подсчитанным ресурсам УВ ведущее место в Прикаспийской НГП занимают Астраханско-Калмыцкая ГНО, в которой сосредоточено наибольшее количество газа и нефти, Южно-Эмбинская и Волгоградско-Карачаганакская НГО.

Сопоставление распределения перспективных и прогнозных ресурсов по нефтегазоносным областям и районам показало, что наибольший их процент сосредоточен в нефтегазоносных районах южной части провинции (Астраханско-Актюбинская система поднятий).

Прогнозная часть ресурсов УВ провинции оценена до глубины 7 км.

Основная часть прогнозных ресурсов УВ в провинции приурочена к глубинам от 3 до 5 км.

Значительные перспективы нефтегазоносности связаны с Казахстанским шельфом, где уже открыто крупное нефтяное месторождение Кашаган.

2.1.4. Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция

Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция расположена в юго-западной части Восточно-Европейской платформы и занимает территорию северной и восточной Украины и южной части Белоруссии. Общая площадь провинции 100 тыс. км^2 (рис. 64).

В тектоническом отношении провинция приурочена к Припятско-Днепровско-Донецкому авлакогену — крупной отрицательной структуре на западе Восточно-Европейской платформы, протягивающейся на 1200 км при ширине 100—180 км, и находит-ся между Белорусско-Мазурской и Воронежской антеклизами на севере, Украинским щитом на юге, от которых отделен краевыми сбросами.

В Днепровско-Припятской провинции выделяются четыре крупных тектонических элемента: Припятская впадина, Черниговско-Брагинский выступ, Днепровский грабен и Преддонецкий передовой прогиб.

Фундамент сложен метаморфическими породами архея и нижнего протерозоя. Максимальная глубина его залегания до 10 – 12 км. Максимальная мощность палеозоя (девон-пермь) достигает 9 км, мезозоя 1,3 км, кайнозоя 0,6 км. Наиболее крупные перерывы в осадконакоплении, сопровождаемые несогласиями, приходятся на границы девона и карбона, палеозоя и мезозоя, мезозоя и кайнозоя. Доля морских отложений в разрезе составляет 60, карбонатных - 30%.

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

Поверхность фундамента имеет разные глубины залегания и степень дислоцированности. В Припятском прогибе глубина залегания поверхности фундамента меняется от 2 до 6 км. В Черниговско-Брагинском выступе глубины залегания фундамента меня-

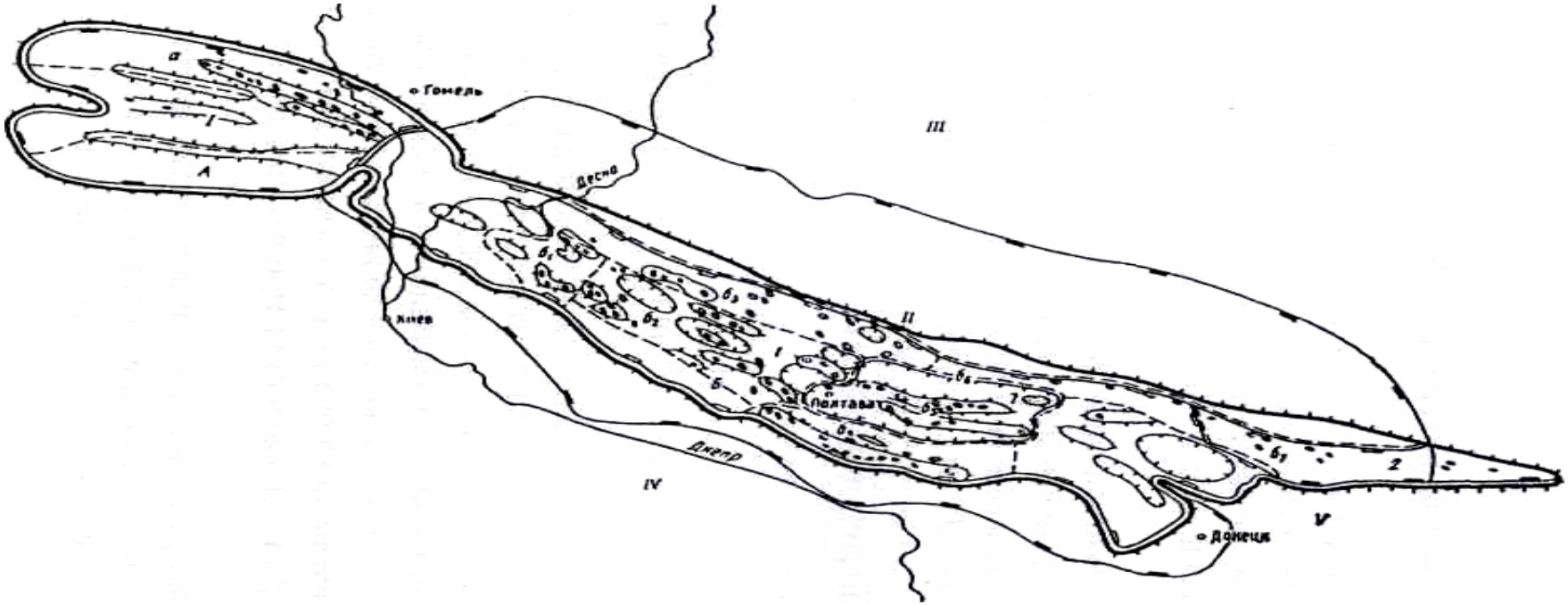


Рис. 64. Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция (СП. Максимов и др., 1987).
Крупнейшие тектонические элементы: I — Припятский прогиб, II — Днепровско-Донецкая впадина, III — Воронежская антеклиза, IV — Украинский кристаллический щит, V — Донецкий кряж; крупные тектонические элементы: 1 — Днепровский грабен, 2 — Преддонецкая ступень (северная окраина Донбасса).
Нефтегазоносные области (районы): А — Припятская НО (а — Северный НР); Б — Днепровско-Донецкая ГНО ($б_1$ — Монастырищенско-Прилужский НР, $б_2$ — Леляковский ГНР, $б_3$ — Талалаевско-Рыбальский ГНР, $б_4$ — Зачепиловско-Левенцовский ГНР, б5 — Орчиковский ГР, б6 — Рябухинско-Северо-Голубовский ГР, б? — Северо-Донбасский ГР.

ются от 1 до 3 км. В Днепровском грабене глубины залегания фундамента увеличиваются от 4,5 — 7,5 км на юго-восток в сторону Преддонецкого передового прогиба, достигая 12 км.

В формировании осадочного чехла Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена значительную роль играли продольные разломы, а также девонская (D3) и пермская (P1к) соленосные толщи. Сложное блоковое строение фундамента в сочетании с соляной тектоникой обусловило формирование в разрезе осадочного чехла специфических структурных форм и привело к несовпадению структурных поверхностей отдельных стратиграфических комплексов. Широкое распространение имеют локальные структуры, в основном блоковой и солянокупольной природы. Соляной тектогенез способствовал образованию соляных куполов и грибообразных соляных штоков.

Общий объем осадочного выполнения 0,8 млн км3.

В Припятском прогибе выделяют Северную, Центральную и Южную структурно-тектонические зоны. В подсолевых отложениях Северной и Южной зон выделяются линейно вытянутые протяженные (до 150 км) тектонические ступени, осложненные блоками и приразломными поднятиями. Для Центральной зоны характерны тектонические ступени меньшей длины, изометрическая форма блоковых структур подсолевого этажа и более сглаженные очертания соляных тел и надсолевых поднятий.

В разрезе Припятского прогиба выделяют три структурных этажа: нижний, верхнепротерозойско-нижнефаменский, образует ряд тектонических ступеней, выступов-горстов и разделяющих их грабен-синклиналей; средний этаж, верхнефаменско-каменноугольный, характеризуется развитием линейных соляных поднятий и куполов, объединяющихся в валы, разделенные депрессия-ми; верхний этаж, пермско- мезокайнозойский, отличается от предыдущих выполаживанием и сглаживанием структурных форм вверх по разрезу.

В структуре Днепровского грабена выделяются северный и южный борта, северная, южная прибортовая и центральная (приосевая) зоны.

Черниговско-Брагинский выступ охватывает территорию, где весь разрез перми и карбона резко редуцирован, а девон представ-лен преимущественно вулканогенными образованиями.

Освоение провинции началось в 1936— 1937 гг. с открытия небольшой залежи нефти в кепроке Роменского соляного купола.

В 1950 г. были открыты Радченковское газонефтяное и крупное Шебелинское газоконденсатное месторождения. В последующем в провинции было открыто свыше 200 месторождений. Нефтяные месторождения мелкие и средние. Наиболее значительными являются Шебелинское, Западно-Крестищенское, Речицкое, Остащковичское, Монастырищенское, Леляковское, Глинско-Розбышев-ское и др. Запасы провинции умеренные и сосредоточены в ос- новном в палеозое. С глубинами менее 3 км связано 33% запасов; 3 - 5 км - 57%; глубже 5 км - 10%.

В пределах провинции выделяются две НГО — Припятская нефтеносная, Днепровско-Донецкая газонефтеносная.

Региональными покрышками служат: глинисто-сульфатные и соленосные отложения франского яруса; соленосная толща верх- него фамена; глинистые породы башкирского и московского ярусов; глинистые и соленосные отложения перми; глины верхнего триаса и байоса-бата. Продуктивными, комплексами являются: подсолевой (эйфельско-франский), сложенный терригенно-кар-бонатными породами; межсолевой (нижнефаменский), сложенный известняками и доломитами; нижне- среднекаменноугольный терригенно-карбонатный; верхнекаменноугольно-нижнепермский, сложенный песчано-алевролитовыми отложениями и трещиноватыми и кавернозными ангидритами и доломитами; верхнепермско-мезозойский, представленный песчано-карбонатными отложениями.

Эйфельско-франский (подсолевой) НГК мощностью 0 - 3000 м в верхней части сложен карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями саргаевского, семилукско-петинского и воронежского горизонтов, где коллекторами являются доломиты и извест-няки. Нижнюю часть слагают терригенные породы тернусско-на-ровского, лужского и пашийско-кыновского горизонтов. Емкостные фильтрационные свойства коллекторов резко изменчивы. Региональной покрышкой служат глинисто-сульфатные евлановские и соленосные ливенские отложения. В комплексе сосредото-чено более 20% разведанных запасов нефти. Выявлены залежи нефти на Речицком, Осташковичском, Ромненском и др. месторождениях.

Нижнефаменский (межсолевой) НГК мощностью 0— 1800 м представлен известняками и доломитами (Припятская НГО) и песчаниками и алевролитами (Днепровско-Донецкая НГО) задонско-елецкого возраста, региональной покрышкой для которых явля-

ется верхняя соленосная толща елецко-лебедянского возраста. Всего выделяется 4 — 6 продуктивных горизонтов на Осташкович-ском, Давыдовском, Вишанском и др. месторождениях.

Нижнекаменноугольный НГК мощностью 700 — 2000 м представлен терригенными породами с подчиненными прослоями карбонатных отложений. Мощные глинистые толщи разделяют комплекс на турнейско-нижневизейскую терригенно-карбонатную и верхневизейско-серпуховскую преимущественно терригенную продуктивные толщи. С комплексом связано 20% начальных запасов УВ. Выделяют около 20 продуктивных горизонтов. Выявлены залежи на Руденковском, Качановском, Анастасьевском и др. месторождениях.

Среднекаменноугольный НГК мощностью 800 — 3000 м сложен терригенно-карбонатными породами. Коллекторами служат пласты песчаников и алевролитов, реже карбонатных пород, которые перекрыты сверху пластами глин и аргиллитов в кровле башкирского и московского ярусов. В этом комплексе обнаружены залежи нефти и газа на Качановском, Гоголевском, Коробочкинском и др. месторождениях.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский НГК мощностью 1100 — 1360 м выражен терригенно-карбонатными и сульфатно-галогенными породами. Коллекторами служат пачки песчаников и алевролитов, толщи трещиноватых и кавернозных карбонатов и ангидритов, обладающие хорошими емкостными свойствами. С этим комплексом связано более 60% начальных запасов УВ в провинции. Залежи нефти выявлены на Ефремовском, Крестищенском, Машевском, Староверском; газа — на Шебелинском, Крестищенском и др. месторождениях.

Верхнепермско-мезозойский НГК мощностью 100 — 2000 м представлен терригенно-карбонатными отложениями. Продуктивные горизонты нижней части комплекса связаны с песчано-карбонатными отложениями нижнего триаса и терригенными породами (кореневская свита) верхней перми, покрышкой для которых служит толща красноцветных глин (нижнесеребрянская подсвита) верхнего триаса. В верхней части скопления УВ связаны с базальной пачкой песчаников юры, экранируемых бат-байосской толщей глин. Залежи нефти открыты на Качановском, Рыбальском, Солоховском и др. месторождениях.

Основной особенностью пространственного размещения нефти и газа Днепровско-Припятской провинции является оп-

ределенная площадная дифференцированность в распределении различных типов скоплений углеводородов. В северо-западной ее части распространены преимущественно нефтяные залежи, в центральной — как газовые, так и нефтяные залежи, на востоке — в основном газовые.

Если в Припятской впадине распространены в основном нефтяные залежи, то в целом Днепровско-Донецкий грабен является преимущественно газоносным, разведанные запасы газа которого значительно превышают запасы нефти и конденсата. Площадь распространения газовых скоплений превышает площадь, на которой встречены залежи нефти. Большая доля разведанных запасов газа сосредоточена на юго-востоке, а нефти — на северо-западе.

В связи с таким распределением некоторыми авторами высказывается мнение, что газовые месторождения на юго-востоке провинции, особенно в Преддонецком передовом прогибе, сформировались в результате миграции газов, генерировавшихся при метаморфизме угленосных толщ карбона Донбасса и его северо-западных окраин.

В пределах провинции, как уже упоминалось выше, выделены две НГО — Припятская нефтеносная, Днепровско-Донецкая газонефтеносная.

ПРИПЯТСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ (рис. 65) площадью 30 тыс. км^2 приурочена к одноименному прогибу. Основные продуктивные комплексы связаны с подсолевыми и межсолевыми карбонатными отложениями верхнего девона. 80% общего объема начальных разведанных запасов нефти связано с глубинами до 3 км, а остальные с интервалами 3 — 5 км, причем основной объем начальных разведанных запасов нефти находится в Северной структурно-тектонической зоне, небольшая часть в Центральной зоне. Большая часть начальных разведанных запасов нефти связана с подсолевыми и межсолевыми карбонатными комплексами. Часть запасов содержится в терригенных подсолевых и верхнесолевых отложениях девона.

В области выделяются Северный нефтеносный район и два перспективно нефтегазоносных района — Центральный и Южный.

Центральный нефтеносный район приурочен к одноименной структурно-тектонической зоне Припятского прогиба. Здесь открыты нефтяные месторождения с залежами в подсолевых и межсолевых отложениях.

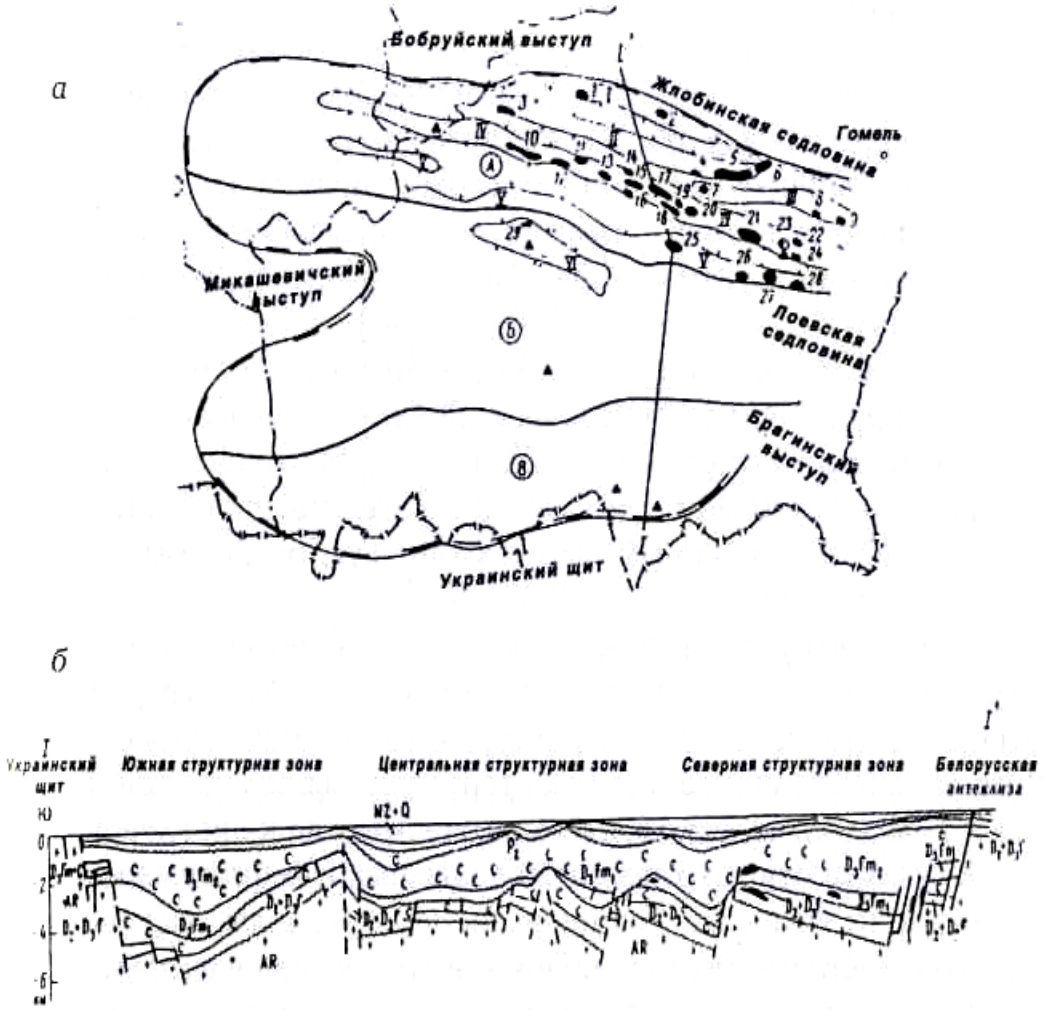


Рис. 65. Припятская нефтегазоносная область (СП. Максимов и др., 1987):
а — карта размещения месторождений нефти; б — геологический профиль по линии I — Г.
Структурные зоны Припятского прогиба: А — Северная, Б — Центральная, В — Южная. Зоны нефтегазонакопления (валы, ступени): I — Северная прибортовая, II — Чернинско-Первомайская, III — Дубровско-Александровская, IV — Речицко-Вишанская, V — Малодушинская, VI — Савичско-Заречинская.
Месторождения: 1 — Судовицкое, 2 — Березинское, 3 — Оземлинское, 4 — Первомайское, 5 — Восточно-Первомайское, 6 — Озерщинское, 7 - Дубровское, 8 — Александровское, 9 — Борщевское, 10 — Вишанское, 11 — Полесское, 12 — Мармовичское, 13 — Давыдовское,14 — Хуторское, 15 — Сосновское, 16 — Южно-Сосновское, 17 — Осташковичское, 18 — Южно-Осташковичское, 19 — Западно-Тишковское, 20 — Тишковское, 21 — Речицкое, 22 — Днепровское, 23 — Красносельское, 24 - Ветхинское, 25 — Золотухинское, 26 — Малодушинское, 27 — Барсуковское, 28 — Надвинское, 29 — Комаровичское

Северный нефтеносный район, приуроченный к Северной структурной зоне прогиба, характеризуется четким соответствием структурных планов подсолевых и межсолевых отложений, наличием в подсолевых отложениях линейно вытянутых (длиной до 150 км) тектонических ступеней, осложненных блоками и приразломными поднятиями. С этими ступенями связаны в районе пять валообразных структур, в пределах которых сосредоточены все выявленные в области месторождения нефти. Здесь открыто более двух десятков многопластовых нефтяных месторождений. Одно из крупнейших месторождений Осташковичское. Для подсолевого комплекса характерны пластовые тектонически экранированные залежи нефти, для межсолевого — массивные или массивно-пластовые с элементами тектонического или литологического ограничения.

Южная структурно-тектоническая зона прогиба относится к перспективным землям Припятской области. Характеризуется относительно спокойным характером тектоники, в межсолевых комплексах увеличивается роль терригенных отложений. Перспективны здесь подсолевые и межсолевые отложения девона.

В области открыто свыше 50 нефтяных и нефтегазовых месторождений, таких как: Речицкое, Вишанское, Давыдовское, Тишковское, Восточно-Выступовичское и др. месторождения нефти.

Осташковичское нефтяное месторождение (рис. 66) расположено в центральной части Речицко-Шатуновской ступени. Открыто в 1965 г., разрабатывается с 1969 г. По межсолевым отложениям Осташковичская структура представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания с размерами 12х4 км и амплитудой 200 м. Свод структуры осложнен крупным региональным сбросом, по которому южное крыло складки опущено на 0,7 км. По подсолевым отложениям структура имеет вид моноклинали, экранированной по восстанию крупноамплитудным сбросом. В северном приподнятом крыле содержатся три залежи — в задонском, воронежском и семилукском горизонтах, а в опущенном одна - в задонском горизонте.

Залежь задонского горизонта северного приподнятого крыла массивная, стратиграфически экранированная, а остальные залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Эффективные нефтенасыщенные мощности залежей задонского горизонта достигают 110—180 м, глубины залегания — 1900—2700 м. Начальные дебиты скважин до 800 т/сут.

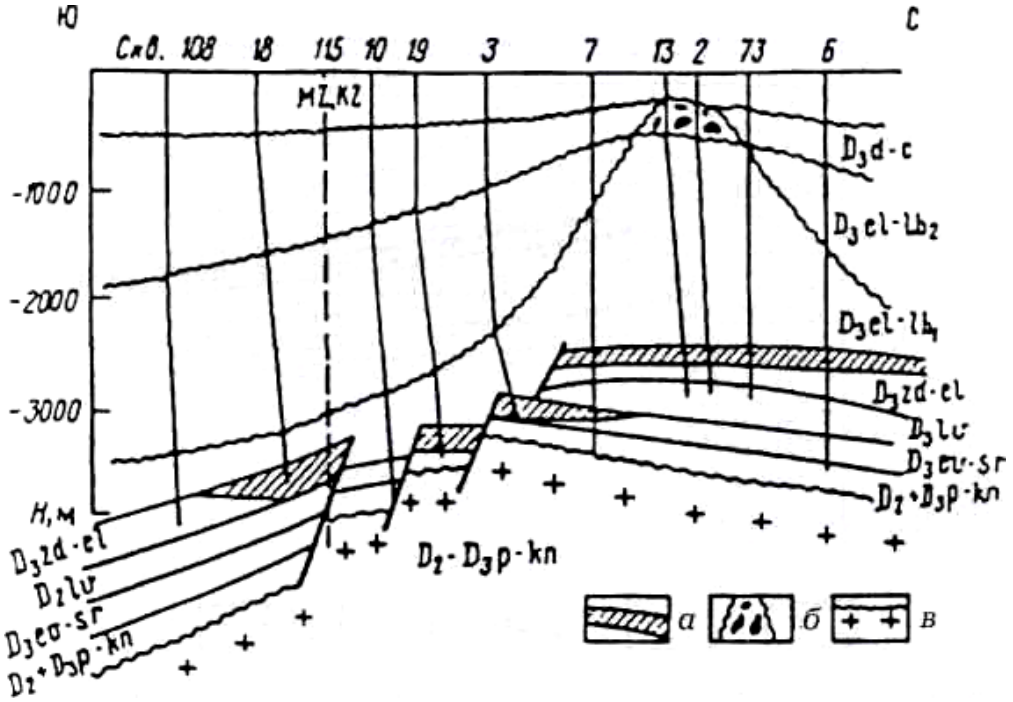


Рис. 66. Геологический разрез Осташковичского и Южно-Осташковичского месторождений (по А.И. Кононову и В.Р. Бескопыльскому):
а — залежи нефти; б — кепрок соляного штока; в — фундамент

Залежи в подсолевых горизонтах имеют значительно меньшие эффективные мощности (12—35 м), глубины залегания 3000-3200 м и начальные дебиты нефти до 400 т/сут. Как в подсолевых, так и в межсолевых отложениях залежи нефтяные, нефти недонасыщены газом и газовый фактор не превышает 210 $м^3$/т. Режим залежей в задонском горизонте упруго-водонапорный, в семилукском и воронежском — водонапорный.

Речицкое нефтяное месторождение (рис. 67) приурочено к Речицкому поднятию, осложняющему восточную часть Речицко-Вишанской зоны поднятий. Открыто в 1964 г., разрабатывается с 1967 г. Речицкая структура по межсолевым отложениям образует брахиантиклиналь субширотного простирания с размерами 25х(4—7) км и амплитудой 600 м. По подсолевым отложениям структура представляет собой полусвод, экранированный крупноамплитудным сбросом.

Месторождение содержит шесть залежей — в пярнуском, пашийском, семилукском, воронежском и задонско-елецком горизонтах. Все залежи слабо связаны или совсем не связаны с законтурной зоной, в результате чего они обладают упруго-водонапорным

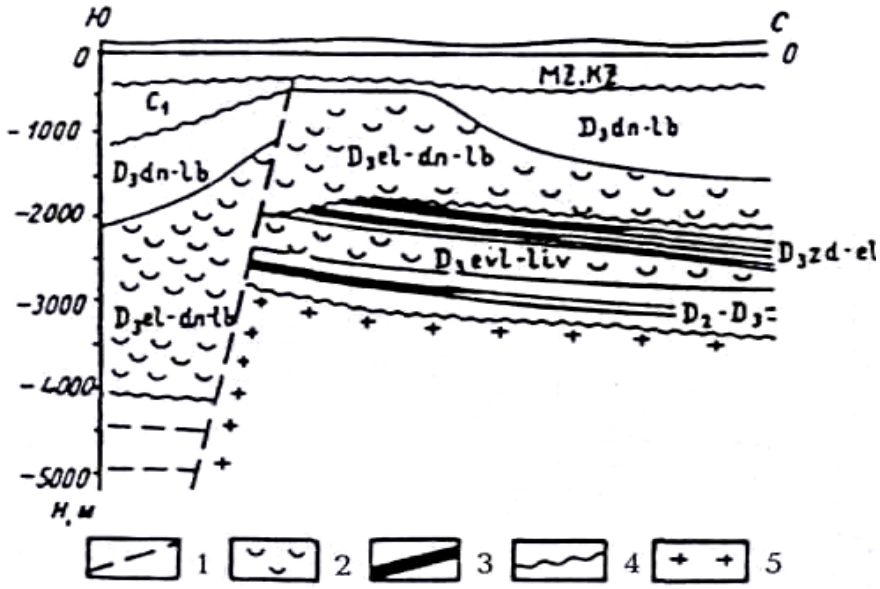


Рис. 67. Речицкое нефтяное месторождение. Геологический разрез (по П.В. Анцупову, А.М. Синичке):
1 — разрывные нарушения, 2 — соль, 3 — нефть, 4 — поверхность стратиграфического несогласия, 5 — кристаллический фундамент

или упругим режимом. В каждой залежи плотность нефти увеличивается по направлению к ВНК, газовый фактор возрастает с глубиной от 40 $м^3$/т в задонском горизонте до 95 $м^3$/т в пашийском. Давление насыщения возрастает от 10,5 МПа, плотность нефтей уменьшается от 0,873 до 0,83 г/$см^3$. Нефти Речицкого месторождения малосернистые, метаново-нафтенового типа.

ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКАЯ ГАЗОНЕФТЕНОСНАЯ ОБЛАСТЬ (рис.68) площадью 87 тыс. $км^2$ расположена в пределах одноименного авлакогена и Преддонецкого передового прогиба. Характеризуется увеличением стратиграфического диапазона газонефтеносности и постепенного замещения к юго-востоку нефтяных месторождений на газонефтяные и газовые. Основной объем разведанных запасов области сконцентрирован в нижнекаменноугольном и верхнекаменноугольно-пермском комплексах.

В области выделяют 7 нефтегазоносных районов. Открыто более 150 месторождений: 85 газовых и газоконденсатных, 8 газовых и нефтегазовых, 30 нефтяных, 33 нефтегазоконденсатных. Крайнюю северо-западную часть области с мощностью осадочного чехла до 6 км выделяют в Монастырищенский нефтеносный район. Здесь в отложениях нижнего карбона в пластовых сводо-

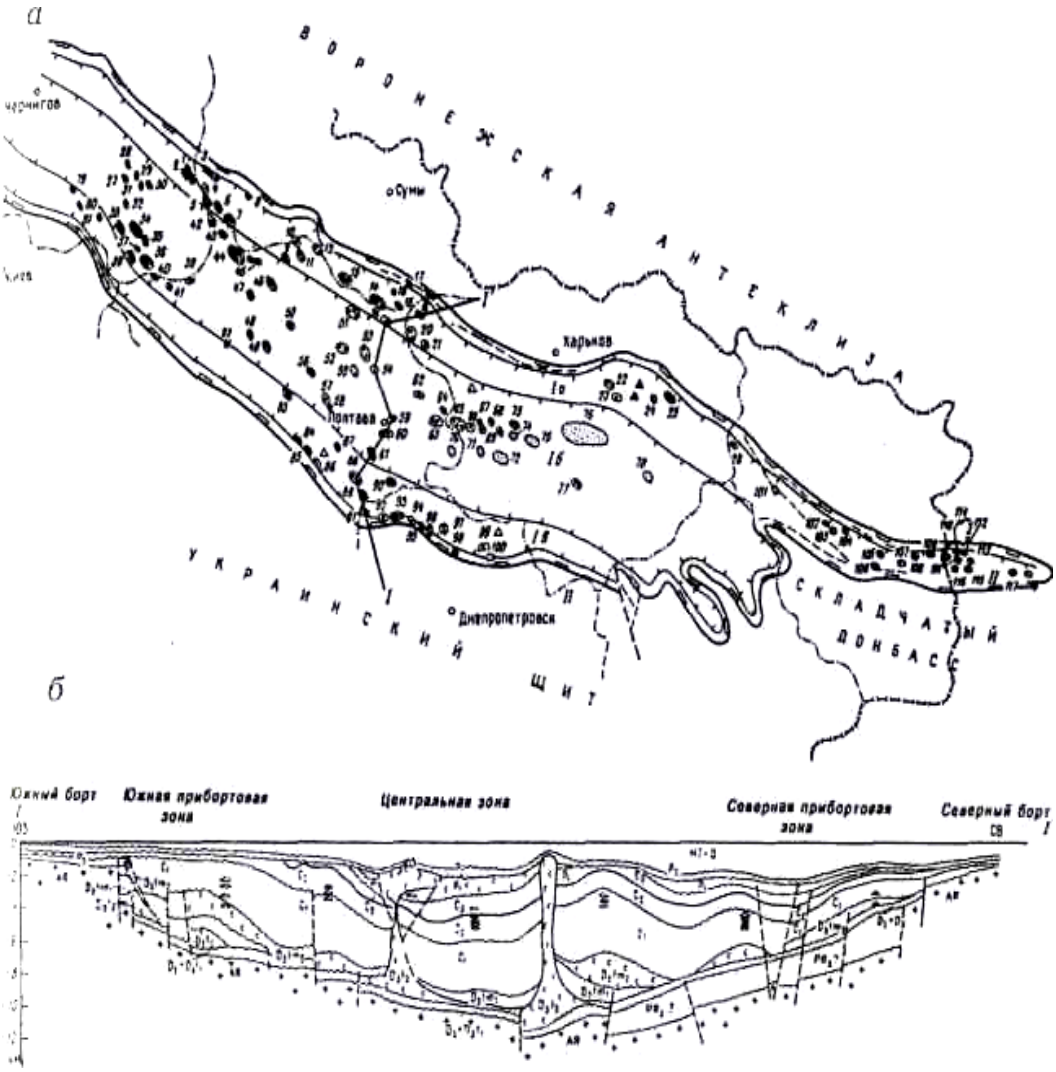


Рис. 68. Днепровско-Донецкая газонефтеносная область (СП. Максимов и др., 1987):

а — карта размещения месторождений нефти и газа; б — геологический профиль по линии I — Г.

Структурные зоны Днепровского грабена: 1а — Северная прибортовая, 16 — Центральная, 1в — Южная прибортовая; II — Предднецкая ступень (северные окраины Донбасса).

Месторождения: 1 — Нынивское, 2 — Талалаевское, 3 — Великобубновское, 4 — Николаевское, 5 — Артюховское, 6 — Перекоповское, 7 — Анастасьевское, 8 - Роменское, 9 - Гадячское, 10 - Куличихинское, 11 — Тимофеевское, 12 — Новотроицкое, 13 — Качановское, 14 — Рыбальское, 15 — Голиковское, 16 — Бугреватовское, 17 — Прокопенковское, 18 — Козиевское, 19 — Котелевское, 20 — Березовское, 21 — Степовое, 22 — Коробочкинское, 23 — Волоховское, 24 — Северо-Голубовское, 25 — Дружелюбовское, 26 — Зайцевское, 27 — Софиевское, 28 — Западно-Софиевское, 29 — Бережовское, 30 — Северо-Ярошевское, 31 — Ярошевское, 32 — Щуровское, 33 — Мильковское, 34 — Леляковское, 35 — Озерянское, 36 — Гнединцевское, 37 — Светличное, 38 — Богдановское, 39 — Луценковское, 40 — Белоусовское, 41 — Чернухинское,

42 — Шумское, 43 — Васильевское, 44 — Глинско-Розбышевское, 45 — Клинско-Краснознаменское, 46 — Харьковцевское, 47 — Яблуновское, 48 — Малосорочинское, 49 — Радченковское, 50 — Кошевойское, 51 — Вельское, 52 — Солоховское, 53 — Опошнянское, 54 — Матвеевское, 55 — Руновщинское, 56 — Гоголевское, 57 — Семенцовское, 58 — Абазовское, 59 — Восточно-Полтавское, 60 — Машевское, 61 — Суходоловское, 62 — Чутовское, 63 — Распашновское, 64 — Новоукраинское, 65 — Западно-Крестищенское, 66 — Червоноярское, 67 — Западно-Староверовское, 68 — Медведовское, 69 — Восточно-Медведовское, 70 — Ланновское, 71 — Западно-Сосновское, 72 — Кегичевское, 73 — Мелиховское, 74 — Западно-Ефремовское, 75 — Ефремовское, 76 — Шебелинское, 77 — Миролюбовское, 78 — Спиваковское, 79 — Монастырищенское, 80 — Малодевицкое, 81 — Прилукское, 82 — Кибинцевское, 83 — Сагайдакское, 84 — Потичанское, 85 — Лиманское, 86 — Зачепиловское, 87 — Решетняковское, 88 — Руденковское, 89 — Николаевское (Новониколаевское), 90 — Новогригорьевское, 91 — Михайловское, 92 — Юрьевское, 93 — Кременовское, 94 — Новоселовское, 95 — Восточно-Новоселовское, 96 — Пролетарское, 97 — Перещепинское, 98 — Голубовское, 99 — Богатойское, 100 — Левенцовское, 101 — Краснопоповское, 102 — Боровское, 103 — Муратовское, 104 — Капитановское, 105 — Лобачевское, 106 — Славяносербское, 107 — Вергунское, 108 — Кондрашевское, 109 — Ольховское, НО — Кружиловское, 111 — Грачикское, 112 — Плотинское, 113 — Глубокинское, 114 — Тишкинское, 115 — Красновское, 116 — Астаховское, 117 — Скосырское, 118 — Северо-Белянское

вых литологически и стратиграфически экранированных залежах открыты такие месторождения нефти, как Монастырищенское, Прилукское, Седиевское и др.

Гнединцевское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на склоне Сребненской депрессии и представляет собой пологую асимметричную с широким сводом брахиантиклиналь северо-западного простирания с углами падения пород на крыльях от 1 до 3°. Размер складки по продуктивным пластам составляет 8,5x5,0 км, а высота — 200 м. Амплитуда предтриасового размыва возрастает в юго-западном направлении, вследствие чего характеризующийся максимальным размывом отложений палеосвод смещен примерно на 1,0 км к северо-востоку. Открыто в 1959 г., разрабатывается с 1963 г.

По направлению к палеосводу наблюдается последовательное стратиграфическое выклинивание песчаных пластов, к которым приурочены нефтяные залежи. Кроме указанных стратиграфических ловушек, залежи также вскрыты в двух нижележащих песчаных пластах, образующих обычные пластовые сводовые ловушки. Продуктивные горизонты верхнего карбона и нижней перми разделены глинистыми прослоями. Общей покрышкой для всех залежей, имеющих единый водо-нефтяной контакт (ВНК), является

нижнедроновская красноцветная глинистая толща мощностью 80—110 м. Коллекторы представлены песчаниками, гравелитами и алевролитами и характеризуются значительной литолого-фациальной изменчивостью. Их открытая пористость колеблется от 1,7 до 33,4%, проницаемость — от 0,1 до 1680 мД, эффективные мощности изменяются от 0 до 33 м. На основании существующего единого ВНК и общей покрышки продуктивные горизонты обычно рассматриваются как единая массивно-пластовая сводовая, частично стратиграфически экранированная нефтяная залежь с водонапорным режимом.

Леляковское нефтяное месторождение приурочено к типичной пологой куполовидной брахиантиклинали, не нарушенной соляной тектоникой. Открыто в 1962 г., разрабатывается с 1968 г. Скопления нефти на месторождении связаны главным образом с отложениями верхнего карбона (горизонты К) и нижней перми (горизонты П). На месторождении выявлена массивная залежь нефти с единым контуром нефтеносности.

В северной прибортовой зоне области между Ичнянским и Воросклинским поперечными разломами выделяют Талалаевско-Рыбальский газонефтяной район. Для этого района характерны месторождения с продуктивными горизонтами от нижнего карбона до юры, приуроченные к брахиантиклинальным солянокупольным структурам, и брахиантиклинальным и блоковым структурам, не осложненным соляным тектогенезом. На глубинах свыше 5 км выявлены газовые залежи на Котелевском и Сахалинском месторождениях.

Качановское нефтегазовое месторождение (рис. 69) приурочено к поднятию, связанному с глубокопогруженным докаменноугольным соляным штоком, где ядро соли залегает на глубине свыше 4000 м. Открытое 1957 г., разрабатывается с 1961 г. Понадсолевым отложениям здесь намечается пологая куполовидная складка, разбитая тектоническими нарушениями на ряд блоков. Блоковое строение структуры обуславливает специфический характер нефтегазоносности месторождения. Выявленные залежи нефти и газа залегают в интервале глубин 1450—500м, а общий этаж нефтегазоносности превышает 2000 м. В отложениях триаса, перми и карбона насчитывается от 20 до 25 продуктивных горизонтов, залежи которых образуют несколько этажей нефтегазоносное-

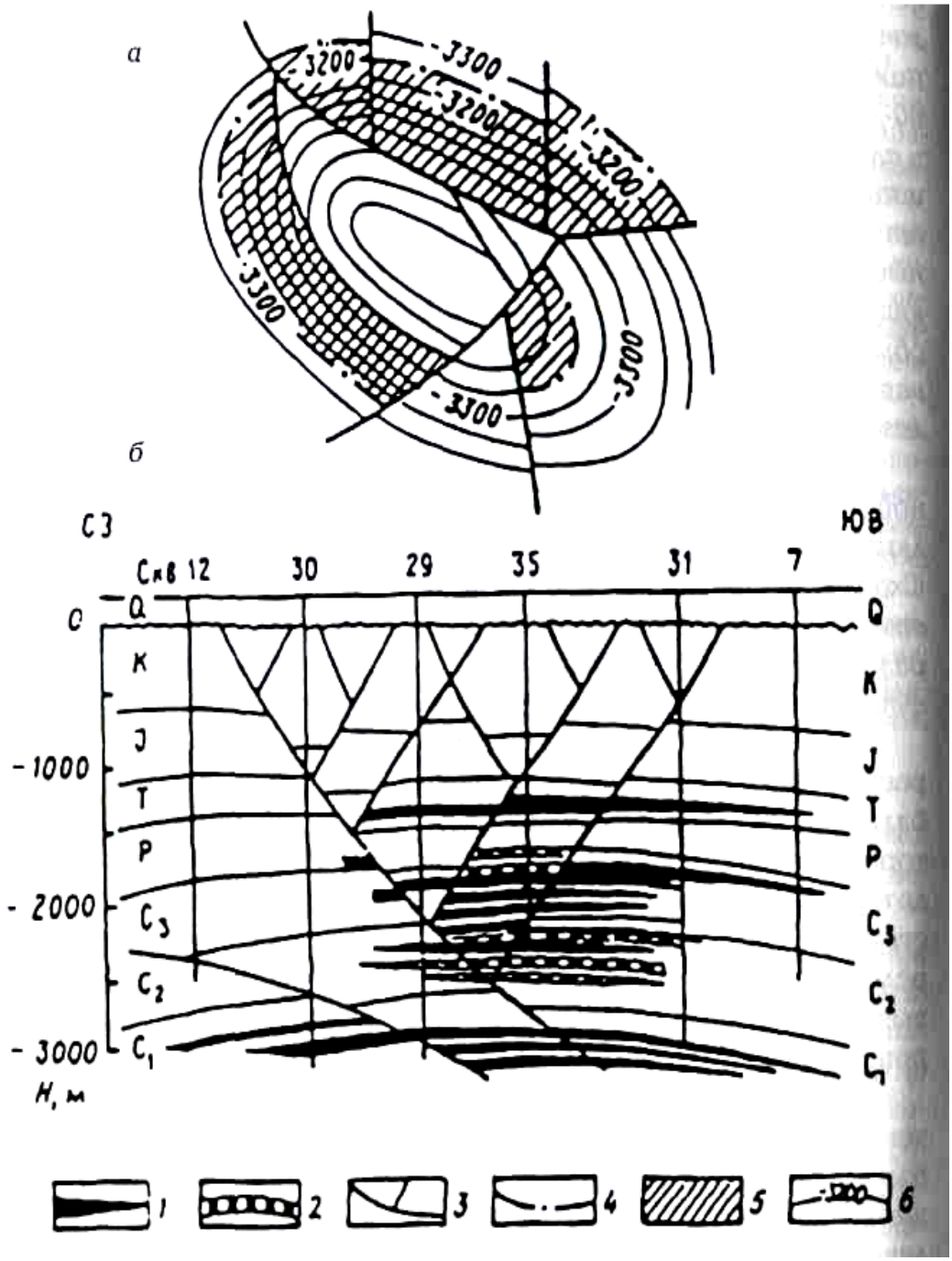


Рис. 69. Качановское нефтегазовое месторождение:
а — структурная карта по кровле пласта К-27; б — геологический разрез (по СЕ. Черпаку); 1 — нефть; 2 — газ; 3 — разрывные нарушения; 4 — контур нефтеносности; 5 — зоны нефтенасыщенности; 6 — изогипсы, м.

tu: триасово-нижнепермский, нижнепермско- верхнекаменноугольный, среднекаменноугольный, нижнекаменноугольный.

Основной по добыче нефти Леляховско-Солоховский нефтегазоносный район занимает погруженные до 10 км центральную и южную прибортовые зоны области. Продуктивны горизонты от девона до юры, залегающие на глубине от 500 м до 5 км. С локальными блоковыми или брахиантиклинальными солянокупольными структурами связаны сводовые пластовые тектонически или литологически экранированные, массивнопластовые залежи нефти и газа. Основные запасы углеводородов сосредоточены в нижнекаменноугольных и верхнекаменноутольно- нижнепермских комплексах. На глубинах более 5 км в районе открыты Луценковское, Клинско-Краснознаменское, Яблуновское (рис. 70), Кошевойское, Харьковцевское, Яровское и другие газовые залежи.

В юго-восточной части северной прибортовой зоны, характеризующейся слабым проявлением соляного тектогенеза, выделяется Рябухинско-Северо-Голубовский район. Здесь развиты брахиантиклинальные приразломные структуры, малоамплитудные погребенные поднятия, структурные носы и террасы, осложняющие прибортовую моноклиналь. Газоносность связана со среднекаменноугольным комплексом, в котором открыты Балаклейское, Высокопольское и другие газовые месторождения.

В пределах наиболее погруженной части центральной зоны впадины расположен основной по разведанным запасам и добыче газа Машевско-Шебелинский газоносный район. Осадочный чехол слагает мощная нижнепермская соленосная толща, которая совместно с девонскими штоками образует сложные соляные тела грибовидной формы, осложняющие валы субширотного простирания. Месторождения в основном приурочены к межкупольным брахиантиклиналям. Разведанные запасы связаны в основном с верхнекаменноугольно- нижнепермским комплексом, в котором открыты крупные газовые и газоконденсатные месторождения Шебелинское, Западно-Крестищенское, Ефремовское и др.

Шебелинское газовое месторождение (рис. 71) приурочено к восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Открыто в 1950 г., разрабатывается с 1956 г. Начальные запасы свободного газа 650 млрд. $м^3$, конденсата 8,3 млн. т. Шебелинская структура со всех сторон ограничена глубокими прогибами, по отношению к которым ее амплитуда в нижней перми превышает 1 км, а в юре — 500—600 м. По мезокайнозойским отложениям почти симметрич-

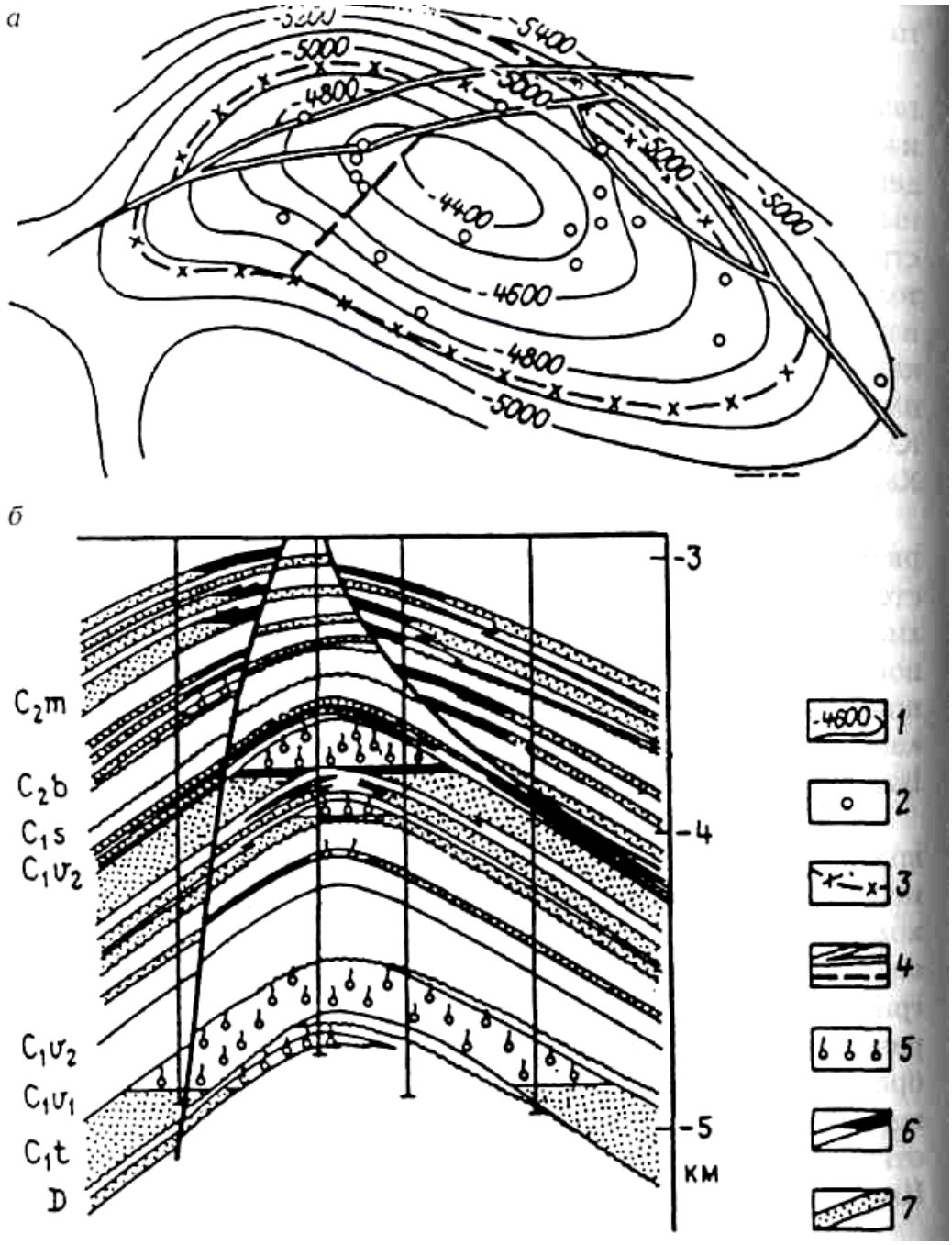


Рис. 70. Яблуновское нефтегазоконденсатное месторождение: а — структурная карта по поверхности продуктивной толщи турнейского яруса; б — геологический профиль (по Н.Я. Барановской, И.Н. Головацкому) 1 — изогипсы кровли продуктивной части турнейского яруса, м; 2 — глубокие скважины; 3 — контур газоносности турнейской массивно-пластовой залежи; 4 — тектонические нарушения; залежи: 5 — газовые, 6 — нефтяные; 7 — песчаники

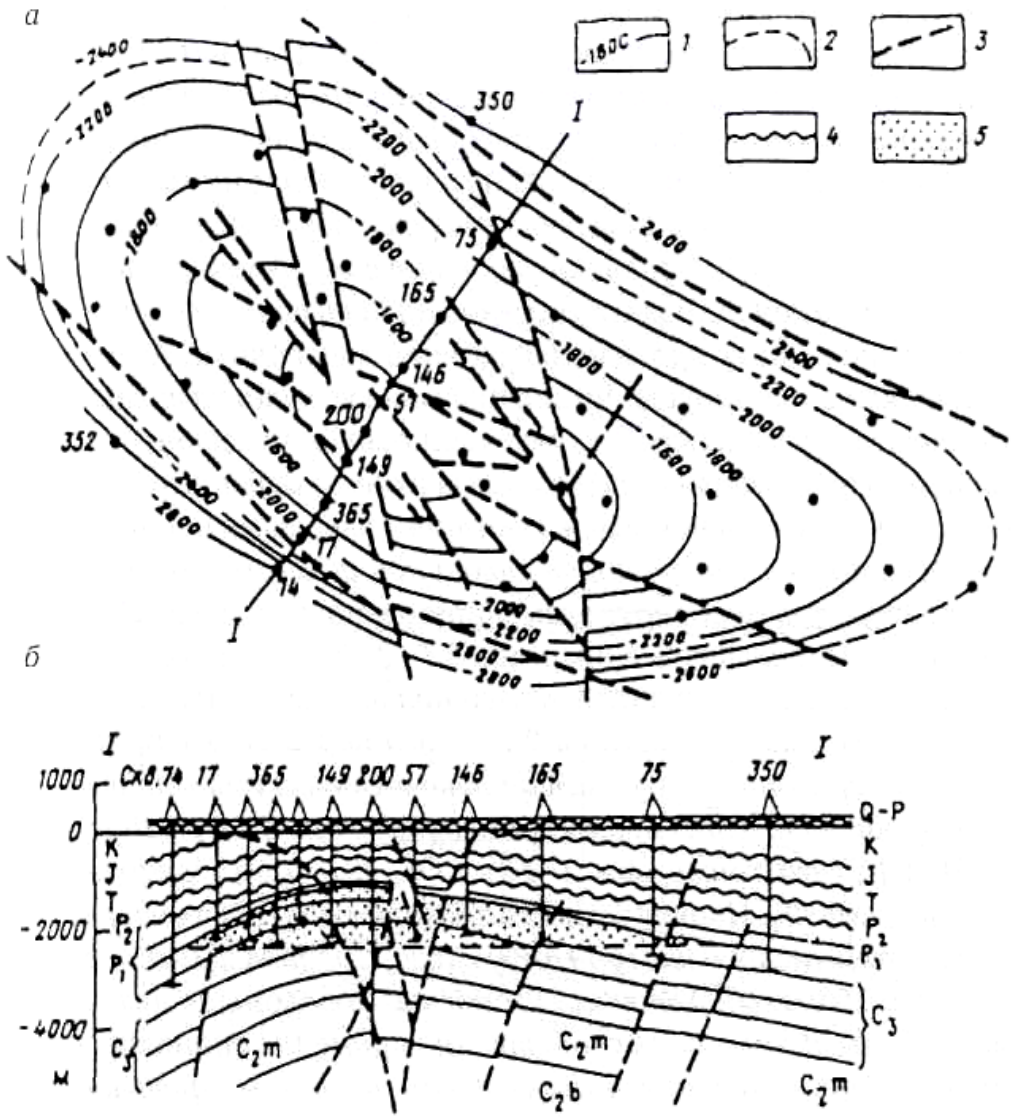


Рис. 71. Шебелинское газоконденсатное месторождение (по М.Г, Ульянову, В.Д. Семичу и др.): а — структурная карта по кровле картамышской свиты; б — геологический профиль по линии I — I; 1 — изогипсы, м; 2 — контур газоносности; 3 — тектонические нарушения; 4 — поверхность несогласия; 5 — газ

на и характеризуется небольшими углами падения крыльев, по пермским породам резко асимметрична с относительно крутым юго-западным крылом (10—12°). Углы падения северо-восточного крыла не превышают 8о, Структура разбита дизъюнктивными нарушениями различного возраста и направления на вертикально смещенные блоки. Наиболее древний разлом — продольный взброс амплитудой до 200 м, который рассекает месторождение на два основных тектонических блока: северо-восточный и юго-запад-

ный. В мезозое взброс отражается в виде флексурного перегиба, плащеобразно перекрывающего палеозойский разлом. Помимо основного почти продольного взброса центральный участок месторождения осложнен системой поперечных сбросов с амплитудой 50—100 м, образующей неглубокий грабен. Шебелинская структура существенно отличается от всех складок, в окружении которых она находится. Основная особенность — наличие мощной (до 700 м) толщи хемогенных отложений нижней перми и отсутствие резко выраженных проявлений соляной тектоники. Амплитуды дизъюнктивных нарушений значительно уступают толщине покрышек, т.е. условия для аккумуляции газа были весьма благоприятными. Продуктивны отложения верхнего карбона, нижней перми и триаса. Основная залежь связана с пластами и пропластками песчаников и алевролитов толщиной до 20 м, залегающими в глинистых породах верхнекаменноугольного и нижнепермского возраста. Пористость в пределах 5,7—27,2 % при средней 12,3 %. Средний коэффициент газонасыщения 0,54 для свиты медистых песчаников (нижняя пермь) и 0,74 — для пород верхнего карбона. Газ всех горизонтов по своим физико-химическим свойствам почти идентичен, относится к категории сухих. Содержание метана 91—94 %, его гомологов — 3—7%. CO_2 — 0,1—0,2 %. средняя плотность газа 0,590. Наряду с газом в значительном количестве добывается конденсат — около 14 см3/м3 газа. Средняя плотность конденсата 765 кг/м^3. Для всех газоносных горизонтов независимо от глубины их залегания свойственно примерно одинаковое статическое давление на устьях скважин, несколько превышающее 20 МПа. Все газоносные горизонты имеют единый газоводяной контакт на отметке —2240 м. Основная залежь Шебелинского месторождения массивная, этаж газоносности — 1100—1200 м. залежь газа в триасовых отложениях находится на глубине 750—1100 м и приурочена к пласту, представленному чередованием песчани-ков, алевролитов, глин и карбонатных пород общей толщиной 40—60 м. Средняя пористость 18%, проницаемость до 0,7 мкм^2. Покрышка сложена плотными пестроцветными глинами триаса. Газ по составу аналогичен нижележащей основной залежи.

Западно-Крестищенское газоконденсатное месторождение (рис. 72) расположено в наиболее погруженной юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Открытое 1968 г., разрабатывается с 1970 г. В структурном отношении оно приурочено к антиклинальной складке палеозойского возраста северо-западного про-

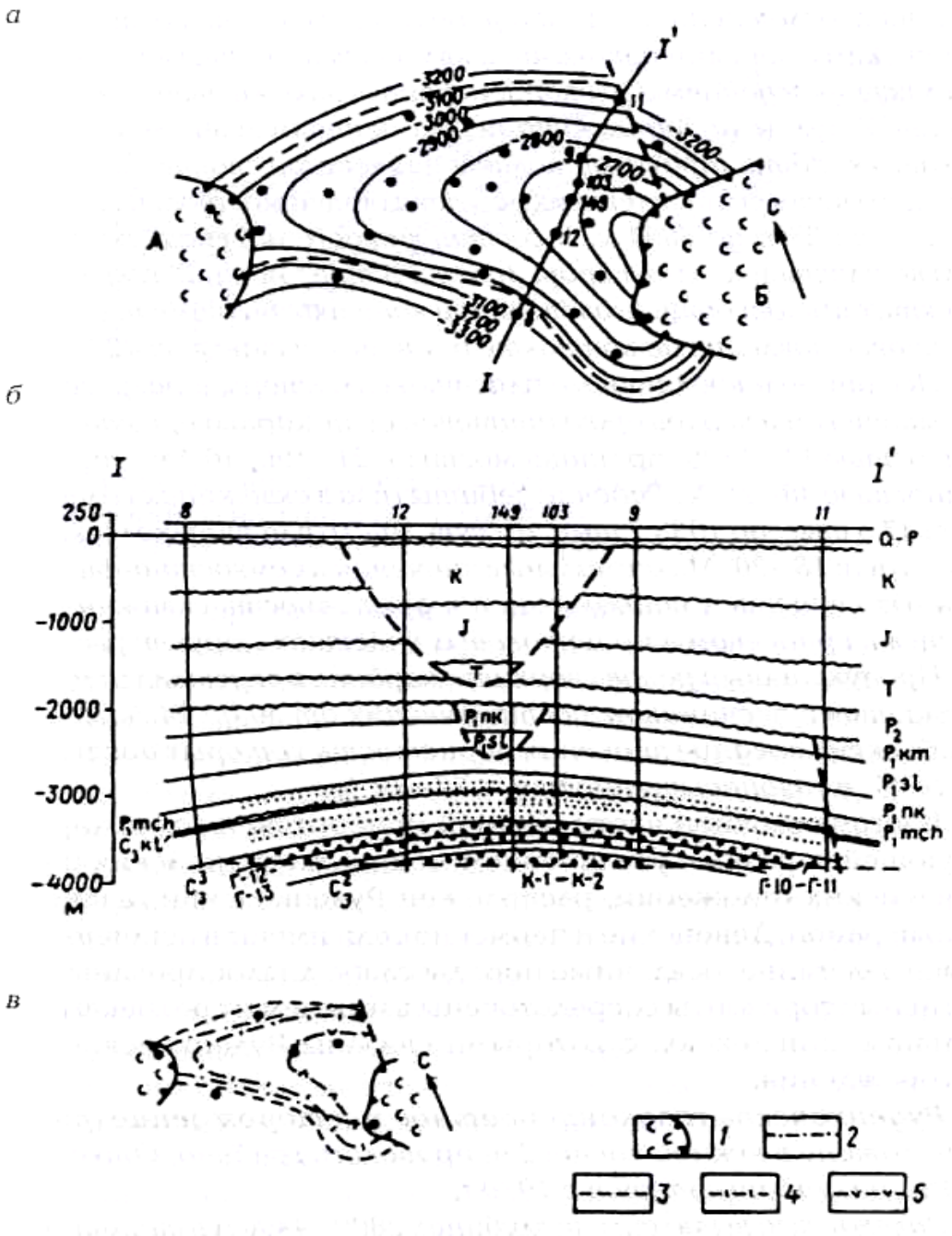


Рис. 72. Западно-Крестищенское газоконденсатное месторождение:
а — структурная карта подошвы известняка Q8 нижней перми (по И.Н. Головацкому); б — геологический профиль по линии I — Г; в — схема сопоставления контуров газоносности. 1 — соляные штоки (А — Белуховский, Б — Крестищенский); контуры газоносности горизонтов: 2 — А-6 — Г-9,3 - Г-Ю-Г-11,4 - Г-12-Г-13, 5 -К-1-К-2

стирания, осложненной на западе Белуховским, а на востоке Крестищенским соляными штоками, и является типичным межштоковым месторождением. Газоконденсатные залежи выявлены в терригенной толще пород нижней перми (картамышенская свита) и верхнего карбона (араукаритовая и авиловская свиты), в которых выделены четыре подсчетных объекта общей мощностью 800 м на глубине от 2700 до 3800 м. В состав каждого объекта входит несколько пластов-коллекторов. Залежи в трех нижних подсчетных объектах имеют общий газоводяной контакт на отметке -3720 м. Пластовое давление на контакте газ-вода составляет 42,2 МПа.

Песчано-алевролитовые пласты-коллекторы в разрезах картамышенской и верхов араукаритовой свит характеризуются пористостью 11—17 %, проницаемостью (21—196)- 10-16 м^2, газонасыщенностью 48—75 %. Рабочие дебиты газа в скважинах колеблются от 47,5 тыс. до 1033,7 тыс. м3/сут. Число пластов-коллекторов достигает 18—20. Максимальные значения их емкостно-фильтрационных свойств и наибольшая продуктивность скважин отмечаются в приосевом и приштоковых участках структуры.

Продуктивный разрез верхнего карбона представлен мощными пластами песчаников, составляющих от 50 до 74 % мощности объекта, средние значения пористости которых достигают 14—16 %, а газонасыщенности — 72—79 %.

В юго-восточной части Южной прибортовой зоны, характеризующейся резким увеличением мощности турнейских и нижневизейских отложений, расположен Руденковский газонефтеносный район. Девонские и пермские соли имеют в основном пластовое залегание, осадочные породы слабо дислоцированы. Продуктивные горизонты сосредоточены в нижнем и среднекаменноугольном комплексах, с которыми связаны Руденковское и др. месторождения.

Руденковское газоконденсатное месторождение (рис. 73) расположено в южной части Днепровского грабена. Открыто в 1971 г., разрабатывается с 1980 г.

Залежи газа выявлены на глубинах 2800—4400 м в терригенных коллекторах нижнекаменноугольного возраста. Продуктивных горизонтов восемь. Все залежи газов приурочены к ловушкам неантиклинального типа и контролируются выклиниванием продуктивных пластов на юг по восстанию моноклинали. В северном направлении залежи в отложениях визейского возраста ограничены тектоническим нарушением амплитудой 200—400 м.

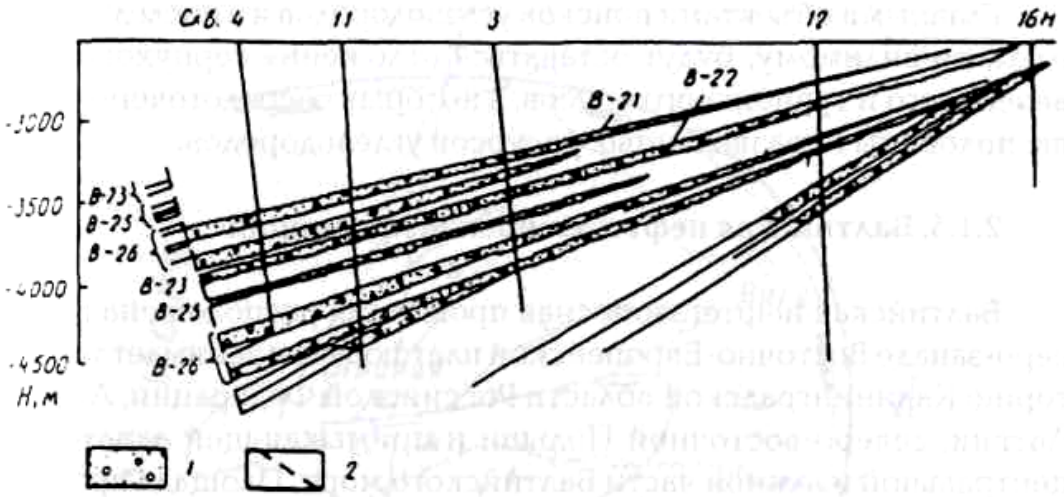


Рис. 73. Руденковское газоконденсатное месторождение.
Геологический разрез (по В.И. Мясникову):
1 — газонасыщенные песчаники; 2 — разрывное нарушение

В залежах, приуроченных к продуктивным пластам Т-1 и Т-2 турнейского возраста, газожидкостный контакт установлен на глубинах 4340 и 3487 м соответственно. Наиболее крупная залежь установлена в пласте В-26 визейского возраста. Ввиду значительной дифференциации фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по объему залежи дебиты газа по скважинам колеблются от 5 тыс. $м^3$/сут вблизи линии выклинивания до 1000 тыс. $м^3$/сут в зоне максимальных мощностей.

Преддонецкий газоносный район занимает территорию одноименного прогиба. В районе развиты сопряженные с разломами узкие антиклинали и брахиантиклинали блокового строения. Основные запасы газа связаны со среднекаменноугольным комплексом. Залежи пластовые сводовые тектонически экранированные. Открыты многопластовые газовые и газоконденсатные месторождения Астаховское, Кондрашевское, Краснопоповское, Альховское, Лобачевское, Боровское и др.

Значительными перспективами для поисков промышленных скоплений углеводородов в провинции обладают девонские отложения, разрез которых содержит наиболее разнообразный комплекс пород (терригенные, карбонатные, вулканогенные и эвапоритовые). Наличие среди них двух уровней соленакопления обусловливает выделение надсолевой, межсолевой и подсолевой толщ, с которыми связаны основные перспективы нефтегазоносности.

Главными объектами поисков углеводородов и в последующие годы, по-видимому, будут оставаться отложения серпуховского, визейского и турнейского ярусов, в которых сосредоточено больше половины неразведанных ресурсов углеводородов.

2.1.5. Балтийская нефтегазоносная провинция

Балтийская нефтегазоносная провинция расположена на северо-западе Восточно-Европейской платформы и занимает территорию Калининградской области Российской Федерации, Литвы, Латвии, северо-восточной Польши и примыкающей акватории центральной и южной части Балтийского моря. Площадь провинции свыше 170 тыс. км^2, в том числе на территории России 26 тыс. км^2 (рис. 74).

Тектонически провинция соответствует Балтийской синеклизе, имеющей северо-восточное простирание. Ее ограничениями являются с севера и северо-востока склоны Балтийского щита, с востока Латвийская седловина, с юго-востока Белорусско-Мазурская антеклиза. С запада синеклиза ограничена краевым швом Восточно-Европейской платформы — линией Тейссейра-Торнквиста, вдоль которой граничит с эпикаледонской Западно-Европейской платформой.

Площадь Балтийской синеклизы 170— 190 тыс. км^2, более половины ее приходится на акваторию Балтийского моря.

Фундамент сложен породами архей-раннепротерозойского возраста, имеет сложное глыбово-блоковое строение, образует ряд тектонических нарушений, связанных с интенсивным развитием разломов широтного, северо-восточного, реже субмеридионального направления.

Поверхность фундамента в материковой части на территории России залегает на глубине до 3 км, погружается в юго-западном направлении к осевой части синеклизы до 4 —5 км, а у юго-западного края Восточно-Европейской платформы достигает 6 км.

Осадочный чехол представлен терригенными, карбонатными и галогенными континентальными и морскими отложениями. Максимальная общая мощность пород осадочного чехла установлена по геофизическим данным в юго-западной краевой части провинции и оценивается в 7 — 8 км. Наибольшую толщину имеют породы палеозоя до 6 км.

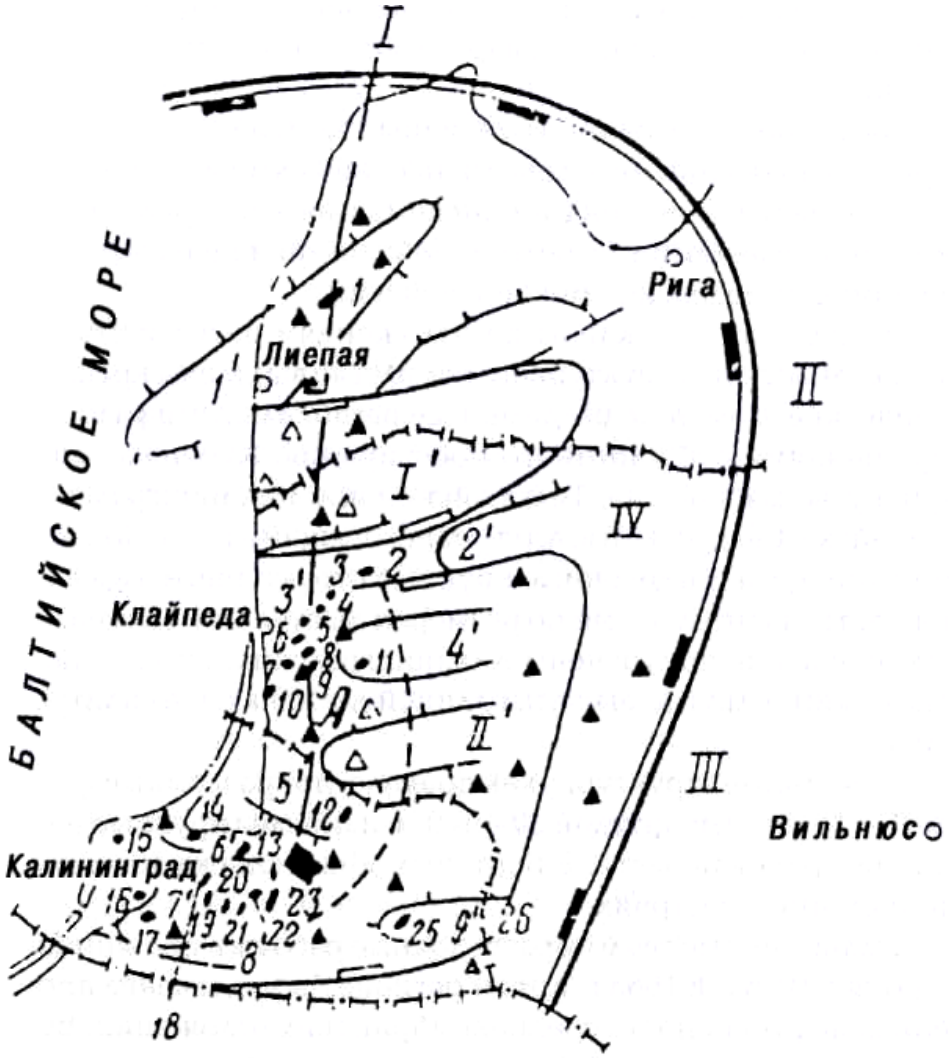


Рис. 74. Балтийская нефтегазоносная провинция. Карта размещения месторождений нефти (по материалам ВНИГНИ, ВНИГРИ, ЛитНИГРИ) Тектонические элементы: I — склон Балтийского щита, II — Латвийская седловина, III — склон Белорусско-Мазурской антеклизы, IV — Балтийская синеклиза: Г — Приекульская впадина, II' — Куршская впадина: 1' — Лиепая-Кулдигский вал, 2' — Тельшяйский вал, 3' — Гаргждайская зона поднятий, 4' — Шилальский выступ, 5' — Большаковский вал, 6' — Гремяченский вал, Т — Калининградский вал, 8' — Южно-Калининградский вал, 9' — Гусевский выступ; А — Прибалтийский НР. Месторождения: 1 — Кулдигское, 2 — Плунгеское, 3 — Аблингское, 4 — Вожайчяйское, 5 — Шюпаряйское, 6 — Южно-Шюпаряйское, 7 — Вилькичяйское, 8 — Дегляйское, 9 — Поцяйское, 10 — Сакучяйское, 11 — Шилальское, 12 — Славское, 13 — Славинское, 14 — Гаевское, 15 — Ягодное, 16 — Веселовское, 17 — Ладушкинское, 18 — Исаковское, 19 — Ушаковское, 20 — Малиновское, 21 — Дейминское, 22 — Западно-Красноборское, 23 — Красноборское, 24 — Северо-Красноборское, 25 — Гусевское, 26 — Кибартайское

Общий объем осадочного выполнения провинции до 1 млн. км^3. Доля морских отложений в разрезе 85%, карбонатных пород — до 30-40%.

Выделяются четыре структурных комплекса, разделенные хорошо выраженными угловыми несогласиями и стратиграфическими перерывами: венд-нижнекембрийский, среднекембрийский-нижнедевонский, среднедевонский-нижнепермский, верхнепермский-мезозойский-кайнозойский.

В пределах синеклизы по отложениям нижнекембрийско-нижнедевонского структурного комплекса выделены крупные тектонические элементы, разделенные региональными разрывными нарушениями субширотного простирания: Куршская впадина, Приекульская впадина, Тельшайский вал, Калининградский вал, Лиепайско-Салдусский выступ, переходящий в южный склон Балтийского щита. Выделенные крупные структурные элементы осложнены значительными по размерам выступами, валами. К Куршской впадине приурочены Калининградский, Гусевский, Большаковский и другие выступы длиной до 100 км и амплитудой до 130 м.

Локальные структуры, как правило, приразломные, размерами 13 — 15 км^2, амплитудой 30—100 м, наиболее крупные находятся в материковой части. В бортовых зонах синеклизы выявлены органогенные постройки.

Планомерные геологоразведочные работы в провинции проводятся с 1946 г. В 1968 г. в этом регионе была доказана промышленная нефтеносность среднекембрийских отложений. Выявлены две промышленно-нефтеносные зоны — Калининградская и Гаргждайская. Разработка месторождений в провинции ведется с 1975 г., когда в Калининградской области Российской Федерации было открыто Красноборское нефтяное месторождение. Всего в провинции открыто 30 месторождений, в пределах Российской Федерации — 22. Все месторождения мелкие, содержат по одной залежи нефти, пластовые сводовые, тектонически экранированные.

Продуктивны терригенные отложения (песчаники кварцевые мелкозернистые) среднего кембрия толщиной до 270 м на глубинах 1100 — 2700 м. Рабочие дебиты нефти скважин средние. Характерна изменчивость коллекторских свойств пород продуктивных пластов. Нефти малосернистые, малосмолистые, с невысоким содержанием парафина, недонасыщены газом, плотность 0,81-0,86 г/см^3.

Наиболее известными нефтяными месторождениями являются Красноборское, Ладушкинское, Ушаковское, Веселовское, Славскоое др., на шельфе — Калининградское.

Региональной покрышкой служат глинистые и глинисто-карбонатные отложения ордовика и силура. Нефтеносны комплексы — кембрийский, ордовикский, силурийский; отмечены нефтепроявления в девоне и перми. Промышленная нефтеносность связана с песчано-алевритовой толщей среднего кембрия (дейменаская серия).

Среднекембрийский НГК мощностью 600 — 800 м сложен терригенно-карбонатными отложениями. Продуктивность комплекса связана с песчаниками и алевролитами дейменаской серии, экранирующей толщей для которых являются глинисто-карбонатные породы ордовика и силура. С комплексом связано более 80% прогнозных запасов УВ. Промышленно нефтеносен на Красноборском, Веселовском, Ладушкинском, Вилькичайском и др. месторождениях.

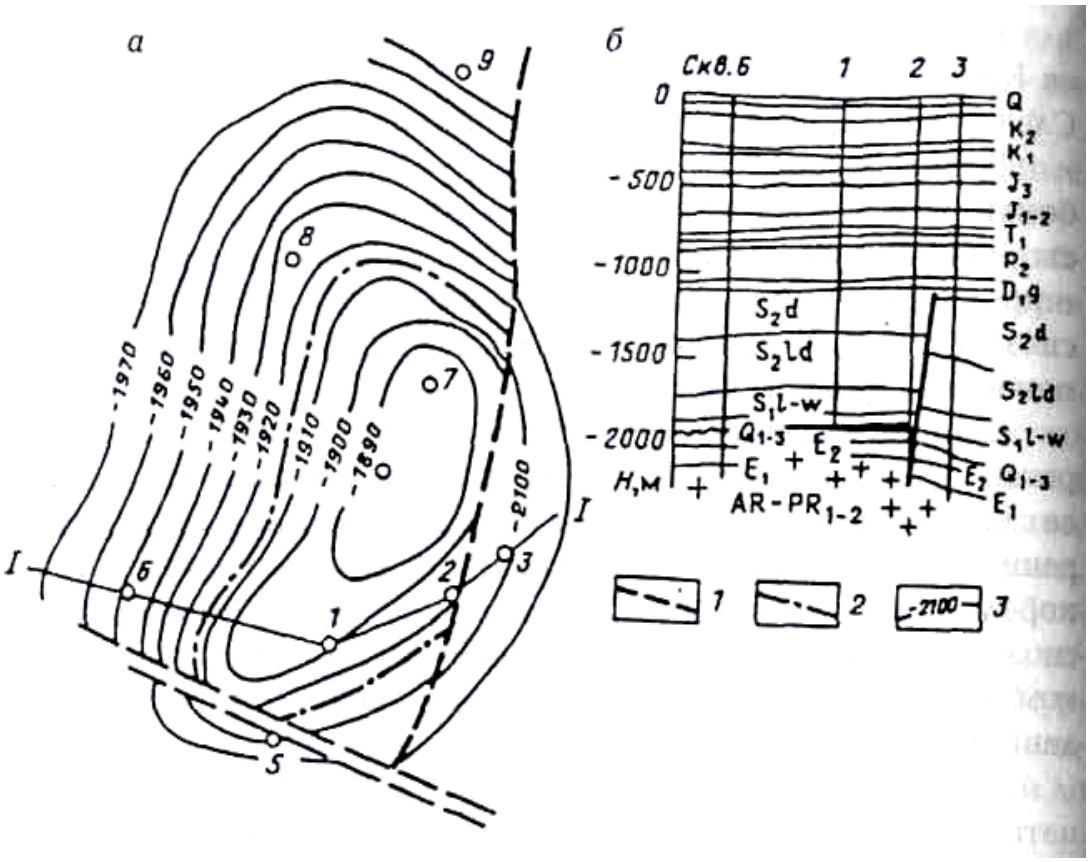
Ордовикский НГК мощностью 700 — 900 м представлен карбонатными отложениями, в которых малодебитные залежи нефти открыты в известняках и мергелях верхнего отдела (поркунинский горизонт) и известняках среднего отдела. Продуктивен на Гусевском, Кибартайском, Кулдигском и др. месторождениях.

Силурийский НГК мощностью 700 — 800 м представлен карбонатными отложениями, нефтеносность которых связана с рифогенными фациями известняков и доломитов на Шаукенском месторождении.

В провинции выделяются три НГО: Калининградская, Куршская-Гаргждайская, Лиепая-Кулдигская.

КАЛИНИНГРАДСКАЯ НГО охватывает Калининградский, Неманский и Гусевский валы. В ней сосредеточены основные промышленные ресурсы УВ и открыты Красноборское, Ладушкинское, Ушаковское, Веселовское, Славское, Калининградское (на шельфе) и др. нефтяные месторождения.

Красноборское нефтяное месторождение (рис. 75) расположено на восточном окончании Калининградского вала. Открыто в 1968 г., разрабатывается с 1975 г. Красноборская брахиантиклиналь размерами 8х4 км, амплитудой 80 м (по изогипсе — 1970 м) на юге и востоке осложнена тектоническими нарушениями амплитудой до 200 м. Продуктивные песчаники среднекембрийского возраста залегают в среднем на глубине 1900 м. Залежь пластовая, тек-



Рис,75. Красноборское нефтяное месторождение (по Ф.Г. Рафикову, А.И. Сансиевой):
а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта среднего карбона; б — геологический разрез по линии I — I; 1 — разрывные нарушения; 2 — контур нефтеносности; 3 — изогипсы, м

тонически экранированная, высотой 25м. Эффективная мощность песчаников 14,8м, открытая пористость 13 %. Начальное пластовое давление 21,8 МПа ри давлении насыщения 1,97 МПа и газовом факторе 10,1 $м^3$/т. Начальные дебиты нефти достигали 180 $м^3$/сут.

КУРШСКАЯ-ГАРГЖДАЙСКАЯ НГО приурочена к одноименной впадине. Здесь открыты Вилькичайское, Шюпаряйское и др. нефтяные месторождения.

ЛИЕПАЯ-КУЛДИГСКАЯ НГО охватывает Салдусско-Кулдигский, Лиепая-Морской, Тальшайский валы, Лиепайскую впадину. В области выявлены Кулдигское и др. нефтяные месторождения.

С областью максимального прогибания синеклизы связаны коллекторы смешанного трещинно-порового типа, на остальной территории преобладают коллекторы порового типа. Для коллекторов порового типа максимальные дебиты нефти составляют 280 - 300 т/сут.

Коллекторские свойства карбонатных коллекторов ордовика невысокие, значительную роль играют трещиноватость, выщелачивание, доломитизация. Дебиты нефти невелики.

Наличие нефти предполагается также в вышележащих силурийских, девонских, каменноугольных и пермских отложениях в акватории Балтийского моря.

В Балтийской провинции первоначально были установлены тяжелые нефти (Гусевское месторождение), впоследствии в большинстве месторождений нефти оказались легкими (Ладушкинское, Ушаковское, Западно-Красноборское, Красноборское). Нефти песчаников среднего кембрия, легкие, бессернистые, нефти ордовика — более тяжелые, содержат серу.

2.1.6. Самостоятельная перспективная нефтегазоносная область Московской синеклизы

Московская синеклиза рассматривается как перспективная территория, не включенная в состав нефтегазоносных провинций и районов Восточно-Европейской платформы (рис. 76). Расположена в центре платформы, на севере граничит с Балтийской моноклиналью, на северо-востоке отделена седловиной от Мезенской синеклизы, на востоке и юге граничит с Сысольским и Котельническим сводами Волго-Уральской антеклизы, на западе седловиной отделена от Балтийской синеклизы. В этих границах она вытянута с северо-востока на юго-запад, длина ее достигает 1000, ширина 300 — 400 км.

Платформенный чехол сложен породами венда и фанерозоя. В нем выделяются валдайско-балтийский, кембрийско-нижнедевонский, среднедевонско-триасовый и мезозойско-кайнозойский структурные комплексы, сложенные терригенными и карбонатными формациями. Крупными структурами Московской синеклизы являются Пошехонский и Галичский прогибы, разделенные Рыбинско-Сухонским мегавалом. В юго-западной части синеклизы расположен Вышневолоцкий свод.

В осадочном чехле Московской синеклизы выделяются вендско-нижнекембрийский, среднекембрийско-ордовикский и девонский возможно нефтегазоносные комплексы. В вендско-нижнекембрийском комплексе на Даниловской площади, расположенной в центральной части Рыбинско-Сухонского мегавала, получены непромышленные притоки легкой нефти и углеводород-

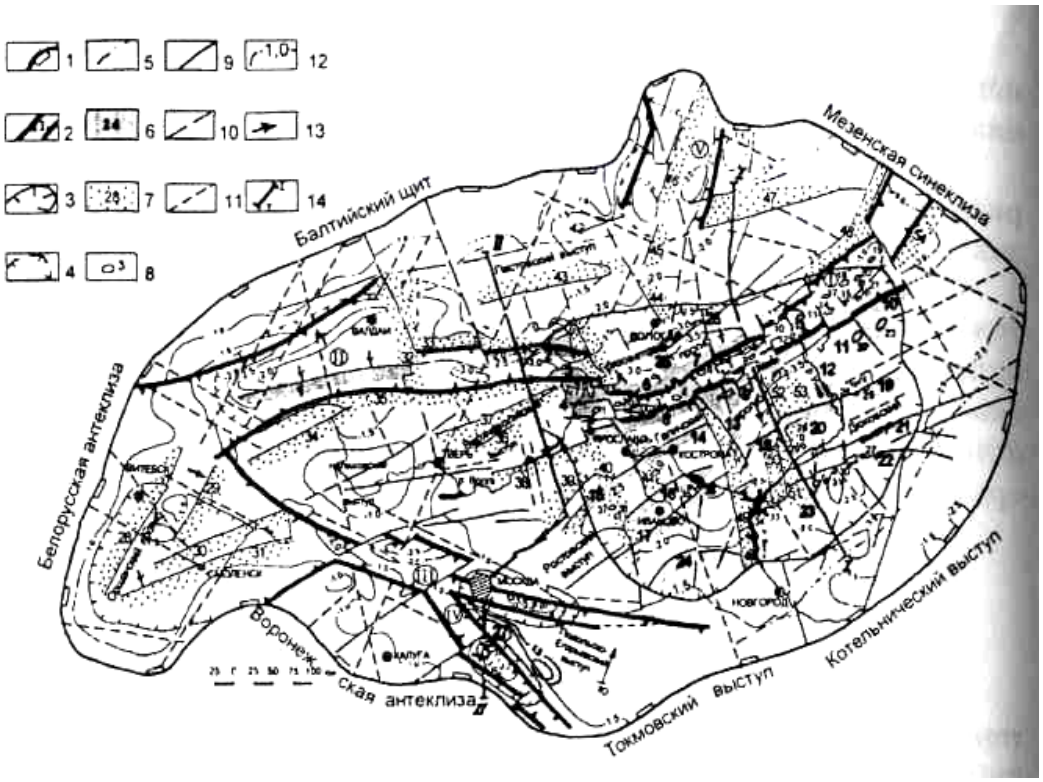


Рис. 76. Структурно-геодинамическая карта размещения прогнозируемых зон нефтегазонакопления Московской синеклизы (по Д.А. Астафьеву, В.С. Шеину,Н.Ю. Алиповой, А.Я. Чагаеву, 2000 г.)
Границы: 1 — Московской самостоятельной НГО, 2 — авлакогенов и зон развития рифейских пород, перспективных на поиски залежей нефти и газа в ловушках инверсионных блоков, дизъюнктивного и иного экранирования (цифры в кружках): I — Среднерусский, II — Крестцовский, III — Подмосковный, IV — Пачелмский, V — Воже-Лачский; 3 — установленных очагов генерации главной фазы нефтеобразования; 4 — то же, предполагаемых; 5 — то же, начальной фазы нефтеобразования; 6 — прогнозируемые зоны нефтегазонакопления, более вероятные в венд-палеозойских отложениях: 1 — Крестцовская, 2 — Васьегонская, 3 — Северо-Рыбинская, 4 — Рыбинская, 5 — Южно-Рыбинская, 6 — Западно-Грязоветская, 7 — Восточно-Грязоветская, 8 — Западно-Галичская, 9 — Восточно-Галичская, 10 — Южно-Рослятинская, И — Корнышско-Гагаринская, 12 — Унжинская, 13 — Северо-Решминская, 14 — Костромская, 15 — Ростовская, 16 — Северо-Ивановская, 17 — Южно-Ивановская, 18 — Решминская, 19 — Унжинско-Ветлушская, 20 — Восточно-Нейская, 21 — Нейско-Дюковская, 22 — Рождественская, 23 — Высоковская, 24 — Нижнеокская, 25 — Южно-Вологодская, 26 — Сухонская, 27 — Подольско-Егорьевская; 7 — то же, но менее вероятные: 28 — Витебская, 29 — Оршанская, 30 — Северо-Смоленская, 31 — Смоленская, 32 — Валдайская, 33 — Мстинская, 34 — Нелидовская, 35 — Южно-Крестцовская, 36 — Верхневолжская, 37 — Тверская, 38 — Угличская, 39 — Переяславль-Залесская, 40 — Ростовская, 41 — Ярославская, 42 — Черновецкая, 43 — Пес-

товская, 44 — Вологодская, 45 — Пундугинская, 46 — Воже-Лачская, 47 — Кубенская, 48 — Тотьминская, 49 — Островско-Пучежская, 50 — Кадыйская, 51 — Восточно-Кадыйская, 52 — Чухломская, 53 — Нейская, 54 — Котласская; 8 — локальные структуры: 1 — Рыбинская, 2 — Букаловская, 3 — Даниловская, 4 — Любимская, 5 — Скалинская, 6 — Дьяконовская, 7 — Ореховская, 8 — Солигаличская, 9 — Бурлаковская, 10 — Бабушкинская, 11 — Александровская, 12 — Тевигинская, 13 — Белиховская, 14 — Рослятинская, 15 — Подболотная, 16 — Зеленцовская, 17 — Харинская, 18 — Городищенская, 19 — Бобровская, 20 — Южно-Бобровская, 21 — Качусская, 22 — Карнышская, 23 — Гагаринская. 24 — Шохринская, 25 — Батаевская, 26 — Георгиевская, 27 — Рождественская, 28 — Нейская, 29 — Озерская, 30 — Капраловская, 31 — Высоковская, 32 — Шевеловская, 33 — Карельская, 34 — Сокольская, 35 — Приволжская, 36 — Плеская, 37 — Ильинская, 38 — Аньковская; линии установленных разломов (зон развития дизъюнктивных нарушений): 9 — листрической природы, 10 — сдвиговой природы, 11 — изостатического выравнивания; 12 — изогипсы поверхности фундамента, км; 13 — направление миграции УВ; 14 — линии геологических профилей

ного газа. При бурении глубоких скважин были получены также нефтегазопроявления из отложений среднего — верхнего кембрия (Урдомская и Толбухинская площади). На Гагаринской структуре из отложений карбона получен приток азотного газа дебитом 200 тыс. $м^3$/сут.

Объемы региональных и поисковых работ, выполненные в Московской синеклизе, остаются недостаточными. Наибольшая концентрация различных видов геофизических и буровых работ достигнута в пределах осевой зоны Московской синеклизы, так называемого Среднерусского авлакогена, — по поверхности кристаллического фундамента, или Рыбинско-Сухонского мегавала -по кровле девонских отложений. Здесь, на Даниловской площади, в начале 70-х гг. в скв. 1, 4, 9, 11 была получена первая нефть из базальных песчаников венда (высокоомный пласт в основании редкинской свиты) в виде непромышленных притоков до 50 л/сут плотностью 0,797 — 0,818 г/$см^3$. Прямые признаки нефтегазоносности в виде проявлений нефти и газа и газонасыщенности керна установлены и на соседних структурах — Любимской и Дьяконовской, а также на Молоковской — в пределах Бологовско-Молоковского мегавала (восточная часть Крестцовского грабена).

В наиболее погруженной части Московской синеклизы (Галичском прогибе) также зафиксированы непромышленные притоки нефти с водой из старооскольского и морсовского горизонтов девона на Нейской площади. Кроме того, южнее, на площадях

Ветлужского и Горьковского сводов (Рождественская, Медведевская, Пионерская, Котовская), установлены прямые признаки нефтегазоносности в виде битума, примазок нефти, капельной нефти, нефтяного запаха, газонасыщения.

Поисковые работы на нефть и газ в Московской синеклизе выполнялись спорадически. В последние годы, хотя и медленно, в малых объемах проводились региональные работы, осуществлялись сейсморазведочные работы на Северо-Даниловской площади. На Северо-Молоковской площади в Тверской области завершилось бурение очередной параметрической скважины, в которой также получены прямые признаки нефтегазоносности разреза и установлены высокоемкие коллекторы, перекрытые породами-флюидоупорами. Планируется осуществление поисковых работ еще на четырех площадях — Святогорской, Даниловско-Пошехонской, Николо-Березовской и Высоковской, расположенных соответственно в Вологодской, Ярославской и Костромской областях.

Имеющийся фонд нефтегазоперспективных структур насчитывает в настоящее время более 40, в основном мелких, объектов, из которых 25 находятся в поисковом бурении. Возможные ловушки УВ ожидаются в вендских, кембрийских, ордовикских, силурийских, девонских и нижнекаменноугольных отложениях. В пределах Среднерусского и Московского авлакогенов после вскрытия скважинами Рослятинской, Павловско-Посадской, Бутовской рифейских отложений и изучения керна оценка УВ-потенциала этих отложений существенно возросла.

На схематической карте размещения прогнозируемых зон нефтегазонакопления (Д.А. Астафьев, В.С. Шеин, Н.Ю. Алипова, А.Я. Чагаев, 2000) (рис. 76) перспективные на нефть и газ первоочередные поисковые объекты — это локальные структуры, расположенные вблизи или над листрическими и сдвиговыми разломами в осевых зонах положительных структурных элементов II порядка. Они находятся в пределах границы ореола генерации и в ближайшей, примыкающей к ней полосе шириной примерно до 100 км. Именно на этих участках могли концентрироваться скопления УВ промышленного масштаба. В таких зонах отмечается сочетание многих положительных факторов, контролирующих нефтегазоносность: благоприятный структурный план осадочного чехла, обусловленный крупными периклинальными зонами эрозионных и межрифтовых выступов фундамента; подпитка прогнозируемых зон нефтегазонакопления достаточно обширными пло-

щадями нефтегазосбора; формирование в верхних осевых частях этих периклиналей (Гагаринский, Павинский, Дюковский, Рождественский, Нейский, Высоковский, Решминский, Тенковский, Ростовский, Верхневолжский, Пестовский, Вологодский и другие выступы) наиболее структурно выраженных, поперечных и продольных зон, содержащих ловушки УВ; образование таких структур, как правило, обусловлено листрическими и сдвиговыми разломами, а также формами палеорельефа фундамента.

Следует продолжить региональные и поисковые работы на нефть и газ в пределах обозначенных наиболее вероятных зон нефтегазонакопления.

2.1.7. Самостоятельная перспективная нефтегазоносная область Мезенской синеклизы

Эта перспективная нефтегазоносная область, также как и Московская синеклиза, не включена в состав нефтегазоносных провинций и районов Восточно-Европейской платформы (рис. 77).

Мезенская синеклиза расположена в северо-восточной части Восточно-Европейской платформы. На севере она ограничена складчатыми комплексами Балтийского щита, на востоке — Тиманской грядой, на юге она граничит с Сысольским сводом Волго-Уральской антеклизы, на западе и северо-западе с седловиной, отделяющей ее от Московской синеклизы, и с Балтийской моноклиналью. Площадь синеклизы 300 тыс. км^2.

В платформенном чехле синеклизы выделены вендско-кембрийский, силурийско-меловой и кайнозойский структурные комплексы. Нижний и верхний комплексы сложены терригенными формациями, средний — терригенно-карбонатной и глинисто-карбонатной формациями.

Наиболее крупными структурами Мезенской синеклизы являются Архангельская зона поднятий, Керецко-Среднепинежская система прогибов, Мезенско-Вашкинская зона поднятий, Сафоновский прогиб. Тектоническая схема фундамента Мезенской синеклизы по В.П. Гаврилову, А.Н. Рудневу, П.И. Дворецкому, В.А. Пономареву приводится на рис. 77.

Перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы связываются с рифейским, вендско-нижнекембрийским и в меньшей мере со среднекаменноугольно-пермским комплексом пород. Многочисленные нефтегазопроявления в рифейских по-

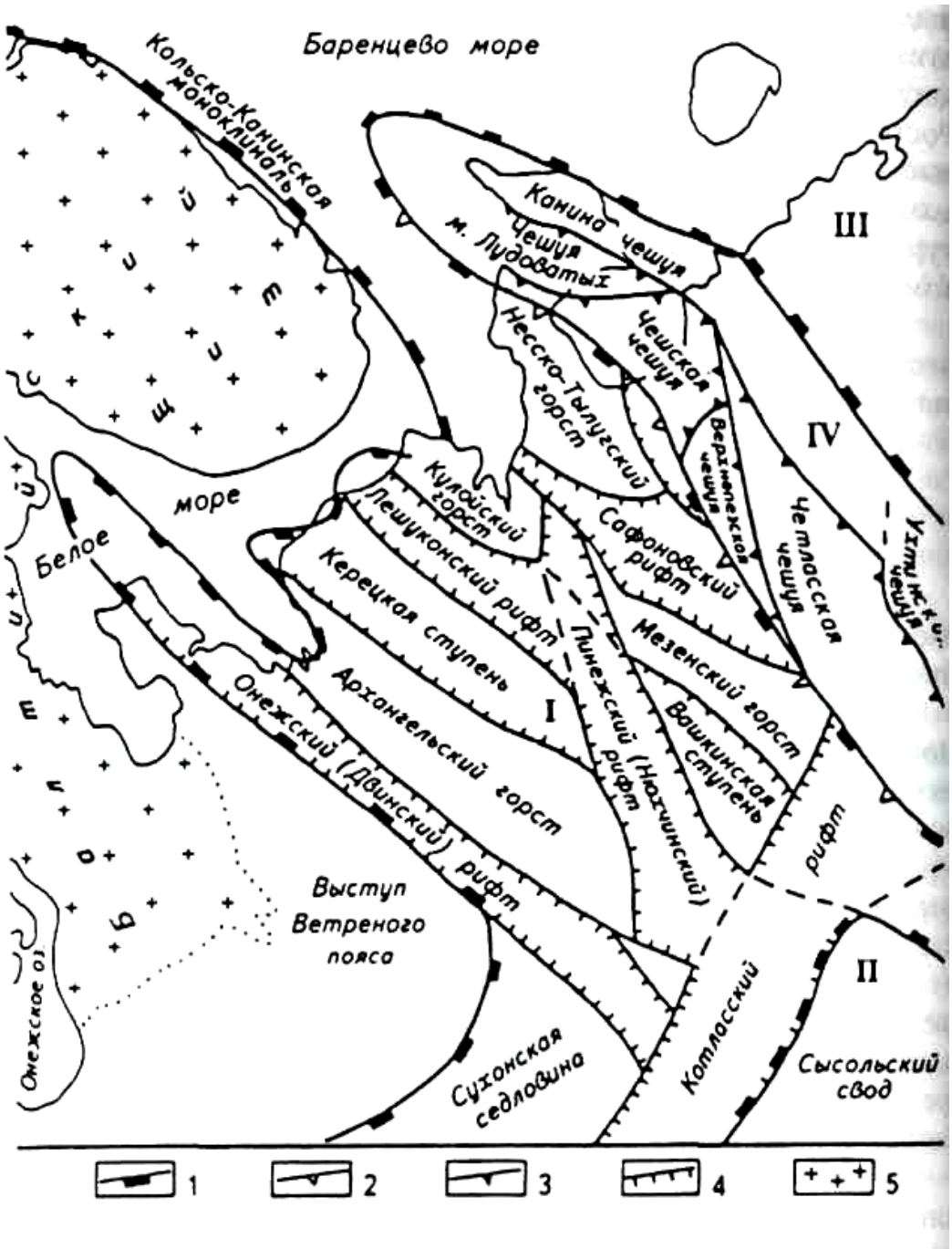


Рис. 77. Тектоническая схема фундамента Мезенской синеклизы (по В.П. Гаврилову, А.Н. Рудневу, П.И. Дворецкому, В.А. Пономареву, 1998 г.)

1 — границы крупнейших структур: I — Мезенская синеклиза, II — Волго-Уральская антеклиза, III — Печорская синеклиза, IV — Тиманский кряж; 2 — Тиманская структура; 3 — надвиги; 4 — сбросы; 5 — выход дорифейского фундамента

родах известны еще в 30-х гг. в пределах Тиманского поднятия. На Ярегской структуре Ухтинского надвига в породах рифея отмечены примазки нефти, асфальта и твердого битума. Нефтепроявления зафиксированы до глубины 300 м ниже кровли рифейского комплекса. Битуминозные песчаники прослеживаются на расстояние 4,5 км при ширине этой зоны до 1 км. Выбросы углеводородного газа из углисто-глинистых сланцев отмечены в скважинах Ярегской площади ниже 30 м от кровли рифея, а из подземных вод выделения газа, на 90% состоящего из метана, наблюдались по всему разрезу (360 м). При бурении скважин на нефть и газ на площади Водный Промысел в начале 40-х гг. из рифейских образований получены промышленные притоки газа, содержащего до 96% метана. Притоки газа прослежены от поверхности рифея до 430 м и ниже, но наиболее интенсивные газопроявления отмечаются на глубине 150 м. Начальные дебиты газа составляли 21 тыс. $м^3$/сут. В скважинах, пробуренных на Южном Тимане, получены небольшие притоки нефти и обнаружены трещины в кварцитах и сланцах, заполненные нефтью. На Сторожевской площади в Вычегодском прогибе в песчаниках рифея отмечены битумы.

В Калтасинском авлакогене нефтепроявления связаны с терригенно-карбонатными породами калтасинской свиты. Они отмечены в керне скважин Очер и Черновская в виде примазок нефти по трещинам. В отложениях верхнего рифея интенсивные нефтепроявления установлены на 11 площадях, газопроявления — на трех. Песчаники рифея, насыщенные густой нефтью, вскрыты двумя скважинами на Сивинской площади. Из этих же отложений в скважине Полом получен приток нефти с дебитом более 1 т/ сут. Интенсивные нефтепроявления в разрезах венда выявлены на Сивинской, Бородулинской, Гаринской, Черновской, Таныпской площадях, а приток нефти с дебитом более 1 т/сут зафиксирован на площадях Верещагино, Полом и Шаркан.

В Московской синеклизе непромышленные притоки и признаки нефти из венда выявлены на площадях Шарья, Горьковской, Марьинской, Балахнинской, Любимской, Мосоловской, Морсовской, Бутовской, Даниловской, Солигаличской и др.

Как считают многие исследователи, все нефтепроявления в отложениях венда приурочены к области распространения пород рифея. Нефтепроявления и притоки нефти с дебитом несколько тонн в сутки установлены также и в низах венда, что го-

ворит о возможной миграции нефти из рифейских горизонтов в вендские отложения.

Исследованиями МОВ начала 70-х гг. в западной части Мезенской синеклизы выделены отражающие горизонты К и L, характеризующие поверхность и внутреннюю структуру рифейского комплекса, по которым выявлен ряд структур: Кимженская, Восточно-Кимженская, Веркольская, Уфтюгская, Усть-Няфтинская, Койнасская, Елькибская, Немнюгская, Рюхинская, Лофтурско-Айпинская, Олемская, Даниловская, Мосеевская, Чупровская, Калиновская и около 70 антиклинальных перегибов. К глубокому бурению подготовлено 12 структур, их амплитуда 80 — 150 м, а площадь 20 - 250 км^2.

Исключительно низкая геолого-геофизическая изученность Мезенской синеклизы по сравнению с таковой соседних регионов требует проведения в ее пределах дополнительных работ. Это прежде всего региональные сейсмические исследования МОГТ, которые необходимы для уточнения региональных особенностей строения рифтовых зон, выполненных перспективным в нефтегазоносном отношении рифейским комплексом и перекрытых синеклизным венд-кембрийским комплексом.

Отсутствие информации о вещественном составе разреза рифея не позволяет выделить и проследить в его пределах коллекторские горизонты и покрышки. В качестве регионального экрана для всего рифейского комплекса предположительно можно рассматривать аргиллиты редкинского горизонта.

Для выделения и уточнения строения уже выявленных локальных поднятий в отложениях рифея следует провести детальные сейсмические работы на территории Лешуконского, Пинежского, Пешского, Сафоновского и Котласского рифтов. Этими же работами могут быть установлены и ловушки, связанные с зонами выклинивания рифейских отложений в плечевых участках рифтовых зон и на склонах выступов фундамента, а также потенциальные ловушки, которые могут быть приурочены к корам выветривания, зонам разуплотнения фундамента и рифейского комплекса в пределах Тимана, поднадвиговые ловушки.

Для детальных сейсмических работ МОГТ несомненный интерес представляют площади Усть-Няфтинская, Лофтурско-Айпинская, Соянская, Керецкая, Лешуконская, Пешская, Сафоновская, Койнасская, Карпогорская, Среднепинежская, Вашкинская, Мезенская, Косланская (Елькибская), Тойменская. Причем

наиболее перспективны из них Косланская и Лофтурско-Айпинская.

Благоприятные для нефтегазообразования геодинамические режимы, имевшие место в рифейский период, наличие крупных структур в рифейском комплексе, перекрытом плохо проницаемой по вертикали толщей венда, аналогия с передовыми прогибами, сформированными в фанерозое на различных континентах, позволяют связать с Предтиманским прогибом определенные перспективы нефтегазоносности.

Проведенная оценка прогнозных ресурсов свидетельствует, что недра региона могут содержать значительное количество нефти и газа.

2.2. Восточно-Сибирская мегапровиниия

Восточно-Сибирская мегапровинция выделена как надпорядковая единица нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы и включает Лено-Тунгусскую, Лено-Вилюйскую и Енисейско-Анабарскую нефтегазоносные провинции. Сибирская платформа занимает обширную территорию междуречья Енисея и Лены (рис. 78). Сложная тектоника, климатические условия затрудняют ее изученность. Общая площадь платформы достигает 4 млн. км^2.

На востоке Сибирская платформа ограничена Предверхоянским краевым прогибом и системой надвигов Приверхоянья. На юго-востоке платформа ограничена Нельканским разломом. Южная граница платформы проходит по системе субширотных разломов архейских структур Станового хребта и байкалидам Байкало-Патомской складчатой области. Ширина зоны покровных перекрытий составляет 60 — 80 км, здесь повсеместно фиксируются взбросы, надвиги, шарьяжи.

На юго-западе и западе зоны разломов отделяют платформу от складчатых зон байкалид Восточного Саяна, Енисейского кряжа, Туруханско-Игаркинских дислокаций. Северная граница платформы проводится по шву, ограничивающему с юга складчатые сооружения Таймыра.

Для фундамента Сибирской платформы характерно преобладание пород архейского комплекса, частично переработанного в

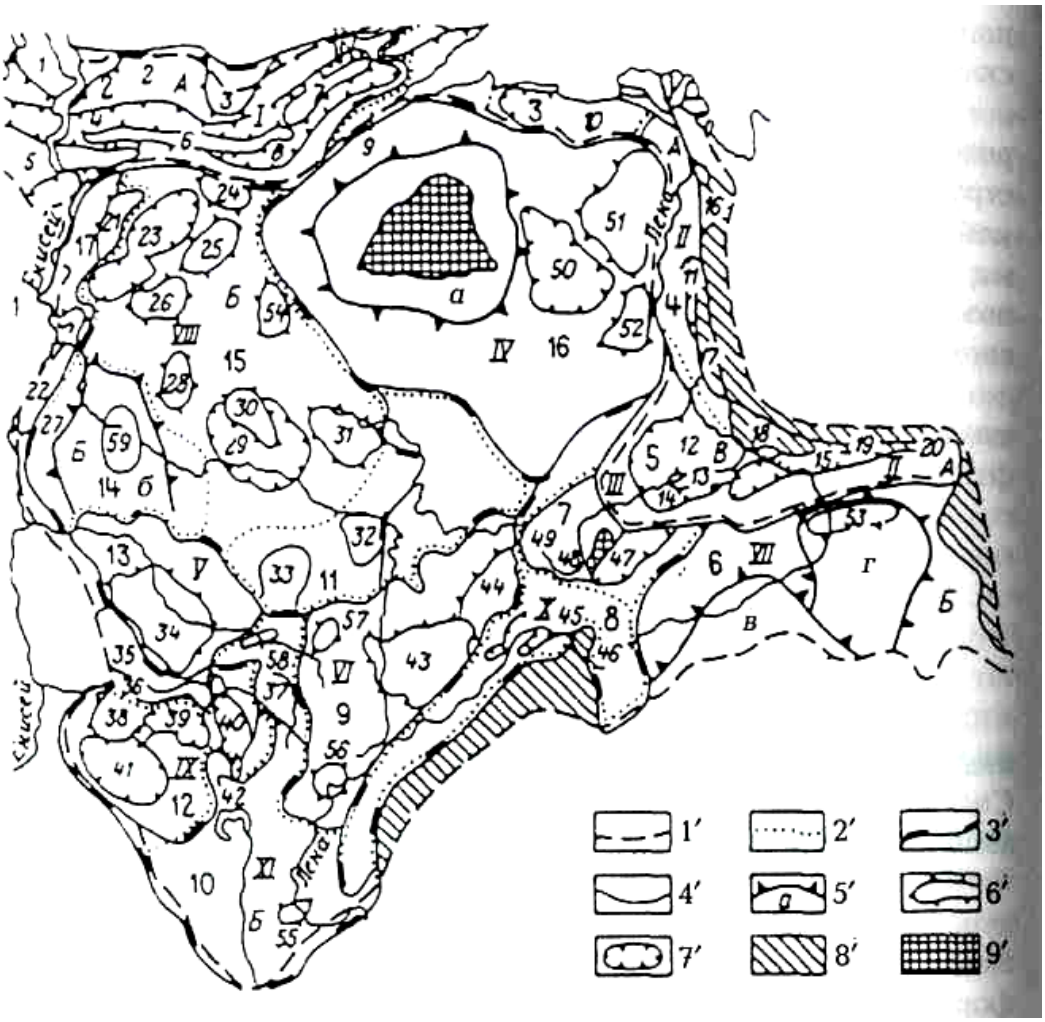


Рис. 78. Схема районирования Сибирской платформы (по М.П. Гришину, В.С. Старосельцеву, В.С. Суркову и др., с дополнениями и изменениями). Границы: Г — нефтегазоносных провинций, 2' — нефтегазоносных областей, 3' — крупнейших (надпорядковых) положительных структур (антеклизы), 4' — крупнейших отрицательных структур (синеклизы, региональные прогибы), 5' — очень крупных положительных структур (мегавыступы, мегасводы), 6' — крупных (I порядка) положительных структур (своды, мегавалы, выступы), 7' — крупных отрицательных структур (впадины, мегапрогибы); 8' — зона предполагаемых шарьяжных перекрытий с отражением выявленных синклиналей аллохтона; 9' — выходы фундамента на поверхность или под маломощный чехол мезозойских отложений. Нефтегазоносные провинции: А — Енисейско-Анабарская; Б — Лено-Тунгусская; В — Лено-Вилюйская. Нефтегазоносные области: 1 — Енисей-Хатангская; 2 — Анабаро-Хатангская; 3 — Лено-Анабарская; 4 — Предверхоянская; 5 — Вилюйская; 6 — Северо-Алданская; 7 — Западно-Вилюйская; 8 — Предпатомская, 9 — Непско-Ботуобинская; 10 — Анга-

ро-Ленская; 11 — Катангская; 12 — Присаяно-Енисейская; 13 — Байкитская; 14 — Южно-Тунгусская; 15 — Северо-Тунгусская; 16 — Анабарская; 17 — Туруханo-Норильский самостоятельный нефтегазоносный район. Надпорядковые структуры: I — Енисей-Хатангский региональный прогиб; II — Предверхоянский краевой прогиб; III — Вилюйская гемисинеклиза; антеклизы: IV — Анабарская, V — Байкитская, VI — Непско-Ботуобинская, VII — Алданская; синеклизы: VIII — Курейская, IX — Присаяно-Енисейская; X — Предпатомский региональный прогиб; XI — Ангаро-Ленская ступень. Очень крупные структуры: а — Анабарский мегасвод; мегавыступы: б — Бахтинский, в — Толбинский, г — Якутско-Амгинский

раннем протерозое. Это выделяет Сибирскую платформу на фоне других платформ мира как крупную наиболее древнюю область эпиархейской консолидации, что делает Сибирскую платформу одной из древнейших и крупнейших платформ мира. В фундаменте платформы выделяется Иенгрский катаархейский; Анабарский, Алданский, Прибайкальский, Вилюйский раннеархейские; Ангаро-Оленекский, Оленекский и Олекминский раннекарельские блоки; Котуйская, Ангаро-Ленская и ряд других позднекарельских складчатых зон.

Южнее Курейской синеклизы расположены Байкитская антеклиза (глубина до фундамента 2 — 3 км), Присаяно-Енисейская синеклиза (глубина 6 — 7 км). Еще южнее поверхность фундамента испытывает воздымание до глубин 2,5 км в пределах Ангаро-Ленской ступени (Иркутский амфитеатр) и до 1,3— 1,5 км на Непском своде Непско-Ботуобинской антеклизы. Значительное опускание поверхности фундамента устанавливается в узкой зоне прогибания вдоль Енисейского кряжа и к северу от него.

Большую часть восточной половины платформы занимает Анабарская антеклиза, где фундамент на склонах одноименного свода залегает на глубинах 1 — 2 км. По северной и западной периферии антеклизы фундамент погружен до глубин 3 — 5 км. На северном склоне Алданской антеклизы поверхность фундамента образует обширную полого погружающуюся структурную террасу с глубинами залегания в 1 — 2 км.

Анабарская и Алданская антеклизы разделены глубокой Вилюйской гемисинеклизой, в пределах которой фундамент опущен до 10— 12 км. Зоны глубокого погружения фундамента приУрочены к Предпатомскому региональному прогибу (до 5 - 6 км), Кемпендяйской впадине (до 12 км), а также к зонам северных (6—10 км) и восточных (8—12 км) опусканий Сибирской платформы.

В осадочном комплексе платформы находят отражения большинство крупных структурных элементов, выраженных по поверхности фундамента.

По стратиграфическому объему нефтегазоперспективных осадочных толщ Сибирская платформа отчетливо разделяется на две части. В пределах северной и восточной окраин платформы в верхней части разреза широко развиты мощные (до 7 км и более) юрско-меловые и пермско-триасовые отложения, с которыми связаны основные ресурсы УВ. Здесь выделяются Енисейско-Анабарская (на севере) и Лено-Вилюйская (на востоке) нефтегазоносные провинции. На остальной большей части платформы нефтегазоносность связана, в основном, с вендско-нижнепалеозойскими и рифейскими отложениями Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (рис. 79).

2.2.1. Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция приурочена к Сибирской платформе за пределами мезозойских депрессий и занимает территории в Красноярском крае Иркутской области, Эвенкийском автономном округе и западной части Республики Саха. Общая площадь провинции 2640 тыс. км2 (рис. 80).

Несмотря на то, что первые скважины здесь были пробурены в 1930-е годы, Лено-Тунгусская провинция в геологическом отношении изучена недостаточно из-за трудных природно-климатических и геологических условий ведения геологоразведочных работ, неподготовленности нефтегазовой инфраструктуры, необжитости региона.

Фундамент Лено-Тунгусской провинции, как и всей Сибирской платформы, сложен преимущественно породами архейского возраста, частично переработанного в раннем протерозое. В фундаменте платформы выделяются разновозрастные (от катархея до раннекарельско-позднекарельского возраста) блоки (плиты) Анабарский, Алданский, Оленекский и др.

Вулканогенно-осадочный чехол провинции сформирован в верхнепротерозойское и фанерозойское время и повсеместно залегает на архейско-нижнепротерозойском кристаллическом фундаменте. В составе чехла выделяются рифейский, венд-раннепалеозойский и позднепалеозойско-триасовый структурные ярусы, в свою очередь подразделяющиеся на ряд подъярусов. Максималь-

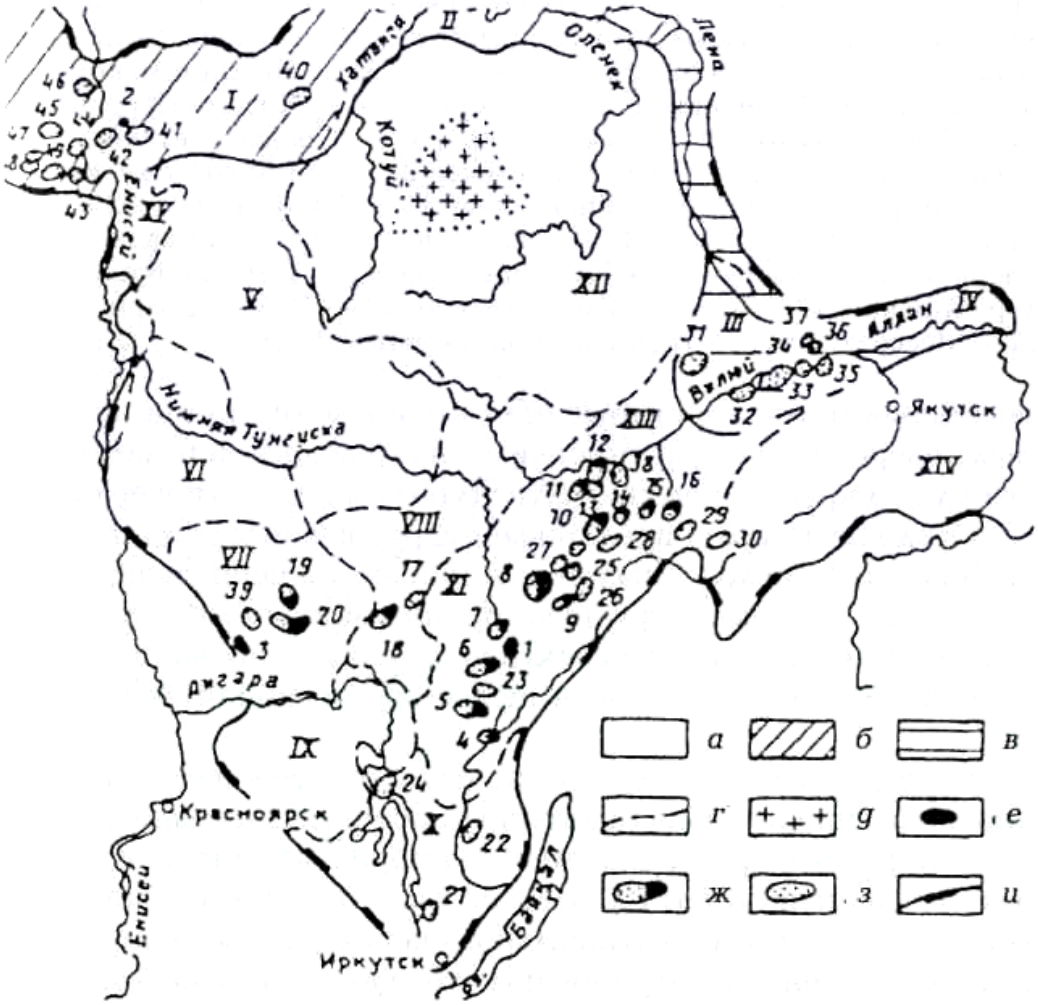


Рис. 79. Обзорная карта основных месторождений нефти и газа Сибирской платформы.

Нефтегазоносные провинции (НГП): а — Лено-Тунгусская, б — Енисейско-Анабарская, в — Лено-Вилюйская; г — границы нефтегазоносных областей (НГО): I — Енисей-Хатангской, II — Лено-Анабарской, III — Вилюйской, IV — Предверхоянской, V — Северо-Тунгусской, VI — Южно-Тунгусской, VII — Байкитской, VIII — Катангской, IX — Присаяно-Енисейской, X — Ангаро-Ленской, XI — Непско-Ботуобинской, XII — Анабарской, XIII — Западно-Вилюйской, XIV — Северо-Алданской, XV — Турухано-Норильского самостоятельного нефтегазоносного района (СНГР); д — выходы кристаллического фундамента; е — нефтяные месторождения: 1 — Пилюгинское, 2 — Пайяхское, 3 — Терское, ж — нефтегазовые месторождения: 4 — Марковское, 5 — Ярактинское, 6 — Дулисьминское, 7 — Даниловское, 8 — Верхнечонское, 9 — Талаканское, 10 — Среднеботуобинское, 11 — Маччобинское, 12 — Иреляхекое, 13 — Мирненское, 14 — Тас-Юряхское, 15 — Иктэхское, 16 — Верхневилю-

чанское, 17 - Пайгинское, 18 - Собинское, 19 - Куюмбинское, 20 - Юрубченское; з — газовые и газоконденсатные: 21 — Атовское, 22 — Ковыктинское, 23 — Аянское, 24 — Братское, 25 — Нижнехамакинское, 26 — Восточно-Талаканское, 27 — Озерное, 28 — Хотого-Мурбайское, 29 — Бысыхтахское, 30 — Березовское, 31 — Среднетюнгское, 32 — Средневилюйское, 33 — Толон-Мастахское, 34 — Соболох-Неджелинское, 35 — Бадаранское, 36 — Усть-Вилюйское, 37 — Собохаинское, 38 — Нелбинское, 39 — Оморинское, 40 — Балахнинское, 41 — Джангодское, 42 — Озерное, 43 — Зимнее, 44 — Казанцевское, 45 — Пеляткинское, 46 — Дерябинское, 47 — Северо-Соленинское, 48 — Южно-Соленинское, 49 — Мессояхское; и — граница Сибирской платформы

ная мощность чехла достигает 10 км в наиболее погруженных районах севера Тунгусской синеклизы; на Анабарской и Алданской антеклизах кристаллический фундамент выходит на поверхность.

Осадочный чехол представлен чередованием терригенных, карбонатных и соленосных отложений, осложненных интрузиями траппов, которые затрудняют производство геолого-геофизических исследований в перспективных районах провинции.

Общий объем осадочного выполнения провинции около 10 млн. км^3.

В западных, юго-западных и центральных районах провинции широко распространена галогенно-карбонатная (соленосная) лагунно-морская формация нижнего кембрия. Мощность соленосных толщ изменяется от 100 до 500 м. В восточных и северных районах провинции в зоне фациального перехода галогенно-карбонатных отложений к битуминозным толщам области некомпенсированного прогибания установлено развитие органогенно-рифогенных построек — полосы развития рифовых комплексов.

Ордовикские и силурийские отложения распространены в основном в прогнутых районах провинции. Девонско-триасовый структурно-формационный комплекс широко развит по всей территории провинции. В частности, триас представлен вулканогенно-осадочными образованиями: базальтами, туфогенными и туфогенно-осадочными породами, образовавшимися в результате траппового магматизма. Мощность триасовых образований в северной части Тунгусской синеклизы достигает 3500 м, в центральной 600— 1500 м. Юрские и меловые отложения на территории провинции развиты только в пределах погруженных зон, мощностью до 350м.

Отличительной особенностью строения осадочно-вулканогенного чехла Сибирской платформы являются пластовые и секущие

Рис. 80. Схема нефтегазоносности Лено-Тунгусской НГП
(по В.С. Сурикову, А.Э. Конторовичу, А.А. Трофимуку и др.)
1 — породы кристаллического фундамента на поверхности; 2 — зоны шарьяжных перекрытий; 3 — месторождения нефти и газа; 4 — поля распространения битумов; 5 — граница НГП; 6 — зоны установленного и предполагаемого распространения рифовых комплексов кембрия; 7 — зона распространения траппов; 8 — границы нефтегазоносных областей; 9 — перспективные территории I категории. Нефтегазоносные области: I — Анабарская, II — Северо-Тунгусская, III — Южно-Тунгусская, IV — Байкитская, V — Катангская, VI — Присаяно-Енисейская, VII — Непско-Ботуобинская, VIII — Ангаро-Ленская, IX — Предпатомская, X — Западно-Вилюйская, XI — Северо-Алданская, XII — Турухано-Норильский СНГР

интрузии траппов, широкое внедрение которых началось с раннекаменноугольного времени. Основная масса траппов сосредоточена в Тунгусской синеклизе. В предтриасовое время происходило излияние траппов на поверхность. Количество траппов в разрезе различно, а суммарная мощность траппов в разрезе осадочного чехла Тунгусской синеклизы меняется от 300 до 1100 м. Интрузивная трапповая формация играет существенную роль в геологическом строении осадочного чехла и влияет на нефтегазоносность вмещающих толщ.

По вендско-нижнепалеозойским отложениям в пределах провинции выделяются следующие структурные элементы: крупнейшие положительные — Анабарская, Алданская, Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы; отрицательные — Тунгусская, Курейская, Присаяно-Енисейская синеклизы, Предпатомский региональный прогиб; промежуточная — Ангаро-Ленская ступень. Предпатомский региональный прогиб и Непско-Ботуобинская антеклиза вытянуты параллельно структурам обрамления Байкало-Патомской складчатой зоны. Остальные структурные элементы имеют изометрическую неправильную форму. Лишь у Присаяно-Енисейской синеклизы амплитуда по подошве венда превышает 3 км, амплитуды Курейской синеклизы, Анабарской и Алданской антеклиз составляют 2 — 3 км.

Анабарская антеклиза площадью 760 тыс. км^2, расположенная на северо-востоке Сибирской платформы, имеет относительно изометричную форму с поперечником 1000 — 1100 км. Наибольшая глубина залегания фундамента (до 5 км) отмечена между Оленекским и Анабарским сводами.

Алданская антеклиза площадью 650 тыс. км^2, расположенная на юго-востоке Сибирской платформы, имеет форму неправильной трапеции, основание которой совпадает с краевым швом, отделяющим Сибирскую платформу от складчатой области Станового хребта. Глубина залегания фундамента на севере достигает 3 км, к востоку увеличивается до 4 — 6 км.

Непско-Ботуобинская антеклиза площадью 220 тыс. км^2 протягивается с юго-запада на северо-восток. В сводовой части фундамент залегает на глубинах 1—2 км, на крыльях погружается до 2,5-З км.

Байкитская антеклиза площадью 120 тыс. км^2 находится на северо-западе Сибирской платформы, имеет неправильную форму, вытянутую к северо-западу. По поверхности фундамента ан-

теклиза отделена узким прогибом от Енисейского кряжа. Наиболее четко она выражена по базальным горизонтам нижнего палеозоя. Фундамент залегает на глубинах от 3 до 6 км, на отдельных блоковых поднятиях достигает 2 км.

Курейская синеклиза площадью 670 тыс. км2 расположена в северо-западной части Сибирской платформы. Граничит с Анабарской, Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизами. На западе она ограничена системой субмеридиональных краевых поднятий, а на севере раскрывается в сторону Енисей-Хатангского регионального прогиба. В сводовой части фундамент залегает на глубинах до 3,5 — 4 км, в депрессиях — до 6 — 8 км.

Присаяно-Енисейская синеклиза площадью 150 ыс. км^2 имеет субширотное простирание, является наиболее контрастной надпорядковой структурой провинции. Поверхность фундамента залегает на глубинах 4 — 8 км, наиболее погружена в западной части синеклизы.

Тунгусская синеклиза площадью более 1 млн. км^2 охватывает почти всю западную часть Сибирской платформы. Как единая структура выражена по верхнему палеозою и триасу. В северной части она перекрывает Курейскую синеклизу, на юге — отдельные элементы Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, Присаяно-Енисейской синеклизы и Катангской седловины, которые являются структурами выраженными в доверхнепалеозойских горизонтах чехла. Синеклиза выполнена верхнепалеозойскими и триасовыми образованиями мощностью от 1 км на юге до 3 км на севере.

Предпатомский региональный прогиб протяженностью более 1250 км при средней ширине 100 км отделяет Непско-Ботуобинскую и Алданскую антеклизы от складчатых сооружений Байкало-Патомского нагорья.

Ангаро-Ленская ступень площадью около 200 тыс. км^2 занимает самую южную часть Сибирской платформы. Поверхность фундамента слабо дифференцирована, фиксируется на отметках 2 — 3 км.

Лено-Тунгусская НГП претерпела несколько этапов магматизма, максимум которых проявился в докембрийском, среднепалеозойском и особенно в позднепалеозойском-раннемезозойском времени, когда огромные массы основной магмы интрудировали платформенный осадочный чехол, создав разветвленную сеть пластовых и секущих интрузий. В последующее раннетриасовое время интрузивная деятельность сменяется эффузивной, в результа-

те чего формируется мощная толща раннетриасовых базальтов. Осадочный чехол провинции осложнен огромным количеством разрывов различной протяженности, направленности и степени проявления в разрезе.

В Лено-Тунгусской НГП в зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем широко развиты надвиги. Ширина зоны покровных перекрытий составляет 60 — 80 км, здесь повсеместно распространены взбросы, надвиги, шарьяжи, которые объединяются в протяженные субпараллельные пластины, перемещенные со стороны нагорья на периферию платформы. Горизонтальная амплитуда отдельных надвигов изменяется от сотен метров до нескольких километров, крупных шарьяжей и пластин — до десятков, редко более десятков километров.

На территории провинции открыто более 40 (2 нефтяных, 18 нефтегазовых, 18 газоконденсатных и газовых) месторождений и получены промышленные притоки нефти и газа более чем в 30 разрозненных скважинах, главным образом из подсолевых терригенных и карбонатных отложений.

В Лено-Тунгусской НГП выделяют Северо-Тунгусскую, Южно-Тунгусскую, Байкитскую, Катангскую, Присаяно-Енисейскую, Непско-Ботуобинскую, Северо-Алданскую, Ангаро-Ленскую, Анабарскую, Западно-Вилюйскую, Предпатомскую, Сюгджарскую, Турухано-Норильскую нефтегазоносные области.

Большой интерес в нефтегазоносном отношении представляют рифовые системы, особенно древняя, перекрытая мощными соленосными толщами, что резко улучшает условия сохранности скоплений нефти и газа.

Подавляющая часть начальных суммарных ресурсов приурочена к вендскому и вендско-нижнекембрийскому комплексу, где содержится около 60% извлекаемых суммарных ресурсов УВ провинции. Залежи нефти и газа выявлены в рифейском, вендском, вендско-кембрийском и кембрийском нефтегазоносных комплексах. Промышленные притоки получены из силурийско-девонского (среднепалеозойского) комплекса. В ордовикском и верхнепалеозойском комплексах установлены нефте- и газопроявления.

В разрезе осадочных отложений провинции выделяются три нефтегазоносных комплекса — рифейский карбонатный, вендский терригенный и кембрийский карбонатный.

Рифейский НГК мощностью до 2000 м сложен разнофациальными толщами песчаников и карбонатов. Промышленная нефте-

газоносность установлена в западной части провинции. В наиболее изученной Юрубчено-Тахомской зоне открыты нефтегазоконденсатные месторождения — Юрубченское и Куюмбинское, мелкие месторождения с глубиной залегания до 3 км.

Вендский терригенный (непско-тирский) НГК распространен в центральных и южных районах провинции. Треть ресурсов углеводородов всей провинции сконцентрировано в вендском комплексе. Распространен в центральных и южных районах провинции. Коллекторами являются разнозернистые песчаники, зональной покрышкой служат аргиллиты и глинистые доломиты тирской свиты, локальными покрышками — глинистые горизонты внутри комплекса. Нефтегазоносность терригенного комплекса установлена на 35 месторождениях, в том числе крупнейших Ковыктинском (Иркутская область), Собинском (Эвенкийский автономный округ), Чаяндинском и Тас-Юряхском (Республика Саха).

Верхневендско-нижнекембрийский (даниловско-усольский) НГК представлен кавернозными, трещиноватыми доломитами и известняками. С комплексом связано 27% ресурсов углеводородов провинции. Региональным экраном служит соленосная толща усольской свиты, покрышками — сульфатизированные и глинизированные карбонаты. Нефтегазоносность комплекса установлена на 12 месторождениях, в том числе Верхневилючанском, Верхнечонском, Талаканском.

Кембрийский НГК распространен почти на всей территории провинции, за исключением северных районов. Коллекторами являются кавернозные и трещиноватые массивные доломиты и известняки. Региональными покрышками служат соляные пачки внутри комплекса, зональными покрышками — аргиллиты и мергели верхнеленской свиты. Здесь открыты Биркинское, Бильчирское, Атовское, Христофоровское, Моктаконское, Иреляхское, Тасеевское, Непское, Ченкиямское, Илыгирское и др. месторождения.

Ордовикско-силурийско-девонский перспективный комплекс сложен терригенно-карбонатными, частично соленосными отложениями. Комплекс разделен на две толщи: ордовикско-нижнесилурийскую проницаемую, сложенную доломитами, рифогенными известняками, песчаниками; и верхнесилурийско-девонскую экранирующую, сложенную глинистыми, карбонатно-глинистыми, соленосными породами. Прямые проявления нефти и газа в этих отложениях немногочисленны.

Каменноугольно-пермский перспективный НГК включает каменноугольно-пермскую проницаемую и нижнетриасовую экранирующую толщи. Коллекторы представлены песчаниками, пористость которых колеблется от 11% в Нижнетунгусском прогибе до 30% на юге Тунгусской синеклизы, проницаемость пород незначительна.

Покрышкой является толща нижнего триаса, сложенная вулканогенно-обломочными и туфогенно-осадочными образованиями мощностью до 600 м.

Большая часть начальных суммарных ресурсов приурочена к вендскому и вендско-нижнекембрийскому комплексам, в которых содержится около 70% извлекаемых суммарных ресурсов углеводородов провинции. Залежи нефти и газа выявлены в рифейском, вендском, вендско-кембрийском и кембрийском нефтегазоносных комплексах. Промышленные притоки получены из силурийско-девонского комплекса. В ордовикском и верхнепалеозойском комплексах отмечены нефтегазопроявления.

В Лено-Тунгусской провинции выделяется 12 нефтегазоносных областей и Туруханo-Норильский перспективный нефтегазоносный район.

ЮЖНО-ТУНГУССКАЯ НТО площадью 145 тыс. км^2 расположена на Бахтинском выступе Тунгусской синеклизы. Нефтегазоносность области связана с кембрийским комплексом. Здесь открыты газовые месторождения Таначинское, Моктаконское и др. Перспективны также отложения верхневендско-нижнекембрийского, ордовикско-девонского, вендского и рифейского комплексов.

БАЙКИТСКАЯ НТО площадью 155 тыс. км^2 приурочена к одноименной антеклизе (рис. 81). Здесь доказана промышленная нефтегазоносность отложений рифея. Коллекторами являются кавернозно-трещинные доломиты. В рифее сосредоточено больше половины основных ресурсов углеводородов области. Пятая часть ресурсов области связана с продуктивными вендскими терригенными отложениями. Здесь открыты Агалеевское, Имбинское месторождения, залежи газа на Юрубченском и Оморинском месторождениях. Нефтеносны также отложения кембрийского и верхневендско- нижнекембрийского комплексов.

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 145 км южнее пос. Байкит. Открыто в 1982 г. Приурочено к одноименному поднятию выступа дорифейского

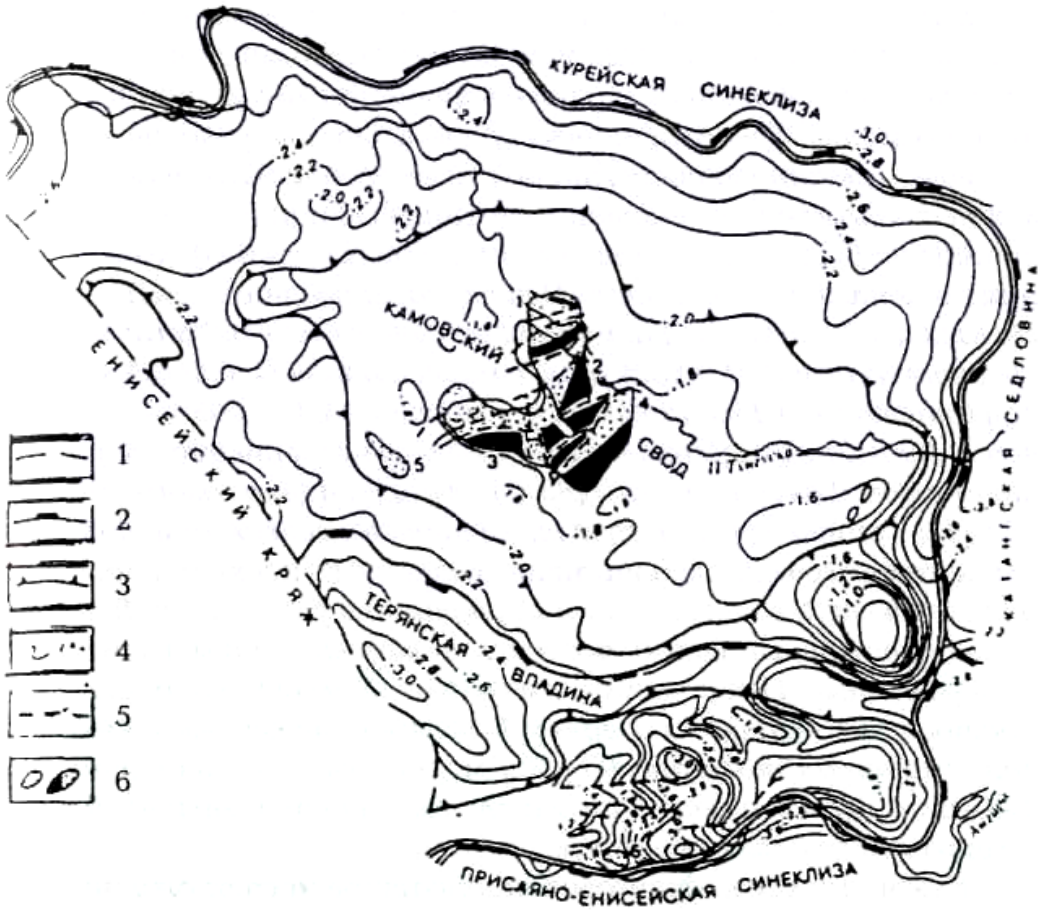


Рис. 81. Байкитская нефтегазоносная область (Н.А. Крылов, Г.Т. Юдин и др., 1997)
Границы: 1 — нефтегазоносной области, 2 — надпорядкового тектонического элемента, 3 — тектонических элементов первого порядка; 4 — изогипсы отражающего горизонта Б (IV) в кровле венда-кембрия; 5 — разрывные нарушения; 6 — месторождения газовые и нефтегазоконденсатные: 1 — Куюмбинское, 2 — Усть-Камовское, 3 — Юрубченское, 4 — Терское, 5 — Оморинское, 6 — Агалеевское

кристаллического фундамента Камовского свода. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе -1750м 10х12 км, амплитуда 60 м. Нефтегазоносность связана в основном с эродированной поверхностью карбонатных осадочных образований рифейского возраста. Продуктивны органогенно-доломитовые породы усть-куюмбинской свиты среднего рифея и песчаные горизонты оскобинской и ванаварской свит венда. Залежи в рифее пластовые, массивные, с размытым сводом, экранированные глинисто-карбонатными по-

родами оскобинской свиты венда. Глубина залегания 2222 м. ГНК условно принят на а.о. -2026 м. ВНК -2070 м. Коллектор нефтяной залежи с газовой шапкой в рифее карбонатный трещинно-кавернозного типа с преобладанием вертикальных и субвертикальных трещин. Трещиноватость пород существенно меняется в пределах месторождения. Нефтенасыщенная толщина 45 м, газонасыщенная — 60. Вторичная открытая пористость 0,80—0,85 %, проницаемость 0,001—0,12 мкм^2. Пластовое давление 21 МПа, t =27°С. Начальные дебиты нефти 40—60 т/сут, газа — 250 тыс. м^3/сут. Нефтьлегкая (0,821—0,825 г/см^3), малосернистая (0,61 %), малопарафинистая (1,63—3,3%), малосмолистая (4,45—4,95%), маловязкая (1,09 мПа·с) с высоким выходом светлых фракций, недонасыщена газом. Газ метановый (83 %), содержание гомологов метана 10—11%, азота 5—6 %. В газе отмечается высокая концентрация гелия, газового конденсата, этан-бутанов. Конденсаты плотностью 0,698—0,712 г/см^3, сера и парафин отсутствуют. Вендские газоконденсатные залежи пластовые сводовые литологические экранированные, ГВК на отметке -2015 м. Коллектор поровый, пористость песчаников в среднем 15%, проницаемость 0,5 мкм^2, газонасыщенная толщина 0,6—3,4 м, содержание конденсата до 167,1 г/м^3. По плотности и составу газ и конденсат рифейских и вендских залежей идентичны.

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 80 км к югу от пос. Байкит. Открыто в 1974 г. Приурочено к трем пологим брахиантиклинальным складкам на северо-восточном погружении Камовского свода Байкитской антеклизы. Поднятия осложнены разломами, обусловившими блоковое строение месторождения. Нефтегазоносность связана с эродированными, разновозрастными породами рифея. Коллектор каверно-трещинный с пористостью матрицы от 0,38 до 2,4 % и трещинной емкостью до 6,5 %. Проницаемость от 0,005 до 0,2 мкм^2. Залежи пластово-сводовые, литологически и тектонически ограниченные. Газовая залежь приурочена к западному локальному поднятию, по замкнутой изогипсе -2200 м (кровля глинисто-карбонатной пачки рифея) имеет размеры 9х8 км, амплитуду 287 м, связана с рифейскими каверно-трещинными доломитами, выведенными под эрозионную предвендскую поверхность. ГВК условно принят на а.о. -2083 м при высоте залежи 98 м. Дебит газа 71 тыс. м^3/сут, пластовое давление 21,39 МПа, t 27°С. Плотность газа 0,699, состав газа: метан 80 %, гомологи метана 10,77%, азота 6,25%, уг-

лекислого газа 0,55 %; содержание конденсата 10,77 г/м^3. К центральному поднятию приурочена газонефтяная залежь с размерами по замкнутой изогипсе -2400 м 10,5х7 м, амплитуда 364 м. ГНК принятна отметке -2138,6 м, ВНКна отметке -2208 м. Высотагазовой залежи 124 м, нефтяной 112 м. Начальные дебиты газа 50-100 тыс. м^3/сут, нефти 30,9 т/сут, при газовом факторе 550 м^3/м^3. Плотность нефти 0,81—0,83 г/см^3, содержание серы 0,11-0,12 %, парафина 1,3—2,75 %, смол и асфальтенов 1,84-4,5 %. Восточное поднятие имеет нефтяную залежь. Размеры поднятия 15,5х4 км, амплитуда 205 м. ВНК на отметке -2054 м, высота залежи 64 м.

КАТАНГСКАЯ НТО площадью 130 тыс. км^2 приурочена к одноименной седловине и юго-восточной части Тунгусской синеклизы. Почти половина ресурсов углеводородов сосредоточена в вендском терригенном комплексе. С ним связаны Собинское и Пайгинское месторождения. Перспективны также верхневендско-нижнекембрийский и кембрийский НГК. Вышележащая часть разреза характеризуется наличием траппов.

Собинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Красноярском крае. Открыто в 1982 г. Приурочено к одноименному локальному поднятию (Тэтеринско-Собинский мегавал, центральная часть Катангской седловины, которая разделяет Байкитскую и Непско-Ботуобинскую антеклизы). Это брахиантиклинальная складка субширотного простирания размером 55х12,5 км, амплитудой 132 м. Месторождение из трех залежей в интервале 2499—2596 м: две верхние залежи газоконденсатные с нефтяной оторочкой, нижняя — газонефтяная. Продуктивные пласты сложены песчаниками терригенной толщи венда (ванаварская свита), залегающей на размытой поверхности глинисто-доломитовых отложений рифейского возраста. Две верхние залежи пластово-сводовые, нижняя пластово-массивная. Коллектор поровый, пористость 12—17%, проницаемость 0,001—0,16 мкм^2. Начальное пластовое давление 30,3—30,6 МПа, t 31—32°С. Эффективная толщина 2,4—27,8 м. Дебиты нефти 29 т/ сут, газа 101 — 224 тыс. м^3/сут. Плотность нефти 0,824—0,859 г/см^3, содержание парафина 1,28-3,58 %, серы 0,24-1,28 %, смол 13-14 %. Состав газа: метана 63-75 %, азота 4,2-5,9 %, плотность газа 0,725-0,732. Содержание стабильного конденсата до 93,6—109 г/м^3, плотность конденсата 0,698 г/см^3.

НЕПСКО-БОТУОБИНСКАЯ НГО площадью 250 тыс. км^2 занимает одноименную антеклизу и Вилючанскую седловину (рис. 82).

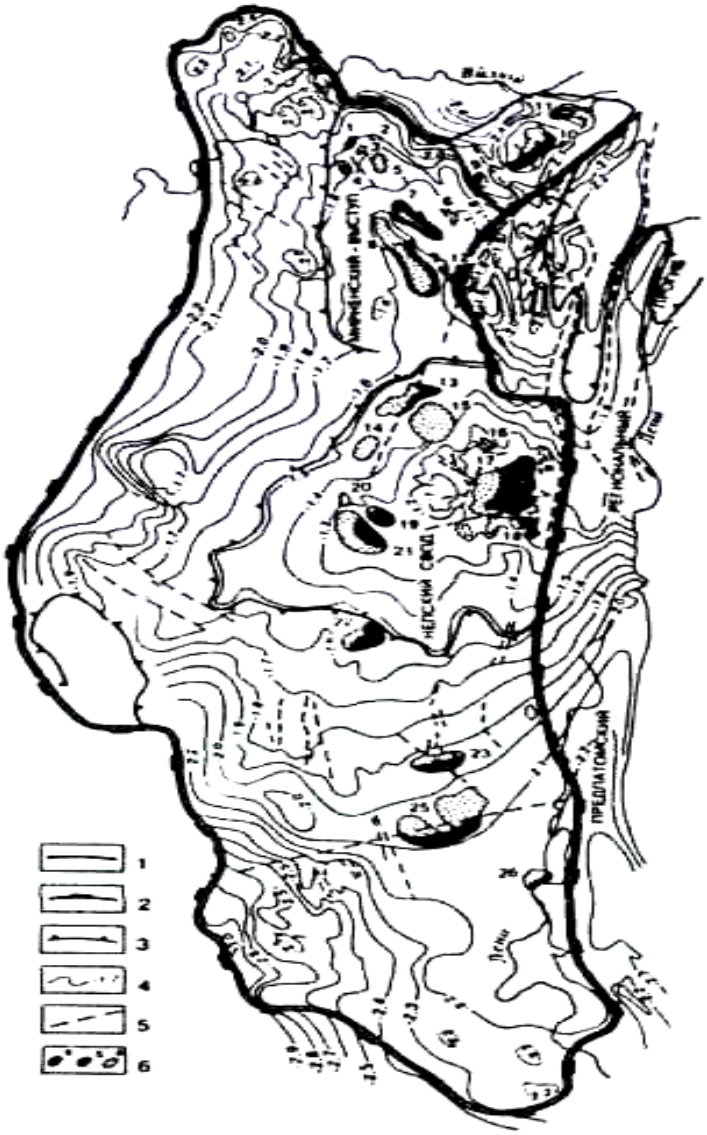


Рис. 82. Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область (Н.А. Крылов, Г.Т. Юдин и др., 1997)
Границы: 1 — нефтегазоносной области, 2 — надпорядкового структурного элемента, 3 — структур первого порядка, 4 — изогипсы поверхности терригенного венда; 5 — разрывные нарушения; 6 — месторождения: а) нефтяные, б) нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, в) газовые: 1 — Иреляхское, 2 — Северо-Нелбинское, 3 — Мирненское, 4 — Маччобинское, 5 — Нелбинское, 6 — Бесюряхское, 7 — Тас-Юряхское, 8 — Среднеботуобинское, 9 — Иктехское, 10 — Верхневилючанское, 11 — Вилюйско-Джербинское, 12 — Хотого-Мурбайское, 13 — Чаяндинское, 14 — Озерное, 15 — Нижнехамакинское, 16 — Восточно-Талаканское, 17 — Талаканское, 18 — Алинское, 19 — Тымпучиканское, 20 — Вакунайское, 21 — Верхнечонское, 22 — Даниловское, 23 — Дулисьминское, 24 — Пилюдинское, 25 — Ярактино-Аянское, 26 — Марковское

Основными нефтегазоносными комплексами являются вендский терригенный и верхневендско-нижнекембрийский карбонатный. В области сосредоточено более половины извлекаемых запасов углеводородов. Здесь открыто 24 месторождения газа, нефти и конденсата, в том числе Верхнечонское, Среднеботуобинское, Талаканское и др.

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 83) расположено в верховьях р. Чон в 250 км севернее г. Киренска. Открыто в 1978 г. Приурочено к северо-западной периклинали Чоно-Пеледуйского поднятия в пределах присводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы и связано со сложнопостроенной структурой размером 65х45 км. Разрез сложен отложениями рифея, венда, кембрия и юры общей толщиной до 1700 м. Встречаются интрузии траппов. Площадь сильно осложнена разрывными нарушениями. Наиболее крупный субширотный Могинско-Ленский разлом разделяет структуру на северный и центральный блоки. Нарушения обусловливают наличие многозалежных продуктивных блоков. Месторождение многозалежное, нефть и газ выявлены в карбонатных пластах осинского горизонта усольской свиты, усть-кутского горизонта тэтэрской свиты, Преображенского горизонта катангской свиты нижнего кембрия и терригенных отложениях верхнечонского горизонта непской свитывенда. Залежипластовые, тектонически и литологически экранированные. Наибольшие газоконденсатнонефтяные залежи установлены в верхнечонском горизонте (пласты Вч-1 и Вч-2, сложенные кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов). Коллектор трещинно-поровый с пористостью от 2 до 14%, проницаемостью до 0,2—0,3 мкм^2. В пластах отмечаются вторичные процессы в основном галитизации, резко снижающие коллекторские свойства. Эффективная толщина пластов от 2 до 26м, глубина залегания 1615-1640 м. В верхнечонском горизонте установлено 7 продуктивных блоков общей площадью до 326 км^2. Дебиты нефти до 150 т/сут, газа — до 380 тыс. м^3/сут, газовый фактор 90—95 м3/т, содержание конденсата до 40 г/м^3. Нефть плотностью 0,85 г/см^3, содержание парафина 1,2%, серы 0,4, смол 5,7—7,8%. Газ метановый (80-82%), содержание тяжелых гомологов до 18— 20%, плотность 0,667—0,731. Газоконденсатнонефтяная залежь Преображенского горизонта приурочена к карбонатному коллектору мелкопорового типа, гл. 1540 м. Эффективная толщина от 1,4 до 17,2 м, максимальная — в центральной части месторождения. Средняя пористость

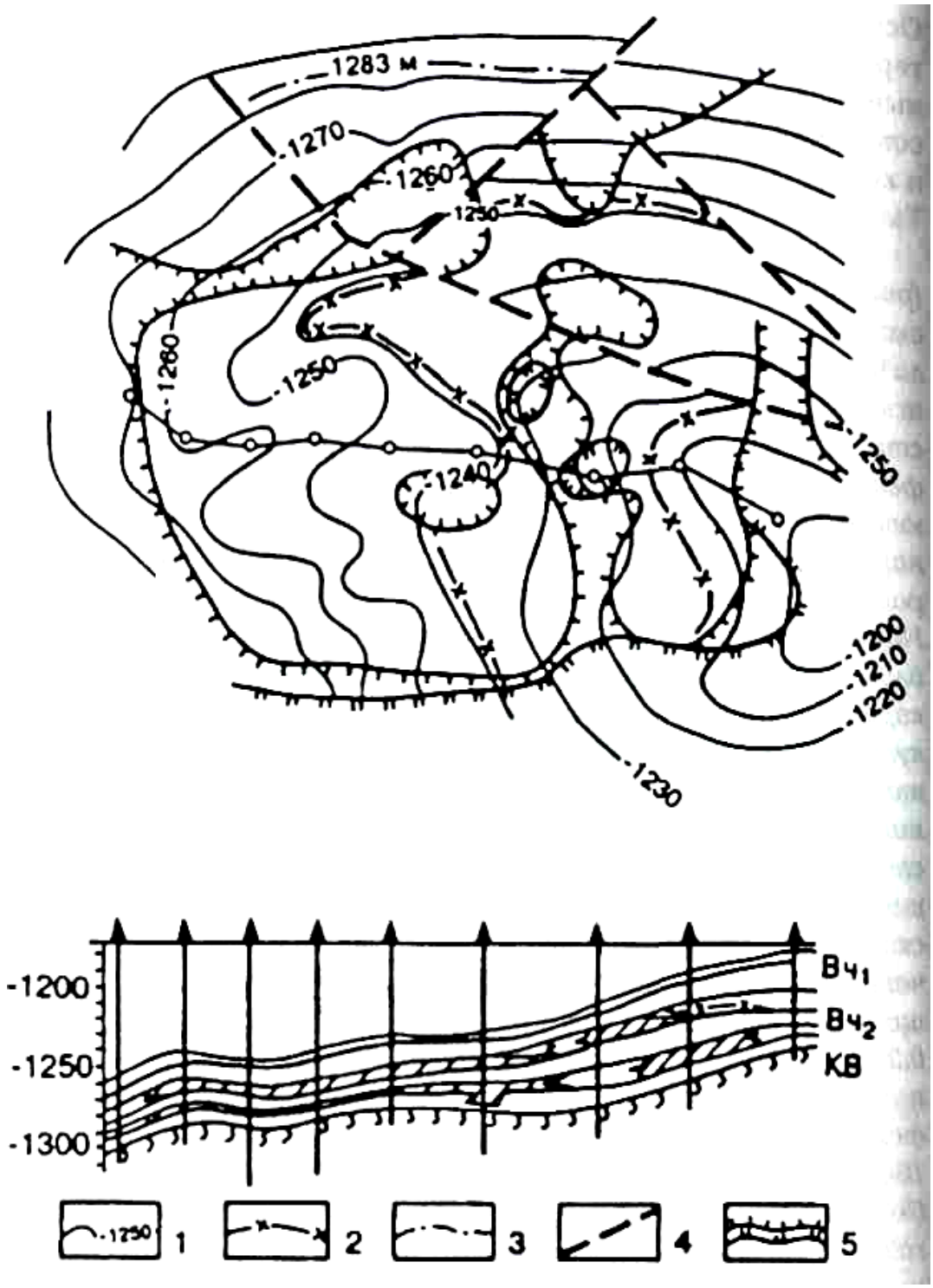


Рис. 83. Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (Н.А. Крылов, Г.Т. Юдин и др., 1997):
1 — изогипсы по кровле проницаемых песчаников пласта ВЧ; 2 — контур газоносности и 2 — нефтеносности; 4 — разрывные нарушения; 5 — граница замещения коллекторов

доломитов 8—10 %, проницаемость до 0,02 мкм^2, дебиты нефти до 20 м^3/сут, газа — 23 тыс. м^3/сут. Нефть и газ Преображенского горизонта по своим характеристикам аналогичны нефти и газу в нижележащих горизонтах. Залежи устькутского и осинского горизонтов изучены слабо, залежи неантиклинальные, пластовые, литологически ограниченные, глубина залегания 1310 м. Коллектор карбонатный, сложен кавернозными доломитами. Пористость 9-12 %, проницаемость 0,17 мкм^2, пластовое давление 14,6—15,1 МПа, t = 16°С. Площадь залежи 131,8 км^2, эффективная толщина 13,7 м, содержание конденсата 43,56 г/м^3.

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 84) расположено в 112 км юго-западнее от г. Мирного. Открыто в 1970 г. Приурочено к одноименной антиклинальной складке в центральной части Мирнинского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Это пологая брахиантиклиналь со слабо ундулирующей осью северо-восточного простирания. Размеры структуры 90х30 км, амплитуда 40—46 м. Структура осложнена дизъюнктивными нарушениями. Промышленная газонефтеносность установлена в карбонатных отложениях осинского горизонта нижнего кембрия и терригенных породах ботуобинского, улаханского и талахского горизонтов венд-нижнего кембрия. К ботуобинскому горизонту приурочена основная газовая залежь с нефтяной оторочкой, смещенной на юго-восточное крыло. Залежь пластовая сводовая с элементами тектонического экранирования. Размеры залежи 50х(12—20) км, высота 40 м, ГВК в центральном блоке -1564 м. Газонасыщенные песчаники пористостью 13—18 %, проницаемостью до 0,6 мкм^2, эффективная толщина 3,2— 10,4 м. Начальное пластовое давление 14,6 МПа. Дебиты газа 280 тыс. м^3/сут. Состав газа, %: метана — 87,18, этана — 3,66, пропана — 1,32, бутана — 0,43, углекислоты — 0,19, азота — 6,19, водорода — 0,09, повышенное содержание гелия. Плотность газа 0,632. Содержание конденсата 20,2 г/м^3. Плотность 0,669 г/см^3. Нефтенасыщенная толщина нефтяной оторочки 1,5—5 м (северный блок) — 4,2—8,5 м (центральный и восточный блоки). Пористость песчаников 12—17%, начальные дебиты нефти 24 т/сут. Нефть плотностью 0,867 г/см^3, вязкость 9,17 мПа·с, содержание серы 0,89%, парафина 1,91—2,85%, смол и асфальтенов 9,6—21,9%, выход фракций до 300°С 77—76,5 %. К ботуобинскому горизонту приурочено до 90 % разведанных запасов нефти и газа. Залежь осинского горизонта нефтегазовая, пластовая, литологически экранированная. Высота

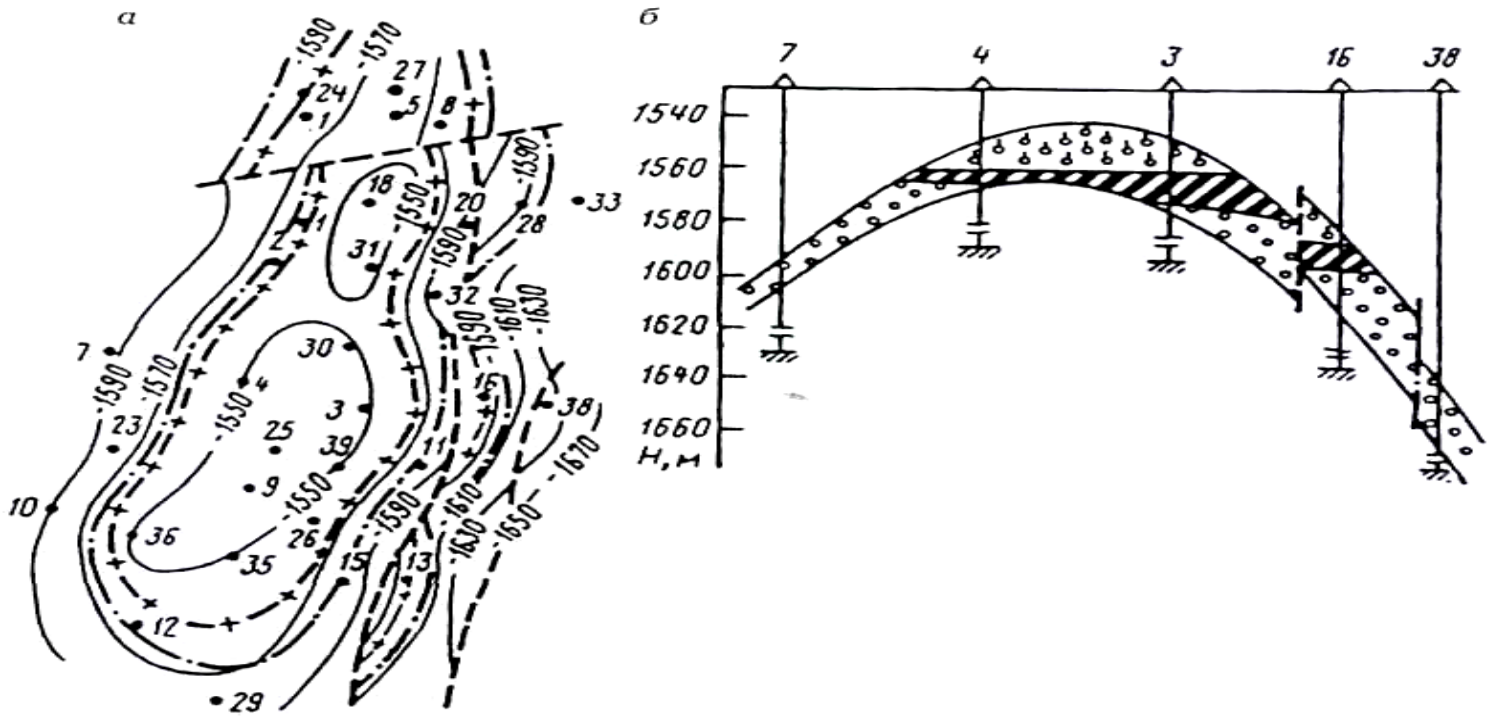


Рис. 84. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (Г.А. Габриэлянц, 2000):
а — структурная карта по кровле ботуобинского горизонта; б — геологический разрез
(усл. обозн. см. рис.85)

40 м, глубина кровли пласта 1427 м, эффективная толщина 4 м, коллектор карбонатный, пористость 13%, проницаемость 0,015 мкм^2, пластовое давление 14,3 МПа, t = 7°С. Дебиты нефти и газа соответственно 16 т/сут и 58 тыс. м^3/сут.

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 250 км западнее г. Ленска. Открыто в 1984 г. Площадь месторождения 242 км^2. Приурочено к центральной части Талаканского поднятия Непско-Ботуобинской антеклизы. Размеры структуры по изогипсе -1100 м 65х37 км, амплитуда 150 м. Структура разбита разрывными нарушениями на три блока — Центрально-Талаканский, Таранский и Восточно-Талаканский. Продуктивны отложения хамакинского горизонта курсовской свиты венда (разнозернистые песчаники с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов) и осинского карбонатного горизонта нижнего кембрия. Залежь хамакинского горизонта газовая литологически экранированная, тектонически ограниченная. Глубина залегания продуктивного горизонта в Центрально-Талаканском блоке 1380—1450 м, Восточно-Талаканском 1490—1946 м. Коллектор поровый, открытая пористость 11—13%, проницаемость 0,06 мкм^2, газонасыщенная толщина 5,5—9,7 м, газонасыщенность 0,68—0,77, пластовое давление 12,5 МПа, t 13,5°С. Начальные дебиты газа 200 тыс. м^3/сут. Плотность газа 0,68, содержание метана 82,2 %, гомологов 6,78%, азота 9,3 %, углекислого газа 0,3 %. Залежь осинского горизонта нефтегазоконденсатная, основная по промышленной значимости, структурно-литологического типа, глубина залегания 1100 м. Толщина газонасыщенной части 4,8—37,6 м, нефтенасыщенной — 8,7-29,2м. Коллекторы порово-кавернозные и трещинные. Пористость 24%, проницаемость 0,5 мкм^2. Нефтенасыщенность 0,82, пластовое давление 9,8—10 МПа, 112°С. Начальные дебиты 79—95 т/сут, газа до 480 тыс. м^3/сут. Плотность нефти 0,840 г/см^3, вязкость в пластовых условиях 3,23—4,04 мПа·с, содержание серы 0,4 %, парафина 1,64%, смол 13,5 %. Газ содержит метана 85,2 %, азота 3,4-4 %, углекислого газа 0,1—0,3 %. Содержание стабильного конденсата 28,2 г/м^3. Плотность конденсата 0,668—0,685 г/см^3, содержание серы 0,01—0,05 %, смол 0,04—0,9 %, практически нет парафинов.

Верхневилючанское нефтегазовое месторождение расположенов 120 км к юго-востоку от г. Мирного. Открыто в 1975г. Приурочено к Верхневилючанскому куполовидному поднятию в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Поднятие представляет собой высокоамплитудную брахиантиклиналь суб-

широтного простирания, осложненную разрывными нарушения-ми и мелкими куполами. Размеры складки по изогипсе -1400 м 40х35 км, амплитуда 200 м. На месторождении выявлено 3 залежи нефти и газа, две в юряхской свите ($Ю_1$ и $Ю_11$) венд-нижнего кембрия и одна в верхневилючанском горизонте базальной части венда; залежи нефтегазовые, пластово-сводовые, тектонически экранированные, глубины залегания – 1570-1650 м. Пласты $Ю_1$ и $Ю_{11}$ разделены глинисто-карбонатными отложениями толщиной 7- 10 м. Коллекторы карбонатные, преимущественно порово-каверного типа; пористость 14%, проницаемость 0,115 мкм^2. Общая толщина пласта $Ю_1$ от 12до 16м, - $Ю_{11}$ от 20 до 24 м, эффективная толщина соответственно 2,2 и 7,5 м. Выделяется 8 блоков с разными уровнями газожидкостных контактов. Пластовое давление 16,2 МПа, t не превышает 8°С. Дебиты нефти до 20 т/сут, газа 250 тыс. м^3/сут. Газметановый (85,5 %) с небольшим содержанием гомологов (6,4 %) инизкимдо 19 г/м^3 конденсата. Плотность нефти юряхских зале-жей 0,861 г/см^3, содержание серы 0,89%, парафина 0,7%, смол и асфальтенов 25,6 %. Залежь вилючанского горизонта газовая массивная, тектонически экранированная, локализована на востоке месторождения, высотой 150 м, площадью 74,2 км^2, глубина залегания 2500 м. Толщина продуктивного пласта от 65 м до полного выклинивания на северо-запад. Коллектор сложен песчаниками средне- и грубозернистыми с прослоями гравелитов, поровый, пористость 14 %, проницаемость до 0,6 мкм^2; эффективная толщина 10,7 м; пластовое давление 17,7 МПа, t 16°С. Дебиты газа до 320 тыс. м^3/сут. Газ вилючанского горизонта метановый (85,59 %) с высоким содержанием азота 7,7%.

Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 75 км юго-западнее г. Мирного. Открыто в 1981 г. Приурочено к одноименной антиклинальной складке в центральной части Мирнинского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Структура осложнена рядом куполов и разрывных нарушений. От Среднеботуобинского месторождения отделена узким (5—15 км) грабенообразным прогибом. Размер структуры 45х40 км, амплитуда 40 м. Месторождение содержит три залежи: в осинском (Б-2), нижнекембрийском ботуобинском (В-5), и талахском (В-13) горизонтах венда. Залежь пласта Б-2 газоконденсатная, пластовая антиклинальная, литологически ограниченная. Продуктивные отложения представлены доломитами с прослоями глинистых доломитов и известняков общей толщиной 50—60 м, эффективной 5—

7 м. Коллектор порово-каверновый. Залежь ботуобинского горизонта В-5 основная, нефтегазовая, пластово-сводовая тектонически экранированная, глубина залегания 1908—2011 м; разбита на три блока. Высота газовой части в западном блоке 40 м, мощность нефтяной оторочки во всех блоках 5—10 м. Продуктивные отложения представлены кварцевыми песчаниками. Газонасыщенная толщина 2,5—21,6 м, нефтенасыщенная — 2,1—13 м. Пористость 8—14%, проницаемость 0,05—0,07 мкм^2. Пластовое давление 14,6 МПа, t-11,6°С. Дебиты газа 200—300 тыс. м^3/сут, нефти 40— 60 т/сут. Плотность газа 0,631, содержание метана 85,17 %, азота 7,5%. Содержание конденсата 18 г/м3. Плотность конденсата 0,687 г/см^3. Нефть ботуобинского горизонта плотностью 0,875 г/см^3. Вязкость 13,11 мПа·с, содержание серы 0,78%, парафина 1,8%, смол и асфальтенов 16,2%. Залежь талахского горизонта В-13 газоконденсатная, пластовая сводовая. Коллектор поровый, пористость 14—16 %, площадь газоносности 120 км^2. Газонасыщенная толщина 3,4—13 м, газонасыщенность 0,56—0,63. Содержание конденсата 18 г/м^3. Дебиты газа 30 тыс. м^3/сут.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 165 км к западу от г. Ленска. Открытое 1989 г. Приурочено к структурно-литологической ловушке на северо-восточном склоне Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Нефтегазоносность связана с терригенными отложениями ботуобинского и хамакинского горизонтов венда. Газонасыщенная толщина 3,9—19,2 м, нефтенасыщенная — 5,2—12,6 м. Пористость песчаников ботуобинского горизонта 13—17 %, хамакинского горизонта — 12%. Газонасыщенность коллектора 0,87, нефтенасыщенность 0,82. Глубина залегания пластов 1760—1850 м. Начальные дебиты газа 154—407 тыс. м^3/сут, пластовое давление 13,15 МПа, t 9—11°С. Дебиты нефти из пород ботуобинского горизонта 16—23 т/сут при газовом факторе 150 см^3/см^3. Плотность газа 0,68, содержание метана 84%, азота 5,6—7,8%. Конденсатосодержание: начальное 17,2, текущее 18,5 г/м^3. Плотность нефти 0,884 г/см^3, вязкость 11,81 мПа·с, нефть малосмолистая, малопарафинистая, малосернистая.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 85, 86) расположено в 140 км к северо-северо-востоку от г. Усть-Кута. Открытое 1971 г. Площадь 386 км^2. Приурочено кюго-западной части моноклинального склона Непского палеосвода. Установлено трехъярусное строение осадочной толщи (венд, кембрий, ор-

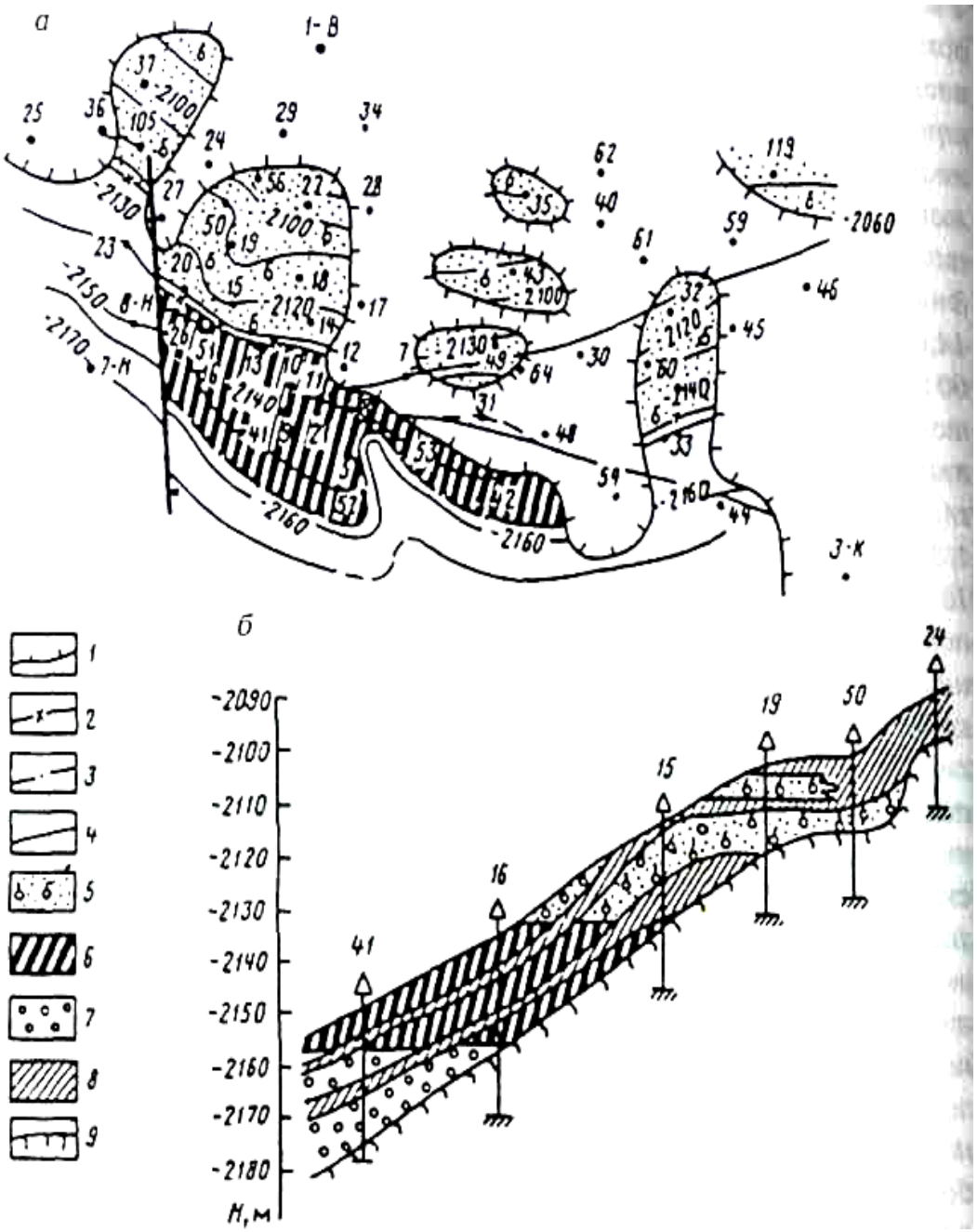


Рис. 85. Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (Г.А. Габриэлянц, 2000):
а — структурная карта по кровле коллекторов ярактинской пачки; б — геологический разрез продуктивного горизонта; 1 — граница зоны распространения коллекторов; 2 — внешний контур газоносности; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — линии дизъюнктивных нарушений; коллекторы: 5 — газонасыщенные, 6 — нефтенасыщенные, 7 — водонасыщенные; 8 — непроницаемые породы; 9 — кристаллический фундамент

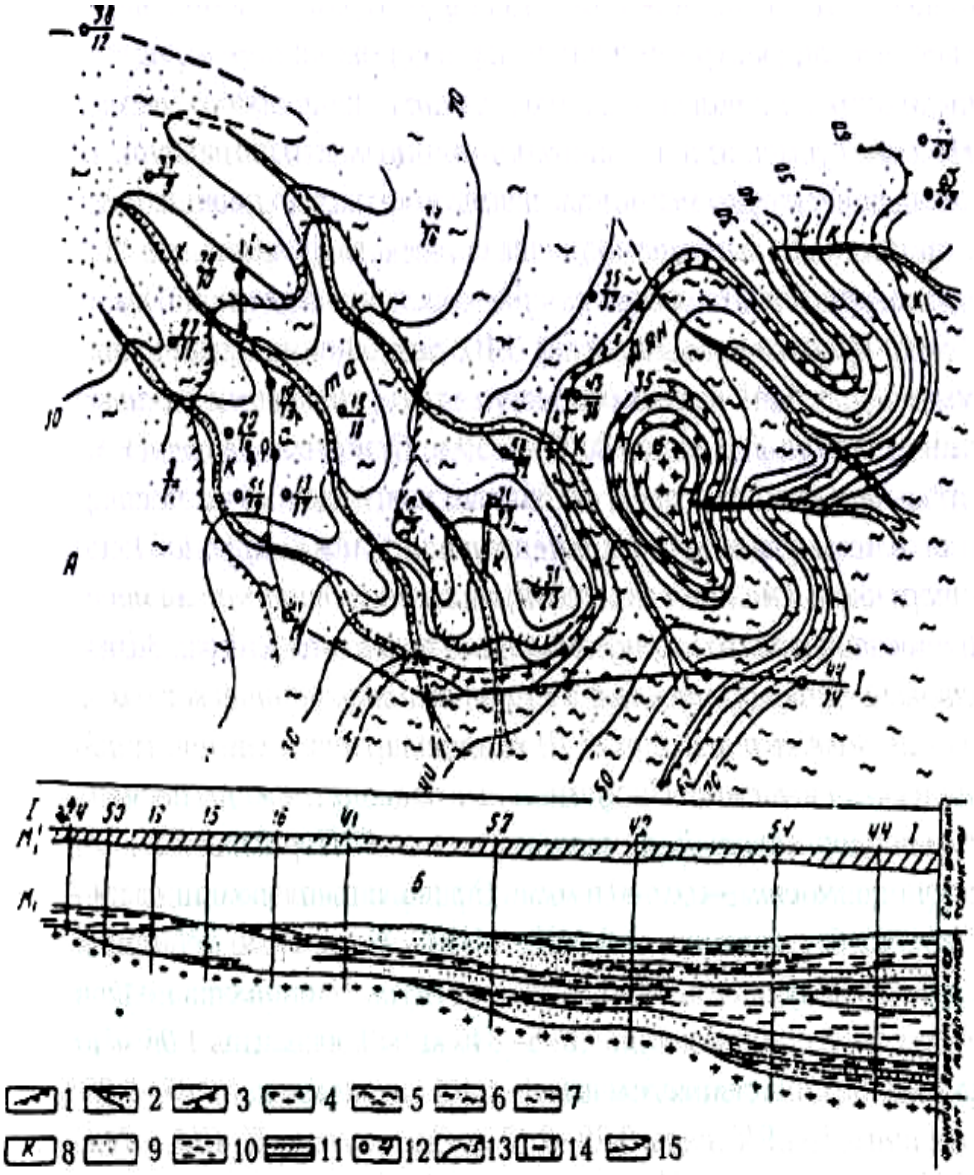


Рис. 86. Палеоморфологическая карта ярактинских отложений Ярактино-Аянской площади (А) и палеогеологический разрез по линии I - Г (Б): Выработанный рельеф. До начала трансгрессии: 1 — морской подводный склон; 2 — русловые протоки; на начальном этапе трансгрессии: 3 — береговой уступ; 4 — структурно-денудационный останец. Аккумулятивный рельеф; равнины: 5 — морская глубоководная; 6 — прибрежно-морская мелководная в начале трансгрессии; 7 — аллювиально-морская максимального развития трансгрессии (подводная дельта); 8 — конгломераты и галька в основании ярактинской пачки; 9 — породы-коллекторы; 10 — флюидоупоры; 11 — реперный горизонт; 12 — скважины (в числителе — номер, в знаменателе — толщина ярактинской пачки, м); 13 — изопахиты ярактинской пачки; 14 — линия профиля; 15 — контур нефтегазоносности

довик) и несовпадение нижнего структурного плана с верхним. В среднем структурном этаже зафиксировано проявление соляной тектоники и неповсеместное развитие траппового магматизма. На фоне субмеридионального моноклинального погружения обособляются несколько малоамплитудных мелких поднятий, связанных с эрозионным выступом кристаллического фундамента. В базальныхтерригенных породах венд-кембрия (непская свита) выделяются два продуктивных пласта (I-II), разобщенных глинистой перемычкой и ограниченных боковыми литологическими экранами. Глубина залегания пластов 2600—2750 м. Основным является верхний продуктивный пласт (I), развитый повсеместно на месторождении. В нем выявлена газоконденсатная залежь с крупной нефтяной оторочкой. В нижнем пласте (II) в юго-восточной части месторождения открыты газоконденсатная и нефтяная залежи. Залежи пластовые, литологические с элементами тектонического экранирования. Залежь в пластах (I-II) контролируется единой гидродинамической системой. Продуктивные пласты сложены песчаниками. Коллектор поровый, трещинно-поровый. Пористость — 7—13%, проницаемость — 0,07—0,6 мкм^2. Эффективная толщина 2,4—6,9 м. Пластовое давление 24,9 МПа, t 37°С. Начальные дебиты нефти 16,8—30 т/сут, газа 63—154 тыс. м^3/сут. Плотность нефти 685-745 кг/м^3 (сепарированной 808—840 кг/м3), вязкость 1,06 мПа·с, содержание смол селикагелевых2—4,4 %, асфальтенов 0,03—0,08 %, парафина 0,7-1,9%, серы 0,05-0,18%. Состав газа %: CH_4-74,8-84,7, C_2H_6 + высшие — 8,1. Плотность газа 0,652. Содержание стабильного конденсата до 199,5 г/м^3. Плотность конденсата 0,704 г/м^3.

Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 90 км северо-западнее г. Киренска. Открыто в 1983 г., по разведанным запасам относится к категории крупных. Приурочено к крупной литолого-стратиграфической ловушке на юго-западном склоне Непского палеосвода Непско-Ботуобинской антеклизы. Месторождение однозалежное. Газоконденсатная с нефтяной оторочкой залежь приурочена к песчаникам пластов B_{10} и B_{13} непской свиты венда. В южной части месторождения пласты разделены глинистой перемычкой различной толщины, в центре она выклинивается и пласты сливаются в единое продуктивное тело. Морфология ловушки обусловлена конфигурацией линии стратиграфического выклинивания песчаников продуктивного горизонта на северо-западе и линии литологического замещения ихглинистыми разностями пород на западе, северо-востоке и востоке. Тип за-

лежи литолого-стратиграфический, гл. 2840 м, площадь 442,6 км^2. Коллекторы — песчаники средней пористости 11%, проницаемостью 0,05—0,07мкм^2, эффективные толщины колеблются от 4,2 до 18,3 м. Начальное пластовое давление 22,56 МПа, t =32°С. Начальные дебиты газа 120 тыс. м^3/сут, нефти 49 т/сут. Плотность газа 0,62. Газ содержит: метана 78—89 %, азота 3,4 %, углекислого газа 0,07%, конденсата до 137 г/м^3; конденсат плотностью 0,72 г/см3, содержание серы 0,045%, смолистость 0,04—0,90%, практически не содержит твердых парафинов. Нефть плотностью 0,833 г/см^2, вязкость в пластовых условиях 2,29 мПа·с. Нефть содержит: серы 0,14%, парафина 1,27 %, смол и асфальтенов 5,32 %.

АНГАРО-ЛЕНСКАЯ ГНО площадью 170 тыс. км^2 расположена на юге провинции в пределах одноименной тектонической ступени. Основным нефтегазоносным комплексом является вендский терригенный. В нем сосредоточены основные ресурсы углеводородов области. С ним связаны Ковыктинское, Братское, Атовское газоконденсатные месторождения. Газонефтеносны также кембрийские и верхневендско-нижнекембрийские карбонатные отложения. Ковыктинское газоконденсатное месторождение (рис. 87) расположено в 350 км северо-северо-восточнее г. Иркутска. Открыто в 1987 г. Месторождение уникальное по запасам газа. Приурочено к крупной антиклинальной структуре северо-восточного простирания в пределах Верхнеленской зоны локальных поднятий, выделяемой на востоке Ангаро-Ленской ступени (моноклинали). По кровле вендских терригенных отложений зона представляет собой пологое слабодислоцированное погружение пород с востока на запад. Ковыктинская структура в ее изученной части имеет пологое погружение пород в северном и юго-западном направлении. Разрез месторождения сложен отложениями рифея, венда, кембрия и ордовика общей толщиной до 2800—3400 м. Основной продуктивный горизонт — парфеновский, представляющий собой песчано-алевритовую пачку с несколькими горизонтами песчаников, выделяемый в верхней части терригенного комплекса венда (верхнечорская подсвита) на глубине 3061 м. Тип залежи массивно-пластовый литологически экранированный. Размеры залежи в контуре условно принятого ГВК на отметке -2269 м — 315 км^2. Газонасыщенная толщина 10—35м, пористость песчаников 11—14%, проницаемость от 0,03 до 0,13 мкм^2, газонасыщенность от 63 до 75%. Дебит газа до 734 тыс. м^3/сут, конденсатадо 156 м^3/сут; пластовое давление 25,7 МПа, t пласта 53°С. Состав газа, %: CH_4 93,9 тяжелых углеводородов до 6, азота 1,55,

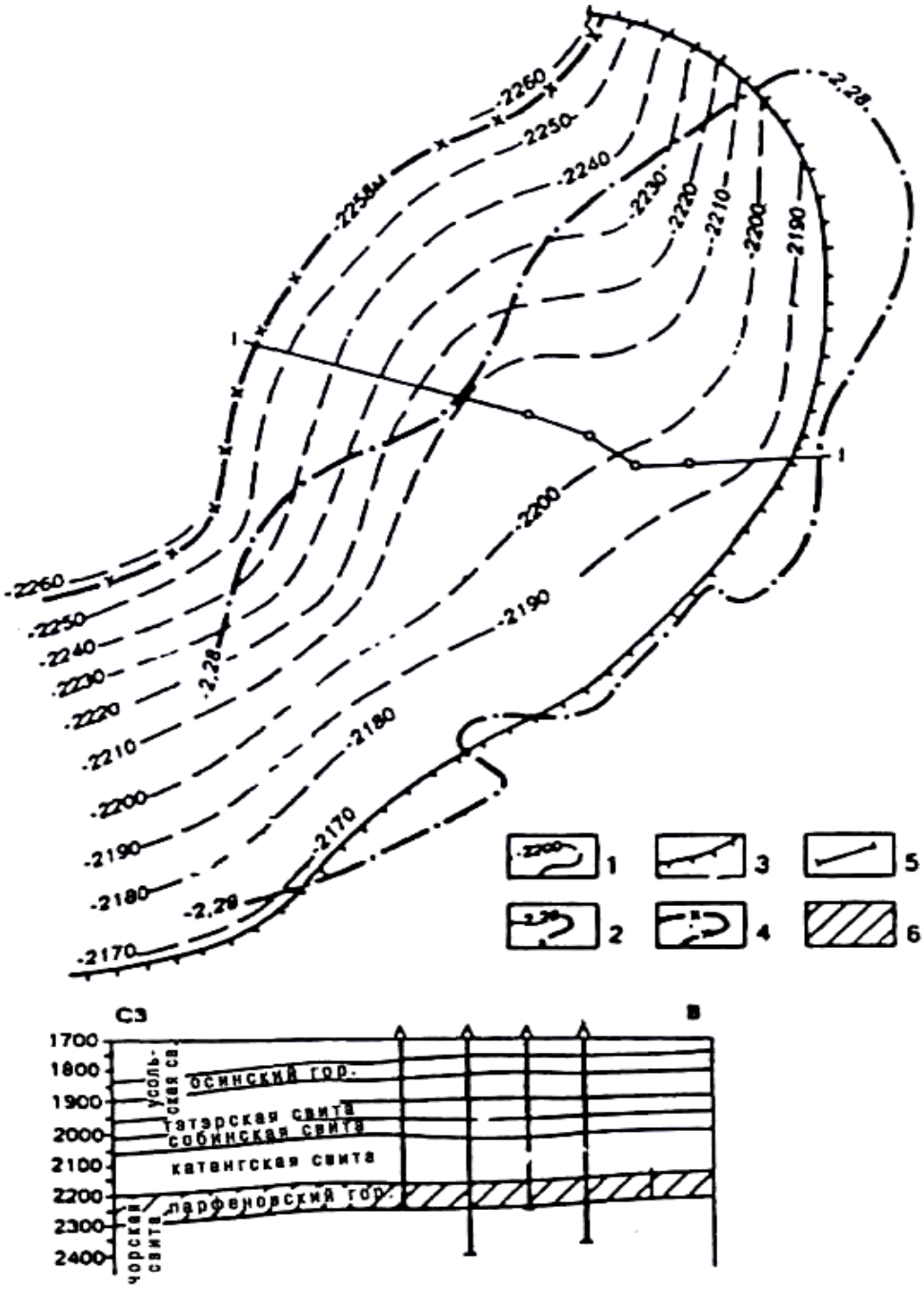


Рис. 87. Ковыктинское газоконденсатное месторождение (Н.А. Крылов, Г.Т.Юдин и др., 1997):
1 — изогипсы по кровле проницаемых песчаников парфеновского горизонта; 2 — контур площади структуры по изогипсе — 2,28; 3 — предполагаемая граница (литологическая) распространения коллектора; 4 — условный контур доказанной газоносности; 5 — линия разреза; 6 — газонасыщенный горизонт

углекислого газа 0,14. Плотность газа 0,643. Содержание стабильного конденсата до 67 г/м^3. Плотность конденсата 0,714 г/см^3, содержание серы в конденсате 0,10%, парафина 0,11%..

ПРЕДПАТОМСКАЯ НГО площадью 125 тыс. км^2 соответствует одноименному региональному прогибу и Березовской впадине. В отложениях венда открыты газовые месторождения — Бысыхтахское, Кэдергинское. Неразведанные запасы углеводородов в области сосредоточены в верхневендско-нижнекембрийском, вендском и рифейском комплексах.

СЕВЕРО-ТУНГУССКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НГО (ПНГО) площадью 430 тыс. км^2 занимает большую часть Тунгусской синеклизы, является наименее изученной перспективной территорией провинции. Песпективы открытия месторождений связываются с отложениями венда, кембрия, ордовика, силура, девона. Почти половина прогнозируемых ресурсов углеводородов связывается с кембрийским карбонатно-галогенным комплексом.

ПРИСАЯНО-ЕНИСЕЙСКАЯ ПНГО площадью 150 тыс. км^2 расположена в одноименной синеклизе на юго-западе провинции. Перспективы открытия месторождений связываются с рифейским, верхневендско-нижнекембрийским, вендским комплексами. Область изучена слабо, скважинами вскрыты лишь верхние надсолевые отложения в прибортовых зонах.

АНАБАРСКАЯ ПНГО площадью 540 тыс. км^2 приурочена к одноименной антеклизе. В центре и на востоке области фундамент выходит на поверхность. В разрезе рифея-силура имеются нефтематеринские толщи. Кембрийские отложения насыщены битумами. Перспективы связываются с рифейскими, вендскими, кембрийскими комплексами, в которых отмечены прямые проявления нефти и газа.

ЗАПАДНО-ВИЛЮЙСКАЯ ПНГО площадью 80 тыс. км^2 включает Кемпендяйскую и Ыгыаттинскую рифейско-среднепалеозойские впадины, скрытые под мезозойским чехлом западной прибортовой зоны Вилюйской синеклизы. Перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями венда, кембрия, ордовика, силура, девона. В отдельных скважинах получены притоки нефти и газа.

СЕВЕРО-АЛДАНСКАЯ ПНГО площадью 300 тыс. км^2 выделена в пределах северного склона Алданской антеклизы. Фундамент залегает на небольшой глубине. Промышленной нефтегазоносности не установлено. Перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями кембрия, венда, рифея, в основном в Алдано-Майской впадине и вдоль границы с Вилюйской синеклизой.

СЮГДЖЕРСКАЯ ПНГО площадью 100 тыс. км2 расположена в пределах одноименной седловины, разделяющей Непско-Ботуобинскую и Анабарскую антеклизы. Перспективы нфтегазоносности связаны с отложениями от рифея до триаса. Больше половины прогнозируемых ресурсов могут быть сосредоточены в верхневендско-нижнекембрийском комплексе.

ТУРУХАНО-НОРИЛЬСКАЯ ПНГО занимает Туруханo-Норильскую зону поднятий, вытянутую вдоль западной границы провинции. Здесь на поверхность выходят размытые и сильно дислоцированные породы рифея. На Подкаменной и других площадях были получены прямые проявления нефти и газа. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями венда и среднего палеозоя.

Несмотря на широко развитый на территории Лено-Тунгусской провинции трапповый магматизм, который осложняет строение осадочного чехла и снижает перспективы нефтегазоносности, здесь следует ожидать открытия крупных скоплений нефти и газа, особенно в районе Непско-Ботуобинской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени, Предпатомском прогибе, Катангской седловины, Байкитской антеклизы.

2.2.2. Лено-Вилюйская газонефтеносная провинция

Лено-Вилюйская ГНП расположена на востоке Сибирской платформы в районе бассейнов рек Вилюя и Лены и занимает центральную часть территории Республики Саха. Тектонически провинция соответствует Вилюйской синеклизе, расположенной между Анабарской и Алданской антеклизами и раскрывается к Предверхоянскому краевому прогибу (рис. 88).

Лено-Вилюйская газонефтеносная провинция (ГНП) занимает площадь 280 тыс. км^2.

Географически провинция приурочена к Среднесибирскому плоскогорью. Южные районы провинции находятся в зоне тайги, северные — в зоне лесотундры и тундры. На всей территории провинции развиты многолетнемерзлые породы. Основные пути сообщения — реки Лена, Вилюй, Алдан. Магистральные автомобильные и железные дороги отсутствуют.

Основные грузы перевозят летом по рекам, зимой по зимникам — автомобилями и тракторами, круглогодично — воздушным транспортом. Газ добывается для местных нужд.

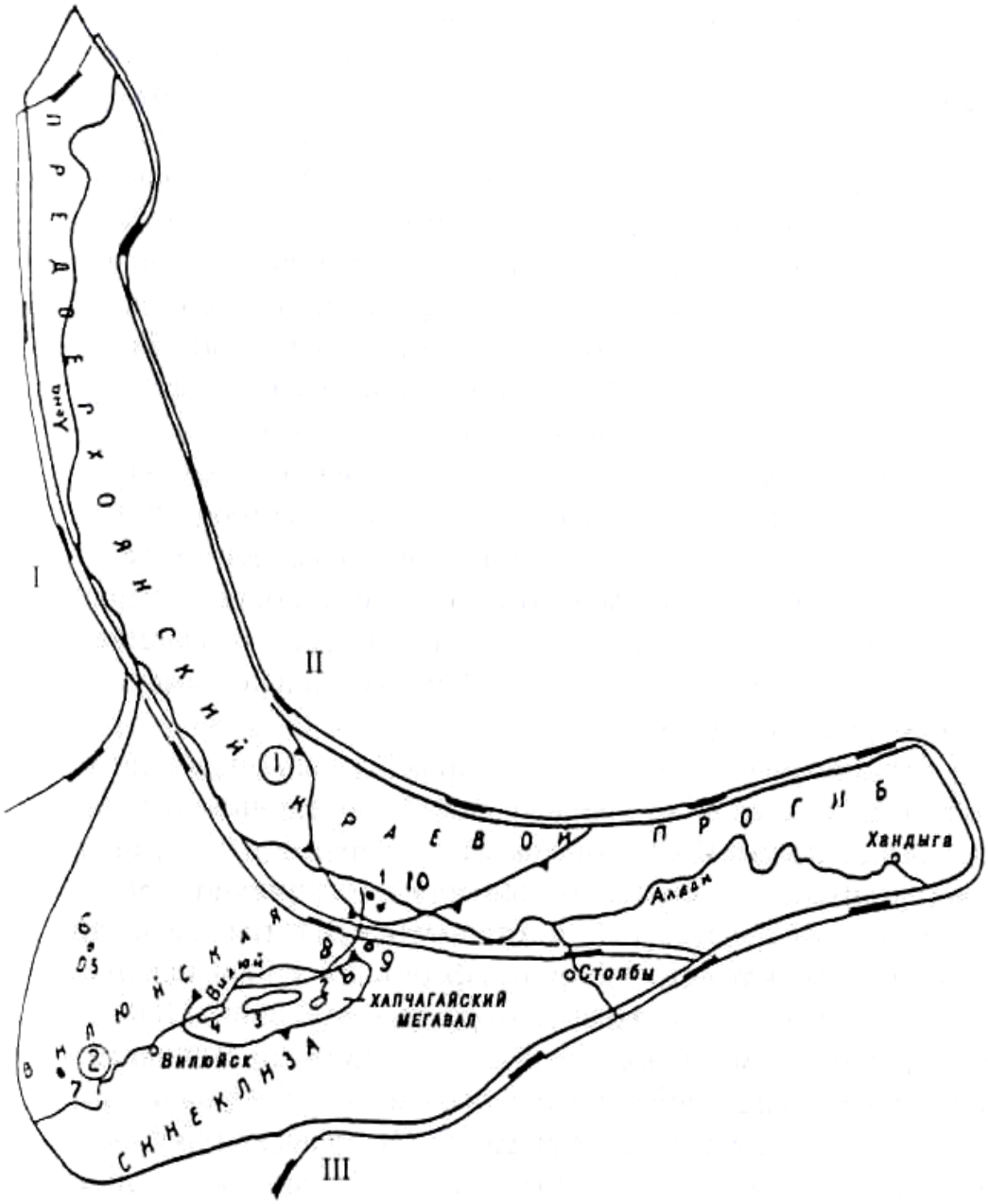


Рис. 88. Лено-Вилюйская газонефтеносная провинция.
Крупнейшие тектонические элементы обрамления: I — Анабарская антеклиза, II — Верхоянский мегантиклинорий, III — Алданская антеклиза. 1— Предверхоянская газонефтеносная субпровинция, 2 — Лено-Вилюйская газонефтеносная провинция. Месторождения: 1 — Усть-Вилюйское, 2— Соболох-Неджелинское, 3 — Толон-Мастахское, 4 — Средневилюйское, 5 — Андылахское, 6 — Нижнетюкянское, 7 — Среднетюнгское, 8 — Нижневилюйское, 9 — Бадаранское, 10 — Собохаинское (усл. обозн. см. рис.9)

Тектонически провинция приурочена к Вилюйской синеклизе и на востоке раскрывается к Предверхоянскому краевому прогибу. На западе она ограничена Анабарской, а на юге Алданской антеклизами. Граница между Вилюйской синеклизой и Предверхоянским прогибом, а следовательно, между Лено-Вилюйской газонефтеносной провинцией и Предверхоянской газонефтеносной субпровинцией довольно условная и фиксируется сменой простирания тектонических структур с субширотного в синеклизе на субмеридиональное (верхоянское) в краевом прогибе. Граница с Енисейско-Анабарской ГНП также в значительной степени условна и проводится между юго-восточным склоном Кюсюрско-Куогостахского вала и северным бортом Булунского прогиба.

Фундамент гетерогенный архейско-раннепротерозойский, глубина залегания в центре и на востоке синеклизы достигает 6 - 12 км.

В поверхности фундамента провинции хорошо выражены Вилюйская синеклиза, а в ее пределах Линденская впадина с глубиной залегания фундамента до 12 км, Китчанский выступ с глубиной залегания до 8 км.

Осадочный чехол представлен рифейскими, вендскими, палеозойскими и мезозойско-кайнозойскими образованиями, мощность которых достигает 12 км. Разрез мезозоя-кайнозоя и Перми представлен терригенными континентальными и морскими отложениями.

В пределах Лено-Вилюйской провинции развиты отложения терригенно-карбонатных, галогенных формаций. В Вилюйской синеклизе основную часть разреза осадочного чехла занимают позднепалеозойские и мезозойские отложения (от 2 до 6 км). В синеклизе выделяются Хопчагайский мегавал, Лунгхинско-Келинский мегапрогиб, Линденская и Собобольская впадины, Сунтарское и Якутское поднятия и другие осложненные структурами более низкого ранга. Бортовые зоны синеклизы по фундаменту представлены пологими моноклиналями, осложненными уступами и ступенями, которым в осадочном чехле соответствуют валы и куполовидные поднятия.

В Предверхоянском краевом прогибе основную часть осадочного чехла занимает пермско-мезозойский комплекс мощностью до 8 км. Краевой прогиб осложняет Китчанский выступ, Менкеренский мегапрогиб и северо-восточное продолжение Лундхинско-Келинского мегапрогиба. Зона сочленения Предверхоянского краевого прогиба и Западно-Верхоянского мегантиклинория осложнена большим количеством надвигов и взбросов, системой передовых складок Юндюлюнгской, Хараулахской, Тукуланской и др.

Газонефтепоисковые работы в провинции ведутся с 1950 г. В результате открыты 11 газовых и газоконденсатных месторождений Усть-Вилюйское, Средневилюйское, Мастахское, Неджелинское и др.

В Лено-Вилюйской ГНП выделяются две газонефтеносные области: Хапчагайская и Линденская и Предверхоянская субпровинция переходного типа.

Все газовые и газоконденсатные месторождения открыты в основном в Хапчагайской ГНО. Лишь Усть-Вилюйское месторождение в Предверхоянской субпровинции.

Среднетюнгское газоконденсатное месторождение (рис. 89) расположено в 120 км к северу от г. Вилюйска. Открыто в 1976 г., разрабатывается с 1977 г. Приурочено к одноименному поднятию в пределах Лонглорского вала, осложняющего северо-западный борт Вилюйской синеклизы. Размеры структуры 30х4 км, амплитуда свыше 200 м. Скважинами вскрыт разрез четвертичных, меловых, юрских, триасовых, пермских и среднепалеозойских отложений общей мощностью 4750 м. Промышленно газоносны нижнетриасовые (горизонт Т1) и верхнепермские отло жения (горизонты P_2-А, P_2-В, P_2-Г, P_2-Д).

Основной продуктивный горизонт Г, залегает на глубине 2550—2800 м и представлен песчаниками и алевролитами таганджинской свиты. Общая мощность горизонта 80—120 м. Он разделен маломощными глинисто-алевролитовыми пачками на три пласта (T_1-А, T_1-Б и T_1-В), с которыми связаны газоконденсатные залежи пластового сводового типа. Пористость песчаников изменяется от 15 до 27 %, рабочие дебиты скважин — от 450 до 650 тыс. $м^3$/сут. Пластовое давление 27,6 МПа, температура 56°С. В составе газа преобладает метан (91 %). Содержание азота 1,1%, углекислоты 0,3 %. Выход стабильного конденсата 76 $см^3/м^3$, плотность конденсата 0,74 $г/см^3$. Залежи газоконденсата в пермских отложениях приурочены к литологически не выдержанным пластам песчаников. Всего открыто шесть залежей на глубинах от 2870 до 3450 м. В отличие от месторождений Хапчагайского вала пермские залежи Среднетюнгского месторождения характеризуются пластовыми давлениями, близкими к нормальным гидростатическим. Коллекторские свойства песчаников перми изменчивы: пористость колеблется в пределах от 13до 18 %, проницаемость — от незначительной до $15\text{-}10^{-14}$ $м^2$. Рабочие дебиты скважин изменяются в пределах от 50 до 300 тыс. $м^3$/сут. Залежи, как правило,

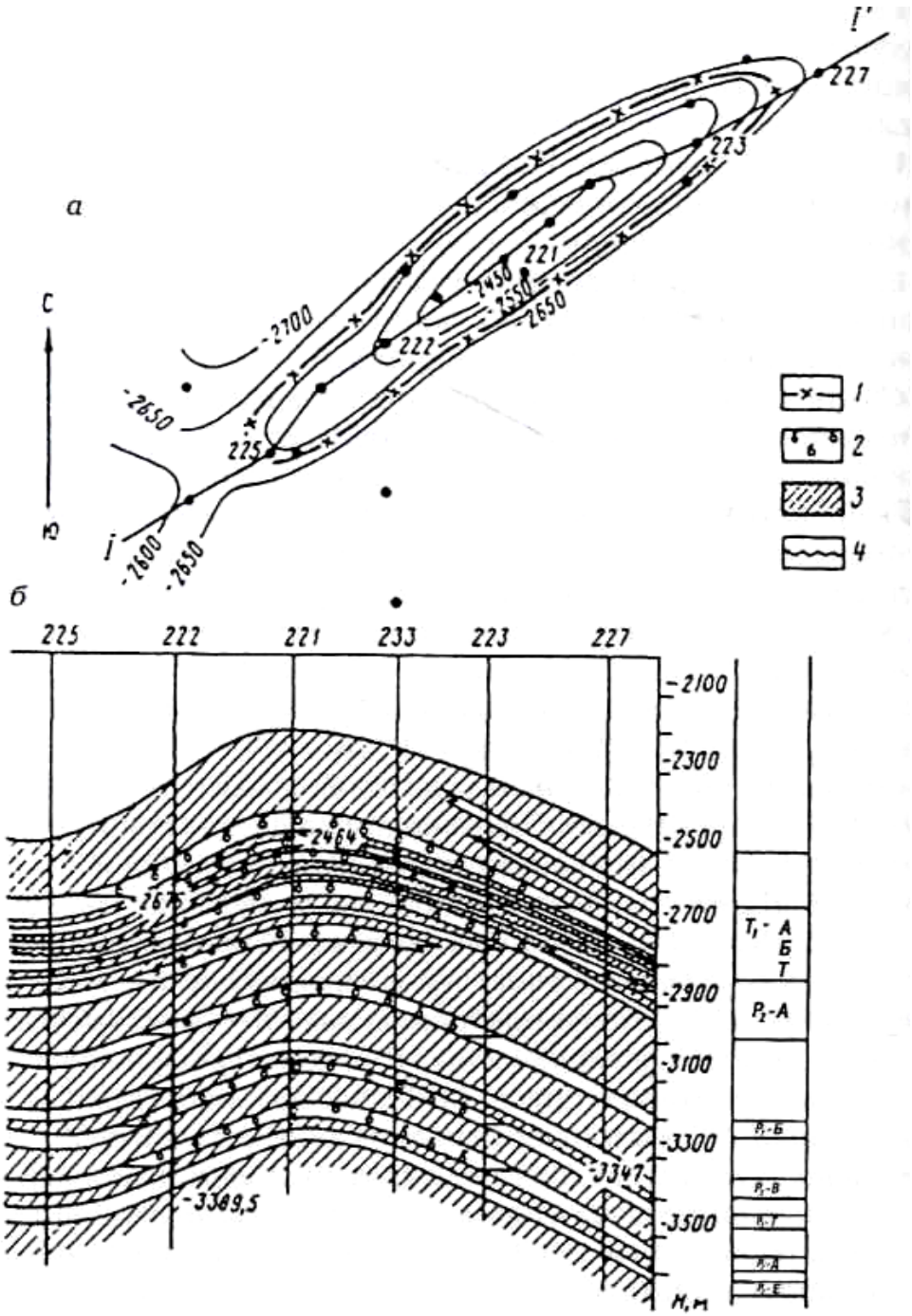


Рис. 89. Среднетюнгское газоконденсатное месторождение (Г.А. Габриэлянц, 2000):
а — структурная карта по кровле пласта Т, — А; б — геологический разрез по линии I — Г.
1 — контур газоносности; 2 — газонасыщенные пласты; 3 — непроницаемые породы; 4 — поверхность стратиграфического несогласия

относятся к пластовому сводовому типу с элементами литологического ограничения.

Соболох-Неджелинское газоконденсатное месторождение (рис. 90) расположено в 125 км от г. Вилюйска. Контролируется Соболохской и Неджелинской структурами, осложняющими центральную часть Хапчагайского вала. Месторождение открыто в 1964г. (Неджелинская структура). В 1975г. установлено единство ранее открытых Неджелинского и Соболохского (1972) месторождений. Наибольшей по размерам (34х12 км) и высокоамплитудной (свыше 500 м) является Неджелинская структура. Соболохская и Люксюгунская структуры имеют амплитуды не более 50 ми значительно меньшие размеры.

Характерно для Соболох-Неджелинского месторождения наличие обширных по площади залежей, приуроченных к маломощным литологически изменчивым пластам песчаников, залегающих в верхней части верхнепермских отложений и в основании нижнего триаса (неджелинская свита). Эти залежи, относящиеся к пермо-триасовому продуктивному комплексу, контролируются общей

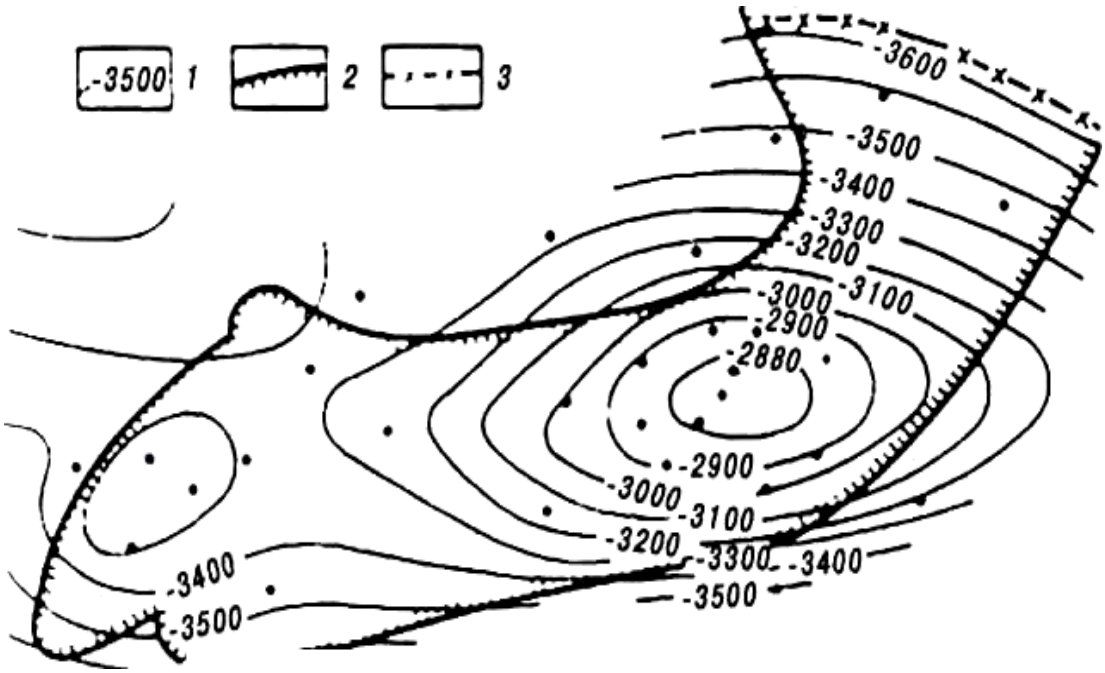


Рис. 90. Соболох-Неджелинское газоконденсатное месторождение. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Т1 (по Я.И. Куприянову):
1 — изогипсы кровли горизонта, м; 2 — граница выклинивания коллекторов; 3 — контур газоносности

структурой Хапчагайского вала и литологическим фактором. Высота отдельных залежей превышает 800 м (пласт T_1-IV_6) Эффективная мощность пластов только на отдельных участках месторождения превышает 5—10 м. Пластовые давления в залежах пермо-триасового комплекса на 8—10 МПа превышают нормальные гидростатистические.

Пористость песчаников колеблется в диапазоне 13—16%. На отдельных участках установлены коллекторы смешанного порово-трещинного типа, пористость которых изменяется в диапазоне 6—13 %. Рабочие дебиты скважин колеблются в широких пределах — от 2 до 1002 тыс. $м^3$/сут.

В пермо-триасовом продуктивном комплексе на Соболох-Неджелинском месторождении выявлено восемь залежей, приуроченных к горизонтам P_1-III, P_2-II, P_2-I верхней перми и T_1-IV_6 неожелинской свиты. Залежи относятся к пластовому сводовому или пластовому литологически ограниченному типам и залегают на глубинах от 2900 до 3800 м.

Выше, в разрезе нижнего триаса (горизонты T_1-IV_a, T_1-X) и нижней юры (горизонты J_1-II, J_1-1), выявлены небольшие по площади залежи, которые контролируются структурами третьего порядка (Соболохской, Неджелинской) и осложняющими их небольшими ловушками. Эти залежи, как правило, относятся к сводовому массивному (водоплавающему) типу. Залежь в горизонте T_1-IV_6 пластовая, литологически экранированная.

Состав газов и конденсатов характерен для всех месторождений Хапчагайского вала. В газах пермских и нижнетриасовых залежей содержание метана достигает 91—93 %, азота 0,8—1,17%, углекислоты 0,3—0,7 %. Выход стабильного конденсата 72—84 $см^3/м^3$. В составе газов нижнеюрских залежей преобладает метан (94,5—96,8%). Выход стабильного конденсата значительно ниже, чем в газах пермских и нижнетриасовых залежей — до 15 $см^3/м^3$. Залежи сопровождаются нефтяными оторочками непромышленного значения.

Средневилюйское газоконде нсатное месторождение расположено в 60 км к востоку от г. Вилюйска. Открыто в 1965 г., разрабатывается с 1975 г. Приурочено к брахиантиклинали, осложняющей Хапчагайский свод. Размеры структуры по юрским отложениям 34х22 км, амплитуда 350 м. Газоносны пермские, триасовые и юрские породы. Коллекторы — песчаники с прослоями алевролитов, не выдержаны по площади и на отдельных участках замеща-

ются плотными породами. Месторождение многопластовое. Основные запасы газа и конденсата сосредоточены в нижнем триасе и приурочены к высокопродуктивному горизонту, залегающему в кровельной части усть-кельтерской свиты. Глубина залегания пластов 1430—3180 м. Эффективная толщина пластов 3,3—9,4 м, толщина основного продуктивного пласта нижнего триаса до 33,4 м. Пористость песчаников 13—21,9 %, проницаемость ,16—1,2 мкм^2. ГВКна отметках от -1344 до -3051 м. Начальное пластовое давление 13,9—35,6 МПа, t 30,5—67°С. Содержание стабильного конденсата 60 г/м^3. Состав газа, %: CH_4 90,6—95,3, N_2 0,5—0,85, CO_2 0,3-1,3.

Залежи пластовые массивные сводовые и пластовые литологически ограниченные. Свободный газ — метановый, сухой, с низким содержанием азота и кислых газов.

Промышленная газонефтеносность приурочена к верхнепалеозойско-мезозойским осадочным отложениям, представленным чередованием терригенных пород и углей и включающим три газонефтеносных комплекса: верхнепермско-нижнетриасовый, нижнетриасовый и нижнеюрский.

Более древние толщи во внутренних зонах провинции изучены слабо — из-за глубокого залегания.

Верхнепермско-нижнетриасовый (непско-неджелинский) ГНК развит на большей части провинции и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Зональной покрышкой являются аргиллиты в низах триаса (неджелинская свита), которые имеют фациально неустойчивый состав и на значительных участках опесчаниваются, теряя экранирующие свойства. Комплекс продуктивен на Хапчагайском поднятии (Средневилюйское, Толонское, Мастахское, Соболох-Неджелинское месторождения) и на северо-западной моноклинали Вилюйской синеклизы (Среднетюнгское месторождение); с ним связано 23% разведанных запасов газа Лено-Вилюйской ГНП. Глубина газоконденсатных залежей от 2800 до 3500 м, характерно повсеместное распространение аномально высоких пластовых давлений.

Нижнетриасовый (таганджинско-мономский) ГНК представлен песчаниками, чередующимися с алевролитами, аргиллитами, углями. Песчано-алевролитовый коллектор по физическим параметрам неустойчивый, ухудшается к бортам Вилюйской синеклизы и Предверхоянскому прогибу. Покрышками являются глины мономской свиты (верхи нижнего триаса), которые в южных райо-

нах разреза опесчаниваются. С нижнетриасовым комплексом связано 70% разведанных запасов газа провинции, основная их часть сосредоточена на Средневилюйском месторождении, где имеются три самостоятельные газоконденсатные залежи, вскрытые в песчаниках и алевролитах на глубинах от 2300 до 2600 м.

Нижнеюрский комплекс характеризуется неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и углей; покрышкой служат глины сунтарской свиты. Комплекс фациально неустойчивый, наблюдается региональное уплотнение пород в восточном направлении. С комплексом связаны небольшие газовые залежи на Хапчагайском своде (Мастахское, Средневилюйское, Соболох-Неджелинское, Нижневилюйское месторождения) и в зоне Китчано-Буролахских передовых складок (Усть-Вилюйское, Собохаинское месторождения). Глубина залежей 1000 — 2300 м. Доля ком-плекса в общих ресурсах и разведанных запасах газа Лено-Вилюй-ской ГНП около 6%.

Перспективы нефтегазоносности провинции связаны с отложениями палеозоя и нижнего мезозоя, особенно в зонах выклинивания коллекторов на северо-западном борту синеклизы и южном борту Лунгхинско-Келинского мегапрогиба.

2.2.3. Енисейско-Анабарская газонефтеносная провинция

Енисейско-Анабарская ГНП расположена в низовьях рек Енисея, Хатанги и Лены, в пределах Таймырского автономного округа, Красноярского края, включая незначительную часть территории Тюменской области на западе и республики Саха (Якутия) на востоке. Площадь провинции составляет 365 тыс. км^2. Расположена в зоне тундры. Основные пути сообщения Североморский путь и реки Енисей и Лена. Автомобильные и железные дороги отсутствуют (рис. 91).

В тектоническом отношении провинция приурочена к Енисейско-Хатангскому, Лено-Анабарскому прогибам и разделяющей их Анабарско-Хатангской седловине. На севере и востоке она ограничена Таймырской и Верхоянско-Чукотской складчатыми областями, на юге — Сибирской платформой, на западе раскрывается в Западно-Сибирскую НГП.

Фундамент неоднородный: от древнего архейского в Анабарско-Хатангской седловине до байкальского на большей части территории и верхнепермско-нижнетриасового вдоль Таймырского мега-

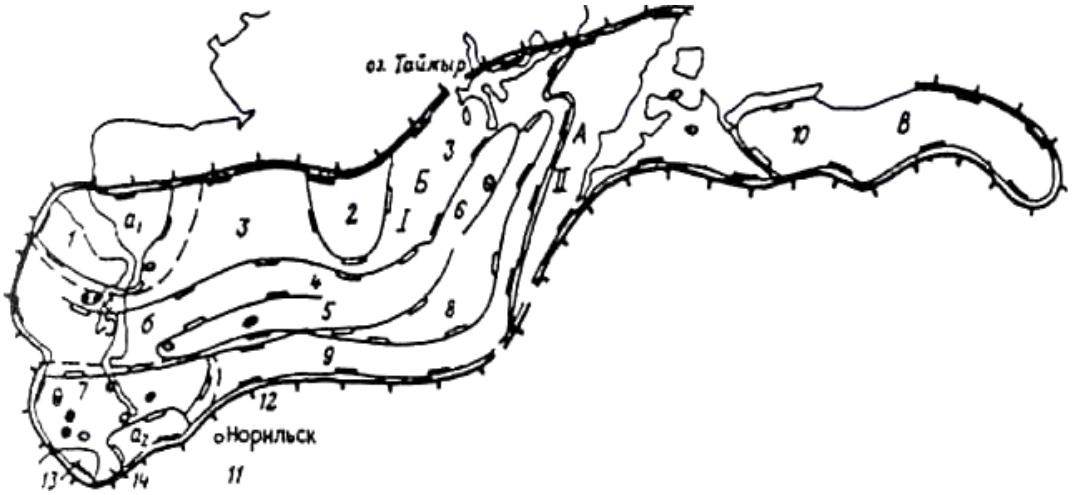


Рис. 91. Енисейско-Анабарская газонефтеносная провинция (по А.Э. Конторовичу, В.С. Сурикову, А.А. Трофимуку). Крупнейшие тектонические элементы: I — Енисейско-Хатангский региональный прогиб, II — Хатангская седловина; крупные тектонические элементы: 1 — Таймырский выступ, 2 — Янгодо-Горбитский выступ, 3 — Южно-Таймырская моноклиналь, 4 — Центрально-Таймырский мегапрогиб, 5 — Рассохинский мегавал, 6 — Балахнинский мегавал, 7 — Танамско-Малохетский мегавал, 8 — Боганидо-Джанихинский мегапрогиб, 9 — Северо-Сибирская моноклиналь, 10 — Лено-Анабарский мегапрогиб, 11 — Хантайско-Рыбнинский мегавал, 12 — Норильско-Хараелахский мегапрогиб, 13 — Пендомаяхская впадина, 14 — Большехетский мегавал. Нефтегазоносные области и районы: А — Лено-Анабарская НГО, Б — Енисейско-Хатангская ГНО; а, — Притаймырский ГНР, а2 — Танамский ГНР, В — Анабаро-Хатангская НГО (усл. обозн. см. рис. 51)

синклинория. Осадочный чехол сложен породами от рифея до мезозоя, его мощность 8 - 14 км в центральных частях впадин и 5 - 6 км по бортам. Разрез представлен тремя крупными комплексами отложений: раннепалеозойским карбонатно-терригенным с эвапоритовыми толщами; позднепалеозойским терригенным; мезозойско-кайнозойским терригенным. В осадочном чехле установлены своды, мегавалы и валы значительной амплитуды, разделенные прогибами.

В структуре осадочного чехла провинции выделяются тектонические элементы: на западе Енисейско-Хатангский региональный прогиб на востоке Лено-Анабарский мегапрогиб, разделенные Анабарско-Хатангской седловиной.

Енисейско-Хатангский прогиб имеет субширотное простирание и протягивается от Анабарско-Хатангской седловины до устья р. Енисея на 900 км при ширине 300 км, раскрываясь в сторону Западно-Сибирской плиты.

Разрез сложен карбонатной, терригенно-карбонатной и песчано-глинистой формациями палеозоя и терригенно-глинистыми и угленосными формациями мезозоя. В осевой зоне прогиба выделяе система валов: Рассохинский, Танамо-Малохетский и др., имеющие размеры 300х60 км и амплитуду до 1000 м. Валы обрамляются прогибами Жданихинским, Туровским и др. Северный борт прогиб осложнен крупными выступами: Таймырским, Янгодо- Горбитским

Лено-Анабарский прогиб расположен к востоку от Анабарско-Хатангской седловины, включает шельф моря Лаптевых. Выполнен позднепалеозойско-раннемезозойскими отложениями, мощность которых возрастает к северу от 3 до 8 км. Лено-Анабарский прогиб осложняют более мелкие прогибы: Нижнеленский и Уэленский, а также Кюсюрско-Куогостахский вал.

Анабарско-Хатангская седловина выполнена палеозойскими отложениями мощностью 6 — 7 км и осложнена положительными и отрицательными структурами.

Планомерные поиски нефти и газа в провинции начались в 1960 г. Первое промышленное месторождение газа было откр-то в 1967 г. В последующие годы были выявлены газовые и газоконденсатные месторождения: Нижнехетское, Мессояхское, Зимнее, Балахнинское, Дерябинское, Пеляткинское, Северо-Соленинское, Нордвикское, Кожевниковское и др. Всего в пределах провинции выявлено 14 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений.

Месторождения связаны в основном с куполовидными поднятиями и брахиантиклиналями. В Анабарско-Хатангской седловине, где развиты солянокупольные поднятия, преобладает антиклинальный тип залежей, на Южно-Таймырской моноклинали - литологически экранированный.

В Енисейско-Анабарской ГНП выделяются три ГНО: Енисейско-Хатангская, Анабарско-Хатангская и Лено-Анабарская. Промышленная нефтегазоносность приурочена к отложениям верхней перми, юры и нижнего мела.

Нижне-верхнепермский НГК мощностью 1490 м представлен отложениями тустахской, нижнекожевниковской и верхнекожевниковской свит. Основная нефтегазоносность связана с песчаными пластами на границе нижне и верхнекожевниковской свит — Южно-Тигянское месторождение.

Триасовый НГК мощностью 500 м сложен терригенными отложениями — песчаниками, переслаивающимися с алеврито-глини-

стыми породами. Нефтеносен в южной части Анабарско-Хатангской ГНО — Нордвикское месторождение.

Юрский НГК мощностью до 2500 м представлен преимущественно песчаниками и алевролитами. Во всех юрских горизонтах отмечены нефте- и газопроявления. С верхней юрой связано газовое месторождение Нижнехетское, со средней — Балахнинское и Зимнее.

Нижнемеловой НГК, мощность 400 — 800 м. В терригенном разрезе выделяют апт-альбский (яковлевская свита) и валанжин-готеривский (суходудинская свита) песчаные продуктивные горизонты. С ними связано более 90% разведанных запасов УВ в Енисейско-Хатангской ГНО. Газоносен на Мессояхском, Дерябинском, Пеляткинском, Зимнем, Казанцевском, Северо-Соленинском, Южно-Соленинском, Джангодском и других месторождениях.

ЕНИСЕЙСКО-ХАТАНГСКАЯ ГНО площадью 280 тыс. км^2 является наиболее изученной территорией провинции и включает почти все открытые месторождения. По геотектоническому положению это Енисейско-Хатангский прогиб, являющийся непосредственным восточным продолжением Западно-Сибирского осадочного бассейна, что определяет сходство литолого-фациального состава и возрастную аналогию расположения продуктивных горизонтов.

Как и в Западной Сибири, промышленная нефтегазоносность заключена в юрских и меловых отложениях, образующих региональные нефтегазоносные комплексы. Юрский комплекс наиболее полно представлен в западной части прогиба, где он сложен преимущественно песчаниками и алевролитами, переслоенными глинами; на востоке прогиба степень глинизации разреза возрастает. С юрским комплексом связаны залежи газа на Дерябинском, Хабейском, Зимнем и ряде других месторождений.

Меловой комплекс является главным объектом геологоразведочных работ, с ним связаны основные и наиболее крупные по запасам месторождения — Северо-Соленинское, Южно-Соленинское, Пеляткинское и др. Газоносный коллектор представлен песчаниками и алевролитами, региональная покрышка — аргиллитами верхов суходудинской и дорожковской свит верхнего мела. Наличие локальных и зональных экранов из глинистых пород обусловливает выделение внутри мелового комплекса многочисленных самостоятельных пластов-коллекторов.

Дерябинское газоконденсатное месторождение (рис. 92) открыто в 1982 г. Приурочено к одноименному куполовидному

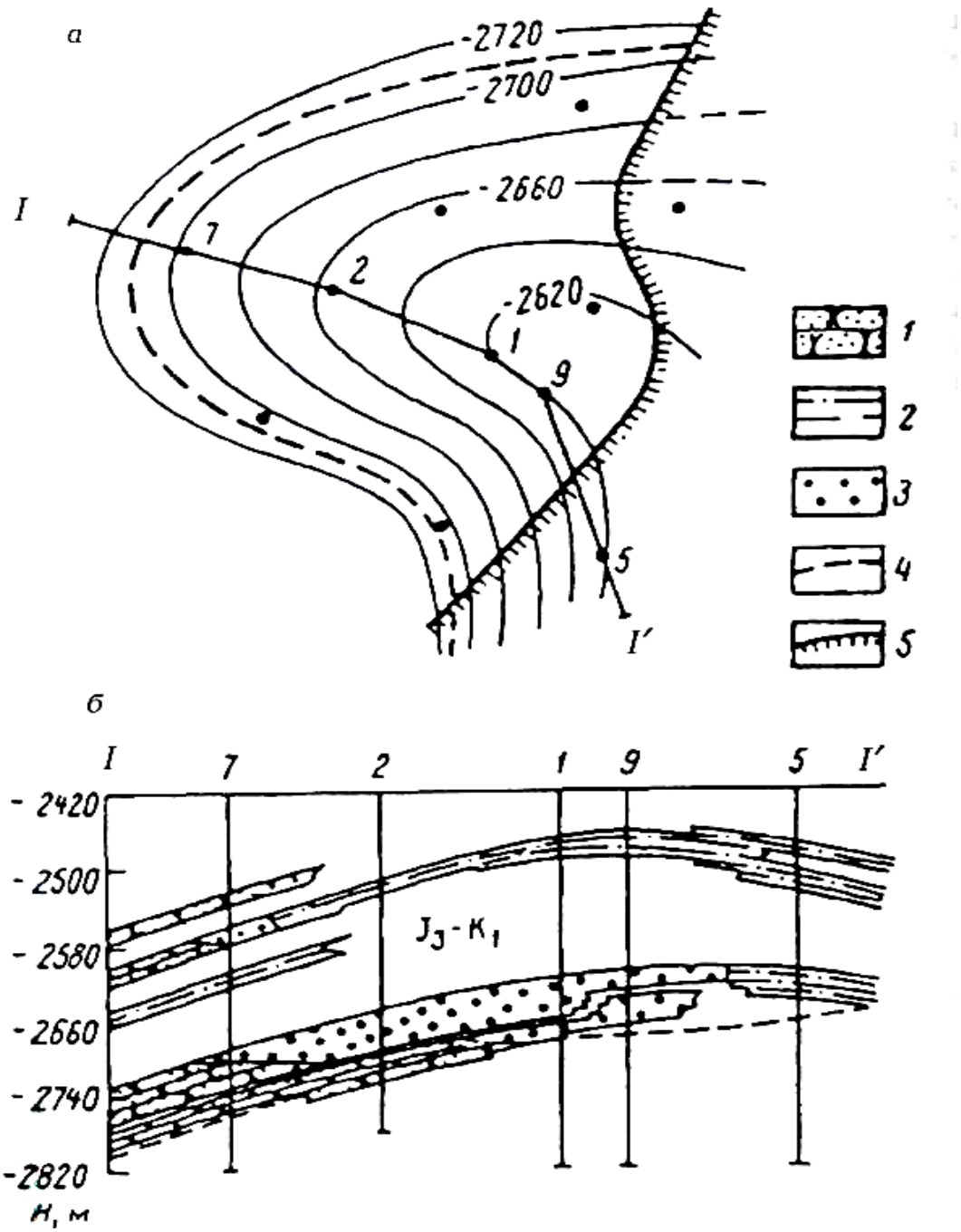


Рис. 92. Дерябинское газоконденсатное месторождение
(по Л.Л. Кузнецову, Л.И.Кяргиной):
а — структурная карта по кровле пласта Д-IV; б — геологический разрез по линии I — Г; 1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — газ; 4 — контур газоносности; 5 — линия фациального замещения

поднятию с размерами 15х14 км и высотой около 100 м, расположенному на южном склоне Таймырского выступа. Изучены отложения юры и мела.

Продуктивными являются отложения дерябинской свиты юрско-мелового возраста (пласты Д-I-П, Д-IV-V), залегающие в интервале глубин 2558—2664 м. Основные запасы (96 %) приходятся на пласт Д-IV.

Залежи пластовые сводовые, литологически экранированные, высотой 14—95 м. Открытая пористость песчаников 13—18%, проницаемость около $0{,}1 \cdot 10^{-15}$ м^2. Эффективная газонасыщенная толщина песчаных пластов 2,5—15,5м, общая — 4—31 м. Пластовое давление 26—27,9 МПа, пластовая температура 60—66°С. Дебит газа 100—200 тыс. м^3/сут. Состав газа: метан — 85,55—93,0%, гомологи метана — 5,75—13,2 %, азот — 0,72%, углекислый газ — 0,53 %. Потенциальное содержание стабильного конденсата по залежам месторождения изменяется от 97,5 до 142,5 г/м^3.

Мессояхское газовое месторождение расположено в 230 км западнее Норильска. Открыто в 1967 г., разрабатывается с 1969 г. Размеры месторождения 107,5 км^2. Месторождение приурочено к антиклинальному поднятию, осложняющему Мессояхско-Малохетский мегавал. Поднятие северо-восточного простирания, по кровле сеноманского яруса его размеры 20х12 км, амплитуда 70м,поверхнеюрскому горизонту — 15х10, амплитуда 200 м. Газоносны отложения альба-сеномана (долгановская свита, пласт I), залегающие в сводовой части структуры на глубине 820 м. Продуктивная толща сложена песчано-алевритовыми породами с прослоями глин и известковистых песчаников. Толщина отдельных газонасыщенных прослоев от 0,4 до 33,4 м и суммарно по скважинам равна 12—45,5 м. Наиболее выдержана и монолитна нижняя часть разреза, а верхняя (кровельная часть сеноманского яруса) — более сложно построена, с частым чередованием прослоев. Открытая пористость песчаных пород от 18 до 32%, проницаемость от 0,1 до 1,1 мкм^2, пластовое давление 7,5 МПа. Залежь газа массивная, водоплавающая, ГВК на отметке -805 м. Начальные дебиты газа от 3,1 до 180 тыс. м^3/сут. Низкая пластовая температура 12°С способствует интенсивному гидратообразованию. Режим работы залежи — упруго-водонапорный. Плотность газа 0,56. Состав газа: метана 98,8 %, углекислого газа 0,68 %, азота 0,41-0,51 %, гелия + неона 0,01-0,006 %. В настоящее время законсервировано. До консервации с начала разработки на месторождении добыто 10745 млн. м^3 газа.

Северо- и Южно-Соленинское газоконденсатные месторождения расположены в 180—185 км к западу от г. Дудинки. Открыты в 1969 г., разрабатываются Южно-Соленинское с 1972 г., Северо-Соленинское с 1983г. Приурочены к двум разделенным небольшой седловиной антиклиналям размерами в нижнем мелу соответственно 13х10 (амплитуда 40 м) и 16х9 км (амплитуда 30 м). На Северо-Соленинском месторождении выявлено 6 залежей газа и газоконденсата в песчаниках суходудинской (Сд- 1- II, Сд- III, Сд-VIII-IX) и яковлевской (Як-1, II) свит нижнего мела на глубине 1439- 2430 м. Залежи пласта (Як-1, II) на гл. 1439- 1474 м представлены песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Коллектор поровый, открытая пористость пород 20%, проницаемость 0,1 мкм^2, начальные дебиты газа до 340 тыс. м^3/сут, пластовое давление 14 МПа, 129°С, ГВК на отметках -1409 и -1416 м. Залежи пластово-сводовые литологически экранированные и пластово-массивные.

Залежь пласта Сд-Ш вскрыта в интервале 2162—2240 м, продуктивная толщина 15—37 м. Открытая пористость песчаных пород 16%, проницаемость 0,03—0,16 мкм^2, начальные дебиты газа до 137 тыс. м^3/сут, пластовое давление 20,6 МПа, t= 46°С, ГВК на отметке -2130 м. Залежь пластовая сводовая. Газоконденсатная залежь Сд-VIII-IX вскрыта в интервале 2307—2401 м, толщина продуктивной части 38—46 м. Открытая пористость песчаных пород 15—17%, проницаемость 0,15 мкм^2, начальные дебиты газа 247—266 тыс. м^3/сут, пластовое давление 22,5 МПа, t 53—55°С. ГВК на отметках -2284 м и -2326 м. Южно-Соленинское месторождение также многозалежное, промышленные притоки газа и газового конденсата получены из отложений нижней части суходудинской свиты из пластов Сд-VIII, Сд-IX, Сд-X и Сд-XI в интервале 2290—2430 м, представленных чередованием песчаников и алевролитов. Открытая пористость пород 14—16%, проницаемость 0,1 мкм^2, максимальные начальные дебиты до 623 тыс. м^3/сут, пластовые давления 22,4—23,4 МПа, t= 48—56°С, газонасыщенность 0,53-0,66, ГВК на отметках -(2316-2407) м. Залежь пласта Сд-X с нефтяной оторочкой, ГНК на отметке -2385 м, все залежи пластово-сводовые и пластово-массивные. Плотность свободного газа 0,563—0,583. Газы метановые (95—97%), содержание других гомологов метана не превышает 3—5 %, азота 0,15—0,34 %. Конденсат плотностью 0,762—0,789 г/см^3, начальное содержание конденсата 21—35 г/см^3, текущее 10,5—16 г/см^3.

Пеляткинское газоконденсатное месторождение (рис. 93) расположено в 170 км северо-западнее г. Дудинки. Открыто в 1969 г. Приурочено к одноименной брахиантиклинальной структуре северо-восточного простирания с размерами 24х13 км и высотой порядка 75 м, расположенной на своде Танамско-Малохетского мегавала.

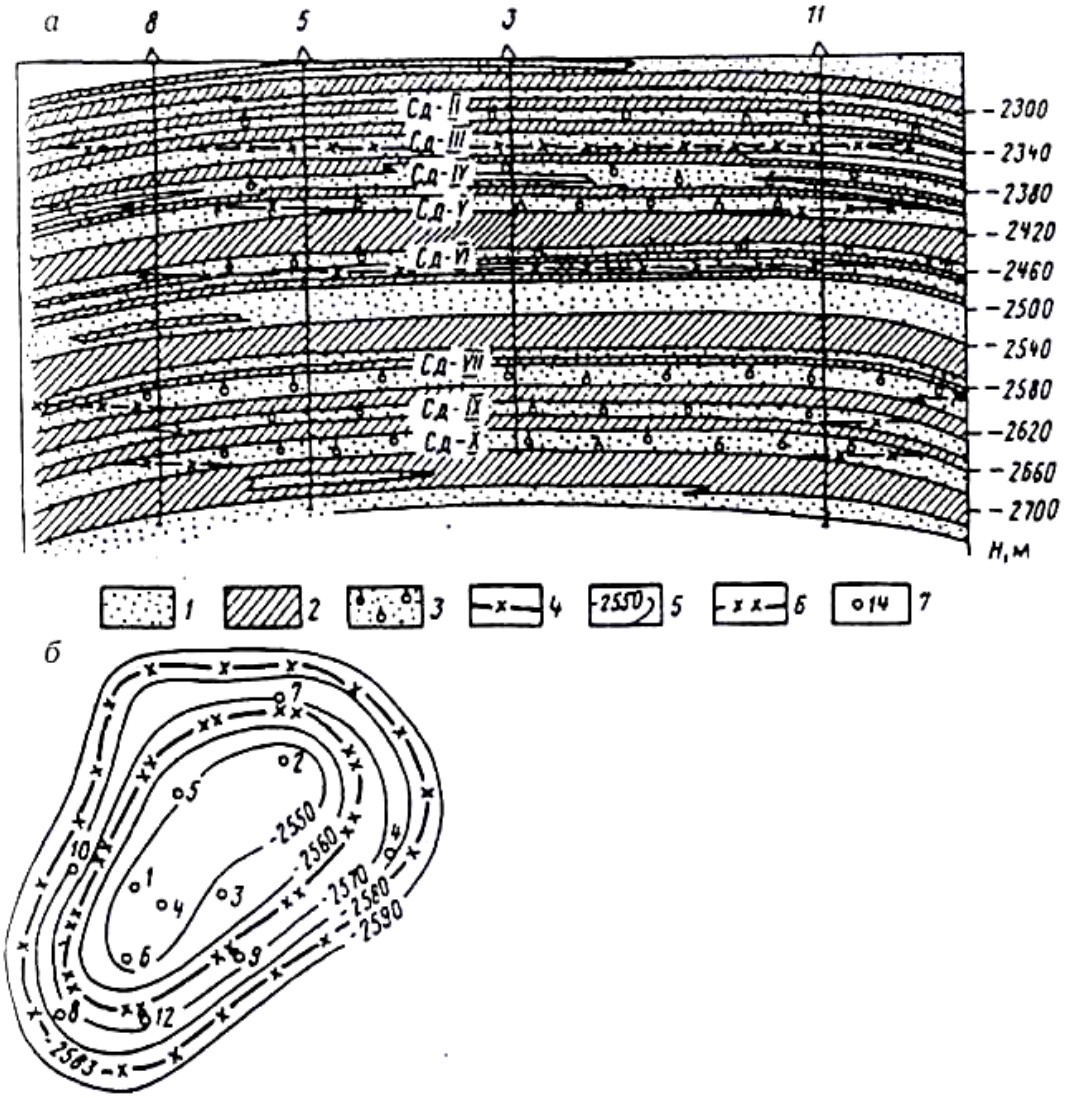


Рис. 93. Пеляткинское газоконденсатное месторождение (Г.А. Габриэлянц, 2000):
а — геологический разрез; б — структурная карта по кровле пласта СД-VIII; 1 — песчаные породы; 2 — глинистые породы; 3 — газ; 4 — газоводяной контакт; 5 — изогипсы кровли пласта СД-VIII; 6 — внутренний контур газоносности; 7 — скважины

Изучены меловые отложения, вскрытые на глубину до 2750 м. Продуктивны отложения суходудинской свиты нижнего мела (пласты СД-П—СД-Х). Эффективная газонасыщенная толщина пластов составляет 4,5—12,2 м, общая — 9—60 м. Открытая пористость песчаников 14—17 %, проницаемость (6—85) 10^{-15} $м^2$. Пластовое давление близко к гидростатическому. Залежи пластовые сводовые, высота 11—48,5 м. Основные запасы газа связаны с пластовыми СД-VIII и СД-IV-V. Газ месторождения содержит метан (92%), гомологи метана (6,64 %), азот (0,96 %), углекислый газ (0,4 %). Потенциальное содержание стабильного конденсата 105 $г/м^3$.

АНАБАРСКО-ХАТАНГСКАЯ ГНО площадью 45 тыс. $км^2$ рассматривается как перспективная по пермо-триасовым отложениям, представленным чередованием песчано-алевролитовых пород с аргиллитами. Роль прогнозируемой региональной покрышки играет вулканогенно-глинистая толща, относимая к верхней перми — нижнему триасу. В подстилающих ее породах нижнекожевниковской свиты открыта полупромышленная залежь тяжелой нефти на площади Южный Тигян; нефтепроявления отмечены и на других площадях.

ЛЕНО-АНАБАРСКАЯ ГНО площадью 40 тыс. $км^2$ рассматривается как перспективная по пермо-триасовому комплексу, а также нижележащим палеозойским отложениям (девон, ордовик, кембрий) . Перспективы нефтегазоносности подтверждаются приуроченностью к ГНО крупного Оленекского месторождения битумов.

Перспективы газоносности связаны с юрскими и меловыми терригенными отложениями Танамско-Малохетского мегавала. Здесь могут быть выявлены газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками. В пределах Анабарско-Хатангской седловины перспективны пермские терригенные отложения. Перспективны и более древние отложения — палеозойские карбонатно-терригенные и протерозойские терригенно-карбонатные.

Сравнительный анализ условий нефтегазоносности Восточно-Европейской и Сибирской платформ позволяет отметить, что основные объемы разведанных запасов УВ платформ приурочены к основным комплексам, формировавшимся в периоды наиболее высокой тектоно-седиментационной активности платформ. На Восточно-Европейской платформе это среднедевонско-турнейский, ранне- и среднекаменноугольный и среднекаменноугольно-раннепермский циклы. На Сибирской платформе — вендско-нижнекембрийский и мезозойский тектоноседиментационные мегациклы.

Следует отметить, что на обеих древних платформах почти равное распределение начальных запасов УВ в карбонатных (43,7%) итерригенных (41,9%) коллекторах. На терригенно-карбонатные разности пород приходится 14,4%. В карбонатных резервуарах выявлено гораздо меньше залежей, чем в терригенных.

Такое неравномерное распределение залежей нефти и газа по стратиграфическим интервалам и глубинам связано с крайне недостаточной разведанностью горизонтов в первую очередь в Печорской и Прикаспийской синеклизах, Предуральском прогибе, Вилюйской гемисинеклизе, Енисей-Хатангском прогибе и других регионах. В то же время имеющиеся геолого-геофизические материалы позволяют сделать вывод о несомненной перспективности указанных регионов в нефтегазоносном отношении.

Контрольные вопросы к главе 2

1. Какое значение в современной добыче нефти и газа и в перспективе имеют основные нефтегазоносные провинции древних платформ?
2. В пределах каких древних платформ нашей страны установлены нефтегазоносные провинции?
3. Каков возраст фундамента древних платформ?
4. Дайте краткую характеристику нефтегазоносным провинциям Сибирской платформы.
5. Какие выводы можно сделать на основании сравнительного анализа стратиграфического диапазона нефтегазоносности комплексов древних платформ?
6. Какие особенности геологического строения Восточно-Сибирской мегапровинции осложняют проведение там поис-ково-разведочных работ на нефть и газ?
7. Какие самостоятельные перспективные НГО выделяются на территории Восточно-Европейской платформы?
8. Перечислите основные продуктивные горизонты Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.
9. Назовите особенности строения подсолевого комплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции, способствующие открытию в нем крупнейших месторождений.
10. Перечислите основные нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской НГП.

Глава 3
Нефтегазогеологическое районирование молодых платформ

Молодые платформы занимают значительно меньшую площадь в структуре материков (около 5%), чем древние платформы, и располагаются либо по их периферии, как Средне- и Западно-Европейские, либо между древними платформами, например Западно-Сибирская платформа между древними Восточно-Европейской и Сибирской. Фундамент молодых платформ слагается в основном фанерозойскими осадочно-вулканическими Породами, испытавшими слабый (зеленосланцевая фация) или даже только начальный метаморфизм и который в отличие от фундамента древних платформ именуется не кристаллическим, а складчатым; от чехла он отличается не столько метаморфизмом, сколько высокой дислоцированностью.

В зависимости от возраста завершающей складчатости этого фундамента молодые платформы или их части подразделяются на эпикаледонские, эпигерцинские, эпикиммерийские.

Осадочный чехол молодых платформ имеет в основном юрско- или мел-четвертичный возраст; на эпигерцинских платформах чехол начинается с верхней перми, на эпикаледонских — с верхнего девона. Между складчатым основанием и типичным чехлом молодых платформ выделяют промежуточный комплекс, выполняющий обычно отдельные впадины, который отличается от фундамента слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма и гранитов, а от чехла отделяется несогласием. Формационный и структурный анализы показывают, что к промежуточному комплексу чаще всего относятся обломочные образования («молассоидные») или обломочно-вулканогенное выполнение рифтовых грабенов, образованных на стадии перехода от орогенного этапа к раннеплатформенному. На Западно-Сибирской, Ту-

ранской и Скифской платформах промежуточный комплекс имеет соответственно позднепалеозойский и триасово-раннеюрский возраст.

Молодые платформы в значительно большей степени покрыты осадочным чехлом, чем древние, и по этой причине их часто именуют просто плитами (например, Западно-Сибирская, Туранская и Скифская).

На территории России и ближнего зарубежья располагается молодая Евразийская платформа, состоящая из огромных по площади Западно-Сибирской, Туранской и Скифской эпипалеозойских плит, у которых преимущественно палеозойский часто гетерогенный складчатый фундамент, пермско-триасовый так называемый промежуточный комплекс и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. С учетом этих особенностей строения в пределах перечисленных плит выделяются нефтегазоносные мегапровинции мезозойского и частично кайнозойского нефтегазонакопления — Западно-Сибирская, Туранская и Предкавказско-Крымская (Скифская).

3.1. Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция.

Одна из крупнейших в мире Западно-Сибирская НГМП протягивается от восточных склонов Уральского хребта до Енисея и от Северного Ледовитого океана до Казахского нагорья и Алтая. Она занимает одноименную низменность и соответствует территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, Тюменской, Томской, частично Свердловской, Омской, Новосибирской областей и левобережья Красноярского края.

Площадь мегапровинции на суше составляет 2,1 млн. км^2 и 750 тыс. км^2 с учетом южной акватории Карского моря.

В осадочном чехле доля морских отложений 39%, континентальных 60%, карбонатных менее 1%.

Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция (рис. 94, 95, 96) представляет собой молодую платформу с трехъярусным строением: гетерогенный фундамент, промежуточный доплитныи комплекс, образованный осадочно-вулканогенными породами палеозойского триасового комплекса, и платформенный плитный

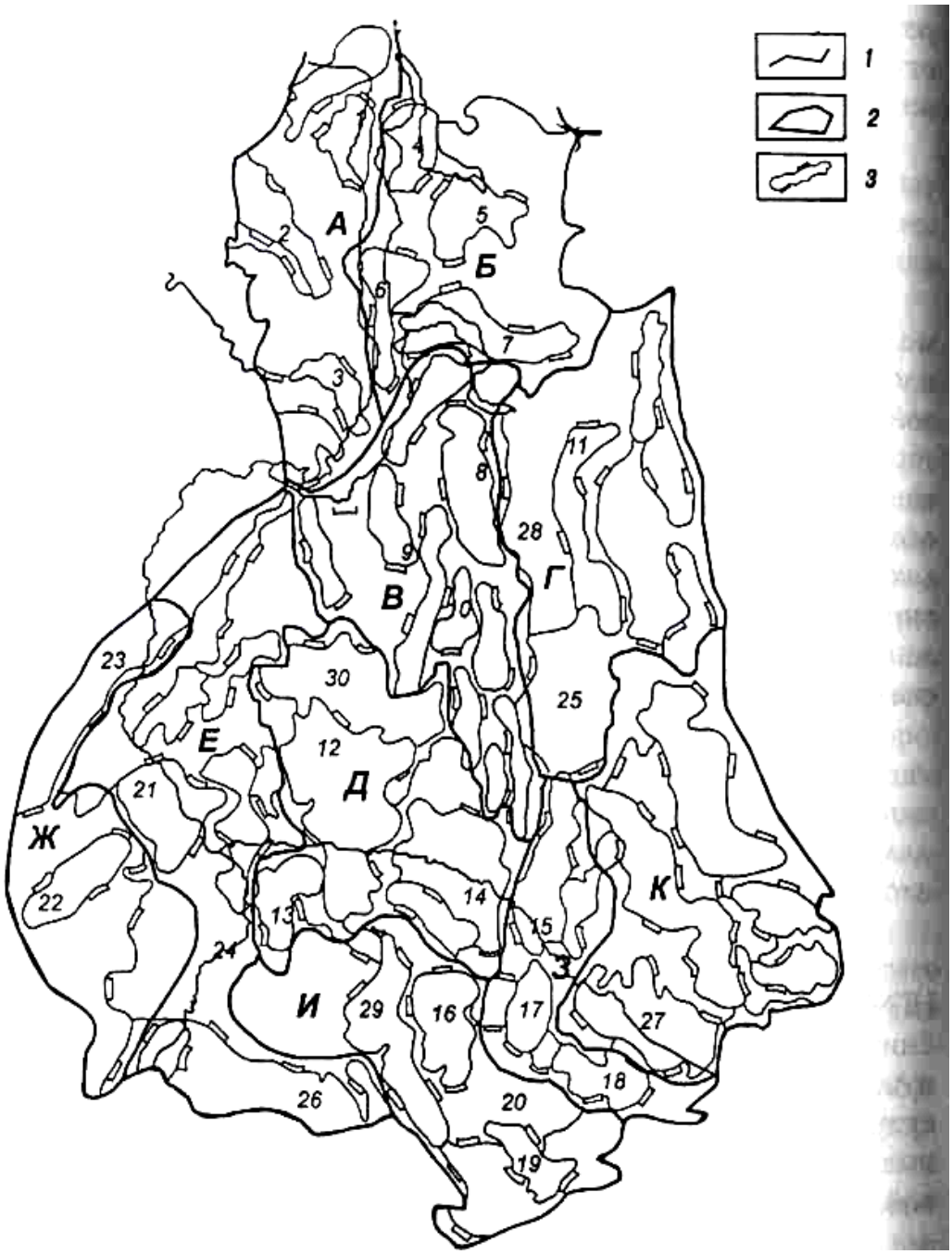


Рис. 94. Тектоническое районирование мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирского НГБ (по И.И. Нестерову, Ф.К. Салманову,В.И. Шпильману):
1 — граница Западно-Сибирского НГБ; 2 — нефтегазоносные области; 3 — крупные тектонические элементы.
Нефтегазоносные элементы: А — Ямальская ГНО, Б — Гыданская ГНО, В — Надым-Пурская НГО, Г — Пур-Тазовская, Д — Среднеобская НГО, Е — Фроловская; Ж — Приуральская НГО, 3 — Васюганская НГО, Я — Каймысовская НГО, К — Пайдугинская НГО.

Крупные тектонические элементы: 1 — Среднеямальский свод, 2 — Нурщинский мегавал, 3 — Южно-Ямальский мегавал, 4 — Юрацкий свод, 5 — Гыдан-ский свод, 6 — Напалковский мегавал, 7 — Нижнемессояхский мегавал, 8 — Уренгойский мегавал, 9 — Медвежий мегавал, 10 — Северный свод, 11 – Рус-ско-Часельский свод, 12 — Сургутский свод, 13 — Салымский свод, 14 — Нижневартовский свод, 15 — Александровский мегавал, 16 — Каймысовский свод, 17 — Средневасюганский мегавал, 18 — Пудинский мегавал, 19 — Межовский мегавал, 20 — Нюрольская впадина, 21 — Кросноленинский свод, 22 — Шаимский мегавал, 23 — Березовская моноклиналь, 24 — Ханты-Ман-сийская впадина, 25 — Харампурская моноклиналь, 26 — Большеукская моноклиналь, 27 — Парабельский мегавал, 28 — Ханадырь-Яхнинская моно-клиналь, 29 — Демьянинский вал, 30 — Северо-Сургутская моноклиналь.

чехол мезокайнозойских, преимущественно юрских и меловых отложений.

Фундамент разновозрастный, в нем выделяются различные по размеру участки карельского, байкальского, каледонского и герцинского возраста. В Приалтайской и Присаянской областях фундамент салаирского возраста. Поверхность фундамента залегает на глубине 1000 - 2000 м в Приуралье, погружаясь к центру провинции и на север до 11 — 13 км.

Широко развиты рифтовые системы, представленные разветвленной сетью грабен-рифтов, продолжавших развитие в мезозое-кайнозое, что в значительной степени повлияло на формирование структур в осадочном чехле. В доплитном комплексе особое место в структуре Западно-Сибирской платформы принадлежит триасовой системе рифтов, во многом предопределившей особенности строения и нефтегазоносность плитного юрско-кайнозойского комплекса. Рифтовая система состоит из рифтовых зон и межрифтовых поднятий. Крупнейшая рифтовая структура – Колтогорско-Уренгойский рифт, протягивается в меридиональном направлении от г. Омска до берегов Карского моря на 1800 км при ширине 80 км. Западнее Колтогорско-Уренгойского рифта выделяются Худуттейский, Ямальский и Аганский рифты, а на северо-востоке платформы - Худосейский. Они менее протяженные и более узкие.

Промежуточный комплекс развит по площади неравномерно и достигает наибольших мощностей в опущенных частях впа-Аины. Мегапровинция имеет блюдцеобразную форму и включает Многочисленные крупные обособленные впадины и валообразные Поднятия. Осадочный чехол образует в региональном плане три

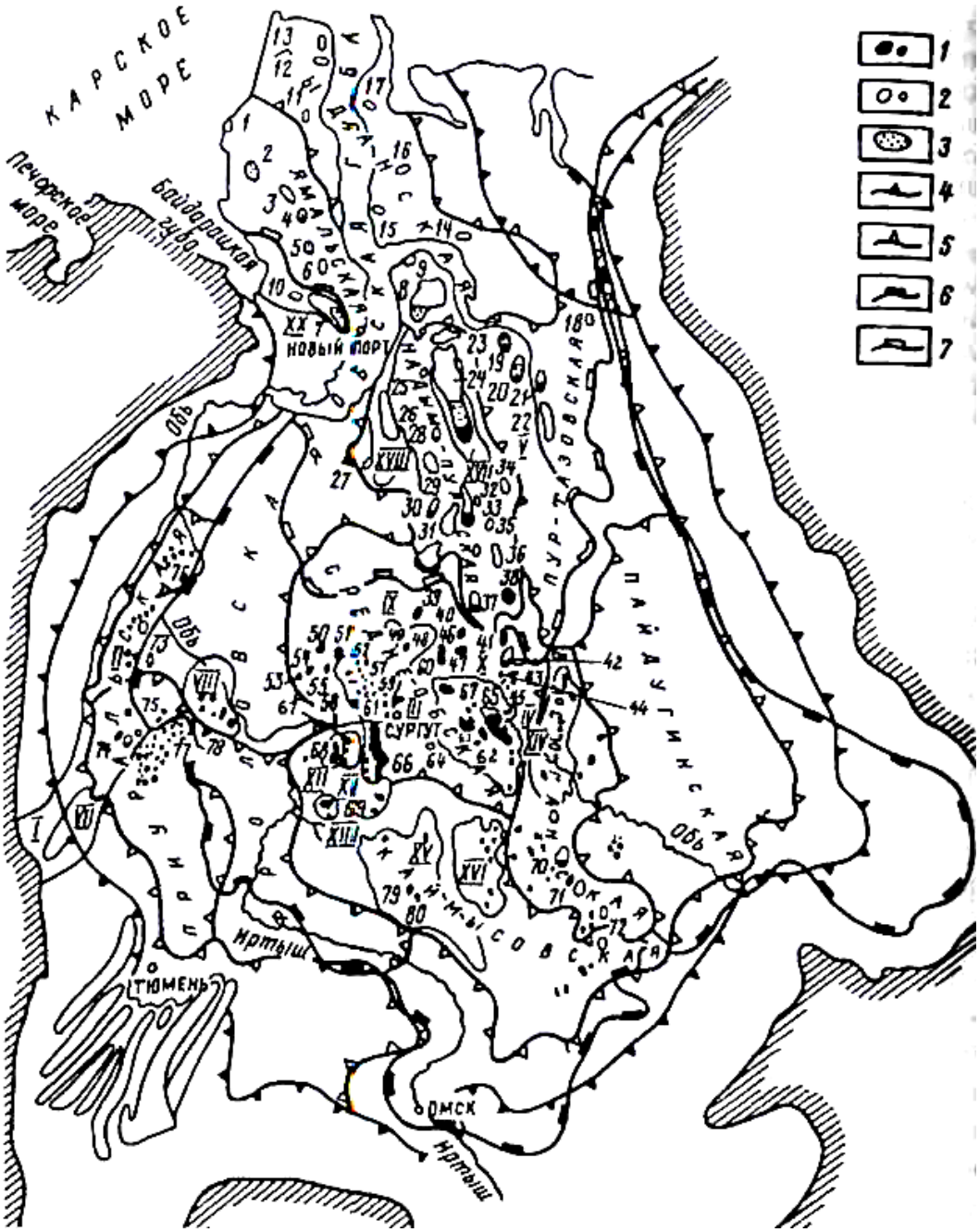


Рис. 95. Карта нефтегазоносности Западно-Сибирской провинции
(по данным И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова и др.).
Месторождения: 1 — нефтяные, 2 — газовые, 3 — газоконденсатные; границы: 4 — Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 5 — нефтегазоносных областей, 6 — между Внешним поясом и Центральной тектонической областью; 7 — Северной тектонической области. Структурные элементы: I — Верхнекодинский мегапрогиб, II — Березовская моноклиналь, III — Ярсомовский мегапрогиб, IV — Колтогорский мегапрогиб, V — Пурпейский мегапрогиб, VI — Сосьвинский свод, VII — Красноленинский свод, VIII — Сургутский свод, IX — Нижневартовский свод,

X — Пойкинский вал, XI — Салымское краевое поднятие, XII — Верхне-Са-лымское краевое поднятие, XIII — Александровский мегавал, XIV – Верхне-демьянский мегавал, XV — Каймысовский свод, XVI — Уренгойский свод, XVII — Медвежий вал, XVIII — Новопортовский вал. Месторождения: 1 — Харасавейское, 2 - Бованенковское, 3 – Нейтинское, 4 - Арктическое, 5 –Средне-ямальское, 6 - Нурминское, 7 - Новопортовское, 8 - Ямбургское, 9 – Семаков-ское, 10 - Малоямальское, 11- Верхнетиутейское, 12 - Южно-Тамбейское, 13 - Северо-Тамбейское, 14 - Антипаютинское, 15 - Геофизическое, 16 - Гыданское, 17 - Утреннее, 18 - Сузунское, 19 - Тазовское, 20 - Заполярное, 21 – Русское, 22 - Южно-Русское, 23 - Северо-Уренгойское, 24 – Уренгойское, 25 - Песцовое, 26 - Медвежье, 27 - Надымское, 28 - Юбилейное, 29 -Ямсовейское, 30 - Северо-Комсомольское, 31 - Комсомольское, 32 - Губкинское, 33 - Западно-Таркоса-линское, 34 - Восточно-Таркосалинское, 35 - Айваседопурское, 36 – Етыпур-ское, 37 - Вэнгапурское, 38 - Ярайнерское, 39 - Северо-Соимлорское, 40 -Карамовское, 41 - Холмогорское, 42 -Большекотухтинское, 43 - Северо-Варьеганское, 44 - Варьеганское, 45 - Тюменское, 46 - Ванеганское, 47 –Гунеганское, 48 - Повховское, 49 - Ватьеганское, 50 - Когалымское, 51 - Тевлинское, 52 - Лобатюганское, 53 - Нижнесартымское, 54 –Конитлорское, 55 - Декабрьское, 56 - Верхнелемьинское, 57 -Айпимское, 58 -Тайбинское, 59 - Лянторское, 60 - Западно-Минчимкинское, 61 - Яунлорское, 62 - Быстринское, 63 -Покачевское, 64 – Среднебалыкское, 65 - Вартовско-Соснинское, 66 -Самотлорское, 67 – Мамонтовское, 68 - Правдинское, 69 -Салымское, 70 - Верхнесалымское, 71 - Южно-Мыльджинское, 72 - Лугинецкое, 73 - Останинское, 74 –Пунгинское, 75 - Лемьинское, 76 - Картопьинское, 77 - Березовское, 78 - Даниловское, 79 - Карабашское, 80 - Урненское, 81 – Усановское

порядковых тектонических элемента: внешний тектонический пояс (толщина 1 — 2 км), южную тектоническую область (2 - 4 км) и северную тектоническую область (11 — 12 км).

В пределах южной тектонической области выделяются крупные своды и мегавалы: Сургутский (площадью 380 тыс. км^2), Нижневартовский (220х110 тыс. км^2), Красноленинский (130х75 тыс. км^2) своды, Александровский и др. мегавалы. Для восточной части области характерно чередование крупных линейных поднятий и прогибов: Корликовский, Усть-Тымский, Касский мегапрогибы, Пыль-Каралинский, Каральскинско-Ажарлинский мегавалы.

Северная тектоническая область охватывает северную часть платформы к северу от Сургутского свода. Здесь выделяется Ямал-Тазовская мегасинеклиза, расчлененная Нижнемессояхским мегавалом на две синеклизы: Ямало-Гыданскую и Надым-Тазовскую. На территории Ямал-Тазовской мегасинеклизы выделяются десятки крупных впадин, мегапрогибов, мегавалов и сводов.

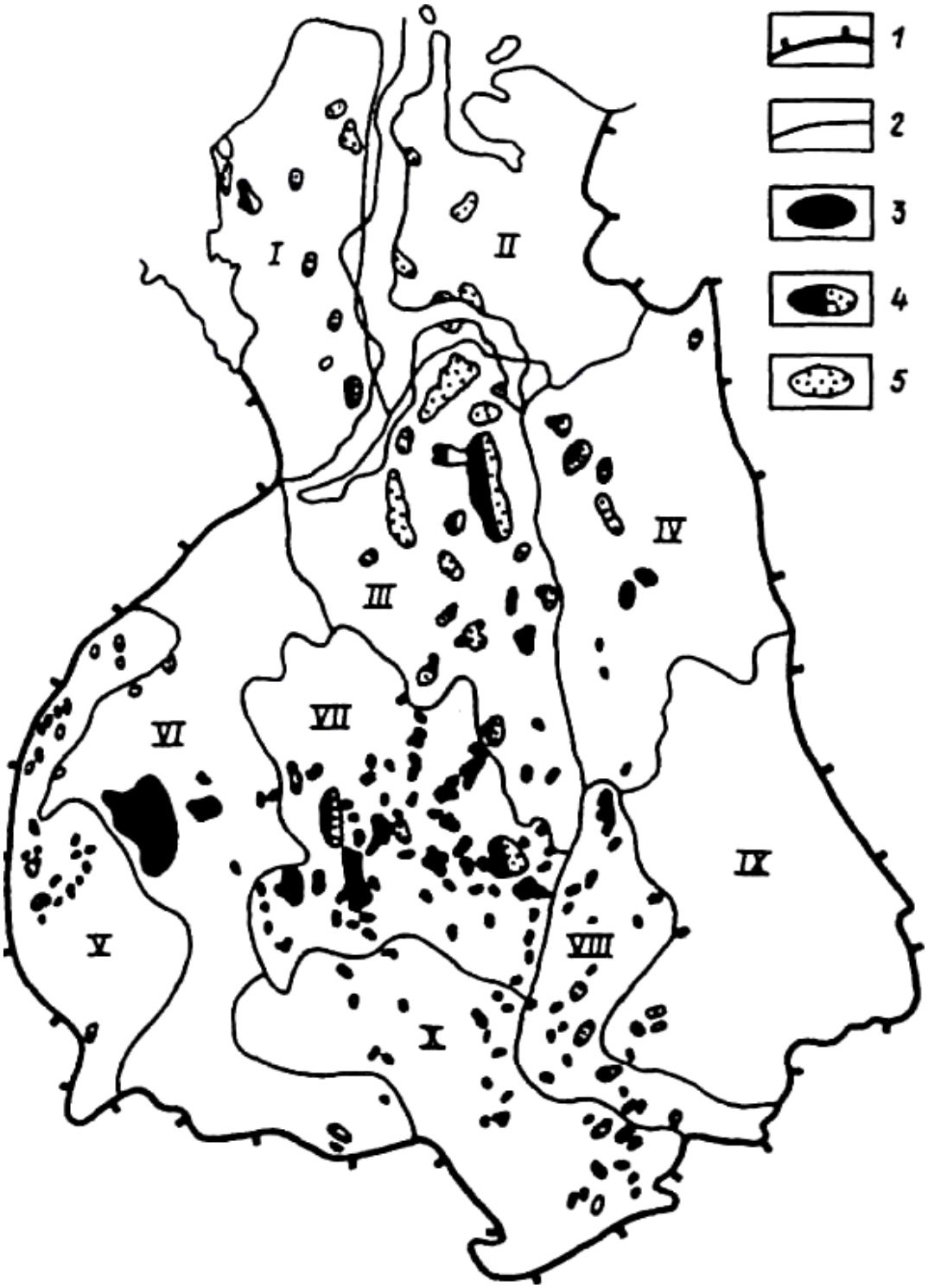


Рис. 96. Обзорная карта Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровиинии:

1,2 — границы мегапровинции, нефтегазоносных областей; 3, 4, 5 — месторождения соответственно нефтяные, газонефтяные, газовые и газоконденсатные; I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X — нефтегазоносные облас-ти соответственно Ямальская, Гыданская, Надым-Пурская, Пур-Тазовская, Приуральская, Фроловская, Среднеобская, Васюганская, Пайдугинская, Каймысовская

Все крупные структуры Западно-Сибирской плиты осложнены свыше 1200 локальными поднятиями размерами от 2х3 до 30х50 км с амплитудами от десятков до сотен метров.

Планомерные нефтепоисковые работы с целью оценки перспектив нефтегазо-носности начаты в 1948 г. В 1932 г. И.М. Губкиным была выдвинута гипотеза о том, что угленосные фации мезозойского возраста краевой зоны Урала должны прослеживаться по направлению на восток, к центру Западно-Сибирского бассейна и переходить там в нефтеносные фации. Однако прошло 20 лет, пока проводившиеся здесь поисково-разведочные работы дали первый результат. В 1953 г. в Приуралье открыто первое газовое месторождение – Березовское, а в 1960 г. - первое нефтяное месторождение - Шаимское. Открытие в 1961 г. Мегионского и Усть-Балыкского нефтяных месторождений послужило началом выявления многопластовых месторождений нефти в неокомских отложениях среднего Приобья.

В последующие годы с выходом поисково-разведочных работ в центральные и северные районы Западной Сибири были открыты такие гигантские месторождения нефти и газа, как Самотлорское (1965 г.), Уренгойское (1966 г.), Медвежье (1967 г.), Ямбургское (1969 г.) и др., что вывело Западно-Сибирскую мегапровинцию в число ведущих нефтегазодобывающих регионов страны. К настоящему времени в мегапровинции открыто около 600 месторождений нефти и газа. Большая часть месторождений связана с меловыми и юрскими отложениями, являющимися главными объектами поисково-разведочных работ. Сравнительно небольшие месторождения открыты в палеозойских отложениях, получены проявления нефти и газа из триасовых пород. Палеозой и триас изучены значительно слабее вышележащих пород и являются перспективными в отношении нефтегазоносности.

Большинство залежей антиклинальные, сводовые пластовые или массивные, реже встречаются стратиграфические и литологические.

В осадочном чехле выделяются две однородные глинистые региональные покрышки: верхнеюрско-валанжинская и туронско-палеогеновая. Они экранируют два нефтегазоносных комплекса: юрский и меловой.

В Западно-Сибирской НГМП можно выделить 11 НГО, приуроченных к тектоническим элементам разного порядка, входящих в состав эпигерцинской плиты: Приуральскую, Каймысовс-

кую, Васюганскую, Пайдугинскую, Фроловскую, Среднеобскую Надым-Пурс-кую, Пур-Тазовскую, Гыданскую, Ямальскую, Южно-Карскую.

В Западно-Сибирской НГМП отмечается региональная приуроченность большинства нефтяных месторождений к центральным, в меньшей степени к южным районам провинции. Северные районы характеризуются преимущественным и исключительным газонакоплением с концентрацией большинства открытых газовых и газоконденсатных месторождений.

В разрезе мегапровинции выделены границы распространения 10 регионально нефтегазоносных комплексов.

Палеозойский НГК вскрыт в различных районах мегапровинции. Однако промышленные залежи и притоки нефти и газа в скважинах установлены лишь на юге мегапровинции (Нюрольская впадина), в Среднем Приобье и на севере. Они приурочены к прикровельной части разреза, представленной карбонатами, непосредственно перекрытыми базальными горизонтами юры. Отдельные притоки получены также из-под эффузивно-осадочных пород триаса (Красноленинский, Нижневартовский своды). Высокодебитные притоки газа получены из верхней трещиновато-кавернозной части среднепалеозойского комплекса Новопортовского месторождения. Во всех этих районах преобладает трещинно-кавернозный тип коллектора. Палеозойский комплекс в стратиграфическом интервале от ордовика до карбона в настоящее время характеризуется очень слабой изученностью.

Триасовый НГК, наиболее сложный из-за многообразия фациального состава, выделен на севере и востоке мегапровинции, представлен глинами с прослоями песчаников, алевролитов, гравелитов и туфогенных пород.

Нижне-среднеюрский НГК распространен в мегапровинции повсеместно, уве-личиваясь в восточных районах за счет верхнеюрских отложений, где регио-нальная тоарская глинистая покрышка опесчанивается. Кровля комплекса залегает на глубине 500 м в периферийных зонах провинции, до 5000 м на севере, толщина от нескольких метров до 600 м. Комплекс характеризуется сложным литолого-фациальным составом. Наиболее крупные скопления нефти и газа приурочены к переходной области. Здесь открыты месторождения Тайлаковской свиты: Талинское, Федоровское, Тевлинско-Русскинское и др. В комплексе открыто около 150 залежей и сосредоточено 15% ресурсов углеводородов мегапровинции с

преобладанием ресурсов нефти в центральных и южных районах и газа - в северных.

Васюганский (келловей-киммериджский) НГК распространен на большей части мегапровинции. Глубина залегания кровли комплекса составляет от 2500 м на юге, до 3500 м на севере, толщина 50— 60 м. Породы комплекса характеризуются большой латеральной изменчивостью и создают разнообразные и многочисленные структурно-литологические и литологические ловушки. Коллекторские свойства песчаников и алевролитов в целом невысокие. Здесь открыты месторождения Урньенское, Поточное, Северо-Покачевское и др. С комплексом связано 6% ресурсного потенциала мегапровинции, в основном со Среднеобской НГО.

Баженовский (верхнеюрско-нижнеберриасский) НГК характеризуется наличием коллекторов, представленных листоватыми глинами, залегающими в виде линз высотой от 0,2 м до 30 м в толще слабопроницаемых и непроницаемых глинис-тых пород. Эти отложения называются баженитами. Они широко распространены по территории мегапровинции, залегают на глубинах 1000 — 3500 м, погружаясь в северном направлении. Их продуктивные участки локализованы более узко в центральных районах мегапровинции и в Тамбейском районе Ямала. Ресурсы нефти в баженовском комплексе условно оцениваются в объеме около 9% общего нефтяного потенциала Западной Сибири.

Ачимовский (берриас-нижневаланжинский) НГК широко распространен в центральных и северных районах мегапровинции. Комплекс имеет первичное косослоистое строение, образуя протяженные геологические тела субмеридионального простирания, последовательно выклинивающиеся к западу. Глубина залегания комплекса в центральных районах мегапровинции 2600 — 3200 м, к северу она возрастает до 3800 м, что сопровождается развитием в северных районах АВПД. С ачимовским комплексом связаны крупные залежи нефти Аганского, Быстрин-ского, Тагринского, Малобалыкского месторождений, газа и конденсата — Уренгойского и др. месторождений. Доля комплекса в ресурсах нефти Западной Сибири составляет 9%, газа - 5%.

Неокомский НГК распространен на большей части мегапровинции и представлен толщей переслаивания песчаников, алевролитов и глин, перекрытой региональной нижнеаптской глинистой покрышкой. Общая толщина комплекса составляет 250 — 900 м, глубина залегания в центральных районах 1500 — 2200 м, на севере

1700 — 3000 м. С комплексом связаны крупнейшие залежи Самотлорского, Федоровского, Мамонтовского, Западно-Сургутского, Варьеганского и др. месторождений. В северных районах провинции возрастает роль комплекса в ресурсах газа (Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское и др. месторождения). Большинство открытых месторождений приурочено к ловушкам структурного типа, также усиливаются работы по исследованию литологических и структурно-литологических ловушек. С неокомским комплексом связаны крупнейшие перспективы подготовки запасов нефти, в меньшей степени газа.

Аптский (апт-нижнеальбский) НГК имеет наименьшую площадь распространения на материковой части провинции, преимущественно в северных и северо-западных районах. Комплекс представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов, глин, угля, перекрыт толщей альбских глин. Глубина залегания комплекса 1000 — 2000 м, толщина разреза до 450 м. Комплекс является преимущественно газоносным, основные ресурсы приходятся на п-ов Ямал. Прослежен в акватории Карского моря. Здесь с ним связаны газовые месторождения Русановское и Ленинградское. Доля аптского комплекса в ресурсах газа Западной Сибири составляет около 10%.

Сеноманский НГК широко распространен в мегапровинции, особенно в северных районах, где он достигает толщины до 1600 м. Представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород и углей. Региональной покрышкой служат турон-палеогеновые глины. Комплекс характеризуется преимущественной газоносностью и содержит 60% разведанных запасов газа Западной Сибири. С комплексом связаны Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др. крупнейшие месторождения. Нефть имеет в комплексе подчиненное значение и встречается в основном в виде нефтяных оторочек. Исключение составляют несколько залежей тяжелой нефти на Русском, Южно-Русском и др. месторождениях в Надым-Пурском регионе.

Турон-сенонский НГК представлен песчаниками и песками с прослоями алевролитов и глин. Глубина залегания около 1000 м. Имеет ограниченное распространение в северных и северо-восточных районах провинции и морфологически является осложнением турон-палеогеновой глинистой покрышки в зонах ее частичного опесчанивания. Доля комплекса в ресурсах газа Западной Сибири составляет 2%.

ПРИУРАЛЬСКАЯ НГО площадью 114 тыс. км^2 расположена вдоль западной границы Западно-Сибирской НГМП. Промышденно нефтегазоносны нижне-среднеюрский и васюганский комплексы, подчиненное значение имеют нео-комский и палеозойский комплексы. Открыто 40 мелких и средних по запасам месторождений, связанных с комбинированными и литологическими ловушками (Березовское, Мортымья-Тетеревское, Пунгинское и др.). Общий объем потенциальных ресурсов области невелик по сравнению с другими областями и составляет менее 1% ресурсов мегапровинции.

Пунгинское газоконденсатное месторождение (рис. 97) открыто в 1961 г., разрабатывается с 1966 г. Приурочено к брахиантиклинальной складке, ослож-ненной небольшим выступом на южном крыле в центральной части Березов-ской моноклинали. Размеры ее по кровле газоносного горизонта 11,5х9,5 км, амплитуда 113м. Углы падения пород на крыльях 2-3°. Вверх по разрезу структура выполаживается. Породы фундамента залегают на глубинах 1720-2010 ми осложнены рядом продольных и поперечных сбросов максимальной амплитудой до 200 м. На месторождении газонасыщенны трещиноватые породы фундамента, его кора выветривания - породы тюменской свиты и вогулкинской пачки (пласт П). Эти комплексы проницаемых пород образуют единую гидродинамическую систему. Основной объем залежи связан с горизонтом II, залегающим на глубинах 1675-1900 м и сложенным в верхней части известняком-ракушняком, а в нижней - песчаником и гравелитом. Максимальные эффективные мощности (до 70 м) и лучшие коллекторские свойства пласта приурочены к склонам выступов фунда-мента. Здесь пористость коллекторов достигает 28-32%, проницаемость 67х10^{-13} м^2. По мере погружения коллекторы постепенно замещаются глинами и аргиллитами. На своде складки продуктивная толща отсутствует. Залежь газа отличается высокой продуктивностью. Абсолютно свободные дебиты газа 1,5-3,9 млн. м^3/сут, дебиты через 15-миллиметровый штуцер составляли 440-570 тыс. м^3/сут. Начальное пластовое давление в залежи 17,9 МПа.

Мортымья-Тетеревское газонефтяное месторождение (рис. 98), открытое в 1961 г., разрабатывается с 1966 г. Приурочено к Шаимскому мегавалу. Связано с крупным поднятием, состоящим из двух структур Мортымъинской и Тетеревской. Мортымъинская структура осложнена четырьмя более мелкими куполовид-

Рис. 97. Пунгинское газоконденсатное месторождение.
Структурная карта по кровле продуктивного горизонта П: 1 - изогипсы, м;
2 - контур газоносности; 3 — зона отсутствия продуктивного горизонта

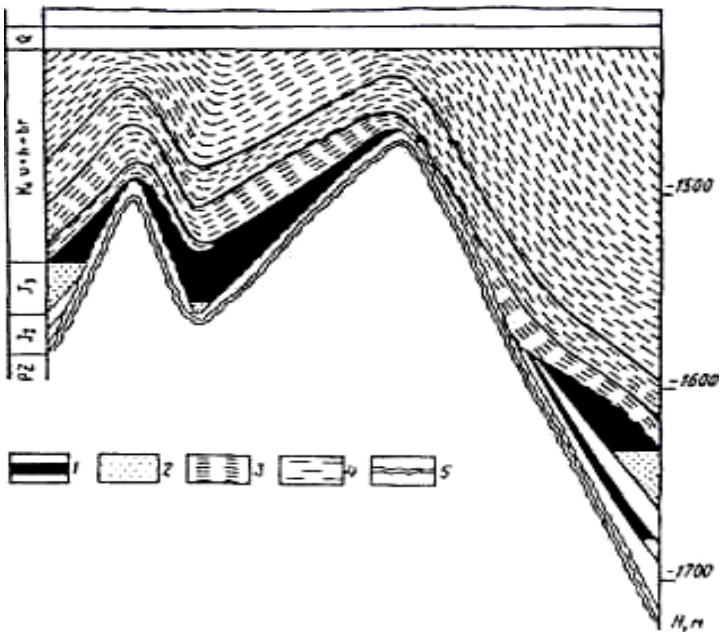


Рис. 98. Мортымъя-Тете-ревское газонефтяное месторождение.
Схематический геологический профиль (по А.Д. Сторожеву):
1 – нефть; 2 - водоносный песчаник; 3 - битуминозные аргиллиты;
4 - аргиллиты; 5 - глинистые сланцы

ными складками. Брахиантиклинальные складки имеют в плане довольно сложные очертания, характеризуются пологими углами падения пород на крыльях (не более 1-3°) и амплитудами 50-60 м. В строении складки принимают участие юрские, меловые и палеоген-четвертичные отложения. Фундамент вскрывается на глубинах 1450—1650 м. Широко распространены образования коры выветривания фундамента (наибольшая мощность 55 м), отсутствующие в пределах сводовых частей структур.

На Мортымъя-Тетеревском месторождении в пределах одноименных складок находится единая нефтяная залежь с общим контуром нефтеносности.

Промышленная нефтеносность связана с горизонтом, который выделяется в разрезе вогулкинской пачки верхней юры. Горизонт сложен песчаниками, хорошо отсортированными в нижней части, с прослоями известняка и гравелитов в верхней. Горизонт П развит лишь на склонах поднятий и отсутствует в их сводовой и присводовой частях. К нему приурочены нефтяные залежи пластового литолого-стратиграфического типа. Эффективная мощность горизонта изменяется от нуля до 40 м. Пористость песчаников 11-30%, средняя пористость 21%, средняя проницаемость $28x10^{-14}$ м^2. Глубины залегания залежей 1440—1670 м. При испытании скважин начальные дебиты нефти достигали 350 м^3/сут. Пластовые давления 15 МПа.

КАЙМЫСОВСКАЯ НГО площадью 140 тыс. км^2 выделена в южной части мегапровинции, включает Каймысовский и Межовский своды, Нюрольскую и частично Юганскую впадины, Верхнедемьяновский мегавал и др. Нефтегазо-носность охватывает все комплексы, за исключением аптского, но основная часть ресурсов нефти сконцентрирована в нижне-среднеюрском (47%) и васюганском (27%) комплексах, газа - в васюганском (46%). В области открыто около 50 месторождений, связанных с ловушками антиклинального и комби-нированного типов. На Каймысовскую НГО приходится около 2,3% ресурсов углеводородов Западно-Сибирской мегапровинции. В области открыты такие месторождения, как Первомайское, Тайлаковское, Малоичское (рис. 99), Аняунгское, Таловое, Межевское, Урненское, Верх-Тарское и др.

ВАСЮГАНСКАЯ НГО площадью 85 тыс. км^2 занимает юго-восточную часть Западно-Сибирской мегапровинции, включает Александровский, Средневасю-ганский валы и др. В области открыто около 50 месторождений преимущест-венно в пределах поднятий, в том

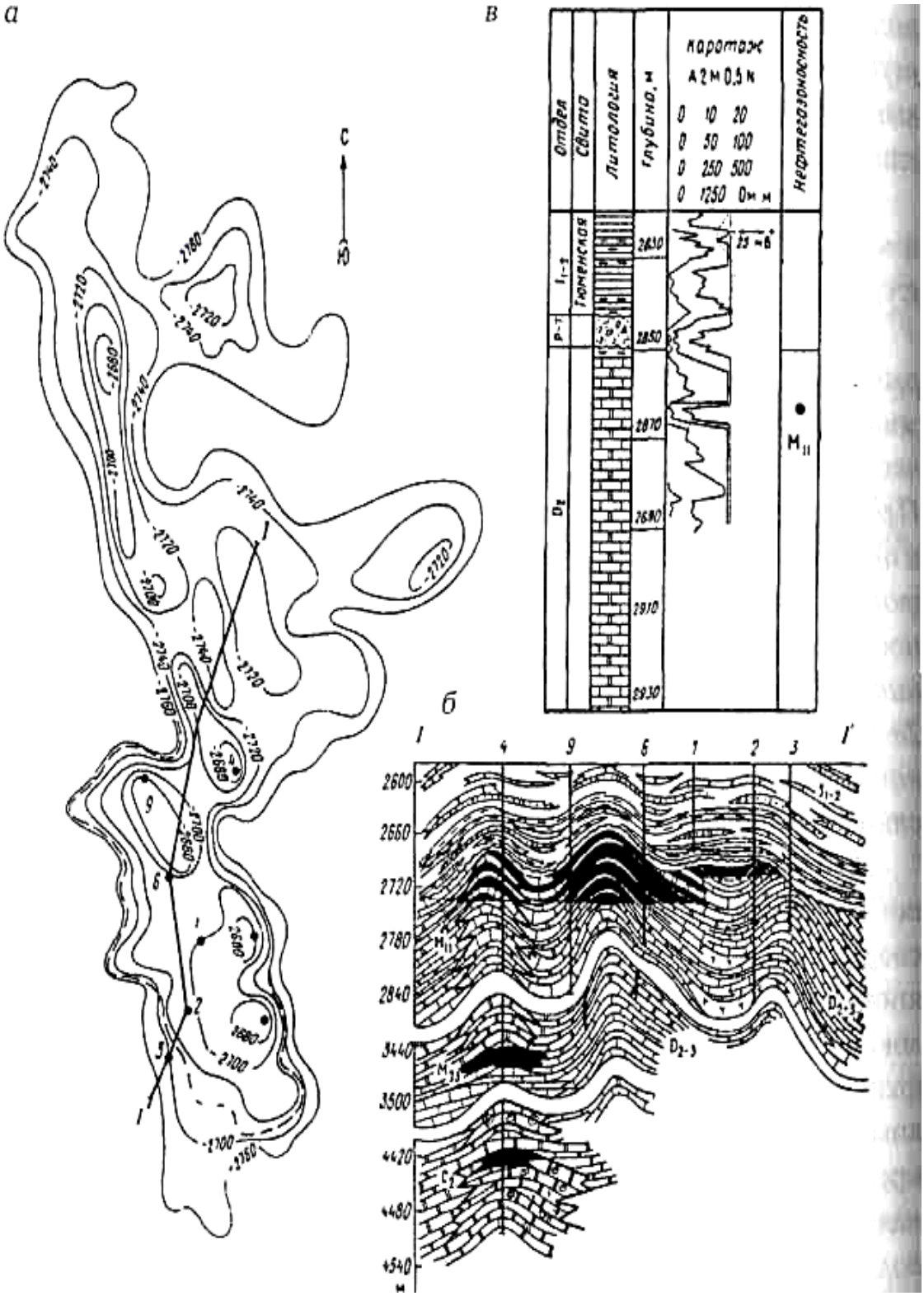


Рис. 99. Малоичское нефтяное месторождение:
а - структурная карта кровли палеозойский отложений (по Н.Г. Запивалову); б - геологический профиль; в - литологический разрез скв. 6

числе Вартовское, Мыльджинское, Вахское, Лугинецкое. Ресурсы области в целом небольшие (около 1,5% от общего потенциала мегапровинции), в сумме ресурсов преобладает нефть (60%), приуроченная, главным образом, к васюга-нскому комплексу.

Вахское нефтяное месторождение (рис. 100,101) расположено в Нижневартов-ском районе Тюменской области в 13 км восточнее г. Нижневартовск и в 80 км г. Стрежевого. Открыто в 1965 г., разрабатывается с 1976 г. Приурочено к Вахской структуре Криволуцкого вала, расположенного в центральной части Александровского мегавала. Вахская структура осложнена Северо-Вахским, Восточно-Вахским и Южно-Вахским локальными поднятиями.

Геологический разрез представлен терригенными отложениями мезозойского чехла толщиной до 2800 м, несогласно залегающими на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента.

Доюрские образования вскрыты в 5 скважинах и, в основном, на небольшую глубину. Породы представлены сильно метаморфизованными песчаниками, известняками, сланцами. По породам развита кора выветривания предположительно пермотриасового возраста, представленная выветрелыми и переотложенными породами фундамента.

В составе мезозойской толщи выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения. Они сложены песчаниками, алевролитами и аргиллитами, которые в верхней части разреза сменяются песками, алевритами и глинами.

Месторождение многопластовое. Выявлено 17 залежей в песчаниках верхне- и среднеюрского возраста на глубине 2176—2420 м. Коллекторы порового типа, пористость 15—17%, проницаемость 0,01—0,140 мкм^2. Залежи пластовые сводовые и пластовые сводовые литологически экранированные. ВНК на а.о. от -2214 до -2280 м. Наибольшая по площади и запасам залежь Северо-Вахская ($Ю_{1+2+3}$). Основная добыча нефти из пласта $Ю_1$ Вахской площади. Пластовое давление от 16,3 (глубина 1706 м) до 23,6 (глубина 2300 м) МПа, t - 72-90°С, газовый фактор 45 м^3/т ($Ю_1$) Начальные дебиты нефти верхнеюрских залежей 0,57—78,2, среднеюрских 2,06—28 м^3/сут. Плотность нефти 844 ($Ю_1$), 860 ($Ю_2$) кг/м3, вязкость 1,23 ($Ю_2$), 1,27 МПа·с ($Ю_1$, $Ю_{2+3}$); содержание серы 0,39 ($Ю_2$), 0,46 % ($Ю_{2+3}$).

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 102) расположено в 60 км юго-западнее пос. Новый Васюган. Открыто в 1964 г. Приурочено к крупной антиклинальной складке

Рис. 100. Вахское нефтяное месторождение [15].
Карта кровли песчаников продуктивного горизонта Ю, по разведочным скважинам: 1 - внешний контур нефтеносности; 2 - предполагаемая линия глинизации коллекторов; 3 - линия дизъюнктивного нарушения; 4 - условные границы площадей Северо-Вахской (1), Кошильской (2), Восточно-Вахской (3) и Вахской (4) - цифры в кружках; 5 - скважины разведочные

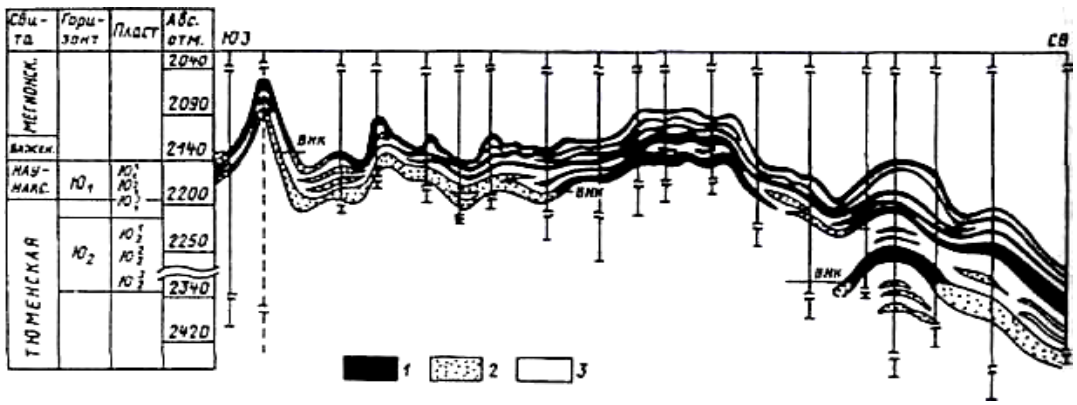


Рис. 101. Вахское нефтяное месторождение.
Геологический профиль по продуктивным горизонтам $Ю_1$ и $Ю_2$: 1, 2 коллекторы нефте-, водонасыщенные; 3 - неколлекторы

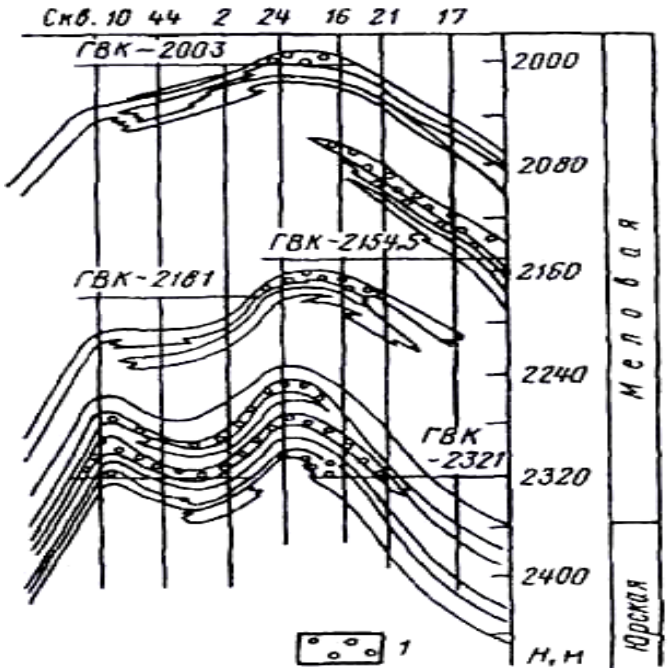


Рис. 102. Мыльджинское нефтега-зоконденсатное месторождение.
Геологический разрез (по данным Главтюменьгеологии): 1 — газ

северо-восточного простирания в юго-восточной части Средневасюганского мегавала. Размеры ее по подошве тюменской свиты 40х15 км, амплитуда 120 м. Складка осложнена значительным числом структурных выступов и заливов. В строении месторождения участвуют отложения мезозоя-кайнозоя, залегающие на дислоцированном палеозойском фундаменте. Общая мощность осадочного чехла 2500-2700 м.

По поверхности Б (кровля баженовской свиты) размеры 26х6 км, амплитуда 100 м; осложнена 3 куполами. Продуктивны нижнемеловые и верхнеюрские отложения. Выявлено 6 залежей на глубинах 2073- 2448 м, в т.ч. 1 нефтегазоконденсатная (нефть в нефтяной оторочке) в верхней юре и 4 газоконденсатные (3 в нижнемеловых и 1 в верхнеюрских породах) и 1 нефтяная в верхней юре. Продуктивные комплексы сложены песчаниками с прослоями алевролитов, аргил-литов и известняков. Коллекторы порового типа; пористость от 13 в юрских до 21 % в неокомских пластах; проницаемость 0,005 мкм^2 ($Ю_{11}$). Залежи пластовые сводовые. ВНК на а.о. -(2335-2364) м, ГНК на отметке -2321 м, ГВК на отметке -2000 м ($Б_8$) и -2181 м ($Б_{16-20}$). Наиболее крупные по за-

пасам залежи: нефтяная $Ю_1$ - площадь 26 км^2, газовая $Ю_{12}$ – площадь 236,7 км^2. Дебиты нефти от 0,8 до 20 м^3/сут, газа от 182 до 407,7 тыс. м^3/сут, конденсата от 36,4 до 69,7 м^3/сут. Плотность нефти 856—866 кг/м^3. Пластовое давление нормальное гидроста-тическое с глубиной возрастает от 20,8 (гл. 2073 м) до 25,8 МПа (гл. 2448 м), t -68-86°С.

На Мыльджинском месторождении в отличие от других месторождений района установлен значительный стратиграфический интервал газоносности (рис. 102). Залежи газа пластово-сводовые и пластовые, литологически ограниченные ус-тановлены в горизонтах $Ю_1$ и $Ю_2$ (тюменская и васюганская свиты верхней юры), $БВ_{12}$, $БВ_{16}$, $БВ_{10}$ (куломзинская свита валанжина). Они выявлены в интервале глубин 2090 — 2434 м. Коллекторами являются пласты песчаников и алевролитов. Дебиты газа 110 - 407 тыс. м^3/сут. Содержание конденсата 87-127 см^3/м^3.

ПАЙДУГИНСКАЯ НГО площадью 104 тыс. км^2 расположена на крайнем юго-востоке. Это область наименьшей концентрации ресурсов углеводородов, величина которых не превышает 1% общего ресурсного потенциала Западной Сибири. Открыто несколько небольших нефтяных и нефтегазовых месторож-дений в зоне, примыкающей к Васюганской НГО, в т.ч. Киевъеганское, Соболиное, Вонтерское, Эниторское, Линейное и др. По сравнению с последней коллекторские свойства основного (васюганского) комплекса ухудшены.

ФРОЛОВСКАЯ НГО площадью 185 тыс. км2 расположена западнее Среднеобской, но по сравнению с последней обеднена углеводородами и содержит лишь около 6% ресурсов Западно-Сибирской НГМП. Ресурсы нефти в балансе углеводородов области являются доминирующими (87%) и приурочены в основном к нижне-среднеюрскому, неокомскому, баженовскому, аптскому компле-ксам. В области открыто 35 месторождений нефти и газа, связанных с антикли-нальными и комбинированными ловушками, осложняющими Красноленинский свод, Ляминскийвал и др. (Лебяжье, Красноленинское, Ханты-Мансийское, Таллинское, Емъеговское, Ингинское и др.).

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 103, 104), расположено в Ханты-Мансийском национальном округе Тюменской области в 160 км северо-западнее г. Ханты-Мансийска. Открытое 1962г. -нефть, 1977 г. -газ. Разрабатывается с 1981 г. Месторождение уникальное по запасам нефти. Распо-

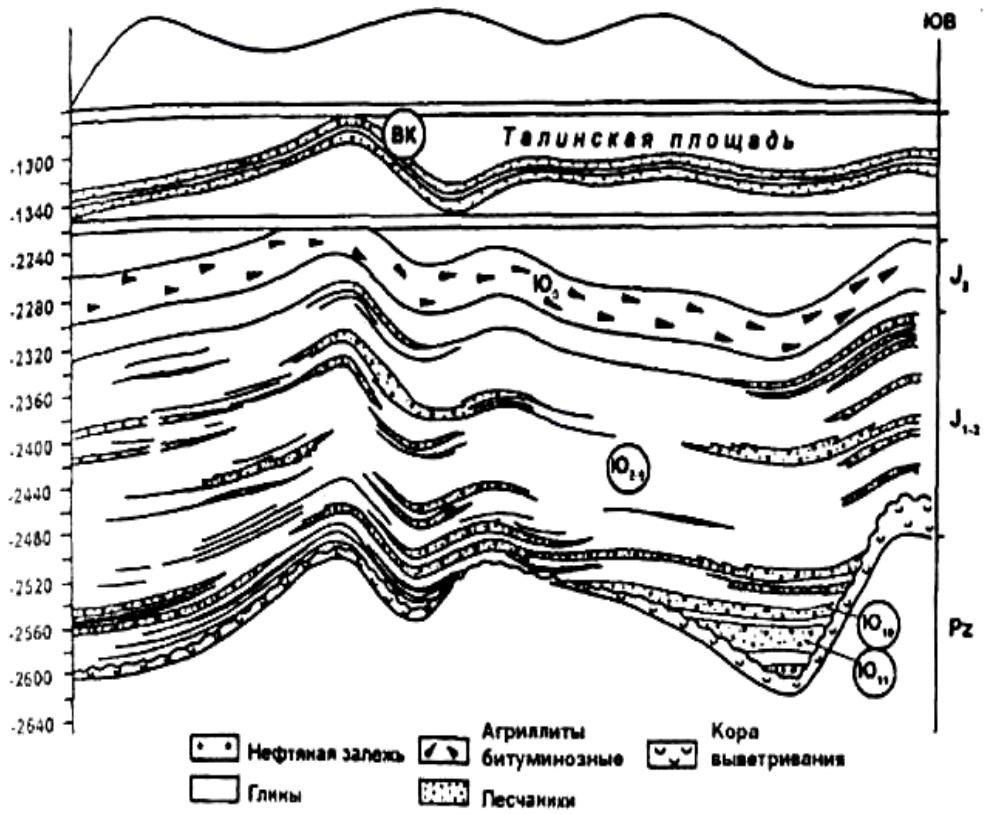


Рис. 103. Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение

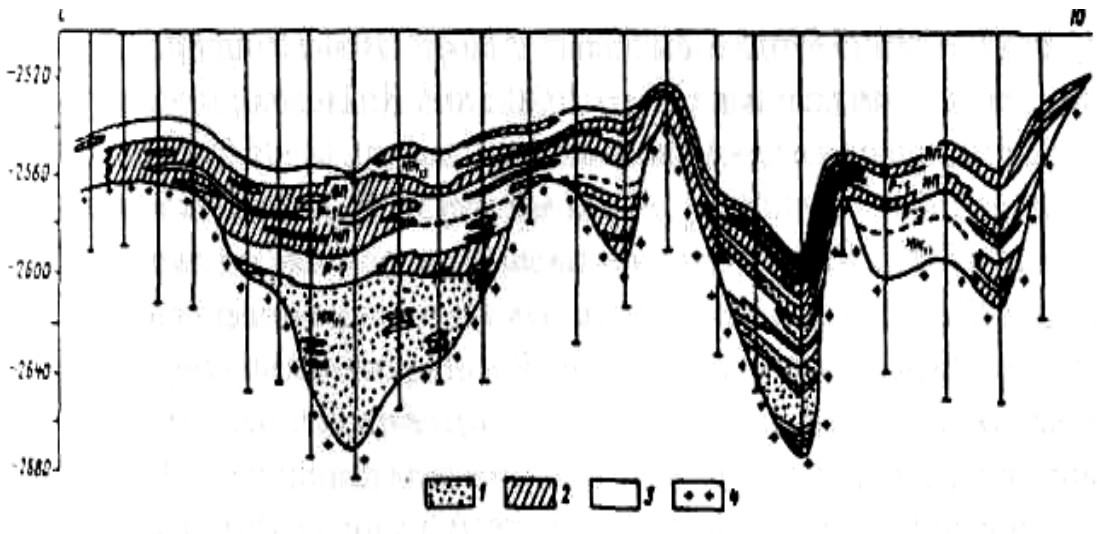


Рис. 104. Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение [17]. Талинская площадь.
Геологический разрез пластов $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$: 1,2 - песчаник водо- и нефте насыщенный; 3 - плотные породы; 4 - доюрские породы

ложено в пределах Красноленинского свода, осложненного большим числом локальных поднятий - Ем-Еговским, Пальяновским, Каменным и др. Месторождение сложное по строению и не является единым по разным нефтегазоносным комплексам. Большинство локальных структур имеет самостоятельный этаж нефтеносности и фактически являются отдельными месторождениями. В единое Красноленинское месторождение их объединяет массивная залежь пластов $Ю_{2-9}$ средней юры. Месторождение включает 9 площадей: Талинскую, Ем-Еговскую, Пальяновскую, Каменную, Сосново-Мысскую, Лебяжью, Поттымскую, Елизаровскую и Поснокортскую. Талинская площадь расположена в западной части Красноленинского свода. Основные структурные элементы – Талинская и Южно-Талинская антиклинальные складки, разделенные прогибом широтного простирания. Размеры Талинской складки по изогипсе -2525 м (кровля баженовской свиты, горизонт Б) 14х6 км, амплитуда 40 м, Южно-Талинской складки - 14х9,5 км, амплитуда 120 м. Промышленная нефтенос-ность установлена на глубине 1462—2800 м в нижнемеловых (викуловская свита, пласт $ВК_1$), среднеюрских (тюменская свита, пласты $Ю_{2-9}$), нижнеюрских (шеркалинский горизонт, пласты $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$) отложениях. Основная часть запасов нефти содержится в пластах $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$, к которым приурочены экранированные залежи "шнуркового» типа субмеридионального простирания. С севера залежи ограничены ВНК -2580-2590 м, контакты погружаются в южном направлении до -(2608—2634) и -2702 м (Южно-Талинская площадь). Размеры в пределах (70—45)х(5—16) км, высоты от 80 до 110 м. Площадь наибольшей по запасам залежи ЮК10 - 1330,5 км2. Коллекторы – песчаники с каолинитовым цементом, их пористость 13—15 %. Начальные дебиты 165 $м^3$/сут ($ЮК_{10}$) — 173 $м^3$/сут ($ЮК_{11}$). Добыча нефти из пластов $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$ Каменная площадь расположена в восточной части Красноленинского свода. Промышленная нефтеносность связана с корой выветривания (К.В.), отложениями средней (тюменская свита $ЮК_{2-3}$ и базальный слой) и верхней юры (баженовская свита $Ю_о$) и нижнего мела (викуловская свита $ВК_1$, $ВК_2$, $ВК_3$) на глубине 1440—2560 м. Всего 26 залежей. Одна залежь газоконденсатная в средней юре. Основные запасы нефти сконцентрированы в викуловской свите. Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные, пластовые сводовые водоплавающие, пластовые сводовые литологически и стратиграфически экранированные. Положение ВНК на а.о. от -1448 ($ВК_1$) до

-2625 м (юра). Размеры залежей в пределах (3-73)х(1,4-38) км, высота от 7 до 270 м. Площадь наибольшей по запасам залежи $ВК_1$ - 830,8 км^2. Коллекторы - песчаники, гравелиты и конгломераты (К.В..), битуминозные аргиллиты ($Ю_о$), песчаники, алевролиты и аргиллиты ($Ю_{2-9}$ и ВК). Пористость от 12-14% ($Ю_о$) до 27% (ВК). Дебиты нефти 0,5 - 53 м^3/сут (ВК), 0,5 - 11,1 м^3/сут ($Ю_о$), 0,3 – 137 м^3/сут ($Ю_{2-9}$), 1,8-7,6 м^3/сут (К.В.). Ем-Еговская и Пальяновская площади расположены в центральной части Красноленинского свода. По отражающему горизонту Б амплитуда Ем-Еговского поднятия 100 м, Пальяновского 40 м. Промышленная нефтеносность установлена на гл. 1360—2720 м в песчано-алевритовых породах нижне- и среднеюрского, верхнеюрского и нижнемелового возраста. Основные запасы связаны с пластами $Ю_{2-9}$ тюменской свиты, площадь залежи 491,8 км^2, ВНК на а.о. -2650 м. Коллектор поровый, трещинный и смешанный. Пористость колеблется от 12% ($Ю_{2-9}$) до 27% ($ВК_{1-2}$). Дебиты от 1,2 до 24,2 м^3/сут ($ВК_{1-2}$), 52,8 м^3/сут ($Ю_о$), от 0,5 до 205 м^3/сут ($Ю_{2-9}$). Плотность нефти от 817 кг/м3 ($Ю_о$) до 919 кг/м3 (ВК), вязкость 0,28-4,5 МПа-с (ВК), содержание серы 0,16—0,56 %. На остальных площадях Красноленинского месторождения выявлено по 1—2 залежи в тех же комплексах. Пластовое давление нормальное гидростатическое — от 14,8 до 27,1 МПа, t - 165-124°С.

СРЕДНЕОБСКАЯ НГО площадью 164 тыс. км^2 выделяется в бассейне среднего течения р. Оби. Это наиболее крупная по ресурсам нефти (44% общего потенциала) часть Западно-Сибирской мегапровинции, обеспечивающая наибольший объем текущей добычи (рис. 105). Нефтеносность охватывает почти все продуктивные комплексы, выделяемые в юрско-меловом разрезе Западной Сибири, но половина ресурсов сконцентрирована в неокомском комплексе. Ресурсы газа имеют резко подчиненное значение (всего 4,4%) и связаны с апт-сеноманскими и неокомскими отложениями. В области открыто около 225 нефтяных и нефтегазовых месторождений, включая крупнейшие по запасам Самотлорское, Федоровское, Приобское, Мамонтовское, Западно-Сургутское, Ватьеганское, Аганское, Советское, Ватинское, Салымское, Северо-Покурское, Повховское, Лянторское, Малобалыкское, Покачевское, Тевлинско-Русскинское, Холмогорское, Южно-Ягунское, Тянское и др. (рис. 106). Основные месторождения – многопластовые, залежи контролируются антикли-нальными, литологическими и комбинированными структурно-литологическими ловушка-

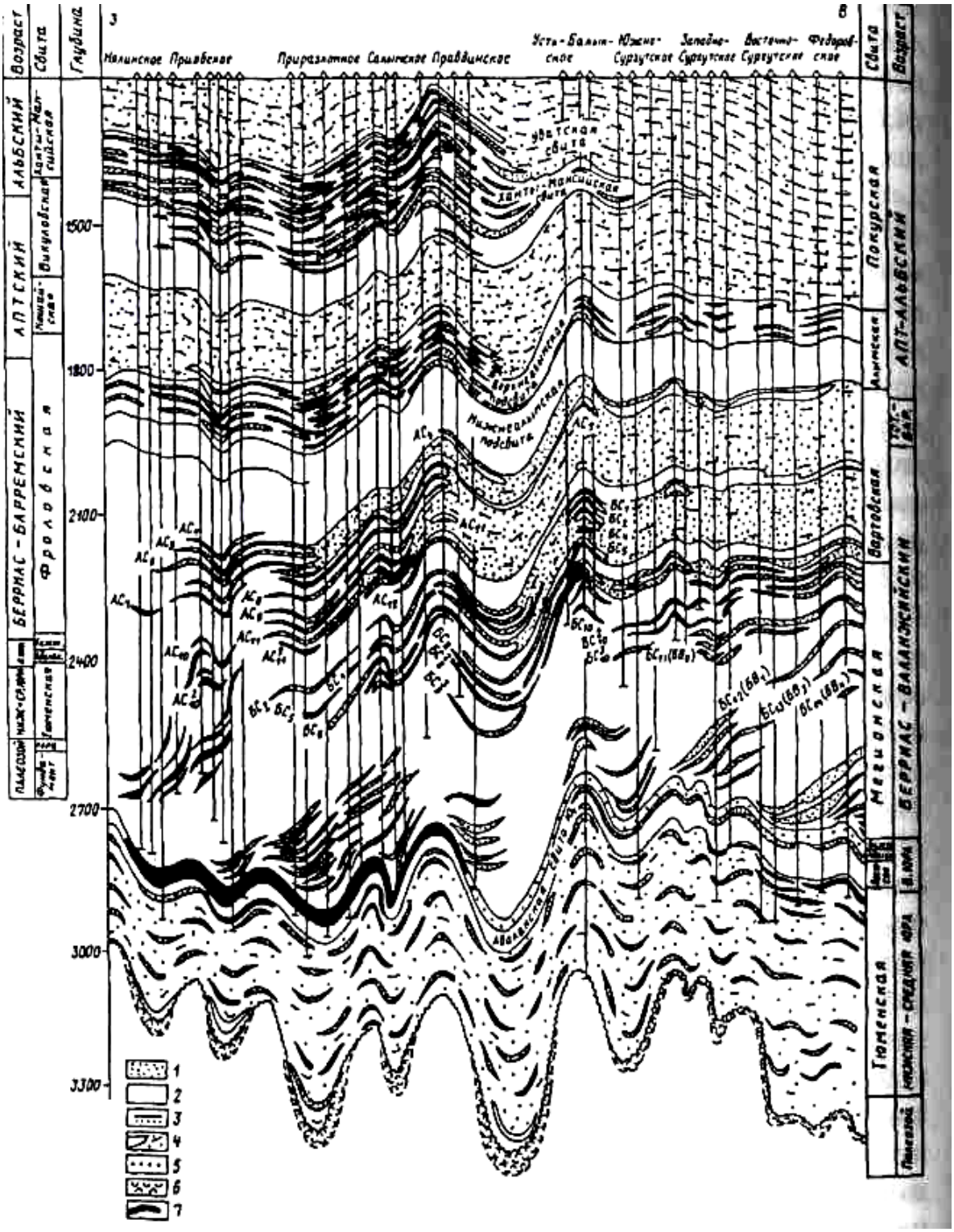


Рис. 105. Геологический профиль отложений Широтного Приобья (по В.Д. Панову, Т.Н. Онищуку, Ф.З. Хафизову): 1,2 - отложения соответственно песчаные и преимущественно песчаные, глинистые и преимущественно глинистые; 3 - морские; 4 - континентальные; 5 – битуминозные аргиллиты; 6 - кора выветривания; 7 - залежи нефти

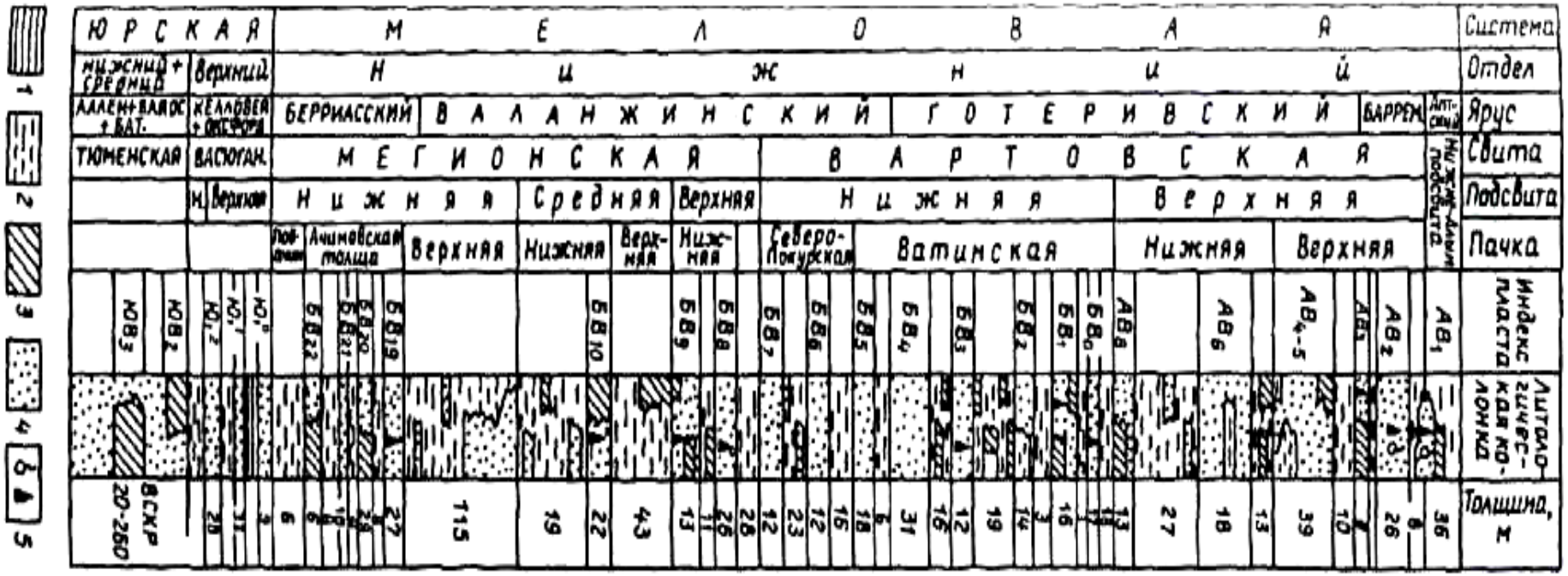


Рис. 106. Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений Нижневартовского свода [15]:
1 - аргиллиты битуминозные; 2 - аргиллиты, глины; 3 - алевролиты; 4 - пески, песчаники; 5 - газо- или нефтенасыщенность.

ми на крупных сводах: Сургутском, Нижневартовском, Салымском и др.

Самотлорское нефтегазовое месторождение (рис. 107,108) крупнейшее в За-падной Сибири и в России. Находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 15 км от г. Нижневартовск. Открыто в 1965 г., разрабатывается с 1969 г. Расположено в центральной части Нижневартовского свода в пределах Тарховского куполовидного поднятия, которое объединяет Самотлорскую, Мартовскую, Северо-Самотлорскую, Белозерную и Черниговскую структуры третьего порядка. Все они оконтурены изогипсой -2350-2475 м и имеют амплитуду порядка 50-100 м. В целом Самотлорское куполовидное поднятие по замыкающей изогипсе 2220 м имеет размеры 32х40 км, амплитуду 150 м. В геологическом строении Нижневартовского сво-да принимают участие породы доюрского фундамента, мезокайназойских терригенных отложений, платформенного чехла. В разрезе последних выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования. На Самотлорском месторождении геологический разрез характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности и значительным количеством продуктивных горизонтов. На месторождении выявлено 19 залежей нефти, в том числе одна с газовой шапкой. Продуктивны породы готерива-баррема и валанжина, залегающие на глубинах 1750—2230 м. Готерив-барремская продуктивная толща, заключающая основные запасы нефти месторождения, представлена частым чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, характеризующихся неоднородным строением и значительной литологической изменчивостью как по площа-ди, так и по разрезу.

В толще выделяется до пяти отдельных песчаных пластов ($АВ_1$-$АВ_5$), из которых выдержанными являются три пласта. Эти же пласты обладают наилучшими коллекторскими свойствами. Общая мощность готеривско-барремской продуктивной толщи 120-160 м, эффективная – 40-100 м. Все нефтеносные пласты этой толщи гидродинамически связаны между собой и поэтому обра-зуют крупную сводовую залежь массивного типа. Высота ее около 100 м. Все отдельные продуктивные горизонты имеют единый водонефтяной контакт. Особенность залежи - наличие газовой шапки (высотой до 40 м), что на нефтяных месторождениях центральной части Западной Сибири явление редкое. Пластовое давление в залежи 17,0—21,5 МПа.

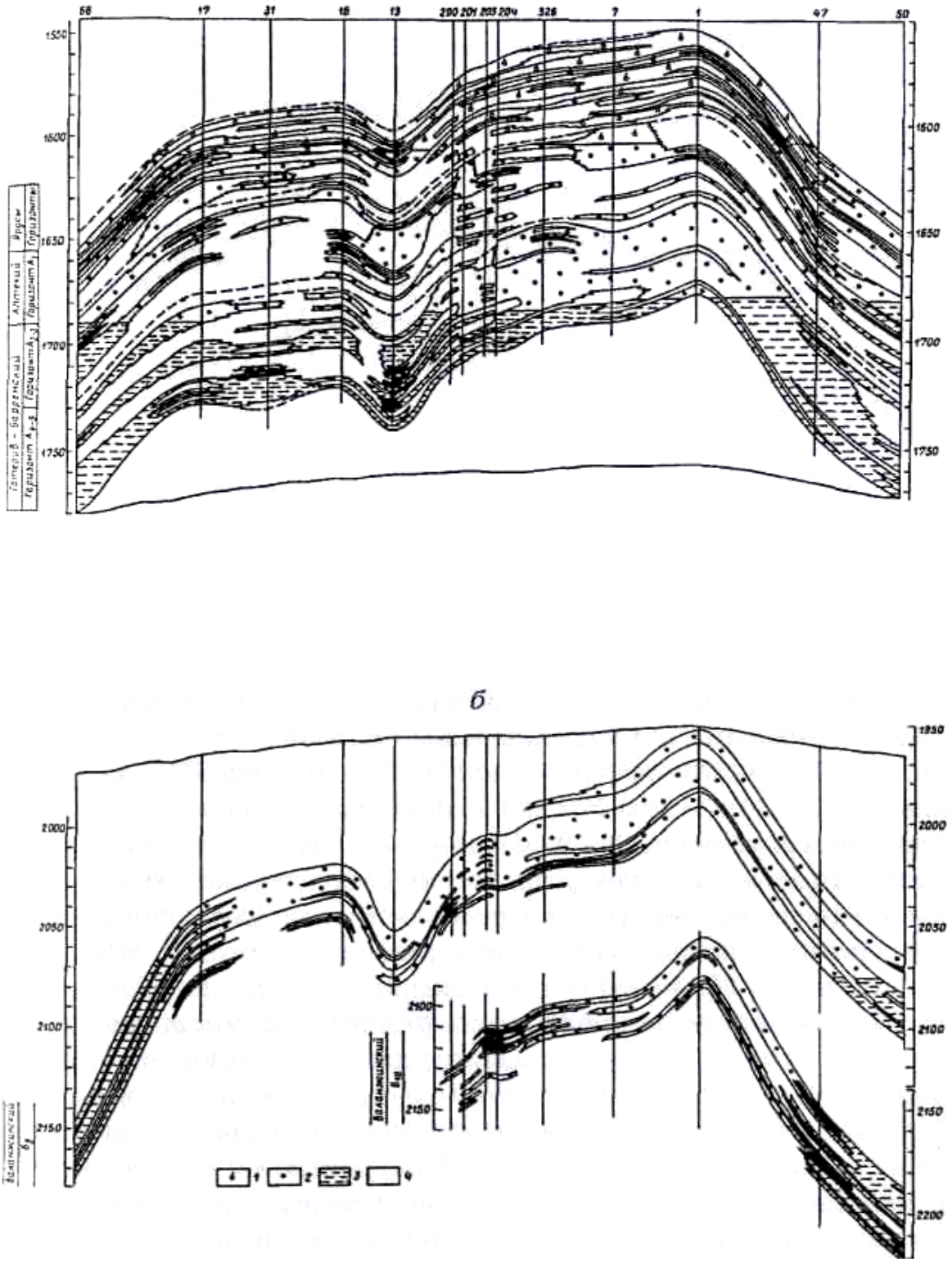


Рис.107. Самотлорское нефтегазовое месторождение [15].
Геологические профили продуктивных горизонтов: 1,2,3 - песчаник соответственно газо-, нефте- и водонасыщенный; 4 - глины

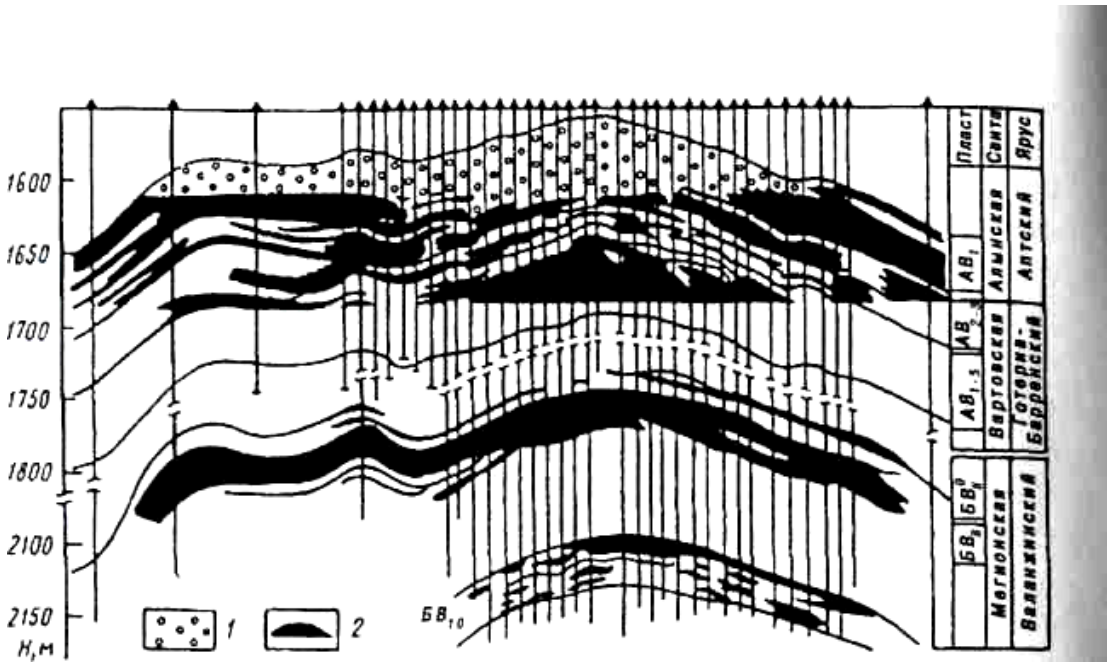


Рис. 108. Самотлорское нефтегазовое месторождение. Геологический разрез продуктивных отложений (по Ф.К. Салманову): 1 - газ; 2 – нефть

В разрезе валанжина выделяется ряд песчаных пластов, из которых основными являются пласты $БВ_8$ и $БВ_{10}$ Общая мощность пласта $БВ_8$ 40—50 м, эффектив-ная 17-33 м, пласта $БВ_{10}$ – соответственно 20-30 и 2-30 м. Залежи нефти этих пластов являются пластовыми сводовыми. Водонефтяной контакт залежей имеет наклонный характер (с запада на восток), что, видимо, связано с линзовидным строением пластов и значительным ухудшением их коллекторских свойств. Пластовое давление в залежах 22 МПа, дебиты нефти 50—200 $м^3$/сут через 8-миллиметровый штуцер.

Федоровское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 109, 110), расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 35 км к северо-западу от районного центра г. Сургут. Открыто в 1971 г., разрабатывается с 1973 г. Приурочено к Федоровскому куполовидному поднятию в центральной части Сургутского свода. По отражающему горизонту Б Федоровская структура представляет собой крупную брахиантиклинальную изометрическую складку с сильно изрезанными очертаниями, осложненную куполовидными поднятиями, в западной части которой расположено собственно Федоровское поднятие, имеющее размеры 13,5х4,7 км, амплитуду до 37 м, с пологими углами наклона крыльев - до 20.

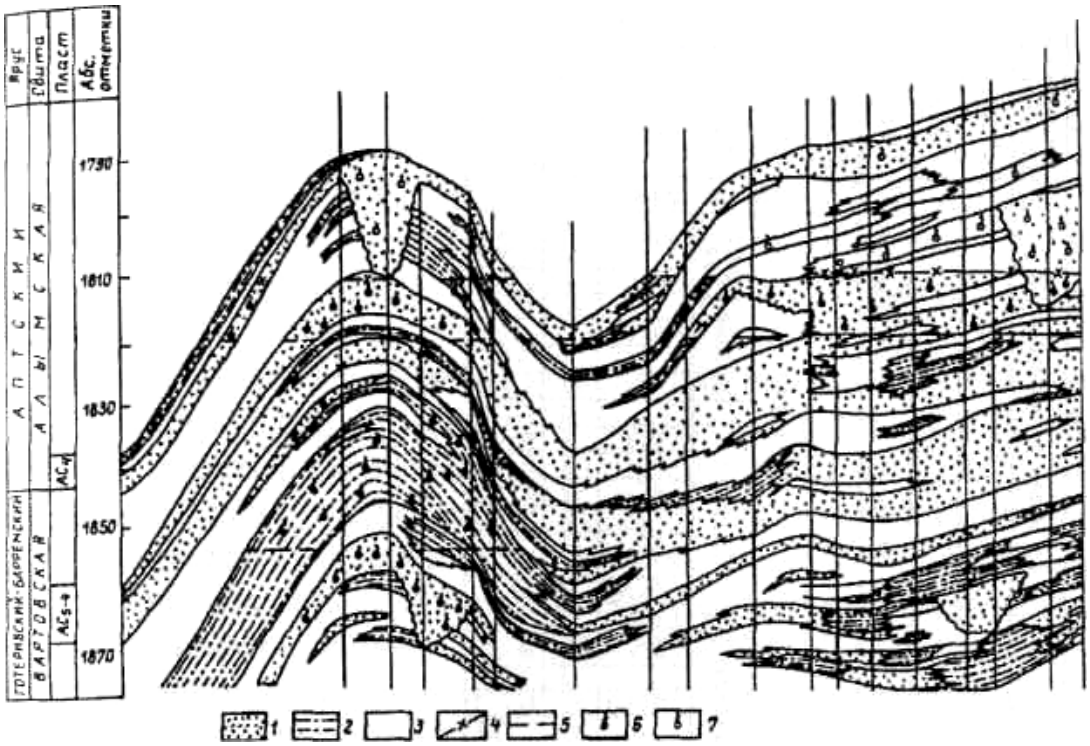


Рис. 109. Федоровское нефтегазоконденсатное месторождение [15].
Геологический профиль пласта АС4-8:
1 - песчаник; 2 - песчано-глинистые породы; 3 - алеврито-глинистые породы, глины; 4,5 - контакт соответственно газо-, водонефтяной; 6, 7 – по данным ГИС соответственно нефте-, газонасыщенность

Это поднятие имеет линейно-вытянутую форму в меридиональном направлении. По изогипсе -2625 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) оно объединяет 3 локальные структуры – Федоровскую, Моховую и Восточно-Моховую—в единое поднятие амплитудой 50—65 м. Продуктивны нижнемеловые и юрские отложения. Выявлено 11 залежей на глубинах 1880-2719 м в неокоме, васюганской и тюменской свитах верхней и средней юры. Для пластов группы АС ($АС_{4,5,6,7,8,9}$) характерны многопластовые нефтегазоконденсатные залежи с газовыми шапками, для группы БС ($БС_{1,2,10,16}$), $БС_{18}$, $Ю_1$ и $Ю_2$ - нефтяные. Основной объект по запасам - пласт $БС_{10}$ с максимальной площадью нефтеносности 856,4 км^2. Наибольшая газовая залежь в пласте АС4— 937,2 км^2. Продуктивные пласты сложены преимущественно песчаниками с подчиненным значением алевролитов и глин. Коллекторы порового типа, пористость 16 ($Ю_{16}$) - 27 ($БС_2$) %, проницаемость 0,008 ($Ю_2$)-0,497 (БС2) мкм^2. Залежи пластовые сводовые, водоплавающие, литологически экранированные. ВНК на а.о. -1821 ($АС_4$) -2825 м ($Ю_2$), размеры 1,75-51х1-47,25 м,

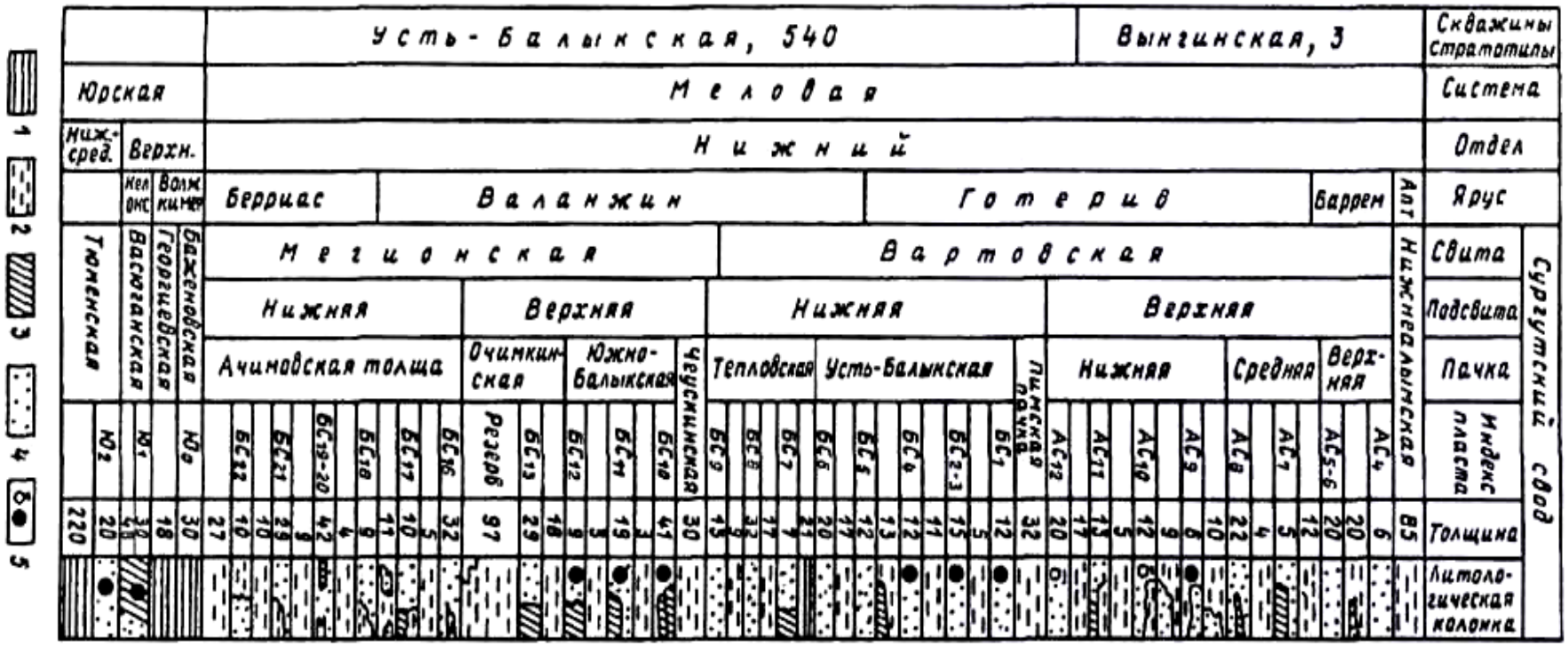


Рис. 110. Сургутский свод. Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений:
1 — аргиллиты битуминозные; 2 — аргиллиты, глины; 3 — алевролиты; 4 — пески, песчаники; 5 — газо- и нефтенасыщенность

высота 13-70 м. Наиболее крупные по запасам залежи в пласте $АС_{5-6}$ и $БС_{10}$. Дебиты от 97,7($БС_{10}$) до 16 $м^3$/сут($БС_{16}$)-167($АС_4$) $м^3$/сут, газа 96,5—183,1 тыс. $м^3$/сут, дебит нефти из пласта ($Ю_2$) -13,2 $м^3$/сут. Пластовые давления нормальные гидростатические 18,3-28,2 МПа, t -158-8°С. Плотность нефти 845 ($БС_{10}$)-913 ($АС_4$) кг/$м^3$, вязкость 1,44 ($БС_{10}$) - 9,39 ($БС_2$) МПа·с, содержание серы 1-1,9 %. Плотность конденсата 756—762 кг/$м^3$, выход стабильного конденсата 36,2 г/$м^3$. Основная добыча ведется из пласта $БС_{10}$.

Промышленные скопления нефти приурочены к среднеюрским отложениям ($ЮС_2$), отложениям валанжина (пласты $БС_{16}$, $БС_{10}$, $БС_{10}$), готерива (пласты $БС_2$, $БС_1$), баррема (пласты $АС_9$, $АС_{7-8}$, $АС^1_6$, $АС_{5-8}$, $АС_4$). Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м.

Ватинское нефтяное месторождение (рис. 111) расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области, в 50 км от города Нижневартовска. Открытое в 1963г., разрабатывается с 1968г. Приурочено к одноименной локальной структуре. По отражающему сейсмическому горизонту "В" (верхняя юра) в ее пределах выделяют поднятие: Западно-Ватинское, Восточно-Ватинское (южный купол Западно-Ватинского поднятия получил название Центрального). Эти поднятия имеют простирание, близкое к меридиальному. По вышележащим горизонтам основные особенности тектонического строения сохраняются, но происходит выполаживание структурных поверхностей. По верхнему продуктивному пласту $АВ_1$ обе Ватинские структу-ры объединяются и сливаются с соседними Северо-Покурской, Мегионской, Мыхпайской и Самотлорской структурами.

Разрез Ватинского месторождения типичен для месторождений Нижневартовского свода, в строении которых принимают участие породы доюрского фундамента и мезо-кайнозойские терригенные отложения платформенного чехла.

Месторождение многопластовое, нефть выявлена в продуктивных пластах бер-риасского, валанжинского, горерив-барремского и аптского ярусов нижнего мела. Залежи сосредоточены в пределах трех поднятий (Центрального, Западного, Восточного). Распределение нефтеносности также неодинаково.

В пределах Центрального поднятия нефтеносны 20 пластов. На Восточном поднятии выявлены залежи в 7 пластах, 5 пластов нефтеносны на Западном поднятии.

Пласт БВ8 является основным объектом разработки на месторождении. По литологической характеристике он делится на

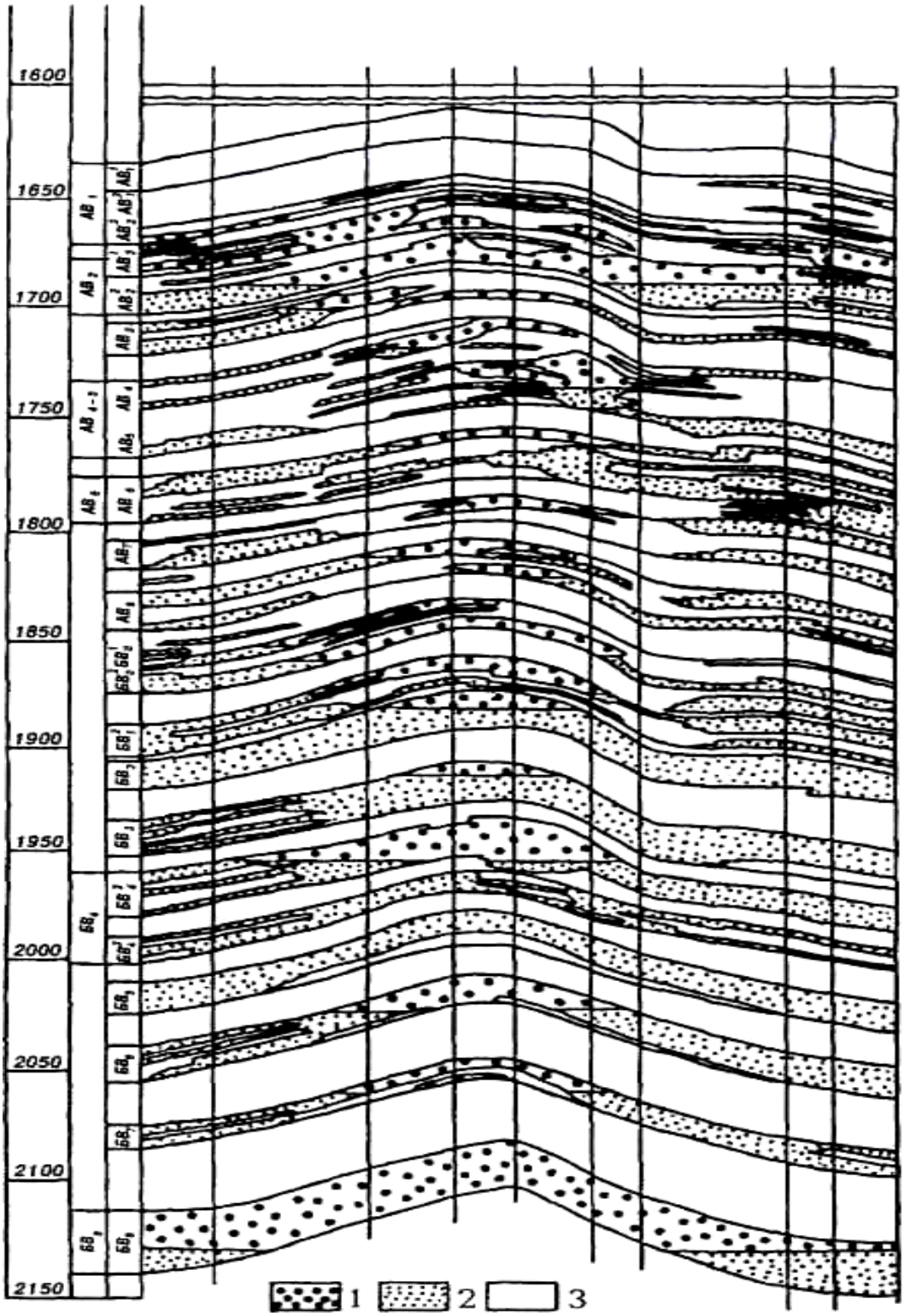


Рис. 111. Ватинское нефтяное месторождение [15].
Геологический профиль продуктивных пластов группы АВ-БВ Централь-ного поднятия:
1, 2 - песчаник нефте-, водонасыщенный; 3 - глина

два, верхний и нижний. Залежи пласта БВ8 приурочены к Западному, Центральному и Восточному поднятиям. Залежи пластово-сводового типа сводонеф-тяными зонами, занимающими 60-80 % площади нефтеносности. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта - 10,9 м.

Залежи пластов $АВ_1$ и $АВ_2$ приурочены к Западному, Центральному и Восточ-ному поднятиям.

Около 90 % запасов нефти пластов $АВ_1$ и $АВ_2$ относят к категории трудноизвлекаемых, содержащихся в породах сложного строения, характеризующихся резкой неоднородность литологического состава и коллектор-ских свойств как по площади, так и по разрезу.

В целом на месторождении выявлено 47 залежей в 24 пластах на глубине от 1693 до 2432 м; нефтеносны песчаные пласты апта, неокома, ачимовского комплекса и верхней юры. Коллекторы порового типа, пористость от 16 до 24%, проницаемость 0,0056-0,899 мкм^2. Залежи пластовые сводовые и структурно-литологические. ВНК на а.о. от -1692 до -2447 м, размеры (1-18) х(1-10) км, высота от 7 до 66 м. Основная по площади и запасам залежь в песчаных пластах апта - 302,3 км^2. Разрабатываются все горизонты, основная добыча из залежей неокома ($БВ_8^{1-2}$, $БВ_6$). Пластовое давление нормальное гидростатическое увеличивается с глубиной от 16,6 до 22,2 МПа, t -(68—90)°С. Начальные дебиты от 10,6 до 190—250 м^3/ сут. Плотность нефти от 823 до 858—893 кг/м^3, вязкость 0,77—1,84 МПа·с, содержание серы 0,4—1,42 %.

Приобское нефтяное месторождение (рис. 112, 113, 114) расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области РФ в 65 км к востоку от г. Ханты-Мансийск, в 100 км к западу от г. Нефтеюганск. Открыто в 1982 г., разрабатывается с 1989 г. Приурочено к Приобскому локальному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами в центральной части Пимского вала Сургутского свода. Само поднятие входит в состав крупной зоны нефтегазонакопления, протягивающейся в меридиональ-ном направлении и приуроченной к моноклинали, осложненной рядом небольших локальных поднятий.

Геологический разрез Приобского месторождения сложен значительной (более 3000 м) толщей осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами пер-мотриасового возраста. Максимально вскрытый разрез отмечается в скв. 15 Ханты-Мансийской площади и составляет 3190 м.

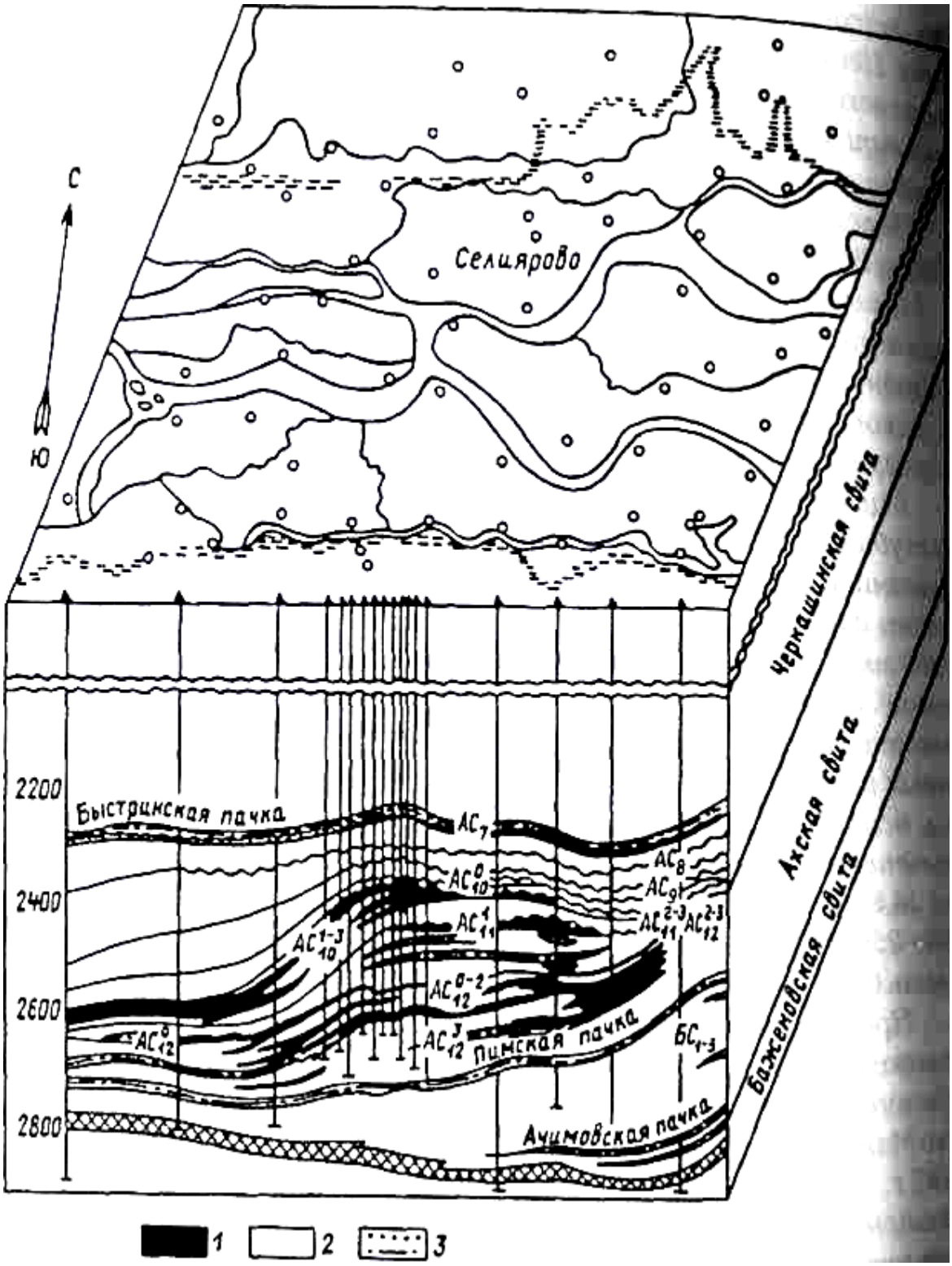


Рис. 112. Приобское нефтяное месторождение[15]. Блок-схема: 1 - песчаники и алеврито-песчаные нефтяные плас глины; 3 — плотные региональные глинистые пачки

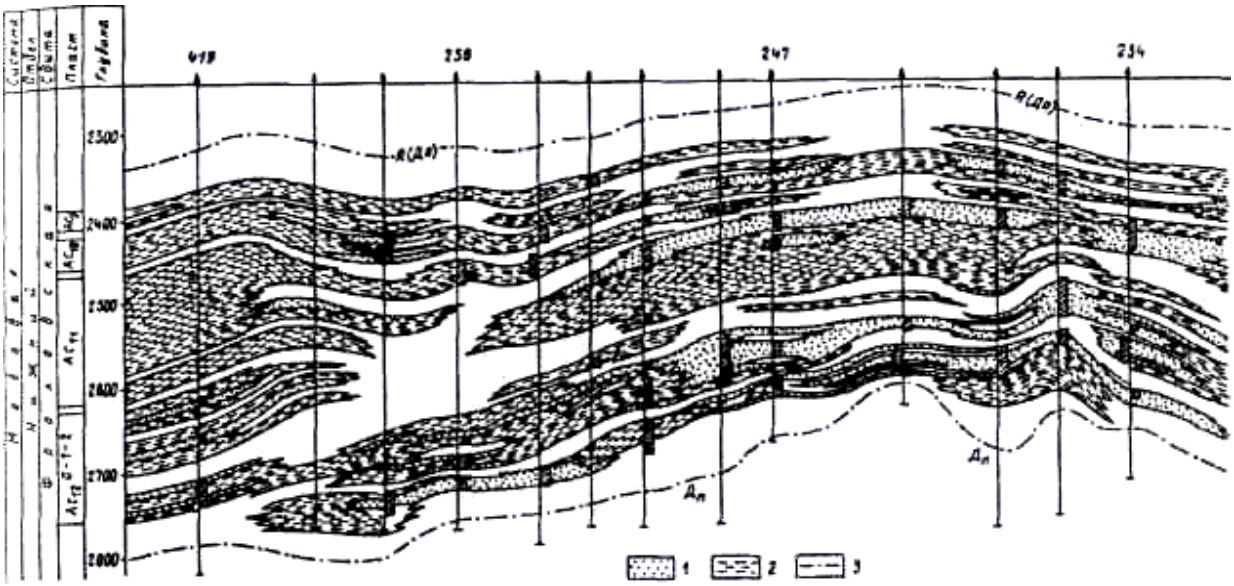


Рис. 113. Приобское нефтяное месторождение [15]. Геологический про-филь по линии скважин: 1 — песчаник нефтенасыщенный; 2 — плотные пласты; 3 — линии реперов

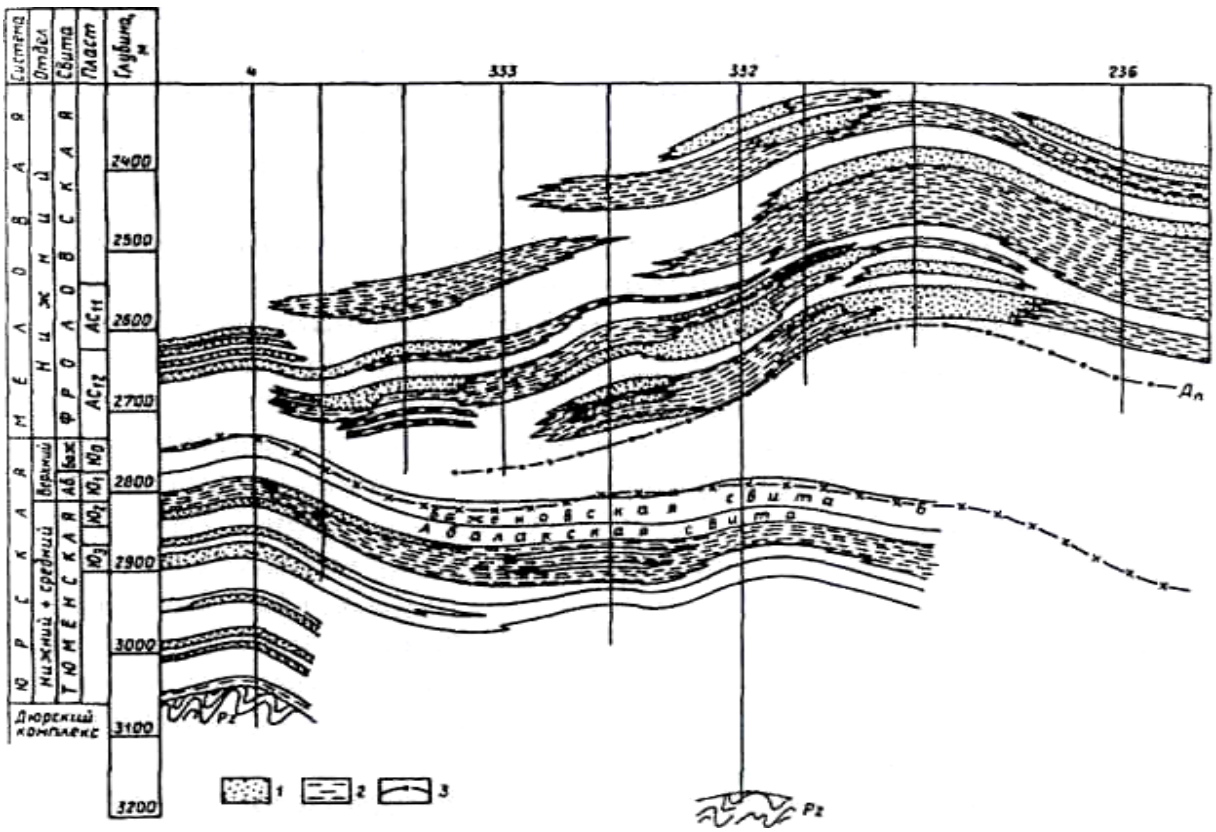


Рис. 114. Приобское нефтяное месторождение. Геологический профиль по линии скважин. Условные обозначения см. рис. 113

Месторождение находится в окружении таких известных месторождений, как Салымское, Приразломное, Правдинское и др. Этаж нефтеносности охватывает значительные по толщине отложения осадочных пород от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5 км.

Нефтеносность связана с неокомскими и среднеюрскими отложениями. Основная часть разведанных запасов (более 90%) сосредоточена в неокомских плас-тах группы АС. Все залежи являются литологическими или структурно-лито-логическими. Контролируются неокомской клиноформой, образующей аккумулятивные поднятия. Нефтяные скопления приурочены к линзам пород шельфового и клиноформного типов. Продуктивные пласты сложного строения. Выявлено 23 залежи в 12 пластах на глубинах 2220-2940 м, связанные с неокомскими породами (от $АС_7$ до $АС_{12}$). Небольшие залежи установлены и в средней юре ($Ю_2$). Коллекторы первого типа, пористость 15($Ю_2$)—20 % ($АС_{10}$, $АС_{11}$), проницаемость 0,002 ($АС_{10}$) 0,019 ($АС_{11}$) мкм^2. В плане залежи полосовидной формы субмеридионального простирания. Размеры залежей (4-48) х(2,8—25) км, высотой от 1 до 292 м. Наибольшая залежь в пласте $АС_{12}^{1-2}$ имеет площадь 545,2 км^2. Наиболее крупные по запасам $АС_{12}^{1-2}$ и $АС_{11}$. Дебиты от 1,5 до 58 м^3/сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое, t –83-96°С. Плотность нефти 800 ($Ю_2$)—868 ($АС_{10}$) кг/м^3, вязкость 1,23—4,28 МПа·с, содержание серы 0,17—1,51 %. Основная добыча нефти ведется из пластов $АС^1_{10}$, $АС^{2-3}_{10}$.

Приразломное нефтяное месторождение расположено в 100 км юго-западнее г. Сургута. Открыто в 1983, разрабатывается с 1986 г. Приурочено к группе локальных структур, осложняющих Салымский свод. Амплитуда структур 40-50 м, углы падения крыльев 1-2°. Выявлено 6 залежей на глубинах 2390-2815 м в неокоме (пласты $АС^1_{11}$, $АС^2_{11}$, $БС_1$, $БС_{4-5}$, $ач_{1-2-3}$ и $ач_4$). Продуктивные резервуары представлены песчаниками и алевролитами. Коллекторы поровые. Пористость 16 (ач) -19% ($АС_{11}$), проницаемость 0,012 (ач) - 0,05 мкм^2 (АС и БС). Залежи пластовые сводовые литологически экранированные. Наибольшая по запасам и размерам залежь нефти приурочена к пласту БС4-5, дающая основной объем добычи.

Малобалыкское нефтяное месторождение расположено в 100 км юго-западнее от г. Сургута. Открыто в 1966 г., разрабатывается с 1984 г. Приурочено к Южно-Балыкскому куполовидному поднятию в южной части Сургутского свода. В его состав вхо-

пят Западная, Малобалыкская и Восточно-Малобалыкская структуры. Продуктивны отложения нижнего мела, верхней и средней юры Выявлены 17 залежей на гл. 1988-3000 в песчано-алевролитовых шельфовых пластах неокома ($АС_4$, $АС_{5-6}$, $АС_7$, $БС_8$, $БС_9$), клиноформных ачимовских (ач. 1, ач. 2, ач. 3), верхнеюрских ($Ю_0$) и среднеюрских ($Ю_2$) отложениях. Коллектор поровый. Пористость 17% ($БС_9$, ач., $Ю_2$) -21% ($АС_{5-6}$), проницаемость 0,001 (ач.) - 0,156 мкм^2 ($АС_{5-6}$). Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные. ВНК на а.о. -1973 м ($АС_4$) - 2810 м ($Ю_0$). Размеры залежей 1,2-24х1,6-25 км, высота от 7 до 260 м. Наибольшая залежь (ач. 2) - 24х25 км при высоте 260 м, площадь 237,1 км^2. Дебиты от 7,6 (ач) до 180 м^3/сут ($АС_{5-6}$). Пластовое дав-ление нормальное гидростатическое 20,4 (гл. 2000 м) - 26,6 МПа (гл. 2596 м), t=74-96°С. Плотность нефти 0,858 (ач) - 0,883 ($Ю_2$) г/см^3, вязкость 0,8 (ач) — 2,76 МПа·с (АСs-е), содержание серы 1,08 (ач) - 1,44% (Юг). Газовый фактор 24 ($АС_4$) - 110 м^3/т (ач). Основная добыча ведется из пластов $АС_4$, $АС_{5-6}$ и ач. 2.

Мамонтовское нефтяное месторождение (рис. 115) – уникальное, является од-ним из крупнейших месторождений как Западной Сибири, так и в России. Оно занимает второе место в Западно-Сибирском нефтегазоносном регионе после Самотлорского по уровню максимальной добычи нефти.

Месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 25 км от г. Нефтеюганск. Открыто в 1965 г., разрабатывается с 1970 г. Приурочено к брахиантиклинали (амплитудой 90 м), осложненной 3 локальными поднятиями - Мамонтовским, Очимкинским и Каркатеевским (Сургутский свод). Разрез месторождения представлен мезо-кайнозойскими отложениями осадочного чехла, залегающими на поверхности складчатого фундамента. Разрез юрской системы слагается отложениями тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит. Меловая система представлена всеми отделами и ярусами. Выявлено 12 нефтяных залежей в отложениях нижнего мела (неоком), ачимовской толщи, верхней и сред-ней юры. Залежи пластовые сводовые, пластово-литологические. ВНК на отме-тке -1900 м до -2395 м. Высота залежей от 17 до 85 м. Коллекторы поровые (песчаники, алевролиты), пористость 12 ($ЮС_2$)-24 ($БС_{10}$) %, проницаемость 0,045-0,155 мкм^2. Эффективная толщина пластов 12—30 м. Начальное пластовое давление соответствует гидростатическому, t = 56—78°С. Нефть

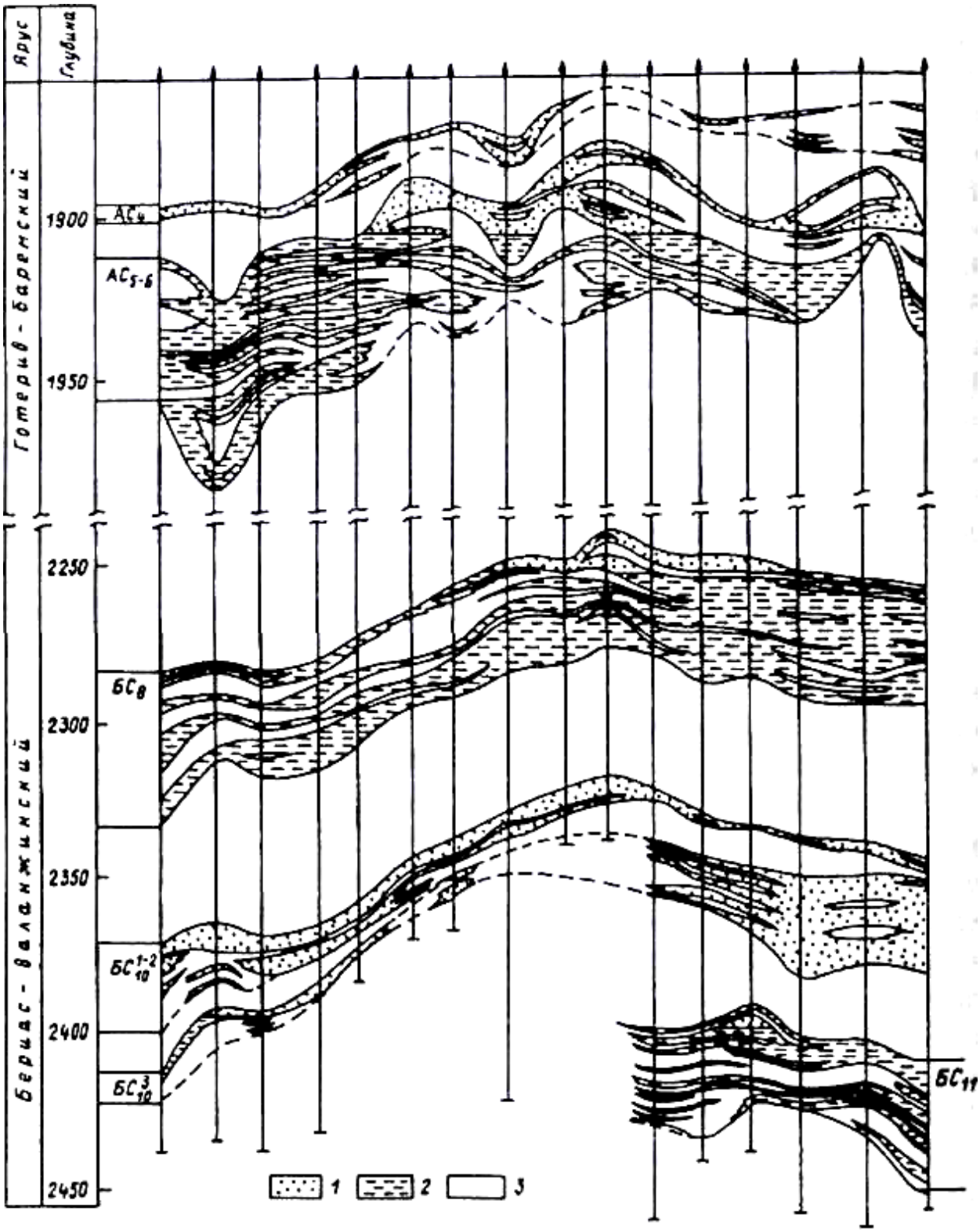


Рис. 115. Мамонтовское нефтяное месторождение. Геологический профиль центральной части месторождения (составил В.А. Туров):
1,2 - песчаники нефте-, водонасыщенные; 3 - глины

нафтеново-метанового, ароматическо-метанового типов. Плотность нефти 860-883 кг/м^3, содержание серы 1,3—2,08 %.

Западно-Сургутское нефтяное месторождение (рис. 116, 117) расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 20 км северо-западнее г. Сургут. Открыто в 1962 г., разрабатывается с 1966 г. Приурочено к одноименной локальной структуре в южной части Чернореченского куполовидного поднятия, осложняющего Сургутский свод. Представляет пологую асимметричную брахиантиклиналь субмеридионального простирания сложной конфигурации. По горизонту Б (кровля баженовской свиты) в пределах замкнутой изогипсы - 2556 м размеры 6-8х 18 м, амплитуда 100 м, углы наклона крыльев 0°30' - 2°, местами до 4°. Вверх по разрезу структура выполаживается. Западно-Сургутское месторождение – крупное, многопластовое. Продуктивны нижнемеловые, верхне- и среднеюрские отложения. Выявлено 9 нефтяных залежей на глубинах 1940-2840 м в песчано-алевролитовых слоях неокомского (пласты $АС_9$, $БС_1$—$БС_{12}$), верхнеюрского ($Ю_1$) и среднеюрского ($Ю_2$) комплексов. Коллекторы порового типа. Пористость 14 ($Ю_2$) — 28 % ($БС_4$), проницаемость 0,006 ($Ю_2$) - 0,708 ($БС_1$) мкм^2. Залежи массивные ($АС_9$), пластовые сводовые и пластовые сводовые литологически экранированные. ВНК на а.о. -1875 ($АС_9$) - 2701 ($Ю_1$), высота залежей от 7 до 40 м. Наибольшая по площади, запасам и добыче залежь пласта БС10 - 274,7 км^2. Начальные дебиты от 19 ($АС_9$) до 136 ($БС_1$) м^3/сут. Вторая по добыче нефти залежь пласта $БС_1$, Плотность нефти 884 ($БС_{10}$, $Ю_1$) - 890 кг/м^3, вязкость 3,56 ($БС_{10}$) — 7,95 ($АС_9$) МПа·с, содержание серы 1,48 ($Ю_1$) - 2,06 ($БС_{12}$).

Аганское нефтяное месторождение (рис. 118) находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 40 км к северо-западу от Самотлорского месторождения. Открытое 1965 г., разрабатывается с 1973 г
В региональном тектоническом плане по отражающему сейсмогоризонту «Б» Аганская площадь расположена на северном склоне Нижневартовского свода и в восточной части одноименного куполовидного поднятия, осложняющего этот свод.

Свод имеет слегка вытянутую в меридиональном направлении форму с изрезанными контурами. В северной части свод достигает ширины 160 км, к югу он резко сужается. Длина свода 250 км.

Аганское поднятие — структура второго порядка, амплитуда поднятия составляет 135 м, углы наклона крыльев до 7°.

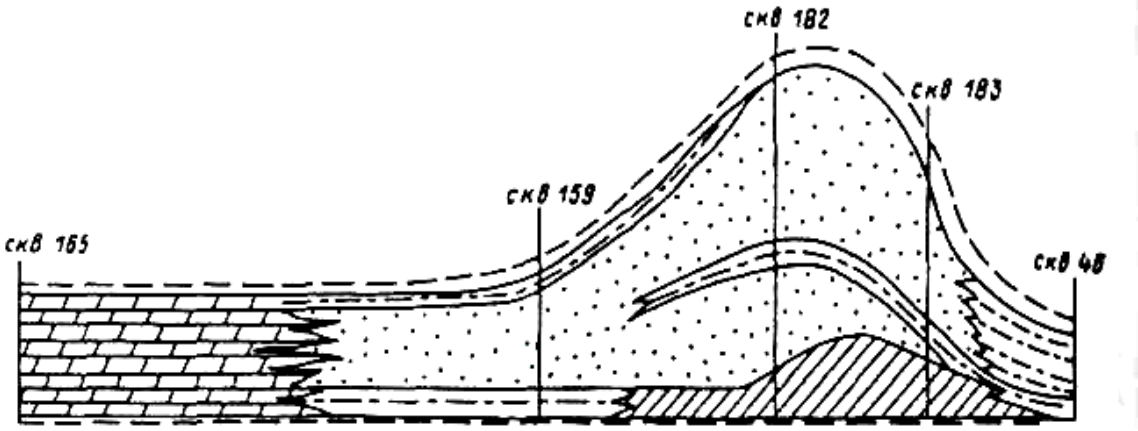


Рис. 116. Западно-Сургутское нефтяное месторождение [15]. Схематический палеогеографический разрез баровых отложений горизонта БС10:1 — преимущественно песчаники; 2 — алевролиты; 3,4 — глины соответственно алевритистые, тонкоотмученные; 5 — переслаивание глин и алевролитов

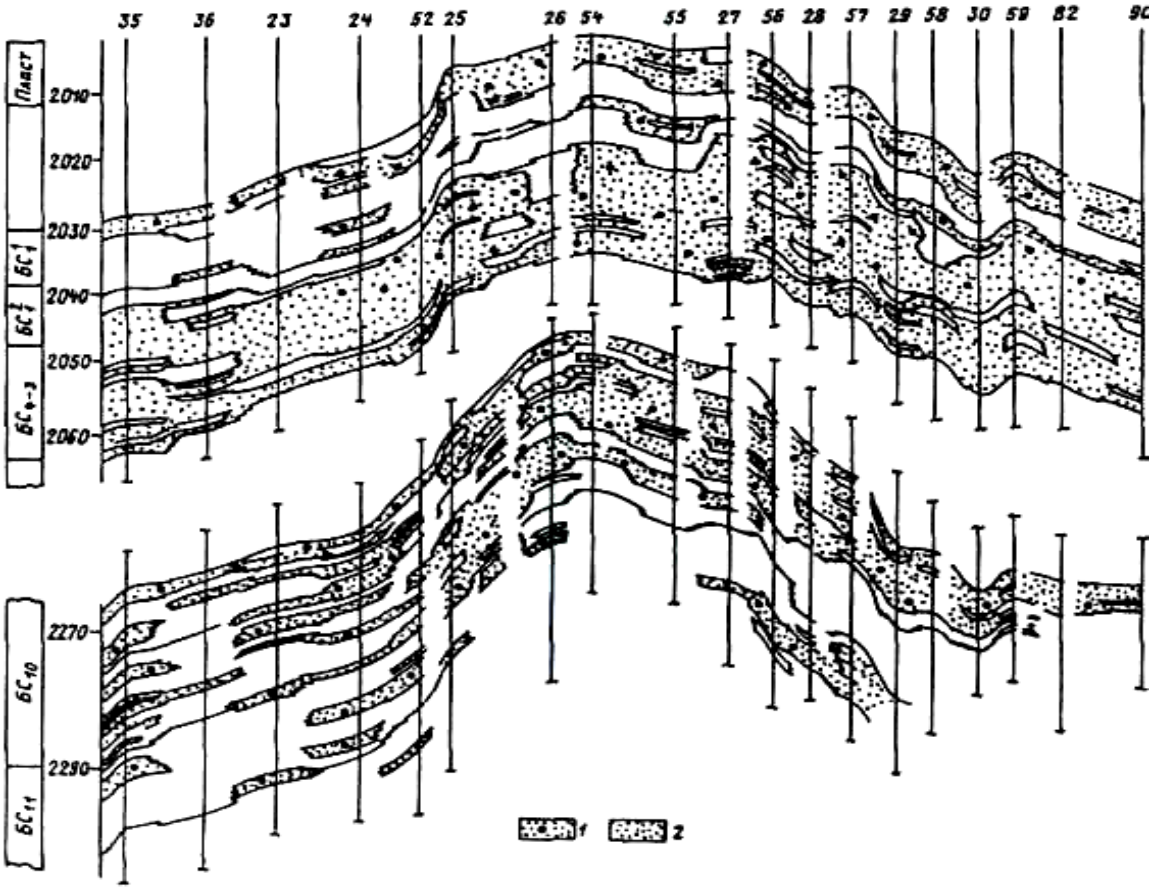


Рис. 117. Западно-Сургутское нефтяное месторождение [15]. Геологичес-кий профиль продуктивных отложений: 1,2- песчаники соответственно нефте-, водонасыщенные

Рис.118. АГанское нефтяное месторождение [15]. Сема расположения скважин (1) пласта $БВ_8$: 2 — внешний и внутренний контуры нефтеносно-сти, утвержденные ГКЗ; 3 — уточненные контуры нефтеносности; 4 — изогипсы пласта БВ0.

По кровле продуктивного пласта ЮВ1 Аганское поднятие представлено четырьмя куполовидными поднятиями, имеющими размеры 8,8х7 км, 4,4х1,6 км, 2,8х1,6 км.

Продуктивны нижнемеловой и верхнеюрский комплексы. Выявлено 16 залежей на глубинах 1700—2460 м в песчаных пластах аптских $АВ^{1-2}_1$) неокомских ($АВ_3$, $АВ_4$, $АВ_5$, $БВ_1$, $БВ_3$, $БВ_6$, $БВ_8$, $БВ_9$, $БВ^1_9$, $БВ_{18-22}$) и верхнеюрских ($Ю^1_1$). Коллекторы порового типа. Пористость в отдельных залежах изменяется от 16—19% ($БВ_{18-22}$) до 25 % ($АВ^{1-2}_1$), проницаемость - в пределах 0,06 ($ЮВ^1_1$) - 0,43 мкм2 ($БВ_1$). Залежи

пластовые сводовые и структурно-литологические. ВНК на а.о.-1685 ($АВ^{1-2}_1$)-2496 м ($Ю^1_1$); размеры залежей - в пределах 1,5-15х1-13 км, высоты максимально до 97 м. Пластовое давление от 17,5 (гл. 1700 м) до 23,6 МПа (гл. 2460 м), t-от 61 до 73°С. Начальные дебиты колеблются от ($БВ_{22}$) до 68 м3/сут ($БВ_8$). Плотность нефти 820—888 кг/м^3, наиболее тяжелая нефть в пластах $БВ_1$ и $БВ_2$, самая легкая в пласте $Ю^1_1$ верхней юры. Вязкость нефти наименьшая 0,63 МПа·с ($Ю^1_1$), наибольшая 3,2 МПа·с ($БВ_1$, $БВ_6$). Содержание серы от 0,64 ($БВ_{18-22}$) до 1,42% ($БВ_1$, $БВ_2$). Основная по запасам залежь пласта $БВ_8$ имеет площадь нефтеносности 250,6 км^2, пористость коллектора 23—24 %, начальный дебит 68 м^{3}сут, плотность нефти 841 кг/м^3, вязкость 1,01 МПа·с, содержание серы 1,01%. Вторая по значению в добыче залежь пласта $БВ_9$.

Ватьеганское нефтяное месторождение (рис. 119) расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа, находится в 150 км от г. Нижневартовска и в 30 км от г. Когалыма. Открытое 1971 г., разрабатывается с 1984г.

Приурочено к Ватьеганскому куполовидному поднятию, осложняющему северную часть Ярсомовского мегапрогиба. Структура представляет собой брахиан-тиклинальную складку в основном субмеридионального простирания.

Ватьеганское месторождение по запасам нефти относится к числу крупнейших. В разрезе месторождения выявлены девять продуктивных пластов: $АВ_{1-2}$, $АВ_3$, $АВ_8$, $БВ_1$ $БВ_6$, $БВ^1_7$, $БВ_{10}$, ачимовскс пачка и пласт $ЮВ_1$ - залегающих на глубинах от 1950 до 2850 м. Общий этаж нефтеносности 900м. Залежи нефти продуктивных пластов отделены друг от друга глинистыми разделами толщиной 0,8-300 м. Пласты существенно отличаются друг от друга коллекторскими свойствами, продуктивностью, свойствами нефтей.

Пласты $АВ_{1-2}$ вскрыты на глубинах 1848—1898 м, характеризуются общей толщиной 16,6—32,4 м и имеют повсеместное распространение по площади. Пласты представлены чередованием песчано-алевролитового и глинистого материала и характеризуются сильной литологическои изменчивостью как по разрезу, так и по площади. Песчанистость пластов меняется от 23 % до 92%. Число проницаемых пропластков толщиной от 0,4 до 19,8 м по скважинам различно – 2-12. Зоны максимальных эффективных толщин приурочены к периферийным частям структуры. Покрышкой пластам $АВ_{1-2}$ служит 100-метровая толща аргиллитов алымской свиты.

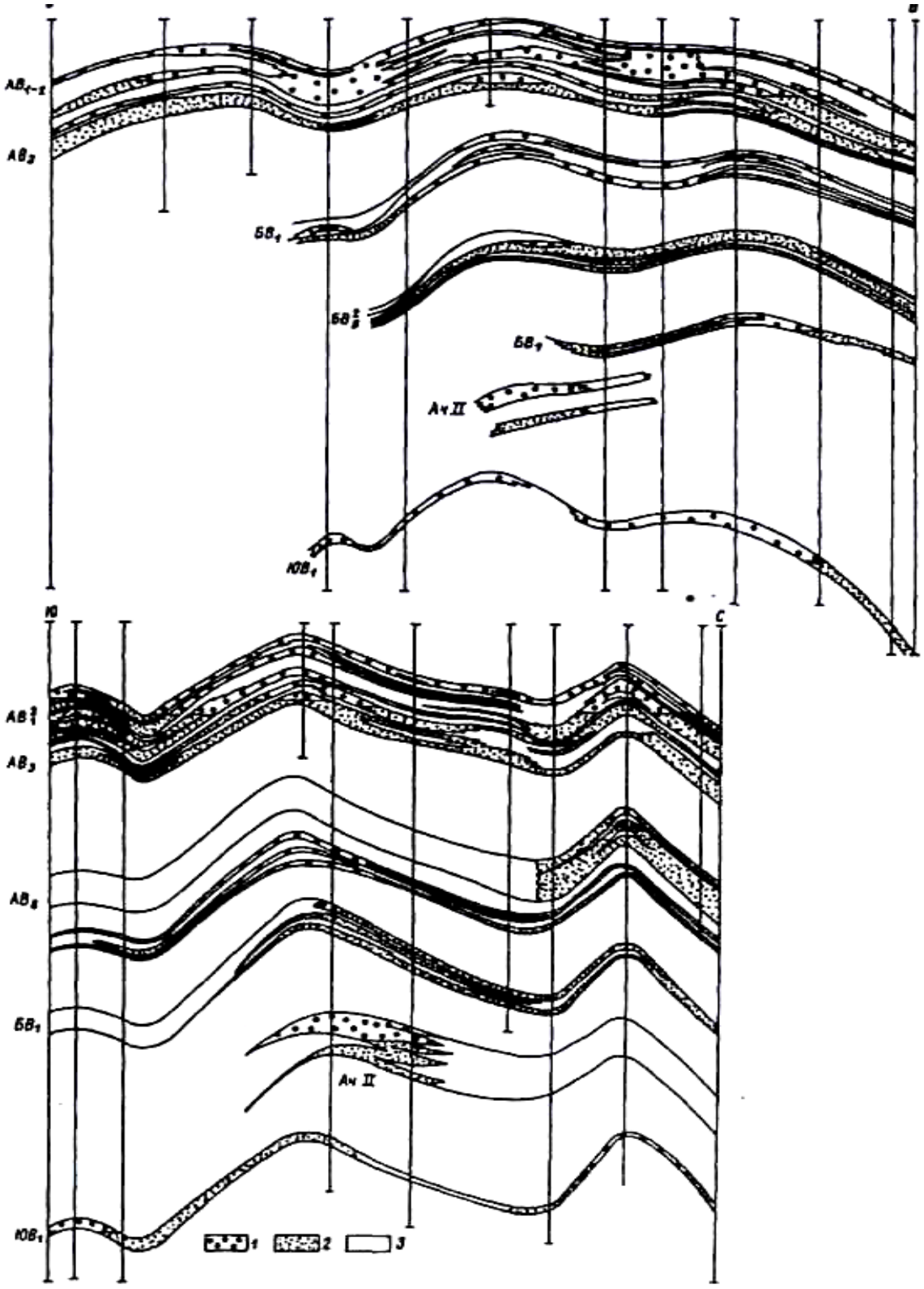


Рис. 119. Ватьеганское нефтяное месторождение [15]. Геологические раз-резы: 1, 2 - песчаник нефте-, водонасыщенный; 3 - глины

Залежь пластов $АВ_{1-2}$ представляет основной по запасам объект разработки на Ватьеганском месторождении и охватывает значительную площадь (39х30 км). Залежь пластово-сводовая высотой до 50 м, 5,9% площади подстилается водой.

По замыкающей изогипсе -2750 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) размеры 42х26 км, амплитуда 100 м. Всего на месторождении 18 залежей на глуби-не 1942-2869 м в песчаниках и алевролитах альб-апта, неокома и верхней юры. Коллекторы порового типа, пористость от 16 до 24%, проницаемость 0,005-0,52 мкм^2. Залежи пластовые сводовые в большинстве неокомских пластов, пластовые сводовые, литологически экранированные в пласте $АВ_1$ и ачимовском комплексе и литологически экранированные в последнем. ВНК на а.о. от -1824 до 2880 м. Пластовое давление от 19,5 (на глубине 1942 м) до 30,2 (на глубине 2844 м) МПа, t = 64-90°С. Начальные дебиты от 3 до 61,8 м3/сут. Плотность нефти от 828 до 872 кг/м^3 0,3—3 МПа-с; содержание серы от 0,529 до 0,929%.

Салымское нефтяное месторождение расположено в 120 км к юго-западу от г. Сургута. Открыто в 1965, в пробной эксплуатации с 1974 г. Приурочено к Лемпинскому локальному поднятию (брахиантиклиналь) амплитудой 150 м, осложняющему восточную часть Салымского свода. Выявлено 9 нефтяных залежей на глуб. 2167-2900 м. Продуктивны терригенные отложения средней, верхней юры и нижнего мела. Коллекторы представлены прослоями и линзами песчаников толщиной до 20 ми битуминозными аргиллитами толщиной до 37 м. Пористость песчаников 7-20 %. Проницаемость соответственно 0,04-0,06 и 0,001 мкм^2. Коллектор поровый и трещинный. Залежи пластовые сводовые, некоторые литологически экранированные, высота залежей 20-140 м. ВНК в интервале 2140-2810 м, t 96-138°С, давление 21,6-45,1 МПа. Нефть ароматиче-ско-нафтенового и нафтеново-парафинистого состава плотностью 810—895 кг/м^3, содержание серы 0,4—1,53 %.

Северо-Покурское нефтяное месторождение расположено в 120 км восточнее от г Сургута. Открыто в 1964 г., разрабатывается с 1976 г. Приурочено к одноименному осложненному тремя куполами поднятию Мегионского вала (Нижневартовский свод). По горизонту Б (кровля баженовской свиты) в пределах замкнутой изогипсы -2475 м его размеры 27,5х16,8 км. Продуктивны нижнемеловые и верхнеюрские отложения. Выявлено 19 залежей на глубинах 1725-2553 м в песчаных пластах апта и верхней юре (плас-

ты $АВ_{1,2,3,4}$, $БВ_{0,1,2,3,4,6,8}$, $Ю^1_1$, $Ю^2_1$). Коллекторы поровые. Пористость от 14% ($Ю_{11}$) до 25% ($АВ_{12}$), проницаемость 0,005 ($Ю_{11}$)-0,609 ($АВ_{31}$) мкм^2. Залежи пластовые сводовые и пластовые сводовые литологически экранированные. Размер наибольшей по запасам залежи ($АВ_{31}$) — 157,8 км^2. ВНК на а.о. -1697-2525 м. Дебиты от 5-12 ($БВ_8$) до 190-300 м^3/сут ($БВ_1$). Пластовое давление от 17,7 до 25,3 МПа, t от 68 до 102°С. Плотность нефти 820 ($Ю_1$) - 874 ($АВ_3$, $АВ_4$) кг/м^3, вязкость 0,77 ($Ю_1$)-3,7 МПа·с ($АВ_1$, $БВ_2$), содержание серы 0,41 ($Ю_1$)-1,24 % ($АВ_4$). Основная добыча нефти из пласта $БВ_6$, в меньшем объеме из пластов $БВ_2$, $БВ_{2+38}$.

Покачевское нефтяное месторождение (рис.120), расположено на северо-западе Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 60 км южнее г. Лангепас. Открытое в 1970 г, оно разрабатывается с 1977 г.

Приурочено к локальному поднятию в северо-западной части Нижневартовского свода. Выявлено 18 залежей на глубине 1841-2694 м в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях (пласты $АВ^3_1$, $АВ_2$-$АВ_8$, $БВ_0$, $БВ^0_1$, $БВ_2$-$БВ_3$, $БВ_6$, $БВ_8$, $ЮВ_1$). Продуктивные породы сложены и песчаниками и алевролитами. Коллекторы поровые, пористость от 16 ($ЮВ_1$) до 23% ($АВ_6$). Проницаемость от 0,0165 ($ЮВ_1$) до 0,164 ($БВ_6$, $БВ_8$) мкм^2. Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные и одна массивная литологически экранированная ($АВ_1$). ВНК на а.о. от -1805 ($АВ_1$) до -2678 ($Ю_{11}$). Наибольшая по размерам залежь в пласте $АВ^3_1$ - 163,4 км^2. Начальные дебиты от 2 ($БВ_60$ до 140 м^3/ сут ($АВ^3_1$) и 147,8 м^3/сут ($АВ_7$). Давление нормальное гидростатическое от 17,4 (гл. 1841 м) до 26,8 МПа (гл. 2694 м), t -68-100оС. Плотность нефти 840 ($ЮВ_1$) - 873 кг/м^3 ($АВ^3_1$), вязкость 0,3 ($Ю_1$) - 2,08 МПа·с (АВ2), содержание серы 0,5 ($АВ_1$) – 1 % ($БВ_6$). Добыча нефти ведется из всех пластов, основные из которых $АВ_2$, $БВ_6$, $БВ_8$.

В разрезе Покачевского месторождения выявлено 14 нефтегазоносных горизонтов: $АВ_1$, $АВ_2$, $АВ_3$, $АВ_4$, $АВ_5$, $АВ_6$, $АВ_7$, $АВ_8$, $БВ_1$, $БВ_2$, $БВ_6$, $БВ_7$, $БВ_8$, $ЮВ_1$.

Один из основных объектов разработки - пласт $БВ_6$, содержащий 21 % запасов. Вскрыт на глубине 2265-2320 м, общая толщина пласта 10,8-20 м, песчанис-тость 0,59. Пласт представлен либо монолитом на всю толщину (10,4-23,84), либо двумя-тремя прослоями, один или два из которых толщиной 6,0-13,6 м каждый, остальные менее двух метров или 2-4 м. Тонкое переслаивание,

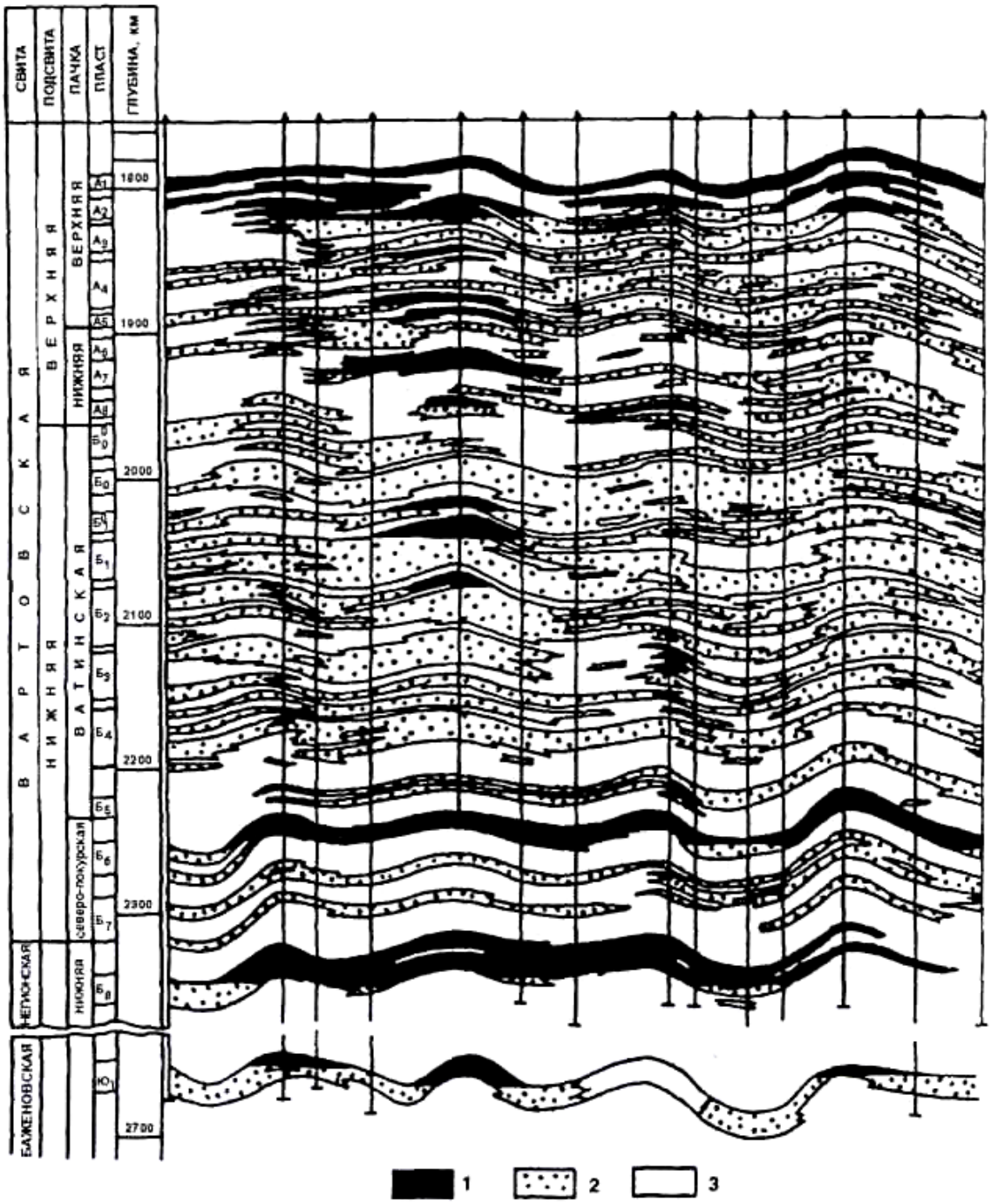


Рис. 120. Покачевское нефтяное месторождение [15]. Литолого-стратиграфический разрез по линии скважин: 1 — нефть; 2 — водонасыщенные песчаники; 3 — глинистые породы

как правило, отмечается в подошве пласта. Реже в разрезе пласт расчленен на 4—5 пропластков.

Пласт продуктивен на всех пяти поднятиях. Залежи пластовые, сводовые.

Тевлинско-Русскинское нефтяное месторождение расположено в 118 км северо-восточнее от г. Сургута. Открытое 1971 г., разрабатывается с 1986 г. Приурочено к Савуйскому структурному носу и Тевлинскому куполовидному поднятию, осложняющим северо-восточное погружение Сургутского свода. В пределах месторождения выделяются Русскинское, Сорымское, Иминское, Тевлинское, Икилорское и другие локальные поднятия северо-восточного и меридионального простирания. Их размеры 2,8-26,5х1,4-9,5 км, амплитуда 11-51 м. Нефтеносны нижнемеловые и юрские отложения. Выявлено 27 залежей в неокомских шельфовых ($БС_{10}$—$БС_{12}$) и ачимовских ($БС_{16}$-$БС_{22}$) пластах, а также в верхне- и среднеюрском комплексах (пласты $Ю_о$, $Ю_1$, $Ю_2$) на глубинах 2280-2907 м. Продуктивные отложения представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Коллекторы поровые, пористость 16—23%, проницаемость 0,004 (ач) -0,134 мкм$_2$ ($БС^1_{10}$). Залежи пластовые сводовые и пластовые сводовые литологически экранированные. ВНК на а.о. от -2314 до -2805 м. Площадь основной по запасам и добыче залежи (пласт $БС^{2-3}_{10}$) - 494,4 км^2. Дебиты 1,3 ($БС_{19-20}$) - 9-10 м^3/сут ($Ю_1$) и 52,6 м3/сут ($БС_{10}$). Пластовое давление нормальное гидростатическое, t- 78-90°С. Плотностьнефти 822-858кг/м^3, вязкость 0,6—4,85 МПа·с, содержание серы 0,8—1,6 %.

Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 121), расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской об-ласти в 90 км северо-западнее г. Сургут. Открыто в 1966 г., разрабатывается с 1980 г.

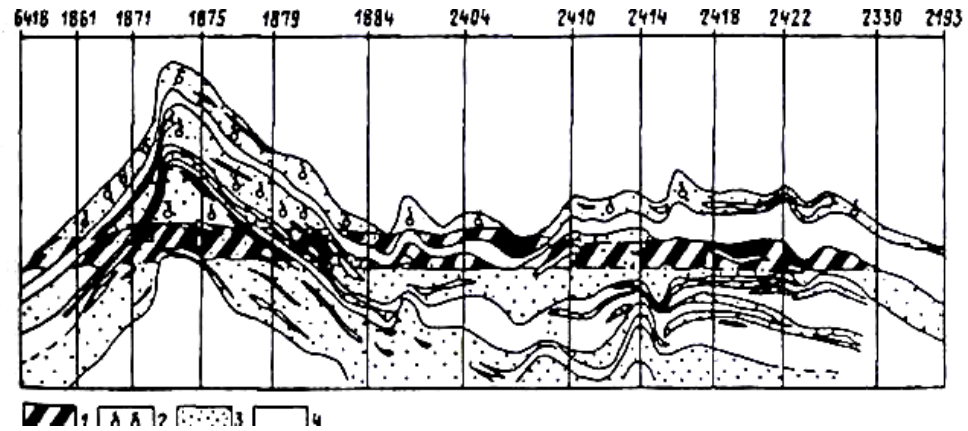


Рис. 121. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение [15]. Геологический разрез пласта $АС_{11}$: 1, 2, 3 - песчаники соответственно нефте-, газо-, водонасыщенные; 4 - глинистые пропластки

Месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке меридионального направления, расположенной на северо-западном склоне Сургутского свода. Лянторская структура объединяет группу поднятий - собственно Лянторское, Январское, Востокинское, разделенных неширокими прогибами. Характерными для этих структур являются пологие углы падения крыльев, которые не превышают единиц градусов.

Выявлены 5 залежей в неокомских отложениях. ВНК на отметке -2052 м. Залежи пластовые сводовые. Продуктивные отложения представлены песчаниками, коллектор поровый. Пористость 18-25 %, проницаемость до 0,664 мкм^2. Глубина верхней залежи 2042 м, нижней - 2080 м. Эффективная толщина 12-14 м. ВНК на отметке -2052 м. Начальное пластовое давление 21 МПа, 162°С. Плотность нефти 0,834—0,93 г/см^3, содержание серы 0,7—1,0%, парафина 2,15—2,95 %. Состав газа, %: CH_4 — 82,13-91,98, C_2H_6+высшие - 7,2-16,4, CO_2- 0,32-0,79. Содержание стабильного конденсата до 125 г/м^3, плотность конденсата 695-743 кг/м^3.

Основные запасы нефти Лянторского месторождения, 99,7%, приурочены к терригенным пластам $АС_9$ -$АС_{11}$, выделенным в верхней части вартовской свиты готерив-барремского возраста.

Крупная залежь нефти и газа пластов $АС_9$ -$АС_{11}$ имеет сложное строение. Нефтяная оторочка, толщина которой в среднем составляет 15 м, расположена между газовой шапкой высотой до 70 ми подошвенной водой.

Залежь пластовая сводовая, размеры ее составляют 70х20 км.

Холмогорское нефтяное месторождение (рис. 122) расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа в 50 км к юго-западу от г. Ноябрьск. Открыто в 1973г., разрабатывается с 1976 г. Приурочено к одноименному куполовидному поднятию, осложняющему Северо-Сургутскую моноклиналь, по горизонту Б (кровля баженовской свиты) в контуре изогипсы – 2900 м амплитуда 80 м. Вверх по разрезу структура выполаживается. Выявлено 6 залежей на глубине 2530-2670 м в неокоме в пластах $БС_{10}$ и $БС_{11}$, сложенных мелко- и среднезернистыми песчаниками, разделенными зонами глинизации. Коллекторы поровые. Пористость 18—20 %, проницаемость 0,086-0,077 мкм^2. Залежи пластовые сводовые. ВНК на а.о. -2435-2520 м. Дебиты нефти 68-74 ($БС_{10}$) - 16,2-132 ($БС_{11}$) м^3/сут. Режим залежей упруговодонапорный. Пластовое давление 25,3-25,8 МПа, t =87-90°С. Плотность не-

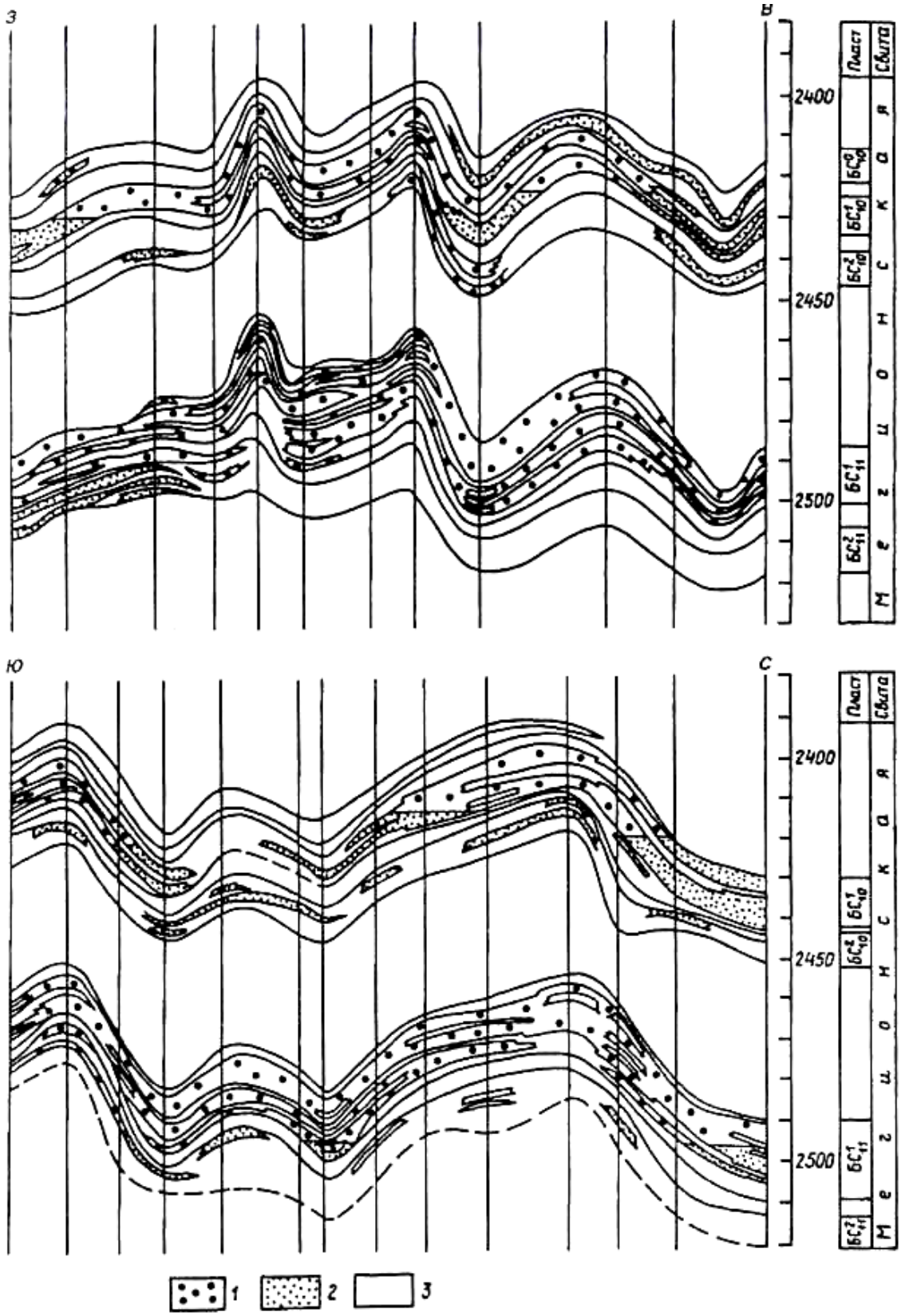


Рис. 122. Холмогорское нефтяное месторождение [15]. Геологический профиль: 1,2 - песчаник нефте- и водонасыщенный; 3 - глина

фти 851-856 кг/м^3, вязкость 1,59-1,88 МПа·с, содержание серы 0,71-0,92 %. Метод эксплуатации фонтанный и механизированный. Основная промышленная добыча нефти ведется из пласта $БС_{11}$, залегающего на глубинах 2560-2620 м по всей площади, общая его толщина от 10 до 40м. От вышележащего горизонта $БС_{10}$ отделяется глинистыми породами толщиной 42-55 м. Залежь нефти пласта $БС_{10}$ - структурно-литологическая, $БС_{11}$ – пластовая сводовая.

Тянское нефтяное месторождение расположено в 200 км северо-западнее от г. Сургута. Открытое 1987 г., разрабатывается с 1995 г. Включает несколько локальных структур – Муръяунскую, Турынскую, Лукъявинскую, Юкъяунскую, Западно-Перевальную и другие более мелкие поднятия, осложняющие Тромъеганское крупное поднятие на северном погружении Северо-Сургутской моноклинали. Продуктивны нижнемеловые и верхнеюрские отложения. Выявлен 21 продуктивный горизонт, где содержится 63 залежи на глубинах 2170-3080 м в неокомском, верхнеюрском и среднеюрском комплексах. Продуктивные пласты сложены толщей частого переслаивания песчаников, алевролитов и глин. Залежи массивные, пластовые сводовые литологически экранированные, пластовые сводовые тектонически экранированные. Основные залежи содержат 70 % запасов, развиты на всех структурах в пластах $АС_9$ и $АС_{10}$. Северная залежь ($АС_9$) имеет единый ВНК на Лукъявинской и Юкъяунской структурах на отметке -2212 м, южная залежь ($АС_9$) контролируется Муръяунской и Турынской структурами с ВНК на отметке -2197 м. Северная залежь (АС10) имеет ВНК на отметке -2228 м, южная -2208 м, размеры залежей 26-35х6-11 км, высоты 22-42 м. Дебиты нефти 39-86,4 м^3/сут. Залежи пластов охватывают отдельные поднятия, иногда 2-3 одновременно. В связи с резкой литолого-фациальной изменчивостью пластов залежи часто ограничены литологическими экранами. ВНК отдельных залежей на отметках -2475 м ($БС_6$) - 2353 ($БС_1$) -2113 м ($АС_4$). Пластовые давления нормальные гидростатические, 170-79°С. Плотность нефти 840 ($АС_9$) - 900 ($БС_6$) кг/м^3, вязкость 1 ($АС_7$) - 1,56-2,5 ($АС_{10}$) МПа·с, содержание серы 0,59 (АС4) -1,1% (БС1).

НАДЫМ-ПУРСКАЯ НГО площадью свыше 150 тыс. км^2 занимает междуречье рек Пур и Таз и большую часть Тазовского п-ва. Нефтегазоносность установлена в пяти комплексах юры и мела. 62% ресурсов газа сосредоточено в сеном-анском комплексе, 42% нефти - в неокомском. В области открыто 75 газовых, газокон-

денсатных, нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе крупнейшие по запасам газа - Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Муравленковское, Ям-совейское, Комсомольское, Губкинское, Варьеганское, Ванъеганское, Западно-Таркосалинское, Песцовое, Самбургское, Северо-Губкинское, Северо-Комсомольское, Северо-Уренгойское, Суторминское, Юбилейное, Тарасовское. В области сконцентрировано 47% газовых и 16% нефтяных ресурсов Западной Сибири.

Уренгойское газоконденсатнонефтяное месторождение (рис. 123), располо-жено в 50 км к северо-западу от пос. Уренгой. Открыто в 1966 г., разрабатывается с 1968 г. Месторождение уникальное по запасам. Приурочено к пологой симметричной брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания в пределах Нижнепурского вала, протяженность которого 200 км, ширина до 30 км. Структура осложнена двумя куполами - южным (Уренгойским) с амплитудой 220 м и северным (Ен-Яхинским) с амплитудой 80 м. В верхнемеловых по-родах (сеноман, уренгойская свита) выявлена газовая залежь высотой 230 м. Продуктивные отложения представлены песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин. Коллекторы гидродинамически связаны между собой и образуют ловушку массивного типа. Пористость коллекторов 25-30%, проницаемость до 1,75 мкм^2. Покрышка залежи - глинистые породы верхнего мела и палеоцена общей толщиной до 670 м ГВК на отметке -1198 м. Начальное пластовое давление 12,1 МПа, t- 31°С. В нижнемеловых породах выявлено более 25 залежей газового конденсата, в т.ч. 7 с нефтяными оторочками. Продуктивные пласты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с резкой литологической изменчивостью. Эффективная толщина коллекторов 1,6-69,2 м, толщина глинистых прослоев – 2-45 м. Высота залежей до 160 м, глубина залегания 1770-3090 м. Начальные пластовые давления 17,2-66,7 МПа, t= 51-90°С. Состав газа: CH_4 81,35-93,74%, C_2H_6 +высшие 3,5-6,85%, N_2+ CO_2 менее 1 %. Плотность нефти из оторочек в валанжине 766-799 кг/м3, содержание серы до 0,13%, смол 2,87 %, парафина 8,2%.

Уренгойское месторождение приурочено к пологой брахиантиклинальной складке меридионального простирания в центральной части Уренгойского вала (рис. 173). Складка осложнена рядом куполов. Размеры ее по кровле сено-манских отложений 95х25 км, амплитуда 210 м, углы падения пород на крыльях не более 1°.

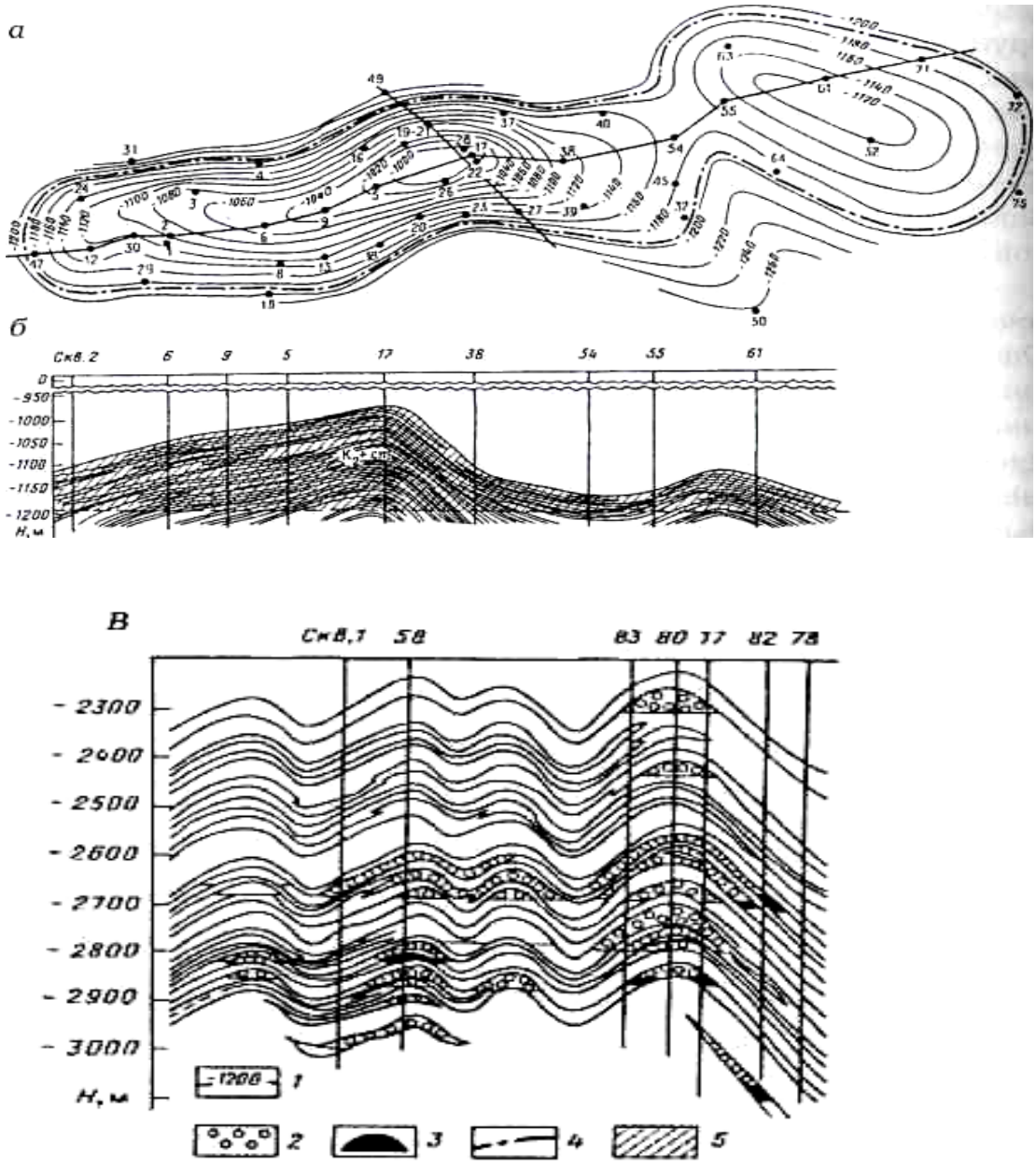


Рис. 123. Уренгойское газоконденсатнонефтяное месторождение [9J: а - структурная карта по кровле коллекторов сеноманского яруса; б — геоло-гический разрез продуктивных отложений верхнего мела; в — геологичес-кий разрез продуктивных отложений нижнего мела; 1 — изогипсы, м; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — контур газоносности; 5 — газоносная толща сеномана

Изучены бурением юрские, а также меловые и палеоген-четвертичные отложения общей вскрытой мощностью до 5500 м. Газовая залежь связана с отложениями сеномана, которые перекрываются мощной глинистой толщей турона (570—630 м). Кровля

продуктивных отложений сеномана вскрывается на глубинах 1100—1250 м. Сеноманская залежь представлена переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и глин. При этом на долю коллекторов приходится 50—70 %, на долю глин 25—50 %. Глинистые прослои не выдержаны по площади, поэтому все пласты песчано-алевролитовых коллекторов гидродинамически взаимосвязаны. Они отличаются высокими емкостными свойствами. Пористость составляет 25—30%, проницаемость преимущественно (60—175)х10^{-14} $м^2$. Газовая залежь отличается исключительно высокой продуктивностью. Дебиты газа составляли 1,4—7,9 млн. $м^3$/сут. Пластовое давление в залежи 12,2 МПа, пластовая температура 31—33°С.

Залежь газа высотой 213 м массивная, по всей площади подстилается подошвенной водой. Газоводяной контакт слегка наклонен в северо-восточном направлении. Залежи, близкие по строению к Уренгойской, открыты в сеноманских отложениях на Ямбургском, Медвежьем, Губкинском и других месторождениях севера Тюменской области.

Кроме газовой залежи в сеномане на Уренгое открьипо 14 газоконденсатных залежей с отдельными нефтяными оторочками в мегионской и вартовской свитах. Залежи пластовые, сводовые, часто литологически ограничены, средне- и высокодебитные. Дебиты газа составляют 145—627 тыс. $м^3$/сут, конденсата 20—150 $м^3$/сут.

Северо-Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 70 км к западу от пос. Тазовский. Открыто в 1970 (газ), в 1985 г. (нефть). Добывается газ и конденсат с 1987 г. Приурочено к Оликуминскому валу, расположенному к северу от Нижнепурского мегавала в Хадуттейской впадине. Вал осложнен куполом в восточной части и структурным носом в северной. По кровле сеномана (отражающий горизонт Г) в пределах замкнутой изогипсы -1200 м размер структуры 51х30 км, амплитуда 94 м. Месторождение разбито тектоническими нарушениями сбросово-сдвигового типа северо-восточного направления амплитудой 10—20 м. Продуктивны меловые отложения, в которых выявлено 32 залежи на глубинах 1125—3251 м. Среди них 1 газовая в пласте ПК1 сеномана, 27 газоконденсатных в пластах $АУ_{4,5,7,8,9,11}$ и пластах от $БУ_о$ до $БУ_9$ и 4 нефтегазоконденсатных в пластах $БУ_{10}$, $БУ^{1-1}_{11}$, $БУ^{1-2}_{11}$, $БУ^{2}_{11}$ неокома. Продуктивные породы сложены толщей переслаивания песчаников, алевролитов и глин с резкой литолого-фациальной изменчивостью. Коллекторы поровые. Пористость от 15% ($БУ_6$, $БУ_{10}$) до 29 % ($ПК_1$), проницаемость 0,0083 ($БУ_{11}$) - 0,045 ($БУ_{10}$) $мкм^2$.

Залежи массивные (сеноман), пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные (неоком). Основная по запасам и добыче газовая, залежь пласта $ПК_1$ массивная водоплавающая размером 21х44 км, площадью 934,35 км^2, высотой 92 м. ГВК на а.о. -1200-1202,9м. Дебит газа 342,8-1101,9 тыс.м^3/сут. Газ метановый (98,57 %), содержание азота 1,11%. ГВК других залежей на а.о от -2199 до -3150 м. ВНК нефтяных залежей -3173-3217-3247,6 м, размеры 3—57х1—25 км, высота 1,2—108 м. Площадь нефтяной оторочки залежи $БУ^2_{11}$ — 49,69 км^2. Дебиты нефти 3,9—9,8 м^3/сут. Пластовые давления от 1227 до 35 МПа, t от 31 до 88°С. Плотность нефти 836 ($БУ_{10}$) — 851 ($БУ_{11}$) кг/м^3, вязкость в пласте $БУ_{11}$ от 1,40 до 13,64 МПа-с, содержание серы от 0,008 до 0,16%. Плотность конденсата 727 ($АУ_7$) — 771 ($БУ_{11}$) кг/м^3. Выход стабильного конденсата от 56 до 130 г/м^3.

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 124), расположено в 120 км к северо-западу от пос. Тазовский. Открыто в 1969 г. (газ) и 1990 г. (нефть). Конденсат разрабатывается с 1986 г. и газ с 1987 г. Месторождение уникальное по запасам свободного газа. Приурочено к одноименной асимметричной полузамкнутой структуре северо-западного простирания площадью 4000 км^2, амплитудой более 500 м. Продуктивны меловые отложения. Выявлена 21 залежь на глубинах 1000—3343 м (2 газовых, 17 газоконденсатных и 2 нефтегазоконденсатных). Продуктивные резервуары сложены песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Коллекторы поровые. Пористость 16% (неоком) — 27% ($ПК_1$). Основная газовая залежь по запасам и добыче в пласте $ПК_1$ сеномана. Залежь массивная, водоплавающая, ее размер 125х55 км, высота 201 м. ГВК на а.о. -1159-1177 м, начальный дебит газа до 717 тыс. м^3/сут. ГВК других залежей в пластах на а.о. -2616-3320 м. Дебиты газоконденсатной смеси 196—620 тыс. м3/сут. Залежи пластовые сводовые литологически экранированные. Нефть в нефтяных оторочках нефтегазоконденсатных залежей в пластах $БУ^2_8$ и $БУ^3_8$. Дебит нефти 12—6 м^3/сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое от 8,5 до 33,1 МПа, t=30-85°С на гл. 1004 и 3276 м соответственно. Плотность нефти 845—850 кг/м3, газ метановый (98,2%). Плотность конденсата 740 ($БУ_3$) - 780 ($БУ_8$) кг/м^3. Выход стабильного конденсата 137,5 ($БУ_3$) — 150 г/м^3 ($БУ_9$).

Медвежье газоконденсатное месторождение расположено вблизи г. Салехарда. Открыто в 1967 г., разрабатывается с 1972 г. Месторождение уникальное по запасам свободного газа.

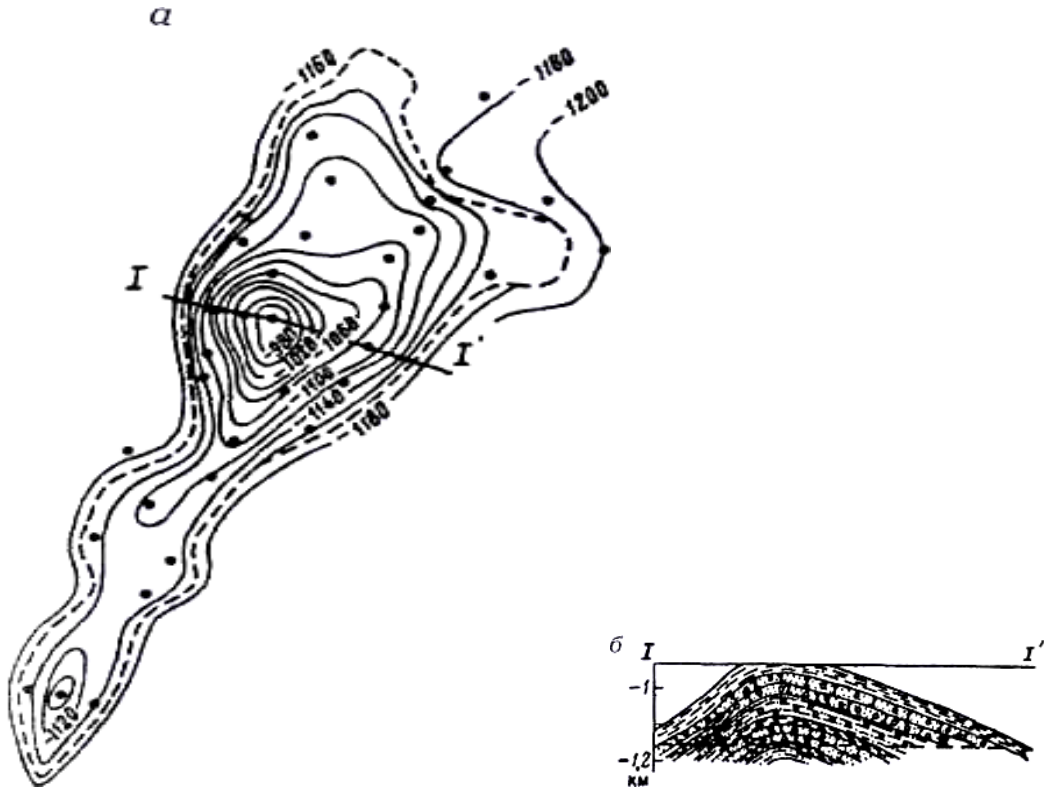


Рис. 124. Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение [50]:
а — структурная карта кровли продуктивного горизонта ПК106 (сеноман);
б — геологический профиль

Приурочено к Ныдинскому и Медвежьему локальным поднятиям Медвежьего вала. Выявлено 3 залежи: газовая в сеноманских отложениях верхнего мела (ГВК-1134 м), газоконденсатные в валанжине (ГВК -2955 м) и батских породах средней юры (ВНК -3080 м). Залежи массивные и одна пластоваялитологически экранированная. Продуктивные пласты сложены песчаниками. Коллектор поровый. Пористость 5—37 %, проницаемость 0,1—4,5 мкм^2. Глубина верхней залежи 1060 м, нижней — 3075 м. Эффективная толщина пластов 10—92 м. Начальное пластовое давление в нижних залежах немного превышает гидростатическое. Состав газа, %: CH_4 88,3-98,2, C_2H_6 +высшие 0,47-9,1, CO_2 0,26-2,12. Плотность газа 0,564-0,634.

Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 120 км юго-западнее пос. Тарко-Сале. Открыто в 1966 — газ, 1970 г.— нефть. Разрабатывается с 1988 г. Месторождение уникальное по запасам. Находится в пределах Пякупурского куполовидного поднятия, входящего в состав Северного свода. Залежи контролируются четырьмя локальными структурами: l и ll

Новокомсомольскими, Пякупурской и Нижнекомсомольской. Первые две структуры по горизонту Г (кровля сеномана) имеют размеры 20х23 км, амплитуду 110 м. Тектоническими нарушениями поднятие разбито на блоки. Продуктивны отложения верхнего и нижнего мела и средней юры. Выявлено 145 залежей в 54 продуктивных пластах на глубинах 842—2910 м, в т.ч. нефтяных 12, газовых и газоконденсатных 9, смешанных 33. Среди них: нефтегазовые (нефть в нефтяных оторочках) в пластах покурской свиты апт-сеноманского возраста ($ПК_{10}$-$ПК_{22}$), нефтяные в пластах покурской свиты и неокомского комплекса ($ПК°_{18}$, $ПК_{19}$, $АП_3$, $АП_4$, $АП_{10}$, $АП_{11}$, $БП_0$-$БП_8$), в песчаниках ачимовского комплекса (ач) и пласте $Ю_2$ средней юры; газовые и газоконденсатные в покурской свите ($ПК_1$-$ПК_{10}$, $ПК_{13\text{-}16}$) и нефтегазоконденсатные в неокомском комплексе ($АП_4$-$АП_9$, $БП_0$-$БП_8$). В верхней части разреза залежи преимущественно газовые и нефтегазовые, вниз по разрезу увеличивается число газоконденсатных и нефтегазоконденсатных. Продуктивные отложения представлены песчаниками и алевролитами. Коллекторы порового типа. Пористость от 17 (ач II) до 31 % ($ПК_1$). Нефтяные залежи незначительные по размерам (10х8 км) и запасам, их высота не превышает 11—23 м, только в пласте $БП^2_8$ — 65 м. Наибольшая по площади залежь нефти $БП^2_2$ — 64,3 км^2. Дебиты нефти от 0,3 ($БП^2_7$) до 113,3 м3/сут ($БП^1_6$). ВНКна а.о. от –1245 до -2723 м. Плотность нефти 808 (ач. II) - 928 кг/м^3 ($ПК^3_{10}$), вязкость 0,57 ($БП_7$) - 7,55 МПа-с ($ПК_{11}$), содержание серы 0,26 ($БП_3$) - 0,96 % ($ПК_12$). Добыча ведется из 21 залежи. Основная газовая залежь $ПК_1$ имеет размеры 18х27, высоту 120 м, площадь 579,6 км^2, охватывает единым контуром все локальные поднятия. Абсолютно свободный начальный дебит газа этой залежи — 6700 тыс. м^3/сут, ГВК на а.о. -914—921 м. ГВК для других залежей в разных куполах изменяется на а.о. от -1006 ($ПК_5$) до -2354 м ($БП_7$), ГНК - 1238-2409 м. Газ преимущественно метановый. Тип залежей: массивный ($ПК_1$), водоплавающий ($ПК_5$, $ПК_{11}$ и др.), пластовый сводовый ($ПК_{14}$, $АП_9$, $БП_2$ и др.), пластовый сводовый, тектонически экранированный (большинство неокомских залежей), литологический ($БП_7$, $БП_8$ и др.). Основная добыча газа — из пласта ПК1) Пластовое давление в залежах возрастает с глубиной от сеномана к неокому от 9,9 до 26,3 МПа, t от 30 до 73°С. Плотность конденсата 723—728 кг/м^3. Выход стабильного конденсата от 46,4 ($АП^2_4$) до 167 г/м3 ($БП^{1\text{-}2}_8$).

Губкинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 60 км юго-западнее от пос. Тарко-Сале. Открыто в 1965 г.

(газ), и в 1986 г. (нефть). Приурочено к одноименной структуре ПурпейсКого вала, расположенного в восточной части Северного свода. По горизонту Г (кровля сеномна) представляет брахиантиклиналь, осложненную тремя куполами. В пределах замкнутой изогипсы -720 м размеры 64х14 км, амплитуда 115 м. Продуктивны отложения верхнего и нижнего мела и верхней юры. Выявлено 33 залежи на гл. 745—2946 м, в т.ч. 11 нефтяных, 11 газовых, 4 газоконденсатных, 4 нефтегазоконденсатных и 3 нефтегазовых. Среди них газовые в покурской свите апт-сеноманского возраста и пластах неокома, нефтяные и нефтегазовые в покурской свите, неокоме и верхней юре, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные в неокоме. Продуктивные отложения сложены песками, песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями глин. Коллектор перового типа; пористость от 15 до 34%. Основная по запасам нефтяная залежь ($Ю_1$) пластовая сводовая, литологически экранированная, ВНК на а.о. — 2907 м, высота залежи 90м, начальный дебит нефти 162,4 $м^3$/сут. Основная газовая залежь ($ПК_1$) площадью 578,8 км2 массивная водоплавающая с ГВК на а.о. -722-733 м, высотой 115 м, начальным дебитом от 105 до абсолютно свободного в 7339 тыс. $м^3$/сут. Пластовое давление 7,61—23,85 МПа, t — 22-96°С. Нефть плотностью 780-928 кг/$м^3$, вязкость 0,79-2,27 МПа-с, содержание серы 0,17—0,44 %. Газ сеноманской залежи преимущественно метановый (95—99%), содержание азота 0,716—1,74%. Плотность конденсата 735—740 кг/$м^3$. Выход стабильного конденсата 135—150 г/$м^3$.

Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 125, 126, 127, 128) расположено в 20 км к северо-востоку от г. Сургута, в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Залежь газа открыта в 1967 г., нефти в 1968 г., разрабатывается с 1974 г. Месторождение многопластовое, нефтегазоконденсатное. Приурочено к локальному поднятию меридионального простирания, в южной части Варьеганского вала. Амплитуда поднятия 250 м. Представляет собой брахиантиклинальную складку, свод которой оконтуривается изогипсой — 2375 м по горизонту Б (верхняя юра). Наивысшая отметка по горизонту Б в сводовой части поднятия составляет -2346 м.

Размер структуры по горизонту Б составляет 22х10 км.

На месторождении в юрско-меловом разрезе выделено 19 продуктивных пластов: $ЮВ_2$, $ЮВ_{11}$, $ЮВ_{21}$, $БВ_{22}$, (ячимовский пласт), $БВ_{10}$, $БВ_9$, $БВ^2_8$, $БВ^1_8$, $БВ^0_8$, $БВ_7$, $БВ_6$, $БВ_5$, $БВ_4$, $БВ^0_4$, $АВ_{7-8}$, $АВ_{5-6}$, $АВ_4$, ПК и

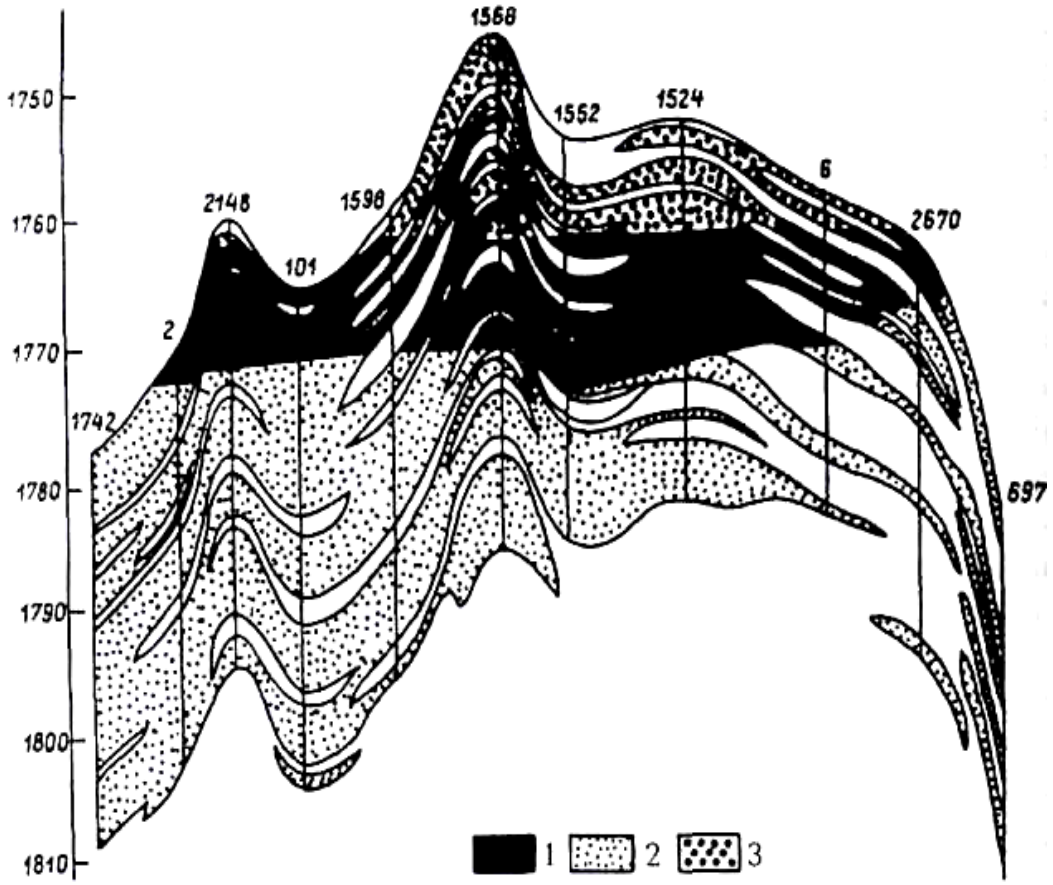


Рис.125. Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение [15]. Геологический разрез пластов АС$_{7-8}$: 1, 2, 3 — нефте-, водо-, газонасыщенный песчаник

сеноманский. Установлено четыре газовых (АВ$_{5-8}$, АВ$_4$, ПК, сеноманский), четыре нефтяных (ЮВ$_2$, БВ$_{22}$, БВ$^0_4$, БВ$^0_8$), одна нефтега-зовая (АВ$_{7-8}$) и 10 нефтегазоконденсатных залежей (ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^1$, БВ$_{10}$, БВ$_9$, БВ$^2_8$ БВ$^1_8$, БВ$_7$, БВ$_6$, БВ$_5$, БВ$_4$).

Ваньеганское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 210 км северо-восточнее от г. Сургута. Открыто в 1974 г., разрабатывается с 1986 г. Приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему Варьеганский вал, представляет асимметричную брахиантиклиналь меридионального простирания размером 4х20,5 км в контуре замыкающей изогипсы -2525 м, амплитуда 75 м. Продуктивность установлена в отложениях от верхнего мела до средней юры. Выявлено 77 залежей на гл. 893—2640 м, в 50 продуктивных пластах, в т.ч. 29 нефтяных, 2 газовых, 12 нефтегазовых, 6 нефтегазоконденсатных и 1 газоконденсатный. Нефтяные залежи приурочены к пластам покурской свиты апт-сеноманского, неокомского и среднеюрского возраста; газовые — к плас-

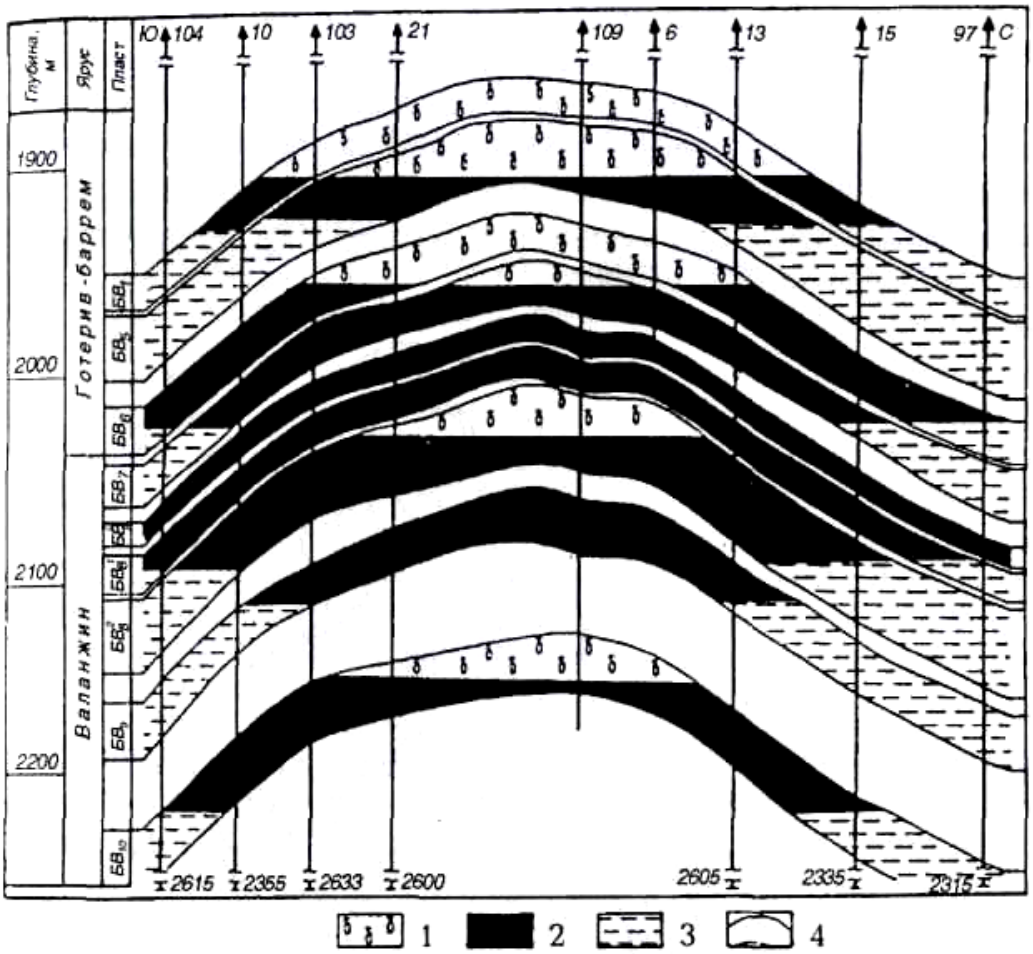


Рис. 126. Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение. Геологический разрез: 1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода; 4 — глина

там $ПК_8$ и $АВ_2$; нефтегазовые — к отложениям сеномана, альба, апта, неокома и верхней юры; нефтегазо-конденсатные залежи к ачимовскому комплексу неокома и шельфовым пластам. $АВ_3$, $АВ_4$ и $АВ^0_7$ Коллекторы перового типа пористостью от 16 до 34%; тип залежей массивный ($ПК_{1-2}$),, пластовый сводовый (в основном неокомские), пластовый сводовый, литологически экранированный (АВ3). ВНК на а.о. от -905 до -2558 м, ГНК от -887 до -2424 м, ГВК -от -1690 до -1995 м. Размеры залежей 6—31х1—8,5 км, высоты 8—95 м. Основная по размерам и запасам- сеноманская нефтегазовая массивная залежь площадью 208,2 км^2 на гл. 893—968 м. Начальный дебит нефти нефтяной оторочки 12,7 м^3/сут, абсолютно свободный дебит газа газовой шапки 7,05 млн. м^3/сут. Нефть тяжелая, плотность 954 кг/м^3, вязкость 95 МПа-с. Газ преимущественно метановый (98,9%). Дебиты нефти других залежей от 4 ($ПК_4$) до

80,6 м^3/сут ($АВ_2$), газа от 244 ($АВ_3$) до абсолютно свободного 5707 тыс. м/сут ($АВ^1_2$). Добыча ведется из пластов неокома и верхней юры. Пластовые давления нормальные гидростатические, возрастают с глубиной от 10,4 до 26,7 МПа, t — 31—78°С. Плотность нефти 817—954 кг/м^3, вязкость 0,48—95,0 МПа/с, содержание серы 0,25—0,98 %, плотность конденсата 74 7— 768 кг/м3. Выход стабильного конденсата 12,5—196,9 г/м^3.

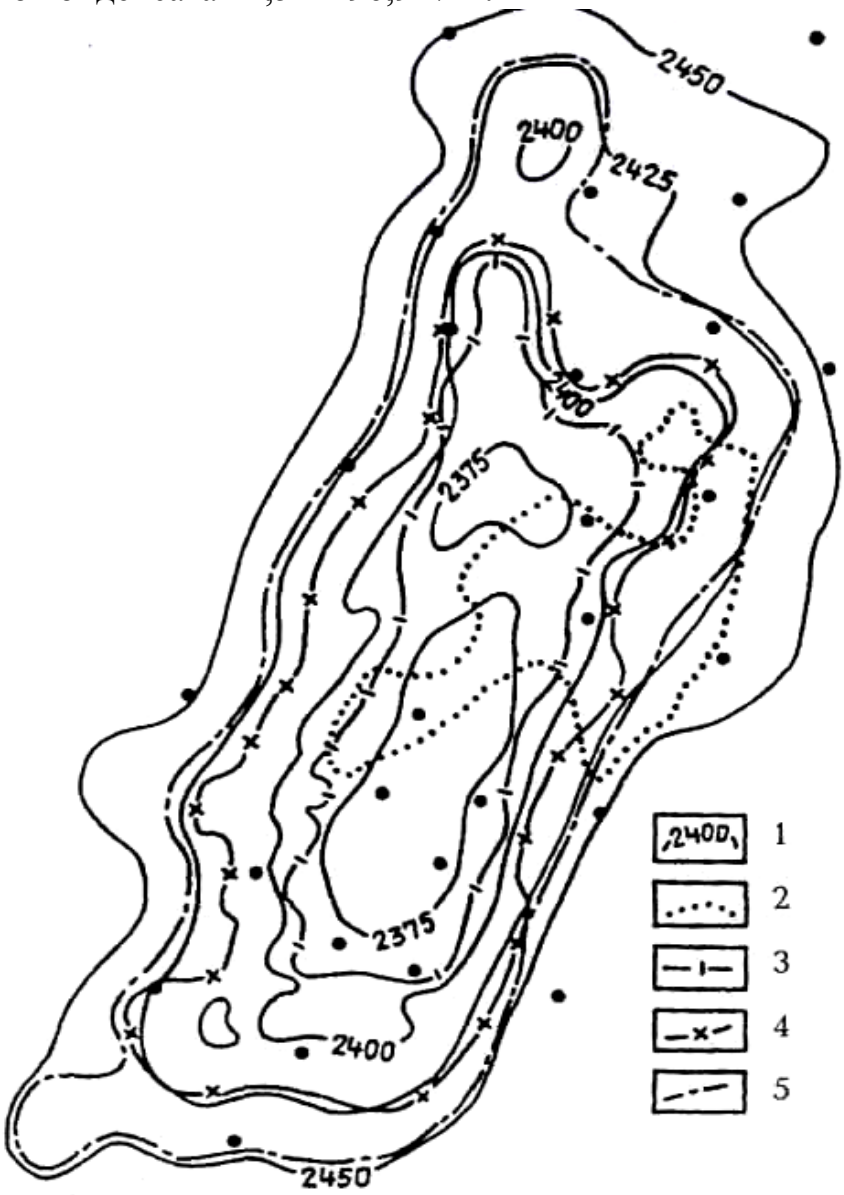


Рис. 127. Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение [15]. Структурная карта кровли пласта ЮВ: 1 — изогипсы кровли пласта $Ю^1_1$; 2, 3, 4, 5 — внешние контуры газо-, нефтеносности соответственно пластов $АВ_4$, $ЮВ_2$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^1$.

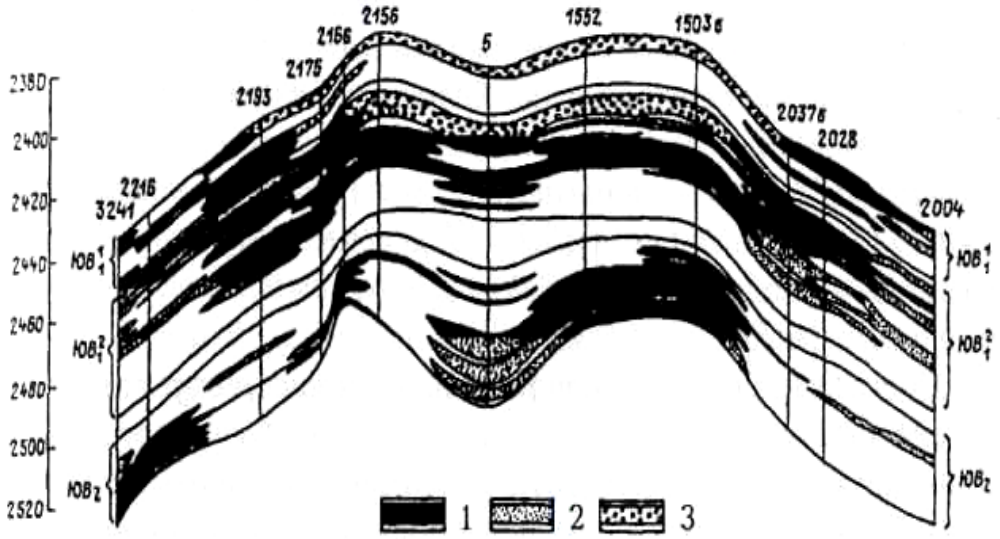


Рис. 128. Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение [15]. Геологический разрез по пластам ЮВ$_2$, ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^1$,: 1, 2, 3 — песчаник соответственно нефте-, водо-, газонасыщенный

Западно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 25 км северо-западнее пос. Тарко-Сале. Открытое 1972г. Приурочено к одноименному локальному поднятию северного склона Верхнепурпейского мегавала. По горизонту Г (кровля сеномана) в пределах замкнутой изогипсы — 1150 м его размеры 8х40 км, амплитуда 70 м. Продуктивны отложения верхнего и нижнего мела. Выявлено 24 залежи на глубинах 1022—3034 м, в т.ч. нефтяных 4, газовых 6, газоконденсатных 9, нефтегазоконденсатных 5. Среди них: нефтяные в пластах АП$^2_7$, БП$_7$, БП$^2_{10}$ шельфового неокомского комплекса и 1 залежь в ачимовском комплексе; газовые и газоконденсатные в пластах ПК$_1$, ПК$_{19}$, ПК$_{22}$ покурской свиты апт-сеноманского комплекса, слоях АП$_6$, АП$_8$ и от БП$_2$ до БП$_{12}$ неокомского комплекса и нефтегазоконденсатные в пластах Б$_6$-Б$_1$. Продуктивные отложения представлены песчаниками и алевролитами. Коллекторы порового типа. Пористость от 16 (ач) до 33 % (ПК$_1$), проницаемость 0,006 (ач) - 0,488 (БП$_7$) мкм^2. Залежи массивные, пластовые сводовые, тектонически экранированные. ВНК и ГВК на а.о. от -1057 (ПК$_1$) до -3010 (ач). Наибольшая площадь нефтяной залежи 55,7 км^2 (БП$_6$), газовой — 399,1 км^2 (ПК$_1$). Небольшие запасы нефти в ачимовской толще. Пластовые давления возрастают от 11,2 (ПК$_1$) до аномального на гл. 2950 м 42,5 (ач) МПа, t от 30 до 95°С. Начальные дебиты газа — от 138 (БП$_7$) до абсолютно свободного 3000—4000 (ПК$_1$) тыс. м3/сут. Дебиты нефти 5,6 (ач) —

80 ($БП_8$) $м^3$/сут. Плотность нефти 810 ($БП_6$, $БП_7$) - 857 ($АП_7$) кг/$м^3$, вязкость 1,04—1,41 МПа-с, содержание серы 0,012 ($БП_6$) — 0,06% (ач). Газ сеномана существенно метановый (96,6—99%), газ неокомских залежей более «жирный», количество гомологов метана достигает 20—30 %, конденсат неокомских залежей легкий, плотность 716 ($БП_6$) — 763 кг/м3 ($БП_{11}$, $БП_{12}$) с высоким выходом бензиновых фракций (до 200° — 60—80 %). Выход стабильного конденсата от 187,3 ($БП^2_2$) до 352,6 г/м3 ($БП_{12}$).

Песцовое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 160 км северо-западнее пос. Уренгой. Открыто в 1978 г. Находится в пределах Песцового вала, осложняющего Пурский мегавал. Приурочено к куполовидной складке с углами наклона крыльев до 2°, размером 25х15 км по замкнутой изогипсе -3700 м горизонта Б (кровля баженовской свиты), амплитуда 150 м. Продуктивны меловые отложения. Выявлено 10 залежей на глубинах 1100—3181 м, из них 1 нефтяная, 1 газовая, 4 газоконденсатных и 4 нефтегазоконденсатных. Газовая залежь в сеномане ($ПК_1$), остальные в шельфовых пластах неокома (от $БУ_8$ до $БУ_{10}$). Газовая залежь представляет собой гигантское скопление, охватывающее единым контуром газоносности Нижнепурский мегавал, включая Уренгойское месторождение. Продуктивные пласты — преимущественно песчаники, коллекторы поровые; пористость от 13 ($БУ_{10}$) до 30 % ($ПК_1$), проницаемость 0,04 ($БУ_9$) — 0,1 $мкм^2$ ($БУ_{10}$). Залежи массивные ($ПК_1$), пластовые сводовые литологические ограниченные ($БУ_9$, $Б_{10}$). ВНК, ГВК, ГНК — на а.о. от -1249 до -3177 м. Размеры залежей 3,5—25х1,5—15 км, высоты 30 ($БУ_6$) -240 м ($ПК_1$). Дебиты газа от 105,5 до 334 тыс. $м^3$/сут. Начальный абсолютный свободный газ залежи $ПК_1$ достигал 6710 тыс. $м^2$. Дебиты нефти от 3,46 ($БУ_{10}$) до 144 т/сут ($БУ_8$). Пластовое давление от 11,6 до 34,3 МПа, t= 34—91°С. Плотность нефти 810 ($БУ_{10}$) - 841 кг/$м^3$ ($БУ_9$), вязкость 0,52-0,73 МПа·с ($БУ_9$), содержание серы 0,07—0,1 %. Добыча конденсата ведется из пласта $БВ^2_9$. Плотность конденсата 743 ($БУ_9$) -763 кг/$м^3$ ($БУ_{10}$). Выход стабильного конденсата от 294 (БУ8) до 691 г/$м^3$ ($БУ_{10}$). Газ преимущественно метановый (82—90,8 %).

Самбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 210 км к северу от пос. Тарко-Сале. Открыто в 1982 г. Приурочено к одноименной структуре, осложняющей восточный склон Нижнепурского мегавала. По поверхности Б (кровля баженовской свиты) в пределах замкнутой изогипсы — 4000 м ее размеры 22х7 км, амплитуда 100 м. Продуктивны нижнемеловые отло-

жения, представленные песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Выявлено 10 залежей на глубинах 2965—3710 м: 2 — нефтяные, 6 — газоконденсатных и 2 нефтегазоконденсатные в пластах неокома ($БУ_{10}$, $БУ_{12}$, $БУ_{13}$, $БУ_{14}$, $БУ_{17}$, ач). Коллекторы поровые. Пористость 14 % ($БУ_{14}$) —16% (ач.). Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные и литологические. ВНК на а.о. от -2959 до -3191 м ($БУ_{14}$). Основная по запасам нефти залежь $БУ_{10}$. В ачимовских залежах контакты не установлены. Дебиты нефти в шельфовых пластах неокома 1,6—26,7 $м^3$/сут, ачимовских 3,5—11,4 $м^3$/сут , начальные достигали 180,2 $м^3$/сут. Пластовое давление в верхних пластах нормальное гидростатическое 30,9—31,8 МПа, ачимовских аномальное — 57,1—81,5 МПа на глубинах 3728—3732 м, t от 81 до 112°С. Плотность нефти 805 (ач) — 840 ($БУ_{10}$) кг/$м^3$, содержание серы 0,08—0,1 %. Конденсат плотностью 650 ($БУ_{12}$) — 749 ($БУ_{14}$) кг/$м^3$. Выход стабильного конденсата от 90,3 г/$м^3$ ($БУ^6_{10}$) до 364 ($БУ^1_{11}$). Газ преимущественно метановый — 92,1—91,1 %.

Северо-Губкинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 75 км к северо-западу от пос. Тарко-Сале. Открыто в 1980 г. Приурочено к Северо-Пурпейскому поднятию, осложняющему северную часть Пурпейского вала, расположенного на востоке Северного свода. В пределах замкнутой изогипсы -2850 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) — это вытянутая в меридиональном направлении складка амплитудой 100 м. Продуктивны нижнемеловые и юрские отложения. Выявлено 23 залежи на глубинах 1328—3016 м: 5 нефтяных, 9 газовых, 6 газоконденсатных, 2 нефтегазоконденсатных, 1 нефтегазовая. Газовые и нефтегазовые залежи приурочены к апт-альбским породам ($ПК_{13,16,17,20}$, $АП_{2,4,9,11}$, $БП_{13}$), газоконденсатные и нефтегазоконденсатные к неокомскому шельфовому комплексу ($БП_{5,7,8,9,10,11,12}$). В верхне- и среднеюрских породах установлены газоконденсатные залежи (Ю1 и Ю2). Продуктивные пласты сложены песчаниками, алевролитами и аргиллитами, литологически резко изменчивыми по площади. Коллекторы поровые. Пористость от 15 ($Ю_1$, $Ю_2$) до 30 % ($ПК_{13}$), проницаемость 0,04 $мкм^2$ ($БП_7$). Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически ограниченные, пластовые литологически экранированные. Контакты на а.о. -1532 ($ПК_{20}$) -2970 ($Ю_2$) м. Размеры залежей—24—30х12—15км, высоты 100—170м. Наиболее крупная по запасам нефтяная залежь $БП_{10}$, ее площадь 29,9 $км^2$, газовая— 70,3 $км^2$ ($БП_1$) . Дебиты нефти от 4,5 ($БП_{12}$) до 78,6 ($БП_{10}$) $м^3$/сут, газокон-

денсатной смеси 77,3 ($Ю_2$) — 495,6 тыс. $м^3$/сут ($Ю_1$). Пластовое давление в верхних залежах нормальное гидростатическое 13,2 МПа на гл. 1328 м, в нижних — аномальное 39,1 МПа на гл. 3016 м, 159-91оС. Плотность нефти 803 ($БП_{12}$) - 842 ($АП_9$) кг/$м^3$, вязкость 0,26 ($БП_{11}$) - 2 ($БП_{12}$) МПа-с, содержание серы 0,08 ($АП_9$) -0,18% ($БП_{10}$). Газ преимущественно метановый 71,3% ($БП^3_9$) — 96,8%. Плотность конденсата 760 кг/$м^3$ ($БП_{11}$). Выход стабильного кон-денсата от 97,3 ($БП_5$) до 748,6 г/$м^3$ ($БП_{12}$).

Северо-Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 115 км к западу от пос. Тарко-Сале. Открыто в 1969 г. Разрабатываются газоконденсатные залежи, накопленная добыча газа 0,15 млрд $м^3$, конденсата 0,005 млн т. Приурочено к Танловскому мегавалу, к антиклинальной складке субмеридионального простирания размером 70х8—14 км, амплитудой около 50 м по кровле сеномана. Выявлено 24 залежи на глубинах 1055-3244 м, в т.ч. 7 нефтяных, 10 газовых, 6 газоконденсатных и нефтегазовая. Среди них: нефтяные в покурской свите апт-сеномана ($ПК_{18}$), шельфовых неокомских ($АП^3_{10}$, $БП_{5,6,7}$), ачимовских (ач) и среднеюрских отложениях (Ю2). Газовые и газоконденсатные в покурской свите и неокомских шельфовых пластах ($ПК_{15,16,17,18,19,20}$, $АП_{2,3,4}$, $БП^{2-3}_7$ и нефтегазовая в покурской свите ($ПК_1$). Продуктивные отложения представлены песчаниками, алевролитами и глинами литологически не выдержанными по площади. Коллекторы поровые. Пористость от 16 ($БП_7$) до 33 % ($МК_1$). Основная по запасам нефти газонефтяная залежь ($ПК_1$)массивная на глубине 1070м, ВНК на а.о. -1031 м, ГНК -1020 м, площадь нефтяной части 397,9 $км^2$, газовой 296,87 $км^2$. Начальный дебит нефти 24 $м_3$/сут, газа 4446 тыс. $м^3$/сут (абсолютно свободный). Плотность нефти 940 кг/$м^3$, вязкость 71,8 МПа-с, содержание серы 0,04—0,8%, метана в газе — 82,4—95,6 %. Залежи других пластов сводовые литологически экранированные. Дебиты нефти от 3,9 (Ю2) lo 31,5 $м^3$/сут ($ПК_{20}$). Пластовые давления от 15,3 (гл. 1564 м) до 27,35 (гл. 2380 м) МПа, t от 47 до 103°С. Плотность нефти от 800 до 940 кг/$м^3$, конденсата 770 кг/м3. Выход стабильного конденсата от 77,6 г/$м^3$ ($АП_4$) до 429,9 г/$м^3$ ($БП_2$).

Северо-Чfселтсгое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 50 км от пос. Уренгой. Открытое 1987 г. Приурочено к Северо-Часелтскому поднятию в южной части Яро-Яхинского вала на сочленении Нижнепурского мегапрогиба и Хадырьяхинской моноклинали. По замкнутой изогипсе -3350 м горизонта Б (кровля ба-

женовской свиты) его размеры 15х10 км. Продуктивны меловые отложения. Выявлено 10 залежей на глубинах 1300—3070 м, в т. ч. 3 нефтяных, 3 газовых и 2 газоконденсатных, 1 газонефтяная и 1 нефтегазоконденсатная. Среди них газовые, газонефтяная и газоконденсатная в покурской свите апт-сеномана ($ПК_1$, $ПК^{1-2}_{18}$, $ПК^{2}_{18}$, $ПК_{19}$), нефтяные ($АТ_5$, $БТ_1$, $БТ_{11}$) и газоконденсатные ($БТ_9$, $БТ_{10}$) в неокоме. Продуктивные породы представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Коллекторы поровые. Пористость 15 % ($БТ_{11}$) — 22% (пласты ПК). Залежи пластовые сводовые. ВНК на а.о. -1923 м. ($ПК^{2}_{18}$) -3003 м ($БТ_{11}$). Размеры залежей 10—14х7—8 км, высоты 12—47 м, по запасам отличаются незначительно. Дебиты нефти от 5,2 ($БТ_2$) до 67,6 $м^3$/сут ($АТ_5$), дебиты газа 494 ($ПК_1$) — 724,6 тыс. $м^3$/сут ($БТ_2$). Пластовые давления от 12,9 до 30,1 МПа, t=32-81°С. Плотность нефти 798 ($БТ_2$)~850 ($ПК_{18}$) кг/$м^3$, вязкость 0,44 ($АТ_5$) — 0,93 ($ПК_{18}$) МПа-с. Выход стабильного конденсата от 62,3 ($ПК_{19}$) до 193,8 г/$м^3$ ($БТ_2$).

Суторминское газонефтяное месторождение (рис. 129) расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 65 км северо-западнее г. Ноябрьск. Открыто в 1977 г., разрабатывается с 1982 г. Приурочено к группе локальных структур — Коллективной, Пульпуяхской, Харучейской, Северо-Итурской с амплитудами 35—50 м. Нефтегазоносны нижнемеловые и верхнеюрские отложения. Выявлено 17 залежей на глубинах 2291—3075 м, среди них 16 нефтяных и 1 газонефтяная ($БС_0$), связанных с неокомскими шельфовыми отложениями ($БС_1$-$БС_{12}$), клиноформными ачимовскими породами ($БС_{18}$) и верхней юрой ($ЮС_1$). Продуктивные толщи представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Коллекторы поровые. Пористость 17 ($БС_{11}$)-21% ($БС_0$), проницаемость 0,025 ($БС_{10}$) - 0,104 ($БС_7$) мкм^2. Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные, водоплавающие. ВНК на а.о. -2212 ($БС_0$) -2613 м ($БС_{11}$). Размеры залежей (5,2—37)х(3,6—17) км, высоты 9—45,8 м. Наибольшая по запасам залежь $БС^{2}_{10}$ имеет площадь 378 км^2 при высоте 41,2 м. Дебиты нефти от 5,5 до 110,9 $м^3$/сут. Начальный дебит газа в пласте $БС_0$ — 4012 тыс. $м^3$/сут. Пластовое давление 24,8-25,6 МПа, t = 73-86°С. Плотность нефти 800-876 кг/м3, вязкость 0,9—2,2 МПа-с, содержание серы 0,5—0,76 %. Основная добыча нефти ведется из пластов $БС_7$, $БС^{1}_{9}$, $БС^{2}_{10}$.

Юбилейное газовое месторождение расположено в 75 км к востоку от г. Сургута. Открыто в 1969 г. Месторождение уни-

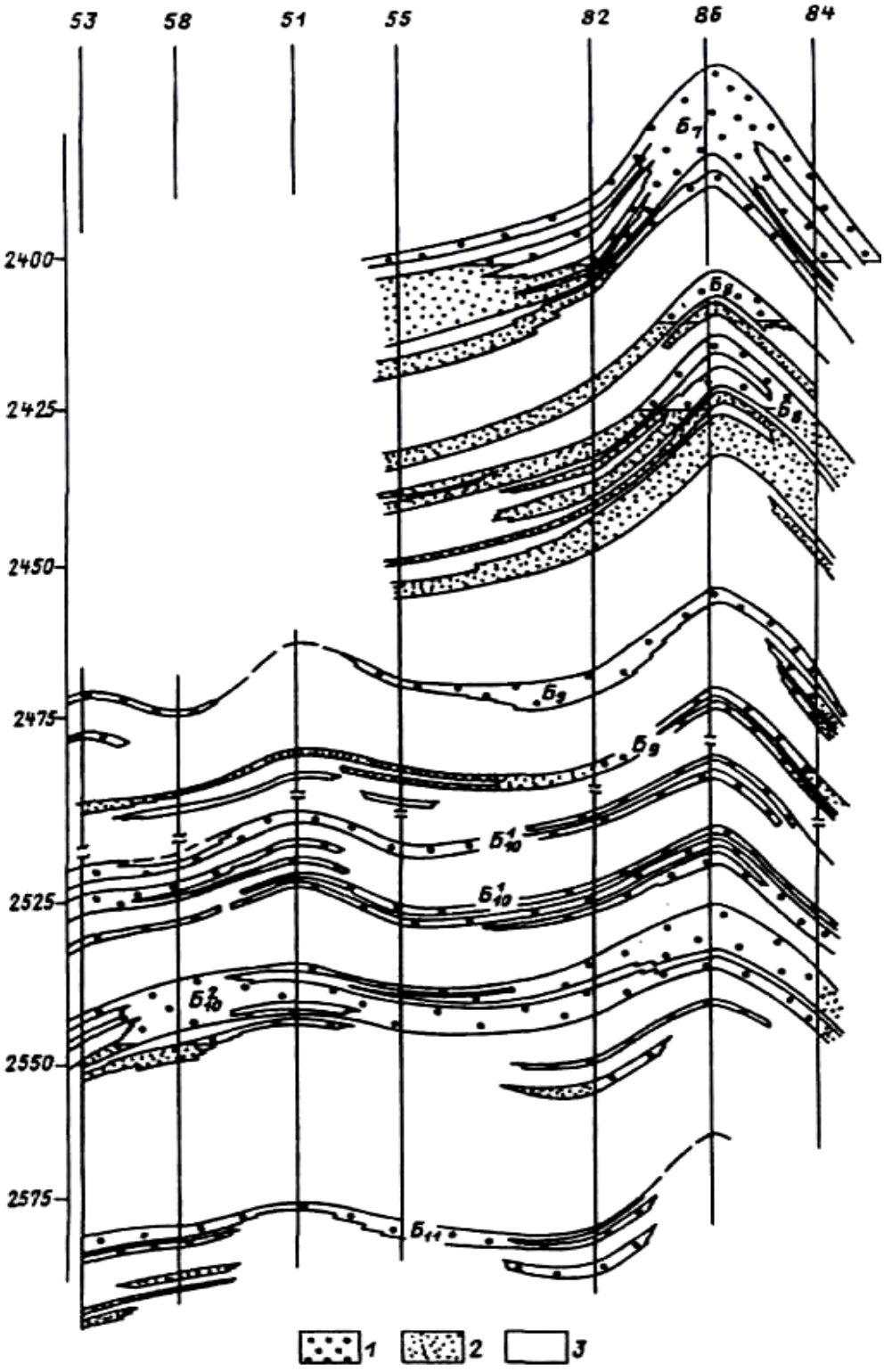


Рис. 129. Сутормінское газонефтяное месторождение [15]. Геологический профиль продуктивных пластов БС$_7$-БС$_{11}$: 1,2 — нефте-, водонасыщенный песчаник; 3 — глина

кальное по запасам свободного газа. Приурочено к брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания, осложненной двумя куполами. Размер складки по кровле сеномана 37х15 км, амплитуда 150 м. Выявлены 1 газовая и 3 газоконденсатные залежи в меловых отложениях. Залежь газа массивная высотой 137 м на глубине 1017—1179 м. Продуктивны сеноманские породы верхнего мела (уренгойская свита), представленные песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Коллекторы поровые, пористость 32 %, проницаемость до 5,99 мкм^2. Начальное пластовое давление 113 МПа, t= 32°С. ГВК уа отметке -1086 м. Газ сухой, содержит CH_4 — 94,5%, C_2H_6+ высшие — 4,3%, CO_2 —1,2%. Газоконденсатные залежи в нижнему мелу находятся на гл. 1608-1658, 1750 и 2243—2265 м. Коллекторы — песчаники пористостью 32 и 20%. Эффективная толщина продуктивных отложений 40, 24,4 и 6,5м. Начальное пластовое давление в залежах 16,2 и 21,3 МПа, t 32,47 и 70оС. ГВК на отметках -1086 м, -1564м, -2175м. Содержание стабильного конденсата 15—204 г/м^3, плотность 710 кг/м^3.

Муравленковское нефтегазовое месторождение (рис. 130, 131) расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого округа Тюменской области в 70 км г. Ноябрьск. Открыто в 1980 г., разрабатывается с 1981 г. Приурочено к Янатинскому поднятию, расположенному в южной части Танловского мегавала. Размеры структуры 26,8х11,5 км, амплитуда — 50 м.

Продуктивны меловые отложения, содержащие 6 залежей на глубинах 1100—2697 м: 1 газовая в пласте (ПК1) — сеноман и 5 нефтяных в пластах неокома ($БС_{10}$, $БС^2_{10}$, $БС_{11}$, $ВС_{12}$). Продуктивные отложения сложены песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Коллекторы порового типа; пористость 18—19 ($БС_{11}$) — 30 ($ПК_1$) %, проницаемость 0,036—0,055 (БС10) мкм^2. Залежи массивные ($ПК_1$), пластовые сводовые и структурно литологические (неоком). ВНК на а.о. от -2485 м ($БС_{10}$) до -2605 м ($БС_{11}$). Размеры залежи 2—27х6—20,5 км, высоты 13—67,5 м. Наибольшая по запасам и добыче нефтяная залежь БС11 имеет размеры 27х20,5, высота 67,5 м, площадь 267 км^2, дебиты скважины 97 м^3/сут; дебиты скважин других залежей от 1,3 до 120 м^3/сут. Плотность нефти 844 ($БС_{11}$) до 850 ($БС_{10}$) кг/м^3, вязкость 1,2 ($БС_{11}$) - 1,39 ($БС_{10}$) МПа-с, содержание серы 0,5% ($БС_{10}$). Газовый фактор 53—56 м^3/сут ($БС_{11}$). Дебит газа сеноманской залежи 24,99 тыс. м3/сут при абсолютно свободном фонтанировании. Площадь залежи 181,2 км^2. Пластовое давление 25,4 (глубина 2560 м) - 26,1 (глубина 2626 м) МПа, t=81 -83°С.

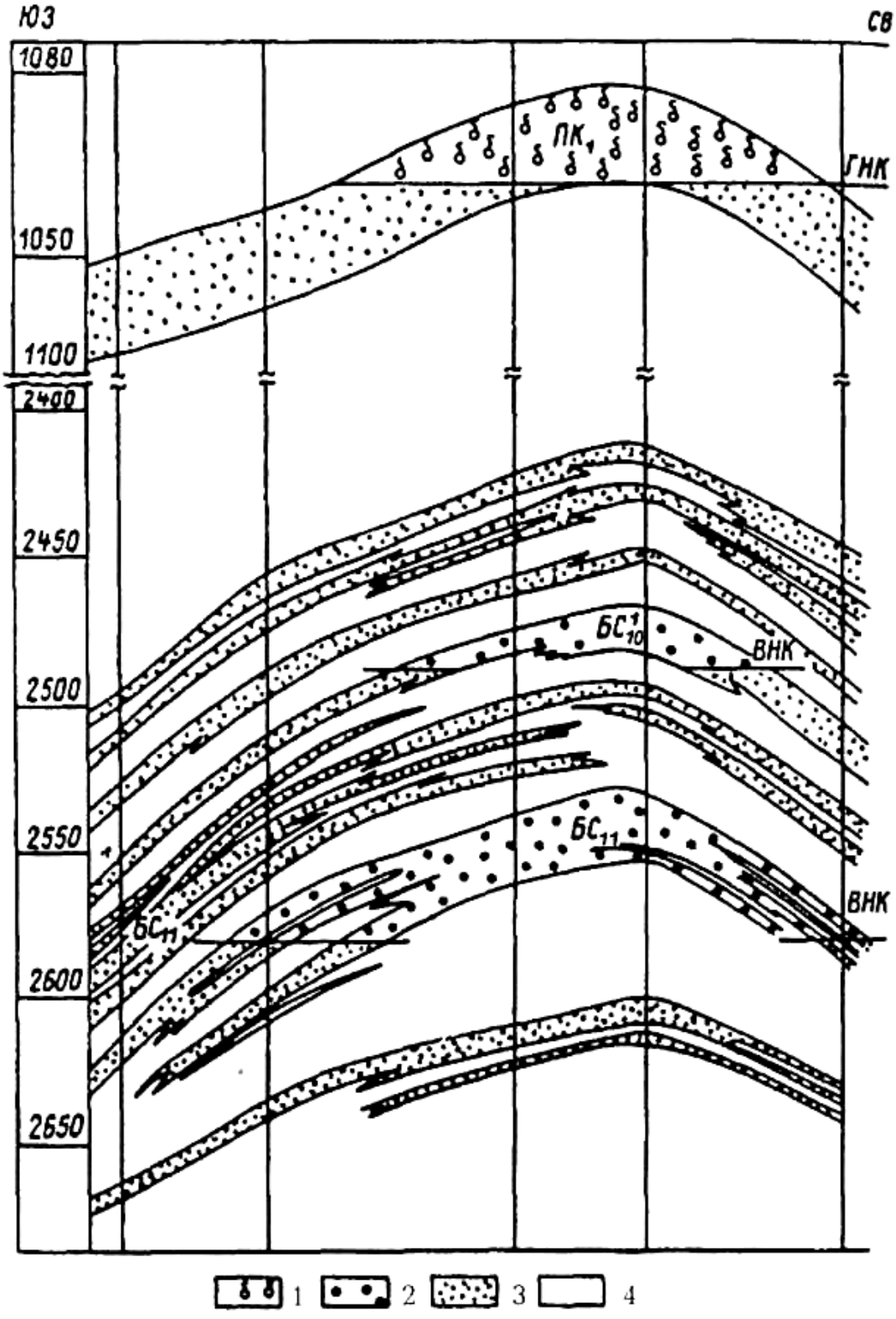


Рис. 130. Муравленковское нефтегазовое месторождение [15]. Геоло-гический профиль месторождения: 1,2,3 — песчаник соответственно газо-, нефте-, водонасыщенный; 4 — глина

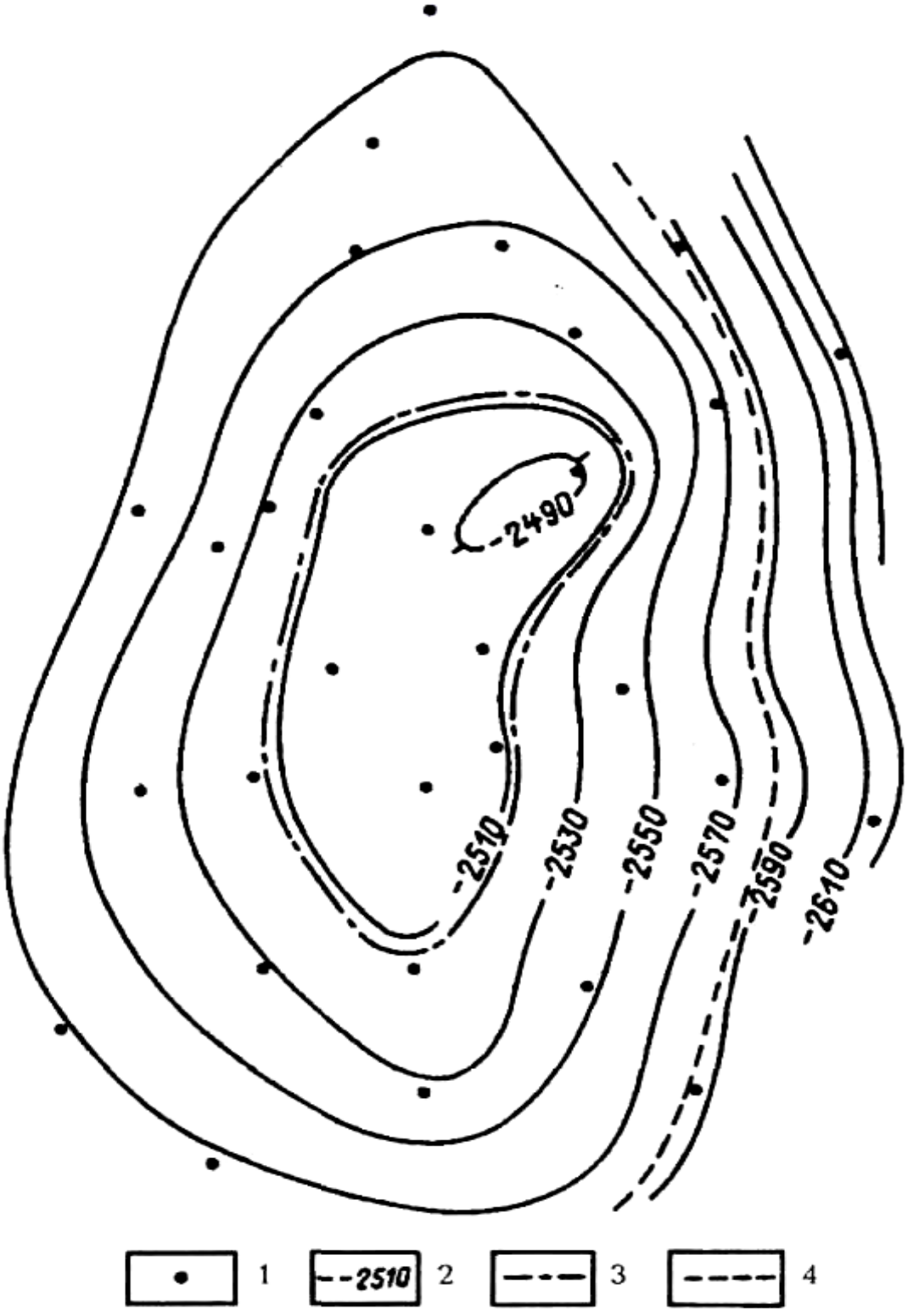


Рис. 131. Муравленковское нефтегазовое месторождение [15]. Структур-ная карта по кровле пласта $БС_{11}$: 1 — разведочные скважины; 2 — изо-гипсы кровли пласта $БС_{11}$; 3, 4 — контуры нефтеносности

ПУР-ТАЗОВСКАЯ НГО площадью 170 тыс. км^2 расположена на северо-востоке мегапровинции, занимает территорию левобережья р. Енисей (Красноярский край). Нефтегазоносны отложения юры и мела. Половина ресурсов газа приходится на сеноманский и турон-сеноманский комплексы, а ресурсы нефти распределены в основном между сеноманским, неокомским и васюганским комплексами. Доля ресурсов в Пур-Тазовской НГО в общих потенциальных ресурсах углеводородов Западной Сибири оценивается в 16%. Всего в области открыто 45 месторождений нефти и газа (Тазовское, Заполярное, Русское, Харампурское, Береговое, Восточно-Тазовское, Верхнеколикъеганское и др.), связанных в основном с антиклинальными структурами.

Верхнеколикъеганское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 132), расположено в 240 км от г. Нижневартовска. Открыто, в 1981 г. (нефть), в 1987 г. (газ) разрабатывается с 1990 г. Приурочено к крупному куполовидному одноименному поднятию северо-восточного простирания, осложняющему северную периклиналь Александровского мегавала. По замкнутой изогипсе -2500 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) размеры 54х 27 км, амплитуда 175 м. Западное крыло поднятия пересечено тектоническим нарушением. Осложнено семью куполами. Нефтегазоносность установлена в отложениях от верхнего мела до нижней юры: выявлено 53 залежи на гл. 842—2873 м (нефтяных 25, газовых 8, смешанных 20). Среди них нефтяные в пластах покурской свиты апт-сеноманского возраста ($ПК_6$, $ПК^0_{13}$), в неокомских шельфовых (АВ, БВ) и клиноформных ачимовских (I, II, III, IV), верхне- ($Ю_1$) и средне-нижнеюрских (от $Ю_2$ до $Ю_{10}$) отложениях. Газовые и нефтегазовые в пластах турона, альба, апта, неокома (Т, $ПК_{11}$-$ПК_{14}$, $ПК_{16}$-$ПК_{22}$, $АВ_1$-$АВ_3$, $БВ_1$-$БВ_3$, $БВ_6$, $БВ_9$, $БВ_{10}$ нефтегазоконденсатные в пластах неокома ($БВ^2_{11}$, $БВ^1_{13}$, $БВ_{14}$). Продуктивные отложения представлены преимущественно песчаниками, местами переслаивающимися с алевролитами и глинами. Коллекторы перового типа, пористость от 15 до 34%, залежи пластовые сводовые, ВНК и ГВК на а.о. от -755 до -2785 м. Наибольшая по площади и запасам залежь нефти в пласте $Ю^{2\text{-}3}_1$ — 91,1 км^2, из которой ведется добыча нефти, дебиты нефти от 0,3—84,3 до 89-113 м^3/сут, газа 189,2—220 тыс. м^3/сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое, t на гл. 2873 м — 92°С, плотность нефти от 740 до 939 кг/м^3, конденсата 740 кг/м^3. Выход стабильного конденсата от 47,8—372 г/м^3.

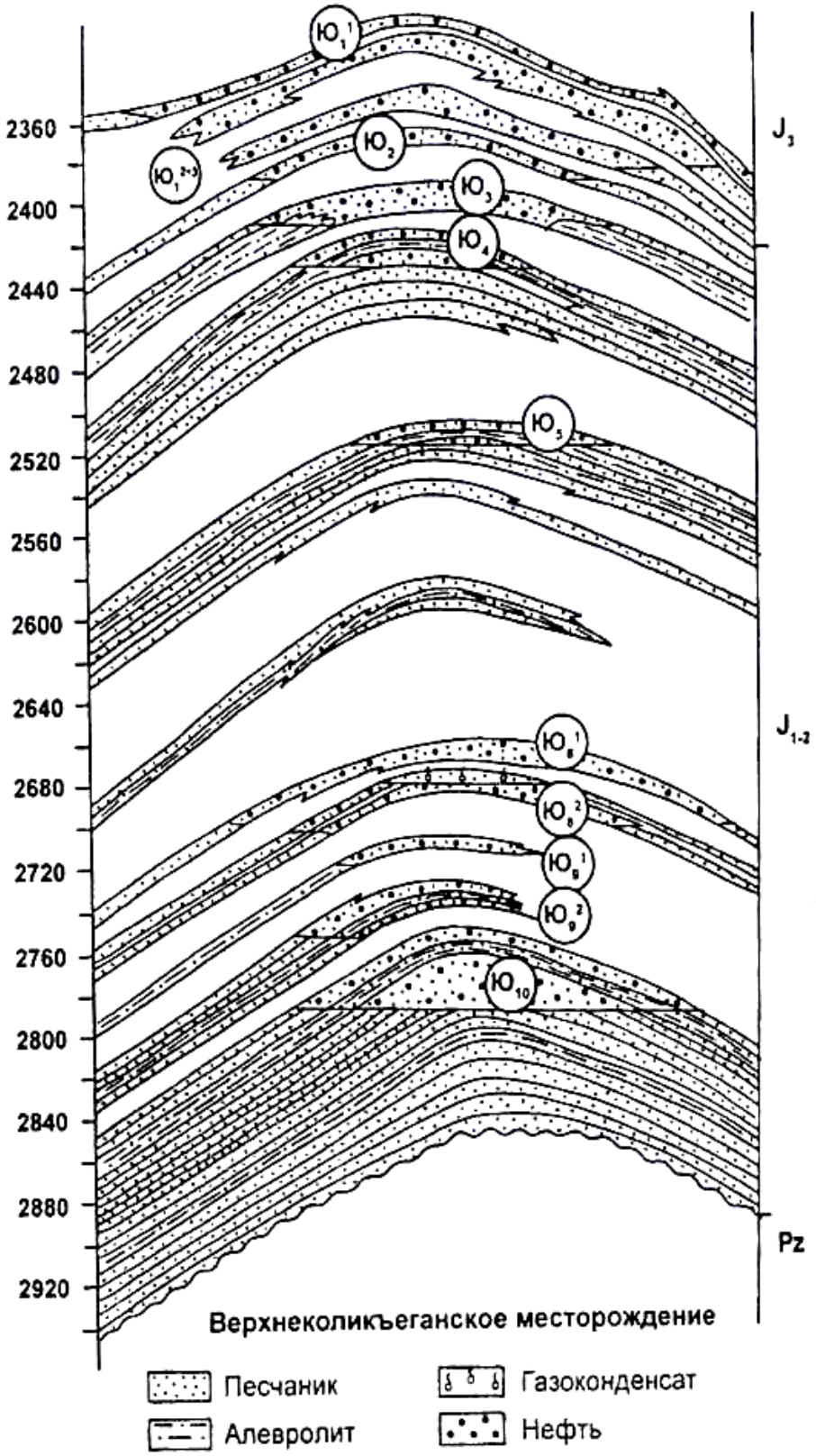


Рис. 132. Верхнеколикъеганское нефтегазоконденсатное месторождение [38]

Тазовское нефтегазовое месторождение (рис. 133), расположено в 12км от г. Тазовского. Открытое в 1962, разрабатывается (газ) с 1970 г. Приурочено к Тазовской локальной структуре, осложняющей северо-западную часть Тазовского свода. По кровле сеномана в пределах изогипсы -1160 м это брахиантиклинальная складка северо-западного простирания размером 26х15 км, амплитудой 92 м. Вниз по разрезу амплитуда возрастает (по изогипсе – 3800 м) до 200 м. Выявлена 1 нефтегазовая залежь в сеномане в толще переслаивания песчано-алевролитовых и глинистых пород, литологически не выдержанных по площади. Коллектор поровый, пористость (газовая часть) — 24%, (нефтяная) — 30%, проницаемость 0,154 мкм^2. Залежь массивная. ГНК наклонен с запада на востоке а.о. -1141 до -1146 м, ВНК с -1142-1143 до -1163 . Нефтяное скопление клиновидной формы. Дебит газа 168—515 тыс. м^3/сут, нефти 15 м^3/сут. Пластовое давление 11,2 МПа, 122—26°С. Газ метановый (91—100 %), нефть тяжелая, плотностью 924—940 кг/м^3, вязкость 62,96 МПа-с, содержание серы 0,19%.

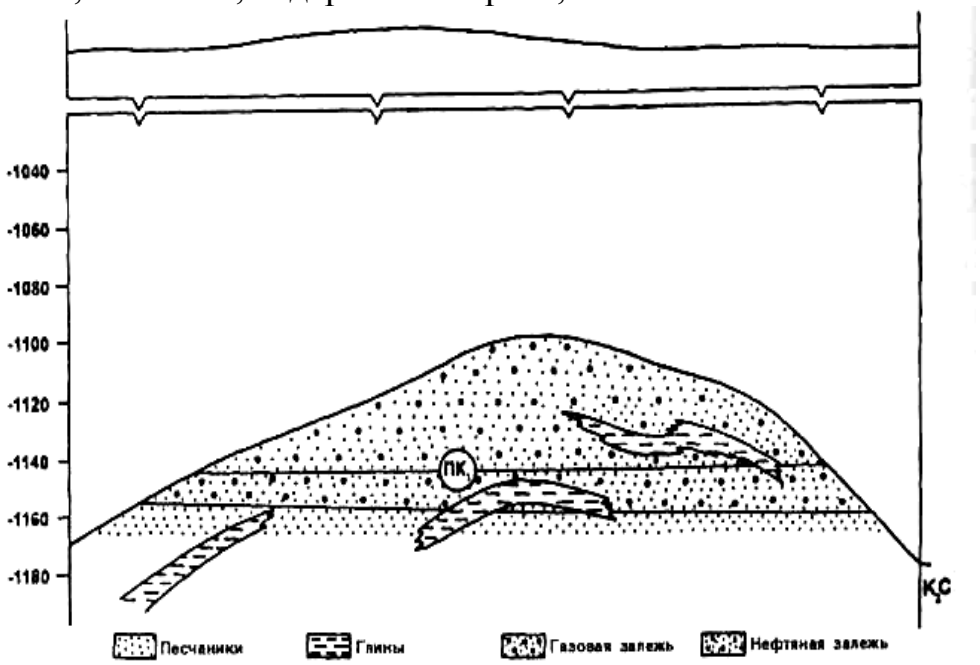


Рис. 133. Тазовское нефтегазовое месторождение [38]

Заполярное газоконденсатнонефтяное месторождение (рис. 134, 135) расположено в 80 км юго-западнее от пос. Тазовского. Открыто в 1965 г. Месторождение по запасам газа уникальное. Приурочено к Заполярному локальному поднятию, осложняющему южную часть Усть-Тазовского вала. На месторождении вы-

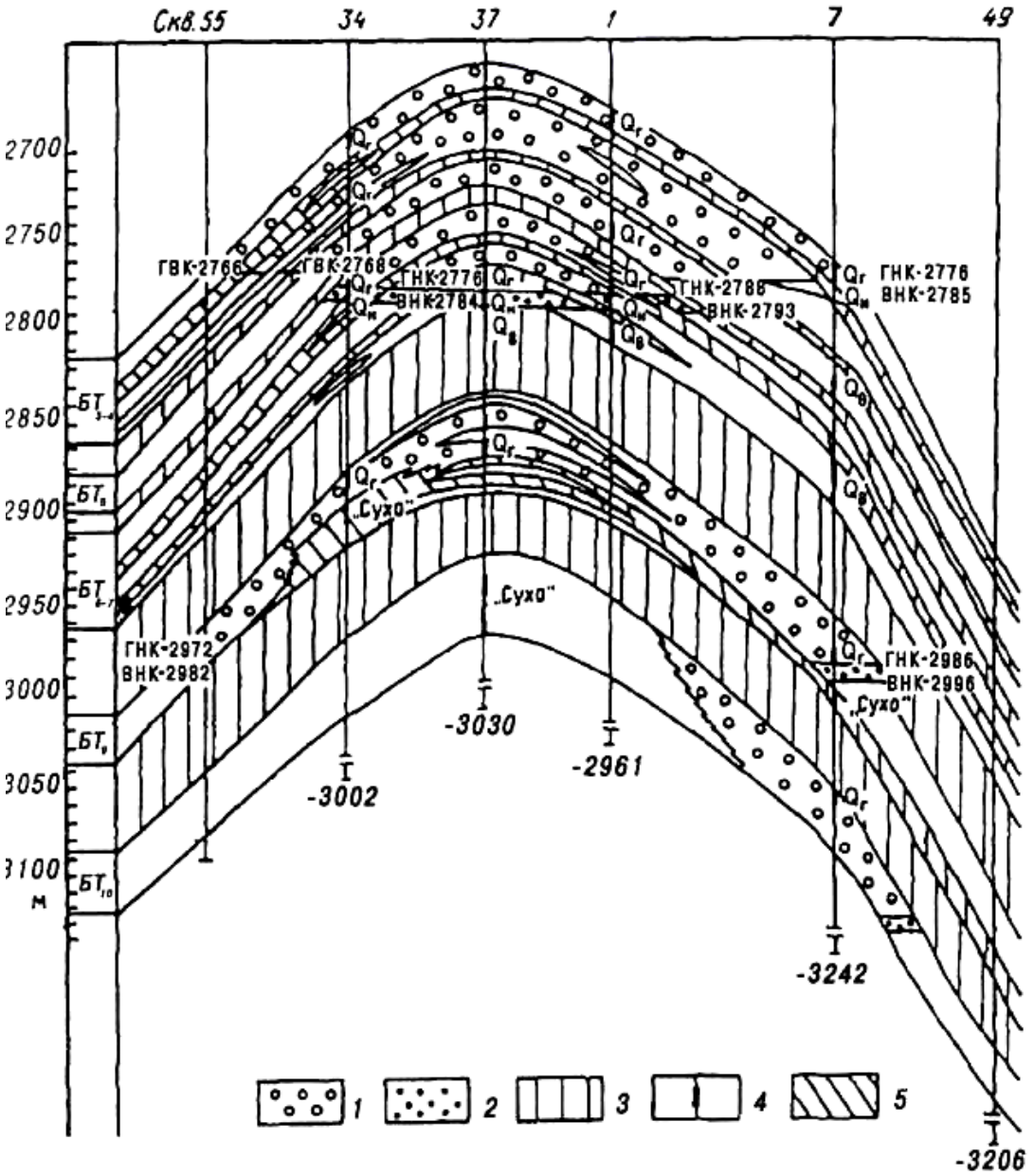


Рис. 134. Заполярное газоконденсатнонефтяное месторождение. Геологический разрез: 1 — газ; 2 — нефть; 3 — непроницаемые прослои между пластами; 4 — интервал перфорации; 5 — непроницаемые прослои внутри продуктивных пластов

явлено 10 залежей: 2 газовые в верхнемеловых отложениях (ГВК от 1125 до 1310 м), 3 газоконденсатные в нижнемеловых породах (готерив и баррем), 5 нефтегазоконденсатных в валанжине (ГНК и ВНК от 3150 до 3265 м). Залежи массивные, пластово-сводовые и пластовые, литологически экранированные. Продуктивные пласты сложены песчаниками; коллектор поровый; пористость 5—30 %,

проницаемость 0,01—5 мкм^2. Глубина верхней залежи 1019 м, нижней — 3250 м. Начальное пластовое давление соответствует гидростатическому. Эффективная толщина 11—200 м, t от 16 до 84°С.

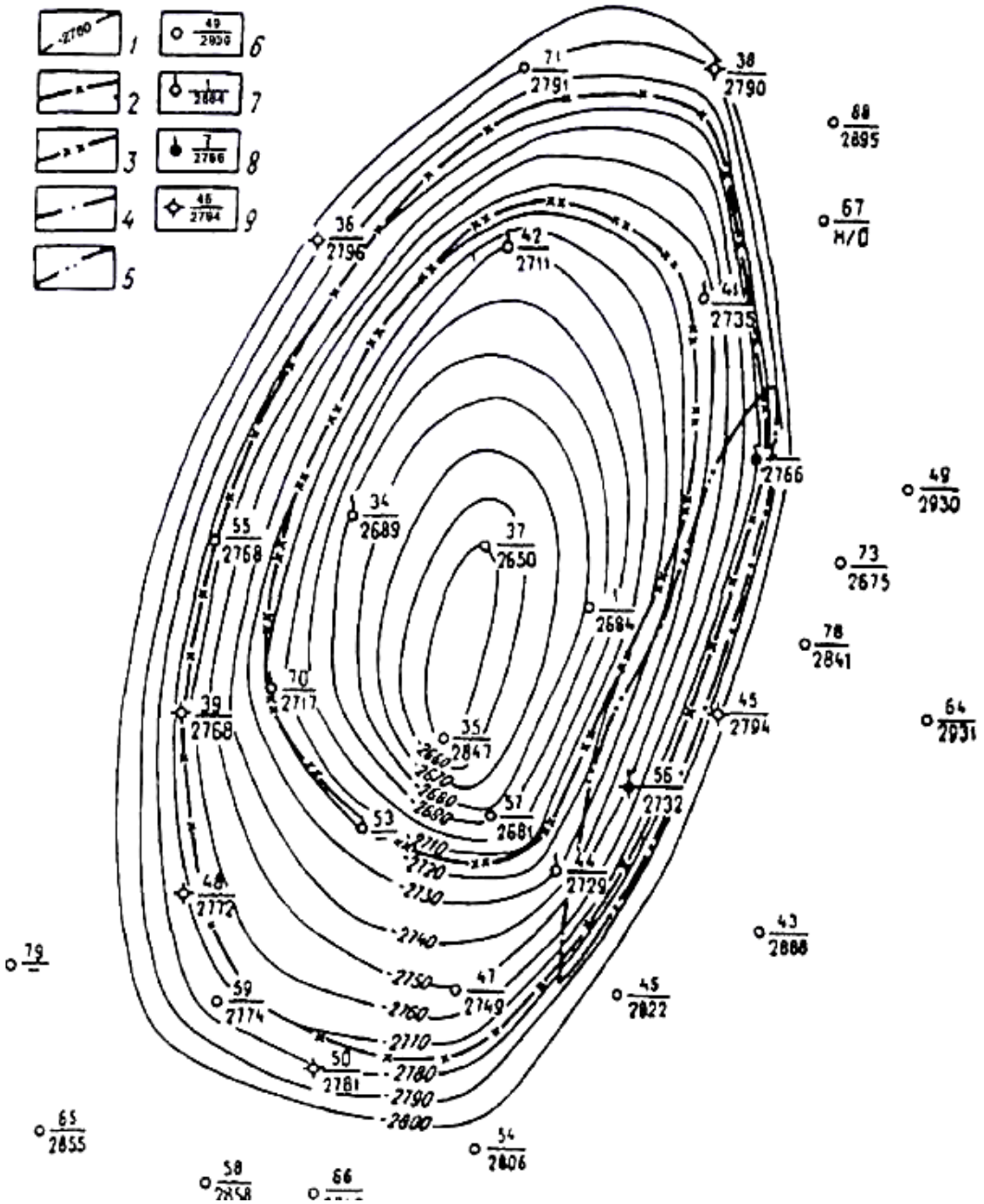


Рис.135. Заполярное газоконденсатнонефтяное месторождение. Структурная карта кровли пласта $БТ_{3-4}$: 1 — изогипсы кровли пласта $БТ_{3-4}$, м; контур газоносности: 2 — внешний, 3 — внутренний; контур нефтеносности: 4 — внешний, 5 — внутренний; 6 — в числителе дроби номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли пласта $БТ_{3-4}$, м; скважины, давшие: 7 — газ, 8 — нефть, 9 — воду

Плотность нефти 832—854 кг/м^3; содержание парафина 4,68-5,17%, серы до 0,16%. Состав газа, %: CH_4 - 91,8-98,1; C_2H_6 + высшие 0,12—7,0. Содержание стабильного конденсата до 300 г/м^3. Плотность конденсата 780 кг/м^3.

Русское газонефтяное месторождение (рис. 136,137) расположено в 135 км к юго-востоку от г. Находка. Открыто в 1968 г. Приурочено к антиклинальной складке в пределах Русско-Часельского мегавала. Продуктивны терригенные отложения сеноманского и туронского ярусов верхнего мела. Выявлено 8 залежей: 5 газонефтяных, 2 газовые и 1 нефтяная (7 в сеномане, 1 в туроне). Коллекторы поровые, представлены песчаниками пористостью 23—29%, проницаемостью 0,033—0,065 мкм^2. Залежи пластовые сводовые и массивные, осложненные тектоническими нарушениями. Эффективная толщина газоносных сеноманских пластов 18—22 м, нефтенасыщенная — 12 м. ВНК на отметках от -810 до -960 м, ГВК-от -790 до -950 м. Высота залежей 20-240 м. Начальные пластовые давления 7—9,1 МПа, t= 12—22°С. Плотность нефти 939—942 кг/м^3. Нефти ароматически-нафтенового типа с содержанием парафина 0,7—1,2%, смол 10—12%, асфальтенов 0,5-1%, серы до 0,3%. Состав газа: CH_4 - 99,2 %, C_2H_6+высшие – 0,2%, N_2- 0,4, CO_2- 0,2.

Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 130 км к юго-востоку от пос. Тарко-Сале. Открыто в 1976г., разрабатывается с 1990г. Приурочено к брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания размером 80х20 км, амплитудой 100 м, расположенной в Харампурско-Часельской зоне поднятий. В своде осложнена 3 локальными структурами. Продуктивны меловые и верхнеюрские отложения. Выявлено 48 залежей в 26 пластах на глубинах 1007—2950 м (13 нефтяных, 14газовых, 6 газоконденсатных, 14 нефтегазоконденсатных и 1 нефтегазовая) в туроне (Т), покурской свите ($ПК_1$-$ПК_{22}$), неокоме ($БП_5$-$БП_{23}$) и верхней юре. Продуктивные резервуары сложены песчано-глинистыми породами. Коллекторы поровые, пористость 14—35%, проницаемость 0,007—0,03 мкм^2. Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые водоплавающие, пластовые сводовые литологически экранированные и литологически экранированные. Основные по запасам — нефтяная залежь в пласте Ю1 (площадь нефтеносности 276,2 км^2) и газовая в пласте $ПК_1$, Наибольшая по площади газовая залежь Т— 1484,1 тыс. км^2. ВНК на а.о. -1112 -2932 м. Размеры залежей (2,8—26,5)х(1,5—12,1) км, высота 4—80 м. ГВК сеноманс-

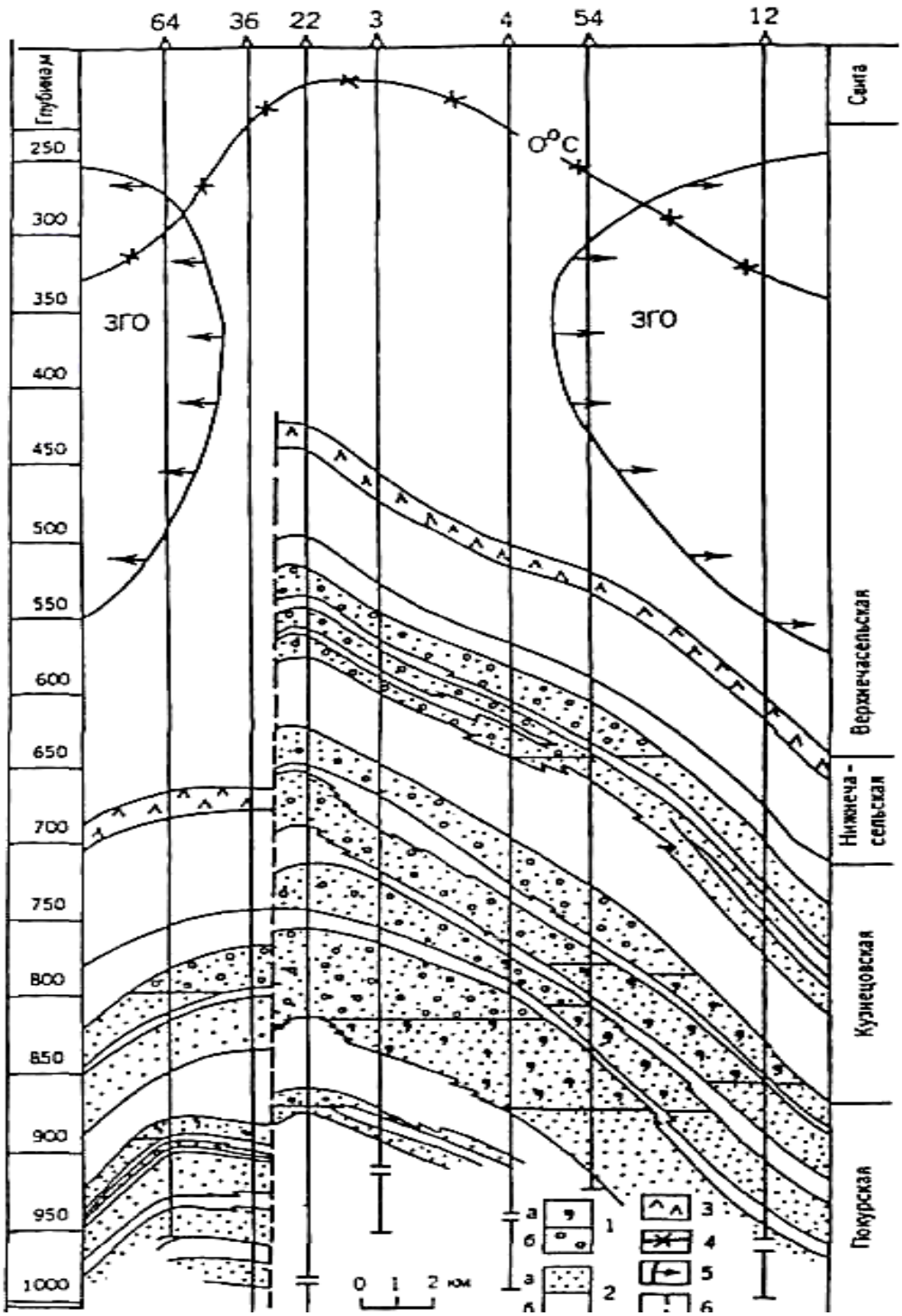


Рис. 136. Русское газонефтяное месторождение. Геологический разрез (составил С.Е. Агалаков, сеноман - по В.Н. Андрюкову):
1 — залежи: а — нефтяные, б — газовые; 2 — породы: а — проницаемые, б — непроницаемые; 3 — кремнистые аргиллиты; 4 — подошва распространения многолетнемерзлых пород; 5 — интервал с условиями, благоприятными для зоны гидратообразования (ЗГО); 6 — разлом

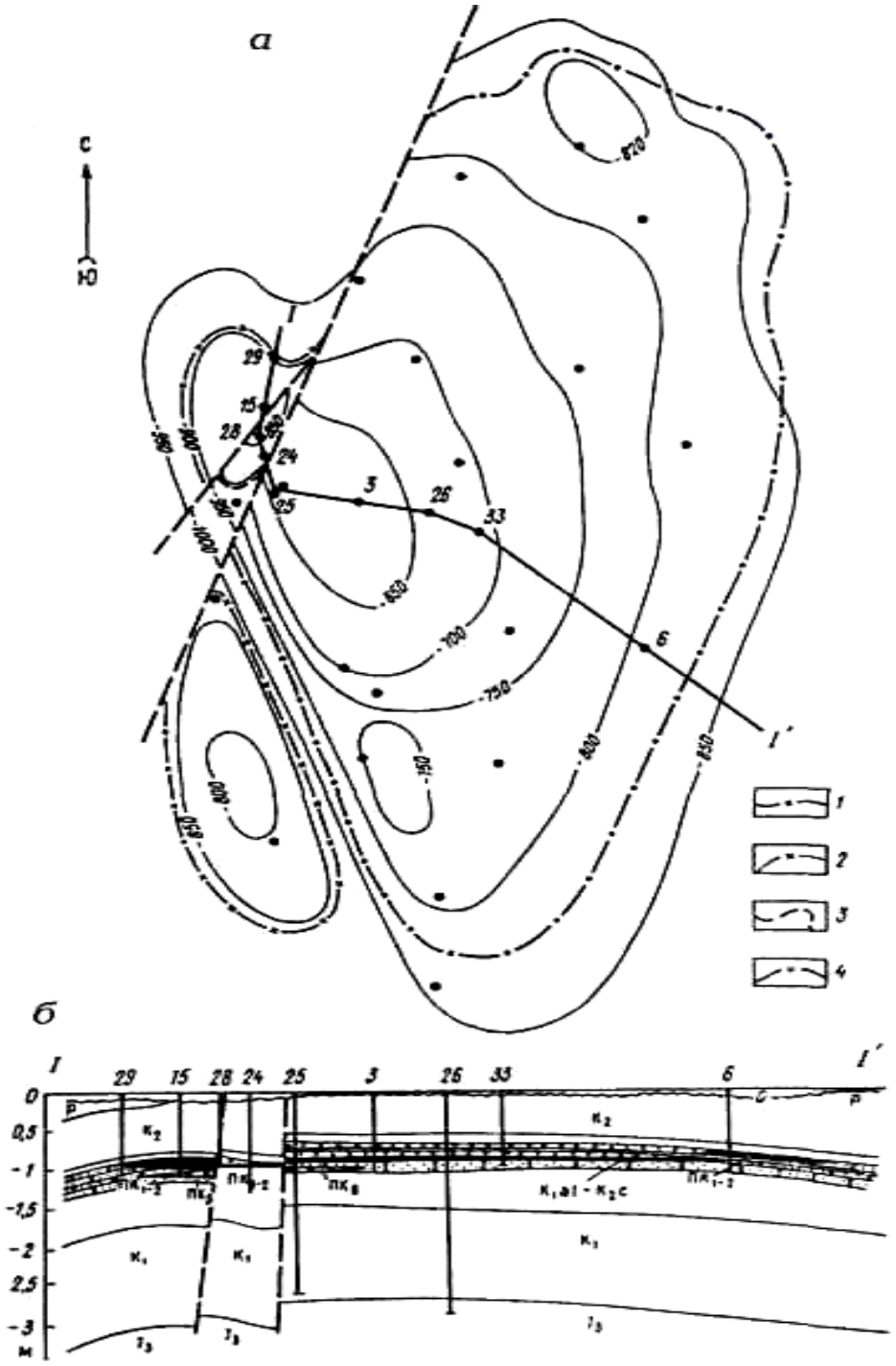


Рис. 137. Русское газонефтяное месторождение. Геологический разрез (по С.Е. Агалакову, В.Н. Андрюкову).

а — структурная карта продуктивного горизонта $ПК_{1\text{-}2}$ (сеноман); б — геологический профиль. Контуры нефтегазоносности продуктивного горизонта $ПК_{1\text{-}2}$: 1 — восточный блок, 2 — юго-западный купол, 3 — центральный блок, 4 — западный блок

кой залежи на а.о. -1062 м, размер 35х15 км, высота 25 м. Дебиты нефти 21-23—369,5 м^3/сут, газа 22—6100 тыс. м3/сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое на глубине 1007—2950 м 11,2-29,1 МПа, 136-105°С. Плотность нефти 812-913 кг/м^3, вязкость 0,36—9,3 МПа-с, содержание серы 0,12—0,32 %. Газ сеномана метановый (99,9 %), плотность конденсата 709—795 кг/м3. Выход стабильного конденсата 45—100 г/м^3. Разрабатываются залежи в отложениях верхней юры.

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 30 км юго-западнее пос. Уренгой. Залежь газа открыта в 1982 г., нефти — в 1987 г. Приурочено к геологической структуре, осложняющей Вэнтойский структурный мыс, расположенный в западной части Хадырьяхинской моноклинали. По отражающим горизонтам Г (сеноман) и М (апт) представляет собой брахиантиклиналь, которая вниз по разрезу к горизонту Б (кровля баженовской свиты) превращается в структурный мыс северо-западного простирания. Осадочный разрез вскрыт до глубины 5750 м до тампейской серии триаса. Продуктивны отложения верхнего и нижнего мела и средней юры. Выявлено 20 залежей на глубинах 1246—3743м, в том числе: 5 нефтяных в пластах покурской свиты апт-сеноманского возраста и средней юры ($ПК_{16,19}{}^{2}{}_{20,23}$, $Ю_{2-3}$), 11 газовых ($ПК_{1,9,12}{}^{1,2}$, $ПК_{14,15,17-19,21,26}{}^{0}$) и 4 газоконденсатных в пластах покурской свиты ($ПК^{1}{}_{19,25}$) и неокома ($АТ_9$, $БТ_{10}$). Сеноманские отложения представлены песчаниками, апт-альбские, неокомские и юрские — песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинами, фациально изменчивыми по площади и разрезу. Коллекторы порового типа; пористость от 14 (средняя юра) до 28 % (сеноман), проницаемость 0,01—2,23 мкм^2. Залежи массивные, пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экраниро-ванные. ГВК сеноманской залежи на а.о. -1120 м, неокомской $БТ_{10}$ -3054 м, ВНК нефтяных оторочек от — 1778 до —2207м. Наибольшая газовая залежь площадью 657,0 км^2, пластовое давление от 12,77 до 31,22 МПа. Начальные дебиты газа 48,6—444,1 тыс. м^3/сут, конденсата 21,25—84,7 т/сут и нефти от 4,6—20,86 до 0,56-15,2 т/сут, газоконденсатный фактор 47,9—386 г/м^3. Нефть легкая, плотностью 804—815 кг/м^3, вязкость 0,69—0,94 МПа-с, плотность конденсата 724—750 кг/м^3.

Термокарстовое газоконденсатное месторождение расположенов225кмксеверо-востоку от пос. Тарко-Сале. Открыто в 1988г. Приурочено к зоне сочленения Среднетазовского мегапрогиба с

Цангазейской зоной поднятий. Термокарстовое поднятие куполовидной формы, в пределах замкнутой изогипсы -2600 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) его размеры 15х15 км, амплитуда около 50 м. Продуктивны нижнемеловые и верхнеюрские отложения. Выявлено 5 газоконденсатных залежей на глубинах 2586-2795 м в песчано-алевролитовых пластах неокома ($БТ_{18}$, $БТ_{19}$) и верхней юры. Коллекторы поровые, пористость 14—17%. Залежи пластово-сводовые. ГВК на а.о. -2554 ($БТ_{18}$)—2900 ($Ю_1$) м. Дебиты газа 7—66,4 тыс. $м^3$/сут, конденсата 3,8—30 $м^3$/сут. Пластовое давление 25,8 (гл. 2586 м) - 28,2 (гл. 2795 м) МПа, t 72-80°С. Плотность конденсата 712 ($Ю_1$)—738 ($БТ_{18}$) кг/$м^3$. Выход стабильного конденсата 388,3-425,3 г/$м^3$.

Ханчейское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 75 км к востоку от пос. Тарко-Сале. Открытjt 1990 г. Приурочено к одноименному локальному поднятию в южной части Хадырьяхинской моноклинали. В пределах замкнутой изогипсы -3125 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) его размеры 9х12 км, амплитуда около 50 м. Продуктивны нижнемеловые и верхнеюрские отложения. Выявлено 23 залежи на глубинах 1690—3259 м (2 нефтяные, 9 газовых, 9 газоконденсатных, 2 нефтегазоконденсатные и 1 нефтегазовая). Газовые скопления — в верхней части разреза в пластах апт-альба ($ПК_{15}$, $ПК_{19}$, $ПК_{22}$, $АП_{2,4,8}$), нефтяные — в пластах $АП_9$, $БП^0_{10}$, газонефтяные в пласте $БГ^2_1$), нефтегазоконденсатные — $БП_{10}$, $БП^1_{15}$ и газоконденсатные в пластах $БП_{10,11,14,15,16}$ в апте, неокоме и верхней юре. Продуктивные резервуары сложены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Коллекторы поровые, пористость 13—20 %. Залежи пластовые сводовые и пластовые сводовые литологически экранированные. ГВК на а.о. -1649 ($ПК_{15}$) -2577 ($БП_{10}$) м. Размеры залежей (8-13,5)х(4—7) км, высота 7—39 м. Наиболее крупные залежи в пластах $БП^2_{15}$ и $БП^3_{16}$. Дебиты газоконденсатной смеси 34,8—806,25 тыс. $м^3$/сут, нефти 2,47—116,6 $м^3$/сут. Пластовое давление 16,6 (гл. 1690м)-33,16 (гл. 3255м) МПа, t= 55—108°С. Плотность нефти 810—842кг/$м^3$, конденсата 715—770кг/м3. Выход стабильного конденсата 227,5-261,7 г/$м^3$.

ГЫДАНСКАЯ НГО площадью 84 тыс. км2 расположена на Гыданском и северной части Тазовского полуостровах. Нефтегазоносным является весь юрско-меловой разрез. Основные ресурсы газа сосредоточены в сеноманском, аптском, неокомском,нижне-среднеюрском комплексах. Ресурсы нефти распределены в нео-

комскоv (42%) и нижне-среднеюрском (29%) комплексах. Семаковское, Геофизическое, Утреннее месторождения.

Утреннее нефтегазоronденсатное месторождение расположено на Гыданском полуострове в 340 км к северу от пос. Новый Порт. Открыто в 1979 г. Месторождение уникальное по запасам. Приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке размером 26х55 км, амплитудой 80 м (северная часть Северо-Гыданского мегавала). Нефтегазоносны меловые отложения. Выявлено 34 залежи на глубинах 835—2491 м: 17 газовых, 14 газоконденсатных, 1 нефтяная и 2 нефтегазоконденсатные. Газовые залежи преобладают в верхней части разреза (покурская, хантымансийская свиты сеномана, альба и верхние пласты танопчинской свиты апта-неокома), единичные залежи — в низах танопчинской свиты. Нефтяная и газоконденсатные залежи открыты в пластах $ТП_{16}$-$ТП_{27}$ и $БГ_8$, нефтегазоконденсатные в – $ТП_{22,23}$ танопчинской свиты. Продуктивные отложения — это переслаивающиеся песчаники, алевролиты и глины. Коллекторы перового типа. Пористость от 17—20 % (ТП) до 27% (ПК1). Залежи массивные ($ПК_1$), пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные (неоком). ГВК и ВНК на а.о. -832 ($ПК_1$) -2805 ($БГ_8$) м. Размеры залежей (8-24)х(4,5-16) км. Основные по запасам залежи $ТП_1$ и $ТП_{14}$. Дебиты газа 106 ($ПК_1$) — 539,5 тыс. $м^3$/сут ($ТП_2$), нефти 9,13 ($ТП_{22}$) — 64,8 $м_3$/сут ($ТП_{23}$), конденсата 1,4-19,5 $м^3$/сут. Пластовое давление 8,7-29,7 МПа, t 18-79°С. Плотность нефти 835—840 кг/$м^3$, конденсата 710—740 кг/$м^3$. Выход стабильного конденсата 86—155 г/$м^3$.

Минховское газовое месторождение расположено на полуострове Гыдан в 490 км севернее пос. Газ-Сале. Открыто в 1989 г. Приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему Тотояхинский структурный мыс на южном борту Антипаютинской впадины. По горизонту Г (кровля сеномана) осложнено двумя куполами, ниже по разрезу по горизонтам М (кровля апта) и Б (кровля баженовской свиты) строение складки усложняется, появляются дополнительные купола. Выявлено 11 залежей на глубинах 1003—2273 м в апт-сеноманском и неокомском комплексах в пластах $ПК_1$ $ПК^1_9$, $ПК^2_9$, $ТП_1$-$ТП_7$, $ТП_{14}$, сложенных песчаниками и алевролитами. Пласты ТП линзовидного строения. Коллекторы порового типа. Пористость 20% ($ТП_{14}$),26% ($ПК_1$). Залежь $ПК_1$ массивная, остальные пластовые сводовые. Наиболее крупные по запасам залежи $ТП_3$ и $ТП_5$, первая площадью 50,9 $км^2$. Дебиты газа из

пластов ТП— 80,5—200,1 тыс. $м^3$/сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое 9,7—22,1 МПа, на глубине 2292 м t- 66°С.

ЯМАЛЬСКАЯ НГО площадью 107тыс. $км^2$ расположена на крайнем северо-западе мегапровинции в пределах п-ва Ямал. Область преимущественно газоносная. В ней сосредоточен 21% ресурсов газа Западной Сибири. Основные запасы газа приурочены к сеноманским и аптским отложениям. В неокомских и юрских отложениях, наряду с газом, открыты залежи нефти. На Новопортовском месторождении установлена нефтегазоносность доюрских отложений. В области открыто 20 газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений, часть из которых является прибрежно-морскими (Харасавейскои др..), Крузенштерновское, Бованенковское, Геофизическое, Нурминское, Малоямальское, Новопортовское, Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское, Тасийское.

Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение расположено на полуострове Гыдан в 240 км северо-восточнее от пос. Новый Порт. Открыто в 1975 г. Приурочено к одноименному локальному поднятию в северной части Напалковского мегавала Северо-западная часть структуры находится подводами Обской губы. По горизонту Б (кровля баженовской свиты) по изогипсе -3500 м размеры на суше 25х20 км. Амплитуда поднятия 320 м. По горизонту Г (кровля сеномана) структура выполаживается, ее амплитуда не превышает первые десятки метров. Продуктивны отложения верхнего и нижнего мела и средней юры. Выявлено 17 залежей, в т.ч. 3 нефтяных в танопчинской свите неокома ($ТП_{17}$,$ТП_{18}$,$ТП_{19}$), 11 газовых в покурской свите сеноман-аптского возраста ($ПК_1$, $ПК_7$, $ПК_{13}$) и танопчинской свите (от $ТП_3$ до $ТП_{14}$), 3 газоконденсатных в пластах $ТП_{15}$ и $ТП_{22}$ и средней юре ($Ю_2$) на гл. 962—3220 м. Коллекторы порового типа; пористость от 18 (неоком) до 31,9% (сеноман). Основная по запасам нефтяная залежь $ТП_{17}$ имеет площадь 123 $км^2$, газовая ПК1 — 186,7 $км^2$. Тип залежей массивный (сеноман) и пластовый сводовый (неоком). ВНК и ГНК на а.о. от -988 ($ПК_1$) до -3268м ($Ю_2$ предположительно). Начальные дебиты газа от 54,43 ($ТП_4$) до 748 тыс. $м^3$/сут ($ПК_1$), дебитнефти 6,6 $м^3$/сут ($Ю_2$). Пластовое давление 9,6-32,14 МПа на гл. 962-3220м, t= 24-90° С на тех же глубинах. Плотность нефти 850—870 кг/$м^3$, конденсата 768 кг/$м^3$. Газ преимущественно метановый (95,2—97,2%). Выход стабильного конденсата 114,7—156,3 г/$м^3$.

Харасавейское газоконденсатное месторождение расположено на полуострове Ямал в 480 км к северу от г. Салехарда. От-

крыто в 1974 г., разрабатывается с 1975 г. Месторождение уникальное по запасам. Северо-западная часть месторождения располагается в шельфовой зоне Карского моря. Приурочено к одноименному локальному поднятию в северной периклинальной части Нурминского мегавала. В пределах изогипсы -790 м (сеноман) – это брахиантиклинальная складка субмеридионального простирания, ее размеры 44х15 км, амплитуда 100 м. Выявлено 22 залежи на глубинах 718—3310м в отложениях верхнего, нижнего мела и средней юры. Среди них 5 газовых и 17 газоконденсатных. Газовые в покурской ($ПК_1$) и танопчинской ($ТП_{8,9,10}$) свитах, газоконденсатные в танопчинской свите апт-неокома (от $ТП_{1-5}$ до $БЯ_8$) и средней юре. Продуктивные резервуары сложены песчаниками и алевролитами. Коллекторы поровые, пористость 15—31 %. Залежи пластовые сводовые массивные и пластовые сводовые литологически экранированные. ГВК на а.о. -790-2415 м. Наиболее крупные залежи в пластах $ПК_1$, $ТП_1$.5 и $БЯ_2$. Дебиты газа 13,7—3728 тыс. $м^3$/сут, конденсата 9,80—303 $м^3$/сут. Пластовое давление от нормального гидростатического в верхних частях разреза 7,8 до аномального на глубине 1892-2258 м - 25,4-43,1 МПа, t= 22,3-84^oC. Газ преимущественно метановый (90,9—97,3 %), содержание азота 0,72%. Плотность конденсата 733—780кг/$м^3$. Выход стабильного конденсата 2,5-212,7 г/$м^3$.

Крузенштерновское газокондансатное месторождение расположено в 396 км северо-западнее пос.Новый Порт. Открытое 1976 г. Месторождение по запасам уникальное. Приурочено к Крузенштерновскому куполовидному поднятию, осложняющему северо-западную оконечность Нурминского мегавала. Большая часть его находится в Карском море. По горизонту Г (кровля сеномана) представляет антиклинальную складку, вытянутую в меридиональном направлении, размеры по изогипсе -800 м 24х70 км, амплитуда 70 м. Продуктивны верхне- и нижнемеловые отложения. Выявлено 11 залежей на глубине 665—2331 м, в т.ч. 7 газовых в покурской свите апт-сеномана ($ПК_1$, $ПК_9$, $ПК_{10}$), хантымансийской свите альба ($ХМ_2$) и пластах $ТП_{1-3}$, $ТП_{4-5}$, $ТП_9$ неокома, 4 газоконденсатных в неокоме ($ТП_{10}$, $ТП_{13}$, $ТП_{14}$ и $БЯ_2$). Наиболее крупная по запасам залежь ПК1, ее площадь 669,2 $км^2$, высота 150 м, ГВК на а.о. -798 м. Пласт представлен чередованием песков и песчаников с алевролитами и глинами. Коллектор поровый, пористость 30-35 %. Залежь массивная сводовая. Начальный абсолютно свободный дебит 1500 тыс. $м^3$/сут. ГВК других залежей изменяется от

а.о. -1150 до -1792 м, пористость 21—32 %. Пластовое давление от 7,99 до 22,96 МПа, 125—65° С. Газ преимущественно метановый (90-95,3%). Плотность конденсата 700 кг/м3. Выход стабильного конденсата 23,2—155 г/м^3.

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на полуострове Ямал в 340 км северо-западнее от пос. Новый Порт. Открыто в 1971 г., уникальное по запасам свободного газа. Приурочено к локальной структуре, осложняющей Бованенковское куполовидное поднятие, расположенное в северной периклинальной части Нурминского мегавала. По изогипсе -2600 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) размеры 22,5х15,0 км, амплитуда 200 м. Фундамент вскрыт на глубине 3610 м. Продуктивны отложения верхнего и нижнего мела, средней и нижней юры. Выявлено 22 залежи на глубине от 582 до 3075 м, в т.ч. 2 газовые в пластах покурской свиты апт-сеноманского возраста ($ПК_9$, $ПК_{10}$), 1 нефтегазоконденсатная (нефть в нефтяной оторочке) в танопчинской свите апт-неокомского возраста ($ТП_{18}$) и 19 газоконденсатных в пластах покурской ($ПК_1$), хантымансийской ($ХМ_1$, $ХМ_2$), танопчинской (от $ТП_{1-6}$ до $ТП_{16-17}$) свитах, в пластах $БЯ_{1,2-4,5}$, в средней и нижней юре. Коллекторы сеноман-аптских залежей представлены песчаниками и алевролитами; пористость до 25%. Залежи массивные, водоплавающие, ГВК верхней основной по запасам залежи пласта ПК) на а.о. –678 м, ее площадь газоносности 896,9 км^2, высота 120м, начальный дебит газа 2,5 млн. м^3/сут (абсолютно свободный). Газ преимущественно метановый (92—99,18%). Газовые и газоконденсатные залежи аптских, неокомских, средне- и нижнеюрских отложений пластовые сводовые, ГНК на а.о. —от -1140 до -2042 м, дебиты от 68 до 564 тыс. м^3/сут. Пластовое давление с глубиной увеличивается от 6,9 до 21 МПа, t — 14—71оС. Нефтяная оторочка пласта $ТП_{18}$ на гл. 1970 м, ее площадь нефтеносности 17,8 км^2, ВНК на а.о. -2025 м. Пористость коллектора 20 %, плотность нефти 835 кг/м^3. Непромышленные притоки нефти (0,86 м^3/сут) получены на а.о. -3344-3570 м (пласт $Ю_{11-12}$). Плотность конденсата 740-807 кг/м^3. Выход стабильного конденсата от 0,16 до 230,8 г/м^3.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 138) расположено в юго-восточной части полуострова Ямал в 15 км северо-западнее пос. Новый Порт. Открыто в 1964 г. Приурочено к юго-восточной части Южно-Ямальского мегавала и представляет собой антиклинальную складку северо-северо-западного простирания, размер ее 34х13 км, амплитуда 140 м. Продуктив-

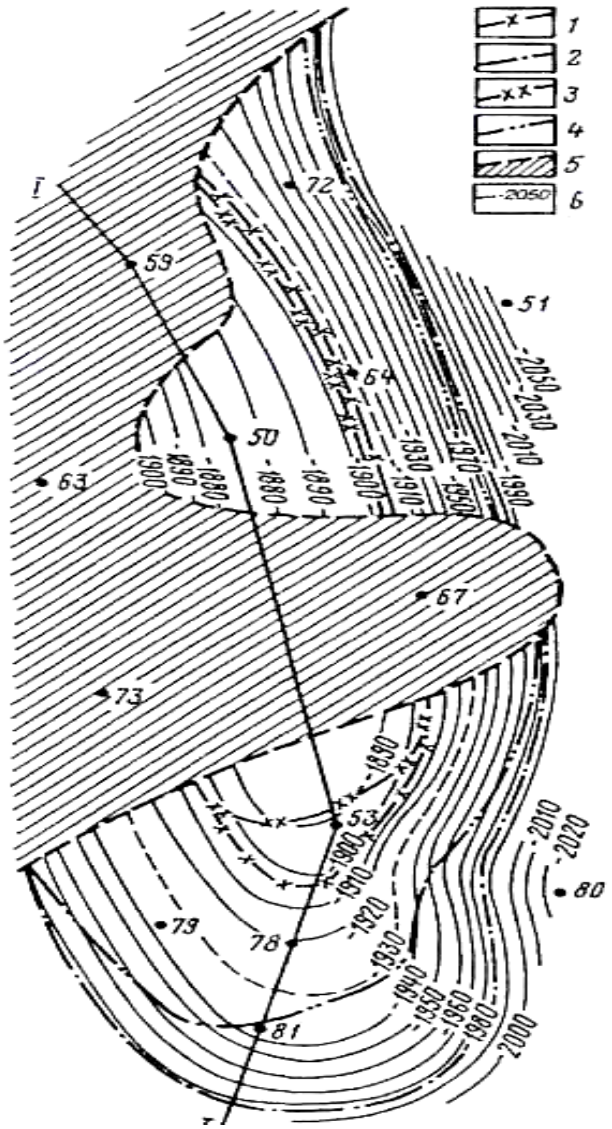


Рис. 138. Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение. Структурная карта по кровле коллекторов 6-й залежи (пласты НП9-НП10) (по С.А. Федорцовой):
1 — внешний контур газоносности; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — внутренний кон-тур газоносности; 4 — внутренний контур нефтеносности; 5 -границы выклинивания коллекторов; 6 — изогипсы, м

ны меловые, средне-нижнеюрские и палеозойские отложения. Выявлено 14 залежей на глубинах 410—2530 м, в т.ч. 2 нефтяных, 2 газовые, 2 газоконденсатные, 8 смешанных. Среди них: нефтяная в пласте $НП_7$ и $НП_8$ неокома, газовые в пластах $ПК_1$ и $ХМ_1$ сеноманского и альбского возраста, газоконденсатные в пласте $Ю_{12}$ нижней юры и палеозое и смешанные нефтегазоконденсат-

ные и нефтегазовые в неокомских, ачимовских отложениях ($ГП_1$ и $НП_1$ -$НП_{10}$) и средней юре. Продуктивные пласты сложены песчаниками, алевролитами, а также известняками (палеозой). Коллекторы порового типа, пористость от 18 % ($Ю_2$) до 32 % ($ПК_1$), проницаемость 0,0335 ($НП_1$)- 0,041 ($НП_7$) мкм^2. Залежи массивные ($ПК_1$), пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные (неоком), стратиграфически экранированные (палеозой). ГНК на а.о. -950-2701 м, ВНК и ГВК на а.о. -442-2760 м. Площадь наибольшей по запасам нефтяной залежи 237,9 км^2 ($Ю_2$), газовой 254 км^2 ($НП_{2-3}$). Дебиты газа 142 тыс. м^3/сут ($ПК_{15}$) -900 тыс. м^3/сут ($НП_{5-6}$), нефти -6,1 м^3/сут ($НП_{5-6}$)-215 м^3/сут ($НП_{14}$). Пластовое давление нормальное гидростатическое от 4,4 (глубина 410 м) до 27,3 МПа (глубина 2530 м). Плотность нефти 831 кг/м^3 (пласты $НП_7$, $НП_8$)-911 кг/м^3 ($ТП_1$), вязкость 0,91 МПа-с ($НП_7$)-41,7 МПа-с ($ТП_1$), содержание серы 0,07 ($НП_{2-3}$)-1,08% ($НП_1$). Газ преимущественно метановый — 89,7—95,9 %. Добыча конденсата ведется из пласта $НП_4$. Плотность конденсата 810 кг/м3 (палеозой). Выход стабильного конденсата от 44,8 ($НП_1$) до 154,8 г/м^3 ($Ю_2$), в палеозойской залежи — 44,6 г/м^3.

Западно-Тамбейское нефтегазоконденстное месторождение расположено на полуострове Ямал в 44 км севернее пос. Новый Порт. Открыто в 1986 г. Приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему западный склон Среднеямальского мегавала. По горизонту Б (кровля баженовской свиты) в пределах замкнутой изогипсы — 3350 м размеры 25х20 км, амплитуда 100 м. Продуктивны отложения верхнего, нижнего мела и средней юры. Выявлено 27 залежей на глубинах от 996 до 3648 м. Среди них 7 нефтяных в песчано-алевритовых пластах танопчинской свиты апт-неокомского возраста (от $ТП_9$ до $ТП_{21-22}$), 12 газовых в песчаных и песчано-алевролитовых слоях покурской свиты апт-сеноманского возраста ($ПК_1$, $ПК_5$) хантымансийской свиты альбского возраста ($ХМ_0$-$ХМ_3$), танопчинской свиты неокома ($ТП_3$ -$ТП_{14}$), неокомских слоях ($БЯ_{10}$) и 8 газоконденсатных залежей в алевролито-глинистых пластах ($Ю_{6-7}$) среднеюрского возраста и в пластах $ХМ_5$, $ТП_1$, $ТП^0_3$, $ТП^5$, $ТП_{10}$, $ТП_{13}$-$БЯ_8$. Коллекторы порового типа. Пористость от 15 ($Ю_{6-7}$) до 31 % ($ПК_1$), проницаемость 0,035 ($ТП_{20}$) — 0,008 ($ТП_{14}$) мкм^2. Пластовые давления возрастают с глубиной от 10,2 до 62,15 мПа, t от 42 до 101оС Дебиты газа - от 44,98 ($Ю_{6-7}$) до 240,6 ($ТП_{10}$) тыс. м^3/сут. Дебиты нефти 3,36 ($ТП_{13}$)-75 ($ТП_{21-22}$) м^3/сут. Плотность нефти 793 ($ТП_9$)—897 ($ТП_{20}$) кг/м^3, конденсата

767 кг/м^3 ($ХМ_5$). Выход стабильного конденсата от 28,3 ($ХМ_5$) до 140,2 ($БЯ_8$) и 107,3 г/м^3 ($Ю_{6-7}$). Газ метановый - 90,4-97,2 %.

Малыгинское газоконденсатное месторождение расположено на севере полуострова Ямал в 645 км от г. Салехарда. Открыто в 1985г. Месторождение по запасам уникальное. Приурочено к Малыгинскому валу. Структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания. В пределах замкнутой изогипсы -3450 м поверхности Б (кровля баженовской свиты) ее размеры 37х15 км, амплитуда 100 м. Продуктивны меловые и юрские породы. Выявлена 31 залежь на глубинах 1074—3728 м в отложениях сеномана-средней юры, в т.ч. газовые в покурской, хантымансийской и танопчинской свитах (пласты $ПК_1$, $ПК_{10}$, $ХМ_1$ – $ХМ_3$, $ТП_2$, $ТП_9$, $ТП_{11}$), газоконденсатные в пластах $ТП_1$, $ТП_3$, $ТП_5$-$ТП_8$, $ТП_{10}$, $ТП_{12}$, $ТП_{15}$, $БЯ_2$, $БЯ_3$ и средней юре ($Ю_{2-3}$, $Ю_{6-7}$). Продуктивные отложения мела сложены преимущественно песчаниками, средней юры — чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Коллектор поровый. Пористость 14 % ($Ю_{6-7}$) и 26% ($ПК_1$). Залежи пластовые сводовые и пластовые сводовые литологически экранированные. Наиболее крупная по площади залежь пласта $ХМ_2$ - 346,1 км^2. Основные по запасам газа залежи пластов $ХМ_2$, $ТП_1$, $ТП_3$. Дебиты газа от 57,2—216,7 тыс. м^3/сут ($ПК_1$) до 536,8 тыс. м^3/сут ($ТП_{10}$). ГВК юрских залежей на а.о. -3560 м ($Ю_2$), -3840 м ($Ю_{6-7}$). Пластовое давление от 10,4 ($ПК_1$) МПа до аномально высокого 69,66 МПа (гл. 3728 м). Температура — от 24 до 103°С. Газ преимущественно метановый (90,4—97,9 %). Плотность конденсата 725 (ТП3)—750 кг/м^3 ($БЯ_3$). Выход стабильного конденсата 11,3 ($ТП_1$) до 282 г/м3 ($Ю_{2-3}$).

Нурминское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на полуострове Ямал в 90 км северо-западнее пос. Новый Порт. Открыто в 1970 г. Приурочено к одноименной складке в пределах Юрибейской моноклинали. По замкнутой изогипсе -2700 м имеет изометричную форму, размеры 7,5х6 км, амплитуду 100 м. Продуктивны меловые отложения. Выявлено 12 залежей на глубине 816—2210м, в т. ч. 1 нефтяная, 7 газовых и 4 газоконденсатных. Среди них газовые в пластах покурской, хантымансийской и танопчинской свит сеноман-апта и неокома ($ПК_1$, $ХМ_5$, $ТП_1$, $ТП_2$, $ТП_{14}$, $ТН_{21}$), нефтяная в пласте $ТП_{22}$ и газоконденсатные в пластах $ТП_{16}$, $ТП_{17}$, $ТП_{18}$ и $ТП_{25}$ танопчинской свиты. Продуктивные породы сложены песчаниками и алевролитами. Коллекторы порового типа. Пористость 20 % ($ТП_{18}$) и 27% ($ХМ_5$). Тип залежи массивный ($ПК_1$, $ПК_{14}$) и пластовый сводовый. ГВК на а.о. от -780 до -2167 м. Пло-

щадь нефтяной залежи $ТП_{22}$ — 16,5 км^2, наибольшей газоконденсатной $ТП_{25}$ — 128,5 км^2. Дебиты газа от 49 ($ТП_{24}$) до 1802 тыс. м^3/сут ($ПК_1$, абсолютно свободный). Дебит нефти — 1,5 т/сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое от 8,2 до 23 МПа, t = 21—70°С. Плотность нефти 810 кг/м^3, конденсата 752 ($ТП_{25}$)—760 кг/м^3 ($ТП_{16}$). Газ преимущественно метановый (90,6 %). Выход стабильного конденсата 26,1 ($ТП_{16}$)—159,3 г/м^3 ($ТП_{17}$).

Ростовцевское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на полуострове Ямал в 75 км северо-западнее пос. Новый Порт. Открыто в 1986 г. Приурочено к структурному мысу, осложняющему северный склон Южно-Ямальского мегавала в зоне сопряжения его с Сеяхинским мегапрогибом. По поверхности (кровля баженовской свиты) представлено небольшим куполом размером 1,5х2 км по изогипсе -3200 м. Продуктивны меловые отложения. Выявлено 13 залежей на глубинах 925—2689 м: 5 нефтяных, 3 газовых, 4 газоконденсатных и 1 нефтегазовая. Среди них нефтяные в пластах новопортовской свиты неокома ($НП_1$, $НП_2$, $НП_4$, $НП^0_7$, $НП_7$), газоконденсатные и нефтегазовая в танопчинской и новопортовской свитах ($ТП_{16}$, $ТП_{17}$, $БЯ_{18}$, $НП^0_1$, $НП_3$). Залежи пластовые литологически ограниченные. Коллектор поровый, пористостьот 17 ($БЯ_8$, $НП_1$)до 24% ($ПК_1$). Размеры залежей (8-18)х(15-25) км, высота 38—51,5 м. Площадь наибольшей по запасам нефтяной оторочки 121,9 км^2 ($НП_2$), наибольшая площадь газоконденсатной залежи — 90 км^2 ($БЯ_{18}$). Дебиты нефти 13,95—57,2 м^3/сут ($НП_1$), газа 105,6 — 927 тыс. м^3/сут ($ПК_1$). Пластовое давление от 9,2 до 26,5 МПа, t от 30 до 90°С. Плотность нефти 0,802 ($НП_3$)-0,822 г/см^3 ($НП_7$), содержание серы 0,09 ($НП_1$) - 1,47% ($НП_7$). Газ преимущественно метановый — 90 % ($ТП_{13}$) — 92,8% ($ТП_{16}$). Выход стабильного конденсата 38 ($ТП_{16}$) -102,3 г/м^3 ($БЯ_{18}$).

Тасийское газоконденсатное месторождение расположено в 375 км севернее пос. Мыс Каменный. Открыто в 1988 г. Приурочено к одноименному куполовидному поднятию, осложняющему Центральную часть Среднеямальского мегавала. По горизонту Б его размеры 41х30 км, амплитуда 50 м. Продуктивны меловые отложения. Выявлено 17 газоконденсатных и 14 газовых залежей на глубинах 1015—2792 м. Газовые скопления приурочены к пластам неокома ($ПК_{1,3,7}$, $ХМ_{0\text{-}1,2,3}$) покурской и хантымансийской свит сеноман-альба, а также пластам $ТП_{4,5,10,19,22}$ и пласту $БЯ_{10}$ апт-неокома. Газоконденсатные залежи выявлены в пластах хантымансийской и танопчинской свит ($ХМ_{5,6}$, $ТП_{1,2,4,6,7,8,10,13,14,17,18}$, $БЯ_{8,11,12}$. Про-

дуктивные пласты представлены переслаиванием песчаников, алевролитов с включением углистого и растительного материала. Коллектор поровый, пористость — 14% ($БЯ_{12}$)—28 % ($ПК_3$). Залежи массивные (сеноман) и пластовые сводовые. ГВК на а.о. -1016 - 2783 м. Размеры залежей 9—27х7—20 км, высоты 6—38 м. Наиболее крупные по запасам залежи пластов $ТП_1$, $ТП_6$, $ТП_{14}$. Дебиты газа 105—278 тыс. мУсут, конденсата 10,5—24,9 м3 /сут. Пластовое давление нормальное гидростатическое 10,4—28,5 МПа, t 18—84°С. Плотность конденсата 718 ($ТП_1$) — 745 ($ХМ_6$) кг/м^3. Выход стабильного конденсата 17,5 ($ХМ_5$)—140,1 ($БЯ_{12}$)г/м^3.

Северное продолжение Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции охватывает южную часть акватории Карского моря, где выделяется Южно-Карская синеклиза, выполненная отложениями мезо-кайнозоя общей толщиной до 1200 м. На акватории в указанных границах выделена Южно-Карская НГО. Здесь на акватории открыты такие крупные месторождения как Русановское, Ленинградское, Северо-Каменномысское.

Русановское газоконденсатное месторождение (рис. 139) расположено на полуострове Ямал в 230 км северо-северо-западнее от мыса Харасавэй. Открыто в 1989 г. Месторождение пс запасам уникальное. Размеры месторождения по замкнутой изогипсе -3225 м (отражающий горизонт Б — кровля баженовской свиты) равны 18х32 км, амплитуда 230 м; по замкнутой изогипсе -2135м (горизонт $М_1К_1а$) — 30х68 км, амплитуда 255 м; по замкнутой изогипсе -1175 м (горизонт Г — $К_2s$) — 27х55 км, амплитуде 155 м. Площадь газоносности каждого из 7 продуктивных горизонтов принята одинаковой — 50,24 км^2. Месторождение расположенс в Южно-Карской впадине (Русановско-Ленинградский вал). Ловушка пластовая сводовая. Главный газоносный комплекс — меловые терригенные породы, сложенные песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей. Продуктивные пласты залегают в нижнемеловых породах на глубине 1929 м ($А_1$), 1962 м ($А_2$), 2011 м ($А_3$), 2065 м ($А_4$), 2140 м ($А_5$), 2278 м ($А_6$), 2320 м ($А_7$), газонасыщенная толщина которых составляет соответственно — 5,4, 13,4, 16,8, 36,4, 59,4, 13,4 и 15,4 м. Средние значения пористости 20-21 %. Начальные пластовые давления составляют (МПа): 20,2 ($А_1$), 20,6 ($А_2$), 21,3 ($А_3$), 22,9 ($А_4$), 24,3 ($А_5$), 26,5 ($А_6$), 27,4 ($А_7$); t - 57-75°С. Максимальный дебит газа на месторождении 529 тыс. м3/сут. Конденсатный фактор во всех продуктивных пластах равен 20 г/м^3, содержание метана по горизонтам от 93,4 до 96,33 %.

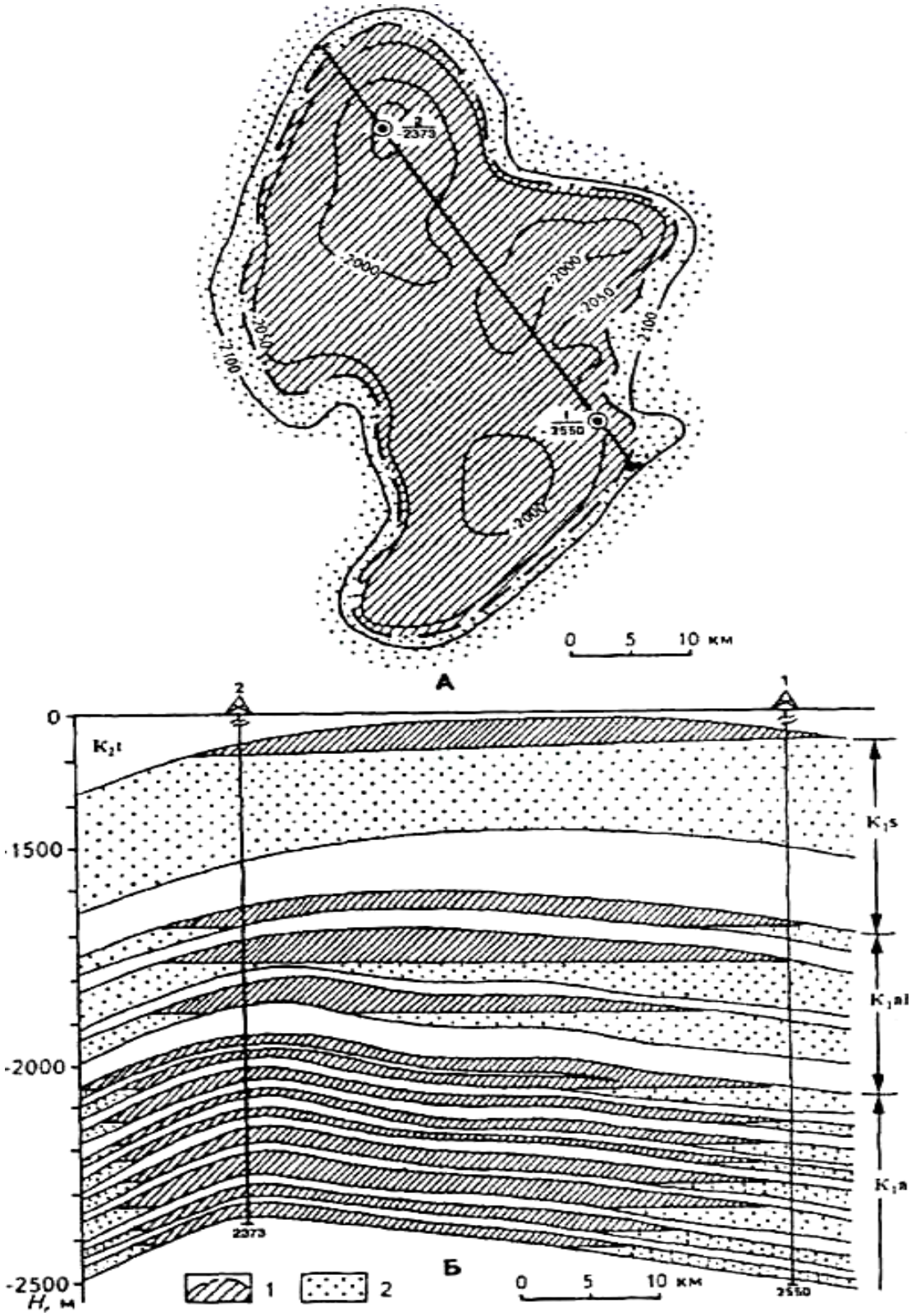


Рис. 139. Русановское газоконденсатное месторождение в плане (А) и разрезе (Б) (Э.В. Шепилов, Р.Р. Мурзин, 2001): 1 — газ; 2 — песчаники

углекислого газа — от 0,20 до 0,56%, азота — от 0,075 до 0,34%, сероводород отсутствует.

Ленинградское газоконденсатное месторождение открыто в альб-сеноманских отложениях, коллекторы которых представлены слабо литифицированными, преимущественно алеврцтистыми песчаниками с высокой пористостью (более 20%) и низкой и средней проницаемостью. Пласты-коллекторы выдержаны по мощности. Региональной покрышкой этого комплекса является более чем 500-м толща глин турон-палеогенового возраста. Нижезалегающий неоком-аптский комплекс, также оказавшийся продуктивным, отделен от вышележащего комплекса 100-м покрышкой альбского возраста. Месторождение является многозалежным (свыше 10), залежи пластовые сводовые. Газ по составу сухой, метановый (от 91 до 99 %). Конденсат присутствует лишь в аптских отложениях. По предварительным оценкам месторождение относится к уникальным.

Согласно прогнозной оценке, экваториальная часть Западно-Сибирской НГМП является крупнейшей по величине и плотности ресурсов углеводородов в сравнении с другими акваториями России. По аналогии с северными областями материковой части Западной Сибири она рассматривается как газонефтеносная с примерно трехкратным превышением ресурсов газа над ресурсами нефти.

Бурение трех первых поисковых скважин в Карском море привело к открытию Русановского и Ленинградского газовых месторождений, которые отнесены к категории крупнейших. Они связаны с аптским продуктивным комплексом, коррелируемым с разрезом месторождений Ямала и Гыдана. Месторождения многопластовые (8— 10 пластов), глубина по вскрытому разрезу от 1100 до 2350 м. Коллектор представлен терригенными породами, тип залежей — пластовый, сводовый.

Рассматривая общую характеристику сырьевой базы Западно-Сибирской мегапровинции, необходимо отметить в целом благоприятную структуру разведанных запасов. Прежде всего это проявляется в приуроченности основных запасов нефти и газа к крупным и крупнейшим месторождениям, что обеспечивает высокую рентабельность их разведки и освоения. Почти 65% разрабатываемых запасов нефти и газа находятся в средне- и высокопроницаемых коллекторах. Преобладают (70%) нефти с содержанием серы от 0,5 до 2,0%, запасов высокосернистых нефтей менее

0,5%.Сернистые газы практически отсутствуют. Около 32% запасов газа являются конденсатосодержащими.

Подготовленная сырьевая база нефтегазоносных районов Западной Сибири может обеспечить многолетнее развитие крупномасштабного нефтегазового комплекса.

Перспективными НГК являются триасовый (мощностью 2000 — 3000 м), выделяемый на севере мегапровинции, где перспективны песчаные пласты и пачки, а также зоны повышенной трещиноватости пород, и палеозойский комплекс, развитый на севере, в южной части НГП и приуроченный к отдельным сводам и впадинам. Представлен карбонатными породами. Получен газ на Новопортовском месторождении, нефть на Межевском своде, в Нюрольской впадине.

Общее распределение залежей жидких и газообразных УВ подчиняется определенной закономерности: нефтегазовые и газовые месторождения полукольцом с запада, юга и юго-востока окружают территорию распространения нефтяных и преимущественно нефтяных месторождений с центром в широтном Приобье. К северу распространены газовые, газоконденсатные и нефтегазовые месторождения.

Среди выявленных месторождений такие гиганты, как Самотлорское, Мамонтовское, Мегионское (н), газовое Ямбургское, Тазовское, Заполярное, одно из крупнейших в мире Уренгойское газовое месторождение, Новопортовское (нг), Харасавейское, Бованенковское, Крузенштерновское, Медвежье (г), Губкинское, Варьеганское (нг), Ленинградское (г), Русановское (гк) и др.

Наиболее значительные ресурсы нефти и газа Западной Сибири связаны с отложениями юры и мела, в т.ч. с нижнемеловым и верхнемеловым комплексами, где сосредоточены основные запасы нефти и газа провинции.

На Западную Сибирь приходится 72,2% разведанных запасов нефти. Степень выработанности месторождений Тюменской области составляет 33,4% в том числе: Самотлорского — 65%, Федоровского — 58%, Мамонтовского — 72%. Одной из особенностей выработки запасов является опережающий отбор из наиболее высокодебитных объектов и накопление на балансе менее продуктивных запасов.

Тем не менее, в этом регионе прогнозируется более половины всех неразведанных ресурсов нефти России (52,3%), предусматривается открытие еще нескольких сотен нефтяных залежей,

в том числе средних по запасам (10 — 30 млн т), крупных (30 — 100 млн т), а также крупнейших с запасами более 100 млн т. Большая часть неразведанных ресурсов нефти Западной Сибири (80%) концентрируется по всей вероятности в северных НГО — Надым-Пурской, Среднеобской, Пур-Тазовской, Фроловской и на южном шельфе Карского моря, где помимо юрского и мелового НГК развит мощный триасовый (2000 — 3000 м) терригенный и палеозойский карбонатный комплексы.

3.2. Туранская нефтегазоносная мегапровинция

Туранская нефтегазоносная мегапровинция находится на территории Туркмении, западной части Узбекистана, западе Казахстана и шельфа восточной части Каспийского моря. В тектоническом отношении мегапровинция связана с Туранской эпигерцинской плитой, являющейся частью единой молодой эпипалеозойской платформы Предкавказья, Средней Азии и Западной Сибири (рис. 140).

С юга Туранская плита ограничена молодыми горными сооружениями Копет-Дага и альпийским предгорным прогибом, а с юго-востока — глыбово-складчатыми структурами эпиплатформенного подвижного пояса Средней Азии. На северо-западе она граничит с древней Восточно-Европейской платформой по системе погребенных краевых швов, а на северо-востоке ее граница условно может быть проведена по Талассо-Ферганскому глубинному разлому, отделяющему герциниды от каледонид.

На западе граница Туранской плиты проходит в пределах акватории Каспия. Тектонические элементы западной части молодой Среднеазиатской платформы по имеющимся геолого-геофизическим данным прослеживаются по дну Каспия на соединение со Скифской плитой Предкавказья. Однако данные морских геофизических исследований показывают, что крупные структурные элементы платформенного чехла запада Туранской плиты в большинстве случаев затухают в пределах акватории Каспия. Возможно, что в породах платформенного чехла структурные элементы запада Туранской плиты не имеют непосредственного продолжения в пределах Предкавказья (Скифской плиты). На севере Туранская плита соединяется с Западно-Сибирской плитой через Тур-

гайский «пролив», образуя единую эпипалеозойскую Урало-Сирскую платформу.

В строении Туранской плиты выделяются: палеозойский складчатый фундамент, промежуточный пермо-триасовый комплекс и платформенный чехол.

Поверхность складчатого фундамента Туранской плиты имеет эрозионно-тектоническое происхождение и резко расчленена, образуя крупные выступы и впадины, разграниченные как правило продольными глубинными разломами.

В отдельных участках фундамент выходит на поверхность, в других (Мургабская впадина) погружен на глубину свыше 10 — 12 км. В различных частях плиты складчатый фундамент имеет разный возраст от каледонского (Чуйская впадина) до позднегерцинского (Горный Мангышлак).

Фундамент плиты сложен сильно дислоцированными и метаморфизованными осадочными и магматическими породами, представленными гранитоидами, туфопесчаниками и сланцами.

Промежуточный пермо-триасовый комплекс как самостоятеьный наиболее четко выделяется в северо-западных районах Туранской плиты.

Платформенный чехол в прогибах и впадинах имеет мощность более 8 — 10 км и представлен преимущественно терригенными, а также карбонатными и эвапоритовыми отложениями юры, мела, палеогеновых и неоген-четвертичных осадков. Характерной особенностью разреза осадочного чехла является широкое площадное распространение мощной соленосной толщи верхней юры юго-восточной части Туранской плиты. Соляная толща мощностью 200— 1000 м служит основной региональной покрышкой.

На территории Туранской плиты выделяются крупные тектонические элементы разного порядка. К наиболее крупным относятся: Амударьинская, Мургабская, Южно-Мангышлакская, Северо-Устюртская впадины, Каракумский свод, Предкопетдагский прогиб, Бузачинское поднятие и др.

Амударьинская впадина расположена в южной равнинной части Туранской плиты. На севере ограничена Кызылкумским кряжем, на юго-западе ее границей служит Репетек-Келифская зона развития соляных структур, приуроченных к погребенному глубинному разлому широтного простирания, на востоке отрогамиГиссарского хребта, на западе граница условно проводится по восточному склону Каракумского свода.

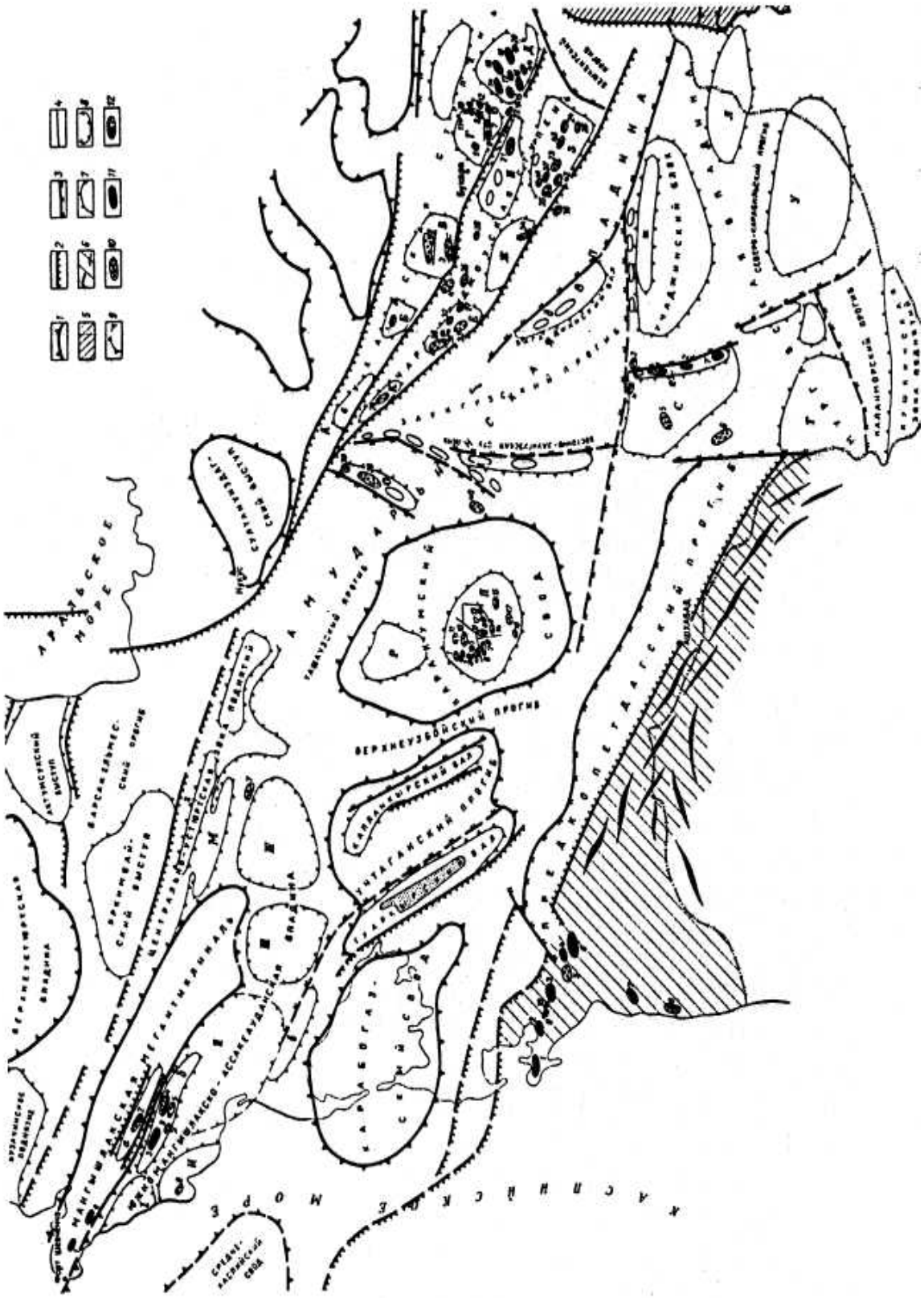

АРАЛЬСКОЕ МОРЕ
АМУДАРЬИНСКАЯ ВПАДИНА
ВЕРХНЕУЗБОЙСКИЙ ПРОГИБ
УНТАГАНСКИЙ ПРОГИБ
ПРЕДКОПЕТДАГСКИЙ ПРОГИБ
КАСПИЙСКОЕ МОРЕ

Рис. 140. Схематическая карта распространения крупных тектонических элементов и месторождений нефти и газа Туранской плиты и сопредельных районов (по З.А. Табасаранскому)

1 — контуры крупных структурных элементов; 2 — региональные глубинные разломы, разделяющие наиболее крупные тектонические элементы; 3 — крупные разрывные нарушения древнего заложения, проявившиеся в отдельных участках в мезозойский этап развития; 4 — мелкие разрывы, осложняющие локальные структуры, в отдельных случаях затухающие с глубиной; 5 — эпиплатформенный подвижный пояс Средней Азии; 6 — альпийская складчатая область, 7 — контуры приподнятых блоков и выступов: А — Мешеклинского, Б- Янгиказганского, В — Газлинского, Г — Каганского, Д — Мубарекского, Е — Кабаклинского, Ж — Чарджоуского, З — Денгизкульского, И — Испанлы-Чандырского, К — Султан-Санджарского, Л — Тарышнинско-Айдахайского, М — Хоскудукского, Н — Песчаномысского, О — Ургенчского; П — Зеагли-Дарвазинского, Р — Ахчакаинского, С — Марыйского, Т — Бадхызского; У — Карабильского; 8 — контуры прогибов и опущенных блоков: I — Сегендикского, II — Жазгурлинского, III — Учкудукского, IV- Ассакеауданского, 9 — контуры линейных валообразных поднятий: а — Беке-Башкудукского, б — Жетыбай-Узеньского, в — Карауданского, г — Карабаурского, д — Багаджинского, е — Байрамалийского, ж — Тарханского; месторождения: 10 — газовые, 11-нефтяные, 12 — газонефтяные. Месторождения: нефтегазоносной области Южномангышлакско-Ассакеауданской впадины: 1 — Тюбеджикское, 2 — Карасязьтаспазское, 3 — Жетыбайское, 4 — Узеньское, 5 — Тенгинское, 6 — Оймашинское, 7 — Шахпахтинское, 8 — Таебулатское, 9 — Дунганское; нефтегазоносной области Каракумского свода: 1-Чалджульбинское, 2 — Дарвазинское, 3 — Такырское, 4 — Шиихское, 5 — Пришиихское, 6 — Топджульбинское, 7 — Атабайское, 8 — Топорджульбинское, 9 — Чиммерлинское, 10 — Джаралтакырское, 11 — Аккуинское, 12 — Шиханлинское, 13 — Восточно-Шиханлинское, 14 — Чашхынское, 15 — Сакарчагинское, 16 — Коюнское, 17 — Курукское, нефтегазоносной области Амударьинской впадины: 1 — Янгиказганское, 2 — Газлинское, 3 — Ташкудукское, 4 — Учкырское, 5 — Мамаджургатинское, 6 — Сарыташское, 7 — Караулбазарское, 8 — Джаркакское, 9 — Акджарское, 10 — Шурчинское,11 — Караизское, 12 — Сеталантепинское, 13 — Юлдузкакское, 14 — Шуртепинское, 15 — Северо-Мубарекское, 16 — Южно-Мубарекское, 17 — Ходжихайрамское, 18 — Кызылрабатское,19 — Карабаирское, 20 — Каракгайское, 21 — Кемачи-Зекринское, 22 — Каримское, 23 — Уртабулакское, 24 — Памукское, 25 — Култукское, 26 — Аккумское, 27 — Ходжаказганское, 28 — Кондымское, 29 — Кошабулакское, 30 — Гугуртлинское, 31 — Даяхатынское, 32 — Кульбешкакское, 33 — Кабаклинское, 34 — Фарабское, 35 — Самантепинское, 36 — Сакарское, 37 — Денгизкульское, 38 — Ачакское, 39 — Северо-Ачакское, 40 — Беурдешикское, 41 — Юбилейное, 42 — Метеджанское, 43 — Зевардинское, 44 — Каракумское; нефтегазоносной области Мургабской впадины: 1 — Байрамалийское, 2 — Майское, 3 — Шараплинское, 4 — Келийское, 5 — Еланское, 6 — Шехитлинское, 7 — Южно-Иолатаньское. Северо-Устюртская нефтегазоносная область: Арыстановское, Култукское, Западно-Барсагельмесское

Амударьинская впадина представляет собой крупнейшее, наиболее глубокое опускание Туранской плиты. В осадочном чехле она просматривается в виде асимметричного полузамкнутого опускания, расширяющегося в сторону Предкопетдагского краевого прогиба. Осевая зона синеклизы смещена к южной, восточной и западной частям и соответствует субширотному Северо-Карабильскому и субмеридиональным Хивинскому и Бешкентскому прогибам, в пределах которых подошва платформенного чехла опу-щена до глубины 7 км.

В современном структурно-тектоническом плане рассматриваемой территории большая роль принадлежит региональным и зональным разломам различных простираний и амплитуд: Хорезм-Еланскому, Мургабскому, Амударьинскому, Репетек-Келифскому региональным разломам, а также Бухарскому, Северо-Карабильскому, Северо-Бадхызскому, Тедженскому идр.

Хивинский прогиб расположен к западу от Хорезм-Еланского разлома, поверхность фундамента характеризуется спокойным залеганием и отсутствием четко выраженных структурных форм. Выделяется лишь одно крупное поднятие северо-восточного простирания (90х30 км) — Кирпичлинский вал.

На западе Хивинский прогиб постепенно переходит в ступень субмеридионального простирания, представляющую собой моноклиналь, воздымающуюся в сторону Центрально-Каракумского свода. Подошва осадочного чехла фиксируется на глубинах 2,5-4,5 км.

Чарджоуская ступень расположена в восточной части Амударьинской впадины. Фундамент залегает на отметках от 3 до 6 км. Здесь выделяются крупные тектонические элементы: Чарджоуский, Испанлы-Чандырский выступы, Гугуртли-Учкырский и другие валы. Выделяемые в пределах ступени антиклинальные складки имеют крупные размеры, широкие и пологие своды.

В юго-восточной части ступени выделяется крупный Бешкентский прогиб северо-восточного простирания размерами 170х100 км, где глубина залегания платформенного чехла достигает 6 км. По сложной надвиговой системе прогиб сочленяется с горным сооружением юго-западного Гиссара.

Бухарская ступень является крайним тектоническим элемен-том Амударьинской впадины северо-восточного простирания. Отличительной особенностью геологического строения Бухарской ступени является отсутствие доплитного пермо-триасового комп-

лекса и соленосных отложений верхней юры, столь характерных для других районов Амударьинской впадины. В пределах ступени выделяется ряд крупных выступов фундамента, разделенных прогибами с глубиной погружения до 1000 м и более.

Кушкинская антиклинальная зона является крайним южным тектоническим элементом Туранской плиты. Она отделяется от Бадхыз-Карабильской зоны поднятий субширотным Калаиморским прогибом, выполненным мощным чехлом осадочных мезозойско-кайнозойских отложений.

Предкопетдагский краевой прогиб протяженностью 550 км при ширине 25 — 60 км расположен между южным склоном Туран-ской плиты и Копетдагским антиклинорием альпийской складчатой системы. С ним его граница проходит по глубинному разлому надвигового типа.

Центрально-Каракумский свод представляет собой крупное поднятие северо-западного простирания. Глубина залегания палеозойского фундамента достигает 1,5 —2 км в наиболее приподнятых участках, на склонах — до 3,5 км.

Южно-Мангышлакская впадина расположена на западе Туранской плиты. Большая часть территории представляет собой равнину, наклоненную в западном направлении в сторону Каспийского моря. На востоке выделяется Ассакеауданский прогиб широтного простирания. В северном направлении равнина, осложняясь, переходит в горную страну со сложно расчлененным рельефом (Горный Мангышлак — хр. Каратау и др.). На западе в эпигерцинской платформе выделяется крупный отрицательный тектонический элемент Туранской плиты — Южно-Мангышлакско-Ассакеауданская впадина, протягивающаяся до побережья Каспия на расстояние 600 км при ширине 300 км. На севере впадина гра-ничит с Мангышлакско-Устюртской зоной линейных поднятий северо-западного простирания, а на юге — Карабогазским сводом и Туаркырской зоной поднятий. Впадина выполнена мезозойско-кайнозойскими отложениями, а в ее центральной части на глуби-нах 4 — 5 км имеются породы промежуточного комплекса на глу-бине 1500 — 2000 м, которые южнее на склоне Карабогазского свода выклиниваются.

Южно-Мангышлакско-Ассакеауданская впадина поперечными поднятиями разделена на ряд прогибов линейно вытянутых в северо-западном направлении. Наиболее крупным является Мангышлакский прогиб.

По данным морских геофизических исследований западная часть Южно-Мангышлакско-Ассакеауданской впадины раскрывается в юго-западном направлении в пределы акватории Каспия.

Северо-восточный крутой борт Южно-Мангышлакского прогиба осложнен рядом разрывных нарушений, параллельных простиранию структур Горного Мангышлака. К одной из таких структур приурочена Жетыбай-Узеньская ступень, представляющая собой приподнятую зону типа валообразного поднятия 150х30 км.

На юго-восточном продолжении Мангышлакского мегантиклинория прослеживается Центрально-Устюртская зона поднятий, ограниченная крупным глубинным разломом. Севернее Мангышлакско-Устюртской зоны поднятий расположена Северо-Устюртская впадина, Барсакельмесский прогиб, Актунсукское поднятие и другие крупные тектонические элементы Туранской плиты.

Северо-Устюртская впадина имеет сложное строение. С се-вера ограничена Прикаспийской синеклизой, с северо-востока Примугоджарским и Челкарским прогибами, с востока Арало-Кызылкумской зоной поднятий, с юга Мангышлакско-Централь-но-Устюртской системой поднятий, а на западе раскрывается в акваторию Каспийского моря. В ее пределах пермо-триасовый комплекс достигает мощности до 2500 м. В отличие от Горного Мангышлака, где он слагает верхний структурный ярус фундамен-та, по степени дислоцированности и метаморфизма комплекс мо-жет быть отнесен к нижнему ярусу платформенного чехла.

Фундамент залегает на глубинах от 5 до 13 км. Возраст фундамента однозначно не установлен и определяется от герцинского до байкальского.

Доюрский чехол достигает мощности 5000 — 7000 м. На востоке синеклизы установлены карбонатно-терригенные отложения карбона-нижней перми мощностью около 1000 м. Отложения вер-хнего карбона и нижней перми (в пределах Бузачинского свода) представлены тремя фациями: кремнисто-карбонатными относительно глубоководными морскими осадками; неоднородными биоморфно-детритовыми карбонатными осадками мелкого моря; биоморфными известково-гравелитовыми отложениями.

Отложения нижнетриасового возраста сложены преимущественно красноцветным терригенным и местами вулканогенно-терригенными комплексами пород мощностью 3000 м.

Отложения среднего триаса представлены главным образом сероцветными терригенными породами мощностью 2000 м.

Платформенный чехол мощностью до 5 км представлен породами мезозоя и кайнозоя. Его слагают терригенная и карбонатная (в верхней части) формации юры (150 м), терригенные и карбонат-ные формации мела (2500 м), палеогена (1200 м) и неогена (500 м).

В центре Устюртской впадины выделяется наиболее погруженная ее часть — Северо-Устюртская система прогибов размерами 600х150 км. Она объединяет Бейнеуский, Самский и Косбулакский прогибы, разделенные седловинами. С севера систему прогибов ограничивает Мынсуалмасская ступень размерами 240х(40 — 60) км, с юга — Арыстановская ступень размерами 225х50 км и Актумский свод размерами 175х85 км. Западное продолжение этой припод-нятой области — Бузачинский свод размерами 150х50 км, с амп-литудой по поверхности доюрских отложений от 1,3 до 2,3 км. Структурные планы по палеозойским и мезозойским отложениям существенно отличаются. По юрским и меловым отложениям выявлены линейные поднятия площадью 150 — 200 км2, амплиту-дой 100 — 200 м. Южную часть Устюртской впадины занимают Южно-Бузачинский прогиб размерами 300х250 км и Барсакель-месско-Судочья впадина размерами 250х100 км.

Бузачинское поднятие соответствует одноименному полуострову Каспийского моря. Перспективен весь разрез мезозоя.

Барсакельмесский прогиб имеет меньшую глубину заложения, чем Северо-Устюртская впадина.

Карабогазский свод, ограничивающий с юго-запада Южно-Мангышлакский прогиб, характеризуется наиболее приподнятым положением фундамента (1000— 1200 м), представленного в основном кристаллическими породами. Свод вытянут в северо-западном направлении на расстояние 250 — 300 км при ширине 150 км. Наличие ряда крупных разрывных нарушений обусловливает ступенчатое погружение поверхности фундамента как в северном, так и в южном направлениях от вершины свода. В современном рельефе центральной и западной зонам сводового поднятия отвечают деп-рессионные участки, занятые водами Карабогазского залива и Кас-пийского моря. В наиболее приподнятой части Карабогазского сво-да над кристаллическим фундаментом залегают отложения апта и альба, из разреза выпадают породы пермо-триаса, юры и неокома, которые появляются на обрамлении свода. Свод осложнен рядом локальных структур субширотного и меридионального простирания.

Поисково-разведочные работы и геофизические исследования в Туранской мегапровинции проводятся с 1935— 1936 гг.

Первое газовое месторождение открыто в 1953 г. на площади Сеталантепе. В 1957 г. было выявлено крупное Газлинское газонефтяное месторождение. В 1961 г. открыто первое нефтяное месторождение на западе мегапровинции — Жетыбайское. В 1962 г. получен первый приток газа в Мургабской НГО на площади Байрамали.

К настоящему времени открыто свыше 170 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, в т.ч. Даулетабад-Донмезское, Шатлыкское, Газлинское, Ачакское, Шахпахтинское, Шуртанское (рис. 141), Узеньское, Жетыбайское, Уртабулакское и др.

В Туранской НГМП выделяются 5 НГО: Амударьинская, Мургабская, Каракумская, Южно-Мангышлакская и Северо-Устюрт-ская.

Промышленная газонефтеносность Туранской мегапровинции установлена в нижне-среднеюрских, верхнеюрских, нижнемеловых и верхнемеловых отложениях. Отдельные залежи нефти и газа открыты в пермо-триасовых и палеогеновых породах.

Пермо-триасовый НГК мощностью более 100 м выражен в основном терригенными, а также карбонатными породами с примесями терригенного и вулканогенного материала. Продуктивен в пределах Южно-Мангышлакской НГО, где открыт ряд залежей углеводородов на Оймашинском, Ракушечном, Узеньском и др. месторождениях, и в Амударьинской ГНО (Гугуртлинское месторождение) .

Нижне-среднеюрский НГК мощностью 200 — 1100 м представлен чередованием глин, песчаников, алевролитов и аргиллитов; в коллекторских толщах открыты нефтяные и газоконденсатнонефтяные залежи. С отложениями этого возраста связано 80% разведанных запасов нефти и 5% газа. Продуктивен в Амударьинской ГНО, Южно-Мангышлакской НГО и Северо-Устюртской НГО.

Верхнеюрский (келловей-оксфордский) НГК мощностью 400 — 600 м выражен известняками и доломитами, экраном для которых являются лежащие выше соленосные глинистые породы кимериджа-титона. В комплексе сосредоточено 30% запасов газа и 17 % запасов нефти. Характерно развитие рифовых фаций. Газоконденсатнонефтяные залежи открыты в Амударьинской ГНО (Гугуртлинское, Уртабулакское, Багаджинское и др.), Южно-Мангышлакской НГО (Узеньское, В. и З. Карамачдыбас и др.) и Северо-Устюртской НГО.

Нижнемеловой (неоком-аптский) НГК мощностью 200 — 500 м сложен в основном песчаниками, глинами и алевролитами с про-

слоями карбонатных пород. С комплексом связано около 55% разведанных запасов газа. Продуктивен на всей территории НГП, кроме Северо-Устюртской НГО. Крупные газоконденсатнонеф-тяные залежи открыты в Шатлыкском, Байрамалийском, Газлий-ском, Майском, Келийском и др. месторождениях.

Верхнемеловой (адьб-туронский) НГК мощностью 400— 1600 м выражен терригенным комплексом отложений, в которых выде-ляется ряд пластовых залежей газа. Продуктивен в Амударьинской НГО (Газлинское, Ачакское, Наипское и др. месторождения) Каракумской НГО (Зеагли-Дарвазинская группа месторождений).

Палеогеновый (эоценовый) НГК мощностью 600 — 1200 м представлен песчано-алевролитовыми породами, в которых выделяются продуктивные горизонты мощностью 10 — 30 м. Открыт ряд газовых месторождений в Северо-Устюртской (Жаманкоякулакское, Жаксыкоянкулакское, Кзылойское и др.) и Мургабской НГО (Карабильское).

Перспективным НГК является палеозойский, сложенный породами разнообразного состава, связанного с корой выветривания фундамента. Нефтегазоносен в Амударьинской ГНО (Акджарское, Северо-Мубарекское, Шурчинское и др. месторождения).

АМУДАРЬИНСКАЯ ГНО соответствует одноименной впадине. Характеризуется преимущественной газоносностью. Почти все известные газовые и газонефтяные месторождения области приуро-чены в основном к восточному и западному бортам Амударьинской впадины. В пределах Бухарской ступени выделяются Газлинский, Каганский, Янгиказганский, Мубарекский нефтегазоносные районы. В пределах Чарджоу-Дарганатинской ступени выделяются Гугуртли, Кандымский, Денгизкульский и другие нефтегазоносные районы. На западном борту впадины выделяется Кирпичли-Балкуинская зона нефтегазонакопления, на севере — Ачакская, где выявлен ряд газовых и газоконденсатных месторождений. Почти все установленные месторождения Амударьинской ГНО приурочены к локальным брахиантиклинальным структурам или куполовидным поднятиям (рис. 141). Большинство известных залежей сводовые, структурно-литологические и литологически экранированные. Большинство месторождений области многопластовые. Часть месторождений приурочена к верхнеюрским карбонатным отложени-ям, представленным рифогенными фациями. Здесь открыты такие крупнейшие месторождения, как Газлинское, Ачакское, Гугуртлин-

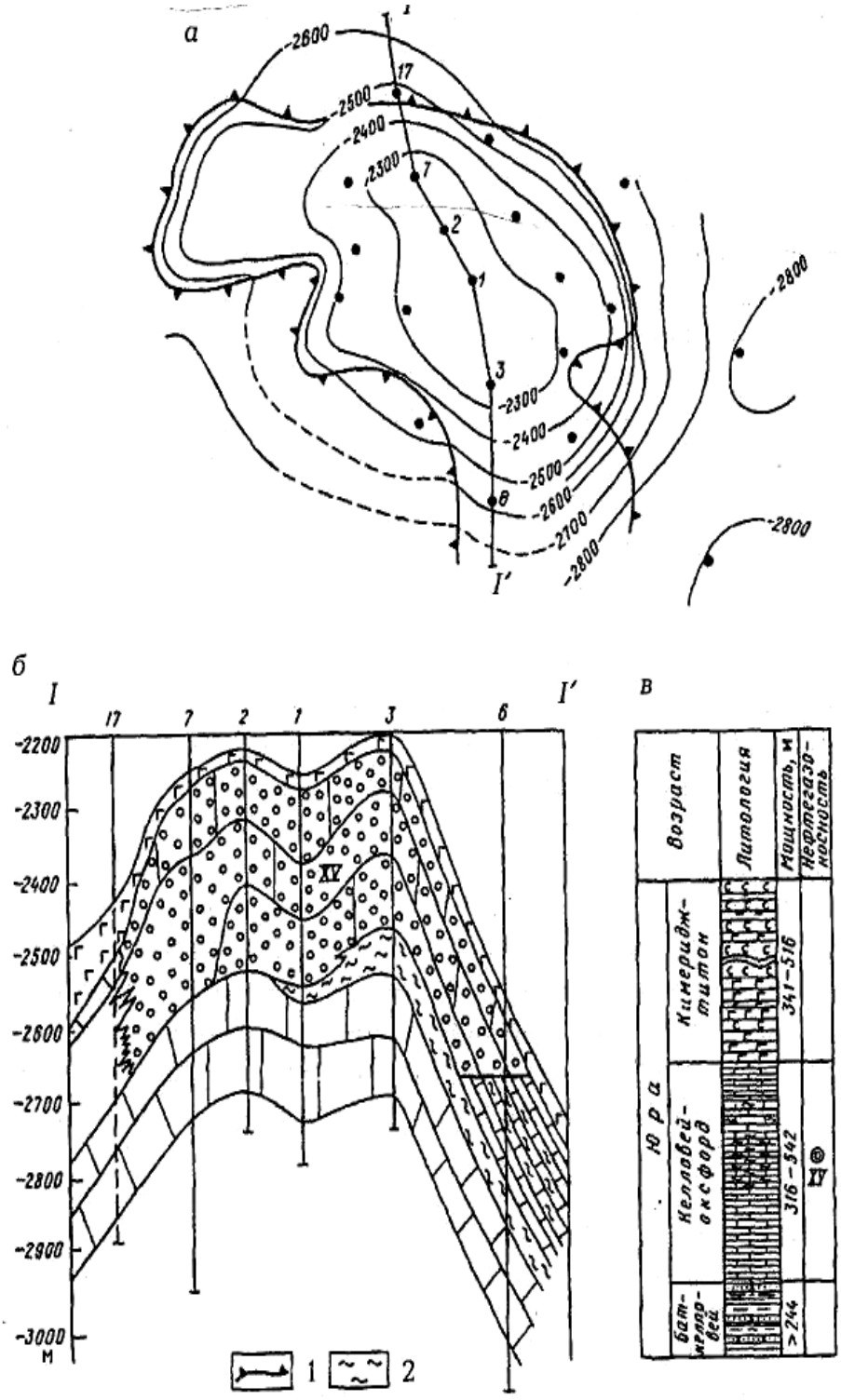


Рис. 141. Шуртанское газоконденсатное месторождение (по В.И. Соколову, 1977 г.):

а — структурная карта кровли продуктивного пласта; б — геологический профиль по линии I— I; в — разрез продуктивной части отложений.
1 — границы рифа; 2 — слабопроницаемые породы

ское, Кирпичлнское, Наипское, Уртабулакское, Самантепинское, Багаджинское и др. газовые месторождения.

Газлинское газонефтяное месторождение (рис. 142), расположено в Республике Узбекистан в 110 км к северо-западу от г. Бухары. Открытое1956 г., разрабатывается с 1962 г. Находится на приподнятом блоке Бухарской ступени, осложняющей северо-восточный борт Амударьинской синеклизы. Нефтегазоносность связана с отложениями нижнего и верхнего мела (апт — XII горизонт, альб—XI-а, XI, сеноман — X и IX). Коллекторы — песчаники и алев-ролиты с открытой пористостью 20—23%.

Приурочено к крупной асимметричной брахиантиклинальной складке субширотного простирания. Размеры ее по кровле IX продуктивного горизонта (сеноман) в контуре изогипсы -560 м составляют 30х9,5 км при амплитуде 220 м. Северное крыло ее пологое (1,5—2°), южное — крутое (до 20°). Сводовая часть складки осложнена двумя куполами — западным и восточным, первый из кото-рых более приподнят. По поверхности фундамента отмечается поднятие с единым сводом.

Геологический разрез месторождения слагают отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового возраста общей вскрытой мощностью до 2200 м, залегающие с несогласием на породах палеозойского фундамента.

Основная промышленная газоносность месторождения связана с терригенными коллекторами верхнего и нижнего мела, в разрезе которого выявлено шесть газоносных горизонтов: IX и X (сеноман), XI и XIa (альб), XII и XIII (неоком). К последнему горизонту приурочена газонефтяная залежь. Небольшие залежи газа открыты в горизонтах VIII и Villa туронского и горизонте VII сеноманского ярусов.

Продуктивность установлена на глубинах от 330 до 930 м. Продуктивные горизонты представлены песчаниками с прослоями глин и алевритов. Вниз по разрезу глинистость газоносных горизонтов увеличивается, что ведет за собой ухудшение коллекторских свойств. Проницаемость уменьшается от (15—25)х10^{-13} $м^2$ горизонтах IX—XI до (59— 70)-10^{-14} $м^2$ в горизонтах XII—XIII. Открытая пористость изменяется незначительно и составляет в целом 26—32 %. Покрышками являются глинистые пачки толщиной 15—50 м.

Все выявленные залежи газа месторождения являются пластовыми сводовыми. Основные запасы газа связаны с продуктив-

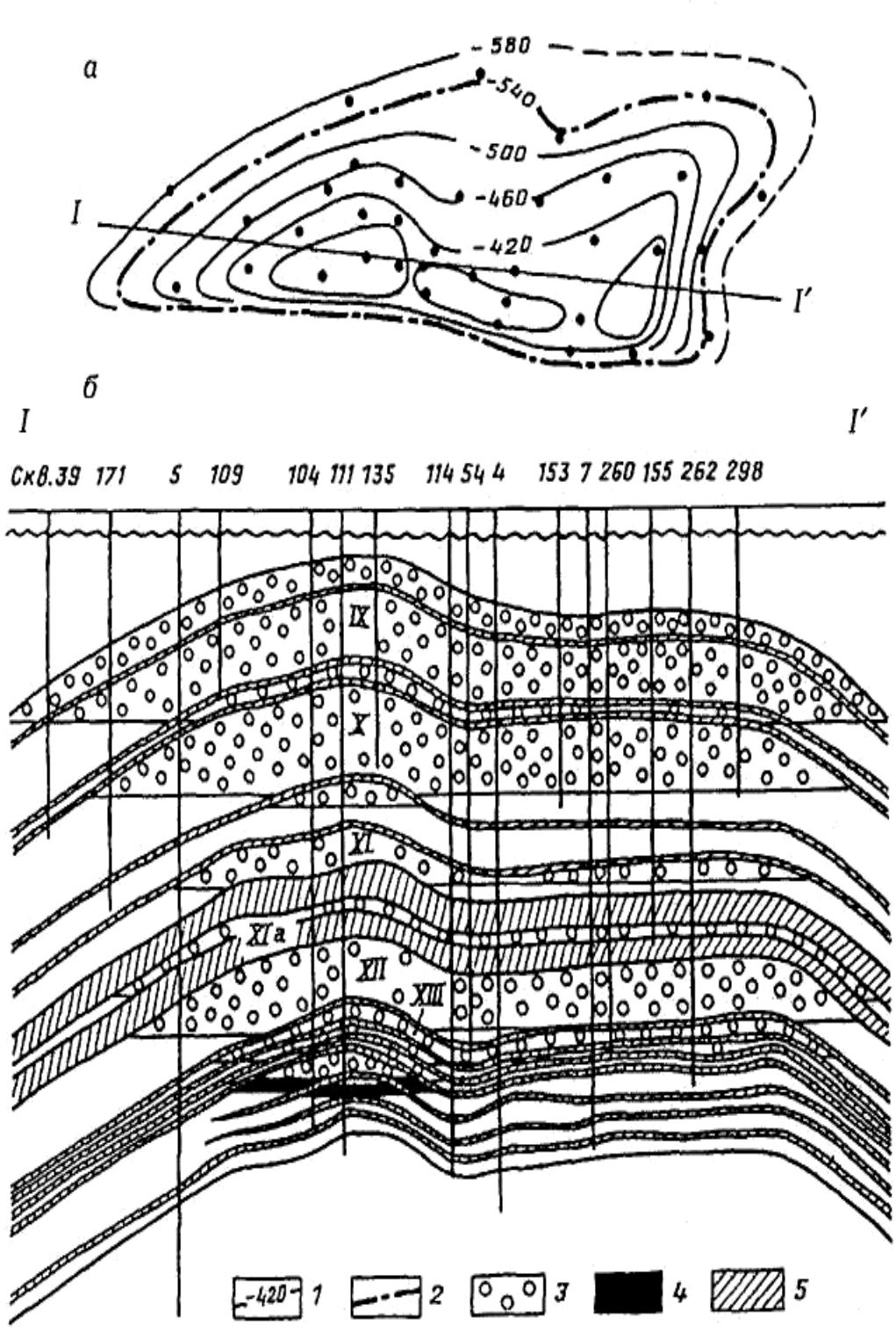


Рис. 142. Газлинское газонефтяное месторождение [9]:

а — структурная карта по кровле горизонта IX; б — геологический разрез; 1 — изогипсы, м; 2 — контур газоносности; 3 — газ; 4 — нефть; 5 — глинистые прослои

ными горизонтами IX и X, имеющими исключительно благоприятные для аккумуляции и сохранения свойства. Пробуренные на них скважины отличаются высокой продуктивностью, рабочие дебиты газа достигают 1млн м3/сут.

Газы месторождения метановые (содержание метана до 92—96 %), сероводороде них отсутствует или содержится в ничтожных количествах. Начиная с горизонта XI, в газе отмечается наличие конденсата, содержание которого к более глубокозалегающим горизонтам возрастает от 10 до 24 $см^3/м^3$.

Уртабулакское газоконденсатное месторождение (рис. 143) приурочено к Денгизкульскому валу (Чарджоуская ступень). Открыто в 1963 г., разрабатывается с 1973 г. Геологический разрез месторождения слагают мезозойско-кайнозойские отложения общей мощностью 3750 м, несогласно залегающие на палеозойском фундаменте.

Складка имеет широтное простирание. Ее длина 16,5 км, ширина 6,5 км. Северное крыло крутое, южное — пологое. Свод структуры по подсолевым карбонатным отложениям верхней юры смещен относительно надсолевого палеогенового комплекса к юго-западу на 3—4 км.

Газоносность связана с подсолевыми органогенно-обломочными и водорослевыми известняками (горизонты XV и XVa), повышенные емкостные свойства которых обусловлены вторичными процессами. Из скв. 11 — открывательницы месторождения — был получен фонтан газа дебитом 13 млн м3/сут. Из этих известняков получены и притоки нефти. Залежь сводовая массивная.

Газ месторождения характеризуется высоким содержанием сероводорода (3—5 %). В нем 86,74 % метана, 0,14 % азота и редких и 4,85 % двуокиси углерода. Плотность 0,657 $г/см^3$.

Нефть парафиновая (2,7 %), сернистая (0,83 %), вязкая, тяжелая, плотностью 0,945 $г/см^3$, метаново-ароматическая.

Самантепинское газоконденсатное месторождение (рис. 144) открыто в 1964 г. Приурочено к куполовидной складке субширотного простирания размерами 28x19 км при высоте 225 м в подсолевых отложениях.

Залежь газа приурочена к подсолевым карбонатным отложениям верхней юры, трещиноватым известнякам келловея-оксфорда и кимериджа-титона. Глубина залегания продуктивного горизонта 2300—2400 м. Выявленная залежь относится к массивному сводовому типу, высота ее 200 м, размеры 25,5x18,8 км. Дебиты

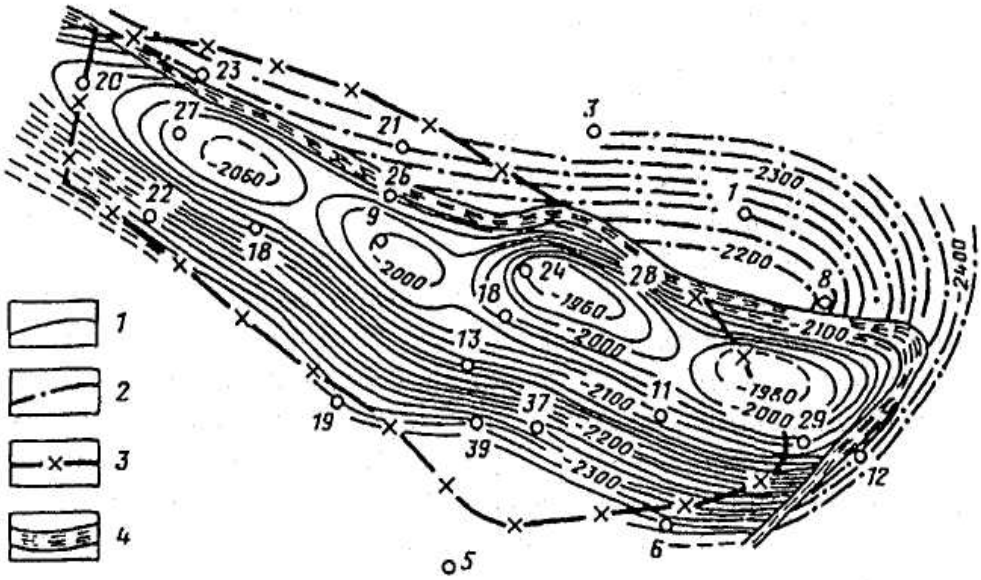


Рис. 143. Уртабулакское газоконденсатное месторождение [9]. Структурная карта по кровле подсолевых отложений верхней юры:
1 — изогипсы кровли надрифовых известняков, м; 2 — изогипсы кровли шельфовых известняков, м; 3 — контур газоносности; 4 — склон рифогенного массива

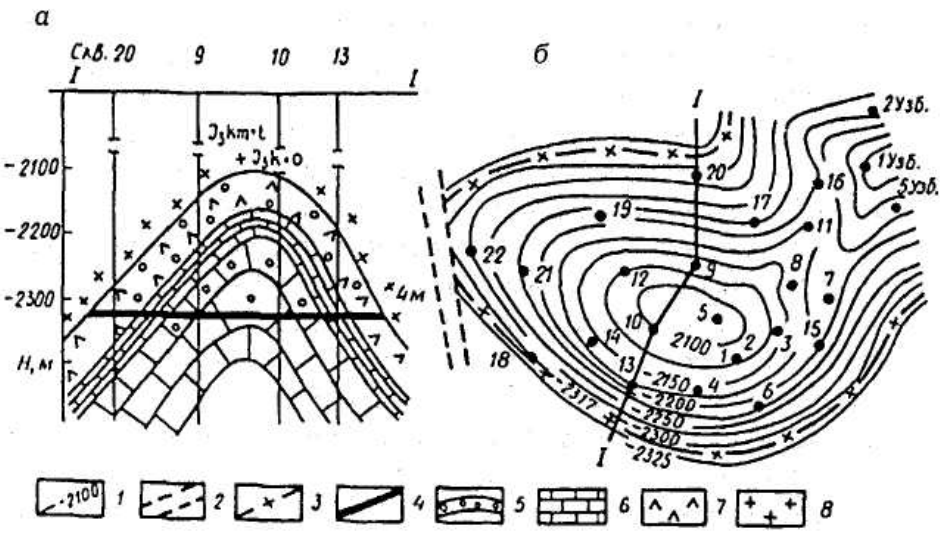


Рис. 144. Самантепинское газоконденсатное месторождение (по В.Я. Соколову и др.):
а — геологический разрез; б — контур газоносности: 1 — изогипсы продуктивного горизонта, м; 2 — разрывные нарушения; 3 — контур залежи; 4 — нефть; 5 — газ; 6 — известняк; 7 — ангидриты; 8 — соль

газа в подавляющем большинстве случаев составляют от 100 тыс. до 600 тыс. $м^3$/сут, абсолютно свободные дебиты достигали 2,2 млн $м^3$/сут. Пластовое давление 27,3 МПа, температура 97°С. Характерной особенностью состава газа залежи является высокое содержание сероводорода (до 4 %). Количество конденсата в газе в среднем 5 г/см3.

МУНГАБСКАЯ НГО приурочена к одноименной впадине на юге Туранской плиты. Большинство установленных в пределах Мургабской НГО залежей сводового типа, приуроченных к пластовому резервуару и массиву. Наличие хорошей покрышки в виде мощной гаурдакской соленосной толщи до 1000 м создает благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа в карбонатных отложениях келловей-оксфорда, регионально нефтегазоносных в Амударьинской области. В пределах Мургабской НГО открыты крупные газовые месторождения: Даулетабад-Донмезское, Байрамалийское, Майское, Шатлыкское, Шараплинское, Келийское, Тедженское и др.

Шатлыкское газоконденсатное месторождение (рис. 145) расположено в Республике Туркмения в 50 км к юго-западу от г. Мары, в пределах западного борта Мургабской впадины. Открыто в 1968 г., разрабатывается с 1973 г. Приурочено к 2 кулисообразно сочленяющимся брахиантиклинальным поднятиям — Шехитлинскому (восточному) и Джуджуклинскому (западному), образующим Джуджуклинский вал протяженностью 67 км. Шехитлинское поднятие северо-западной ориентировки, по изогипсе -3260 м (по кровле шатлыкского продуктивного горизонта) имеет размеры 32х12 км при амплитуде 115 м. Джуджуклинское поднятие, гипсометрически более опущенное по сравнению с Шехитлинским, имеет субширотное простирание. Размеры его 38х16 км при амплитуде 230 м. Газоносность месторождения связана с нижнемеловыми (шатлыкский горизонт, готерив) и верхнеюрскими (келловей-оксфорд) отложениями. Начальные разведанные запасы газа сосредоточены в песчаных коллекторах нижнего мела и в карбонатных коллекторах верхней юры. Газ на 95 % состоит из метана. Открытая пористость песчаных коллекторов готерива в среднем составляет 20 %, проницаемость 0,2—0,3 $мкм^2$, пористость карбонатных коллекторов верхней юры в среднем — 10%. Покрышкой для готеривской залежи служат глинистые и карбонатно-глинистые породы, келловей-оксфордской — карбонатно-ангидритосоленосные породы верхней юры.

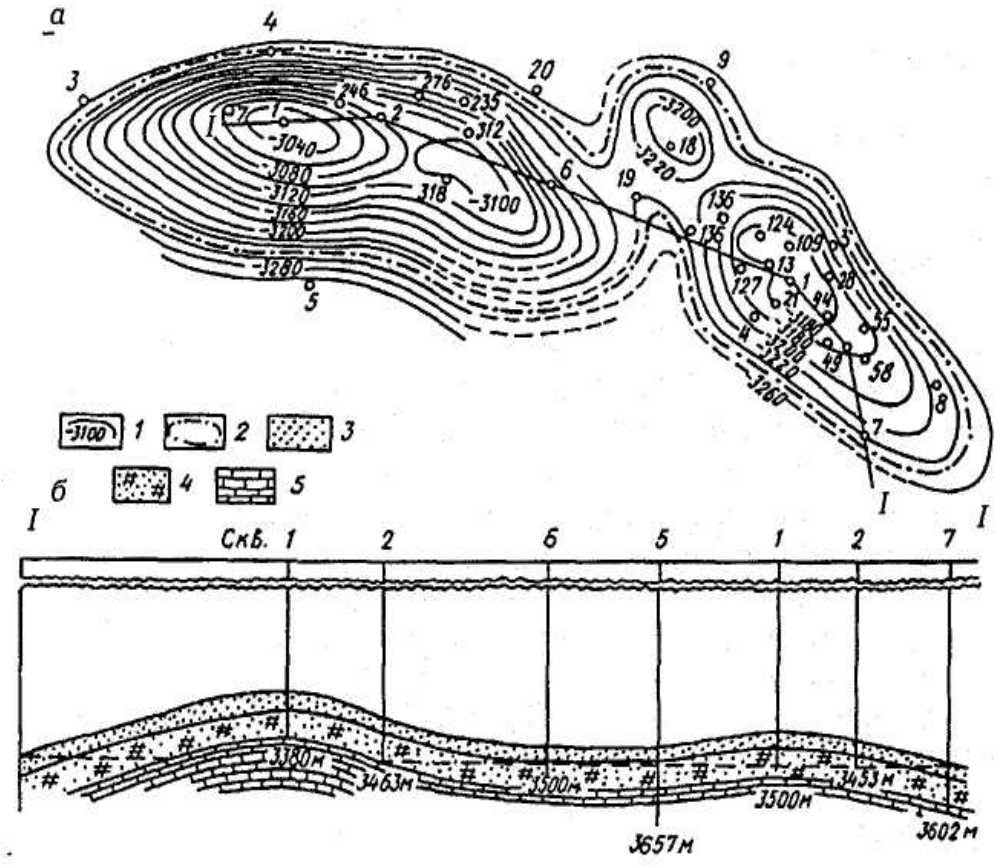


Рис. 145. Шатлыкское газоконденсатное месторождение [9]:
а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; б — геологический разрез: 1 — изогипсы кровли продуктивного горизонта, м; 2 — внешний контур газоносности; 3 — песчаники среднезернистые (основной продуктивный горизонт); 4 — песчаники мелкозернистые, трещиноватые; 5 — известняки

Даулетабад-Донмезское газовое месторождение (рис. 146) приурочено к пологому (2—7°) моноклинальному склону Бадхыз-Ка-рабильской зоны поднятий. Открыто в 1974 г., разрабатывается с 1982 г. Газоносны песчаные породы готеривского яруса нижнего мела. Системой разломов субширотного простирания амплиту-дой 20—40 м месторождение делится на три тектонических бло-ка, содержащих гидродинамически разобщенные ГВК. В южном, тектонически ограниченном блоке, залежь имеет ГВК на абсолютных отметках -2711-2655 м. Газонасыщенные мощности изменяются от 3 до 16 м. В наиболее крупном северном блоке (50х45 км) ГВК залежи находятся на отметке -3408 м. Газонасыщенные мощности почти в 2 раза больше, чем в южном блоке. Абсолютная

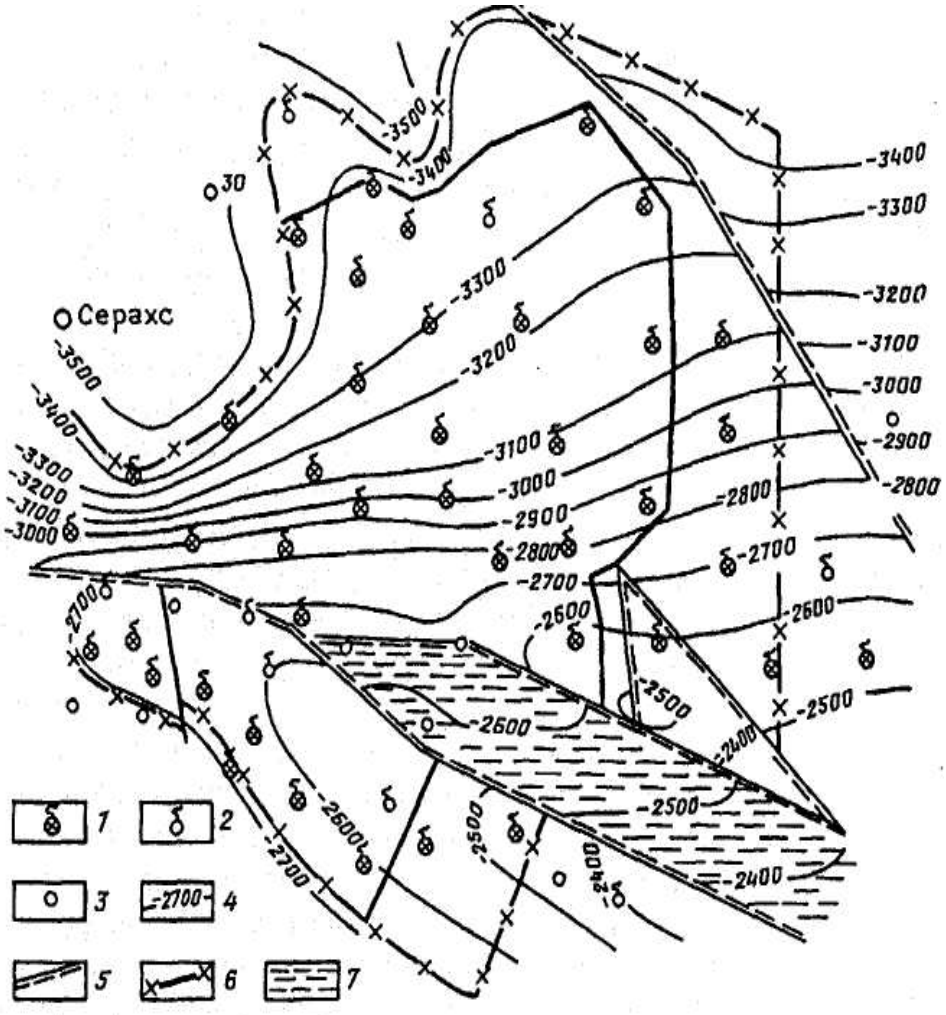


Рис. 146. Даулетабад-Донмезское газовое месторождение. Структурная карта по подошве продуктивного горизонта готеривского яруса [9].
Скважины, давшие притоки: 1 — газа с конденсатом, 2 — газа с водой, 3 — воды; 4 — изогипсы подошвы продуктивного горизонта, м; 5 — разрывные нарушения; 6 — граница поля газовой залежи; 7 — поле развития водяной линзы

отметка ГВК в восточном блоке составляет -2586 м. В центральной части месторождения выделяется водонасыщенная зона, литологическими и тектоническими экранами отделенная от газонасыщенной части залежи. Газ содержит 95 % метана; 1,2—1,4 % этана. В восточном блоке в газе отмечается присутствие сероводорода. Содержание конденсата изменяется от 5 до 15,9 г/см^3.

КАРАКУМСКАЯ ГНО соответствует Каракумскому своду, где открыто около 20 газовых месторождений. Основным продуктивным комплексом здесь являются терригенные отложения мела.

Здесь открыты Дарвазинское, Зеаглинское, Такырское, Шиихское, Атабайское, Чиммерлинское, Чашхынское, Курукское и др.

Зеагли-Дарвазинская группа газовых месторождений (рис. 147) расположена в центральной части Каракумской пустыни, примерно в 250 км севернее Ашхабада. Здесь в 1959 г. впервые в Каракумской пустыне был получен мощный газовый фонтан, послуживший толчком для широкого развертывания поисково-разведочного бурения на газ.

Зеагли-Дарвазинская группа включает 12 месторождений. Эти месторождения связаны с небольшими локальными складками преимущественно куполовидной формы. Складки имеют различное простирание и очень пологие углы падения пород на крыльях (не более 1—1,5°). Некоторые складки осложнены разрывными нарушениями, амплитуда которых достигает 300 м.

В продуктивных отложениях юры и мела насчитывается до 34 газоносных пластов, которые по разрезу распределяются неравномерно.

Основные залежи газа связаны с альбскими и аптскими отложениями. Для рассматриваемых месторождений характерно увеличение стратиграфического диапазона газоносности с севера на юг. Если на месторождениях северной части Зеагли-Дарвазинского поднятия газоносны отложения турона и сеномана (Чалджульбинское, Атабайское), то на юге поднятия залежи газа открыты в неокомских (Сакарчагинское) и верхнеюрских отложениях (Каюн-Шарлыкское, Чашкинское).

Залежи газа выявлены в интервале глубин от 200 до 1600 м. Большая часть залежей является водоплавающей, с высотой, не превышающей 10—20 м. Пластовые давления в залежах практически равны гидростатическим и изменяются от 2,5 до 16 МПа, пластовые температуры колеблются от 32 до 76°С. Абсолютно свободные дебиты газа в целом невысокие и по основным залежам составляют около 300 тыс. $м^3$/сут. В настоящее время все месторождения находятся в консервации.

ЮЖНО-МАНГЫШЛАКСКАЯ НТО приурочена к одноименной впадине на западе Туранской провинции. В пределах Южно-Мангышлакской НГО (рис. 148) выделяются Жетыбай-Узеньская и Тенге-Тазбулатская зоны нефтегазонакопления, приуроченные к валообразным поднятиям. В пределах северного борта Ассакеауданского прогиба выделяется Шахпахтинская зона нефтегазонакопления. Регионально нефтегазоносны в Южно-Мангышлакской

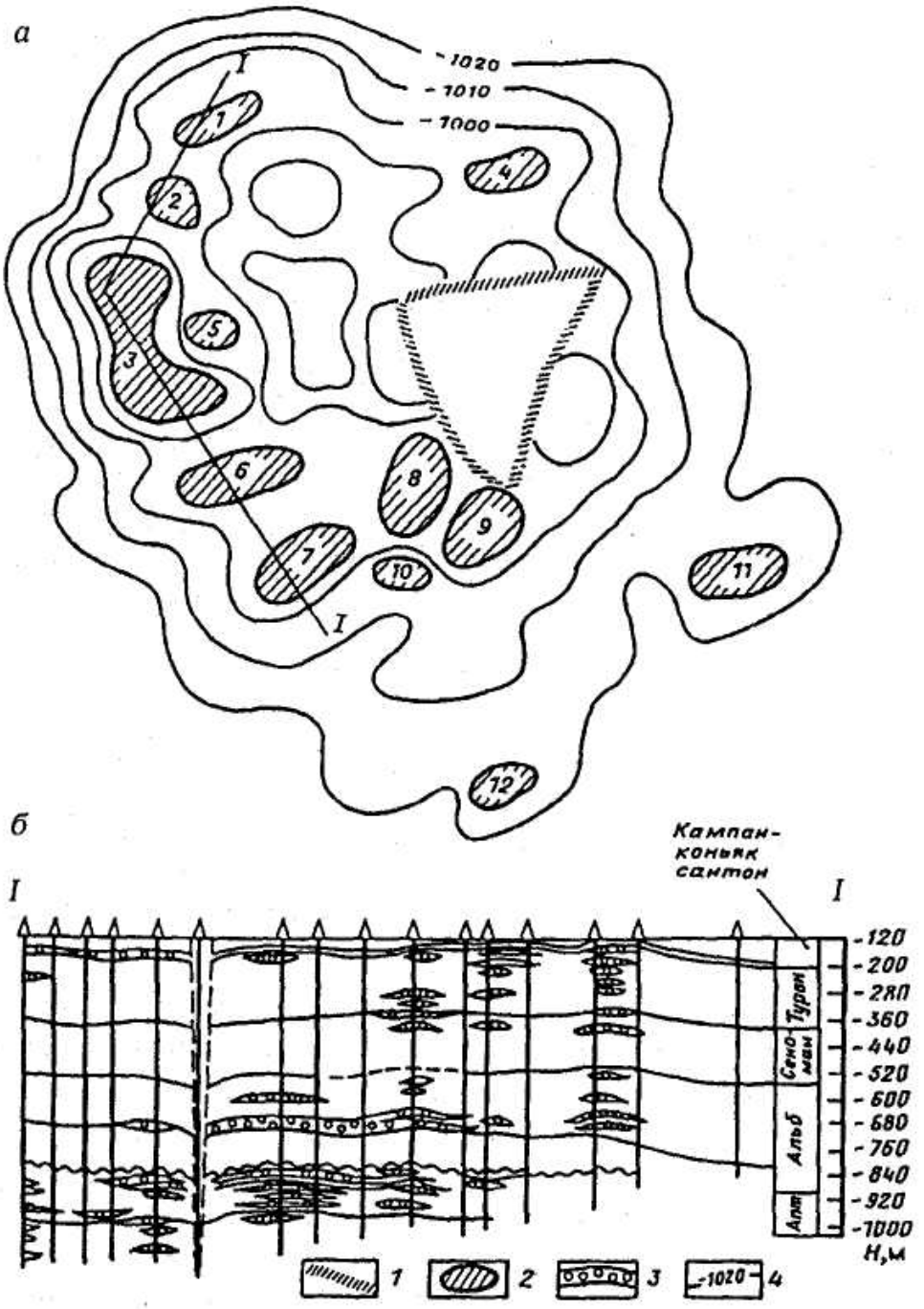


Рис. 147. Зеагли-Дарвазинская группа газовых месторождений (по Г.А. Габриэлянцу):

а — структурная карта по кровле нижнеаптских отложений (пласт VI); б — геологический разрез: 1 — разрывные нарушения; 2 — месторождения с промышленными запасами газа; 3 — газовые залежи; 4 — изогипсы, м. Месторождения: 1 — Чалджульбинское, 2 — Тарвазинское, 3 — Шиихское, 4 — Восточно-Аккуинское, 5 — Пришиихское, 6 — Топджульбинское, 7 — Атабайское, 8 — Топорждульбинское, 9 — Чиммерлинское, 10 — Чашкинское, 11 — Сакарчагинское, 12 — Кукурское

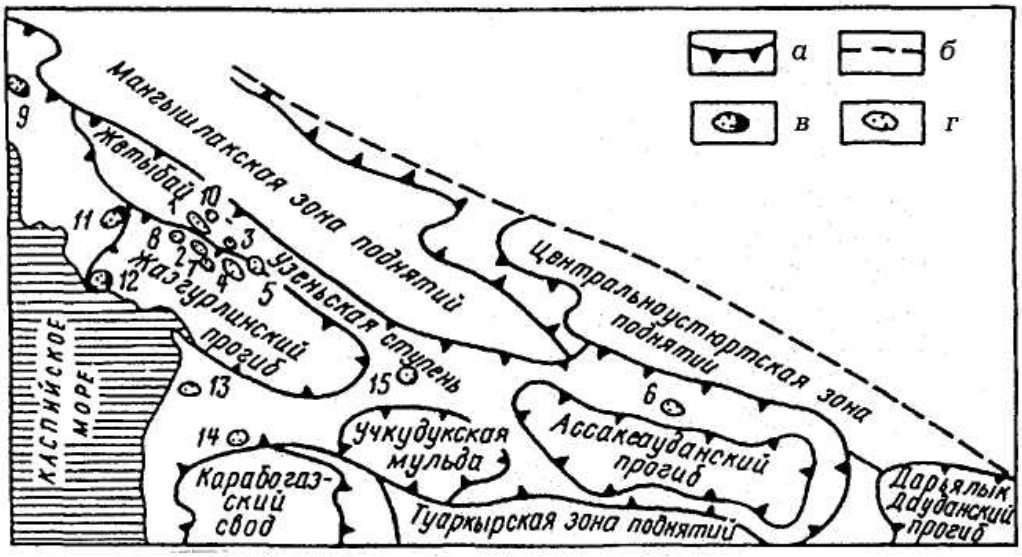


Рис. 148. Обзорная карта Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области [9]:
а — границы тектонических элементов; б — региональные разрывные нарушения; месторождения: в — газонефтяные, г — газовые. Месторождения: 1 — Жетыбайское, 2 — Тасбулатское, 3 — Караманды-басское, 4 — Тенгинское, 5 — Узеньское, 6 — Шахпахтинское, 7 — Западно-Тенгинское, 8 — Бектурлы, 9 — Дунга-Жозаскан-Спемесай, 10 — Асарское, 11 — Актасское, 12 — Северо-Ракушечное, 13 — Аксу-Кендерлинское, 14 — Южный Аламурын, 15 — Кансуйское

НГО юрские отложения. Здесь выделяется 17 мощных песчаных продуктивных горизонтов. Среднеюрские отложения содержат залежи нефти на месторождениях Узень и Жетыбай. Меловые отложения содержат в основном газовые залежи. Почти все месторождения Южно-Мангышлакской НГО приурочены к брахиантиклинальным структурам с пологими углами падения. Залежи многопластовые, сводовые, приурочены к пластовым резервуарам. Характерной особенностью нефтегазоносности области является наличие месторождений нефти и газа в юрских меловых отложениях, в том числе таких крупных, как Узень, Жетыбай, Тазбулат, Тенга, Шахпахты и др. На южном борту Мангышлакского прогиба открыто Оймашинское нефтяное месторождение.

Узеньское газонефтяное месторождение (рис. 149) (Республика Казахстан). Расположено в 150 км юго-восточнее г. Актау. Открыто в 1961 г., разрабатывается с 1965 г. Приурочено оно к локальному антиклинальному поднятию крупных размеров, распо-

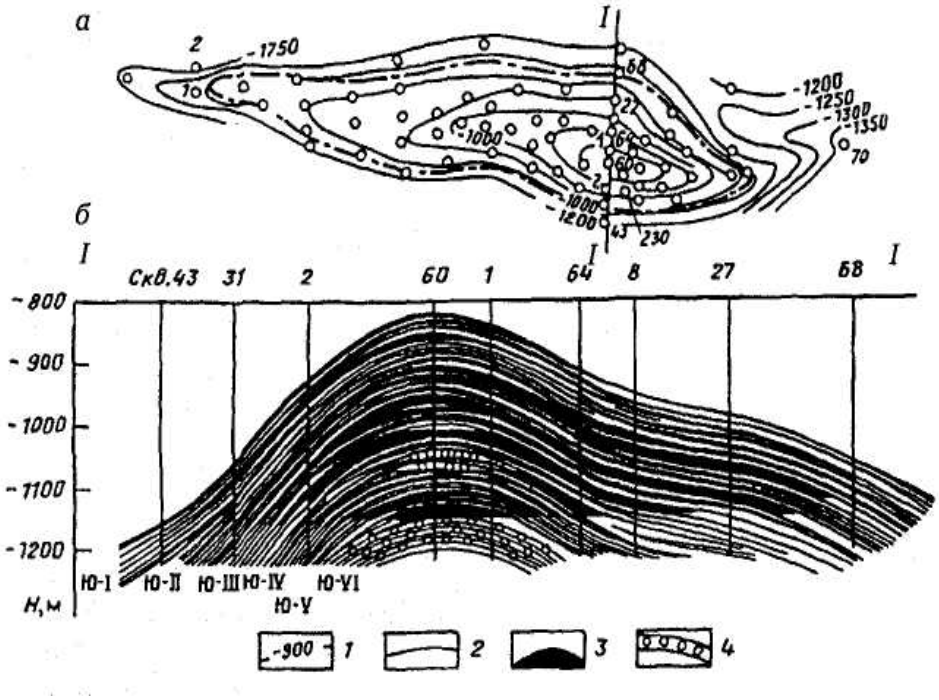


Рис. 149. Узеньское газонефтяное месторождение [9]:
а — структурная карта по кровле горизонта Ю-П; б — схема строения нефтяных горизонтов (по данным объединения Мангышлакнефть). 1 — изогипсы, м; 2 — контур нефтеносности; 3 — нефть; 4 — газ

ложенному на Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, осложняющей северный борт Жазгурлинского прогиба. Месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке субширотного простирания, осложненной куполами — Основным, Хумурунским, Северо-Западным, Восточно-Парсумурунским, Парсумурунским, Восточно- и Западно-Карамандыбасскими. По кровле продуктивного XIII горизонта (келловей) в контуре изогипсы -1150 м размеры складки 41,5x11—7 км при амплитуде 320 м.
Нефтегазоносность месторождения связана с меловыми (сеноман, альб, апт и неоком) и юрскими (келловей, бат, байос и аален) отложениями. В меловых породах выявлено 12 газоносных, в юрских— 13 нефтеносных и га-зонефтеносных горизонтов. Общий этаж нефтегазоносности достигает 1500 м. Большинство продуктивных горизонтов мно-гопластовые. Залежи газа меловых отложений пластовые сводо-вые, юрских — пластовые сводовые, иногда тектонически и лито-логически экранированные. В пределах основного свода залежи XIII—XVII горизонтов пластово-массивные, имеют единый во-донефтяной контакт. Коллекторы нефти и газа — песчаники и

алевролиты с поровой емкостью до 22—26%, проницаемостью 0,02—0,52 мкм2 в юрских и соответственно до 26—30 % и 0,02—0,4 мкм2 меловых отложениях. Покрышками продуктивных горизонтов служат глинистые пласты толщиной от 5—10 до 50—60 м.

Жетыбайское газонефтяное месторождение (рис. 150) расположено в пределах Жетыбай-Узеньской ступени длиной 150 км, шириной 30 км. Открыто в 1961 г., разрабатывается с 1967 г. Жетыбайская структура, расположенная западнее Узени, представ-ляет собой асимметричную брахиантиклиналь субширотного простирания протяженностью 20 км и шириной 5—6 км. Южное крыло структуры относительно крутое (4—5°) по сравнению с северным

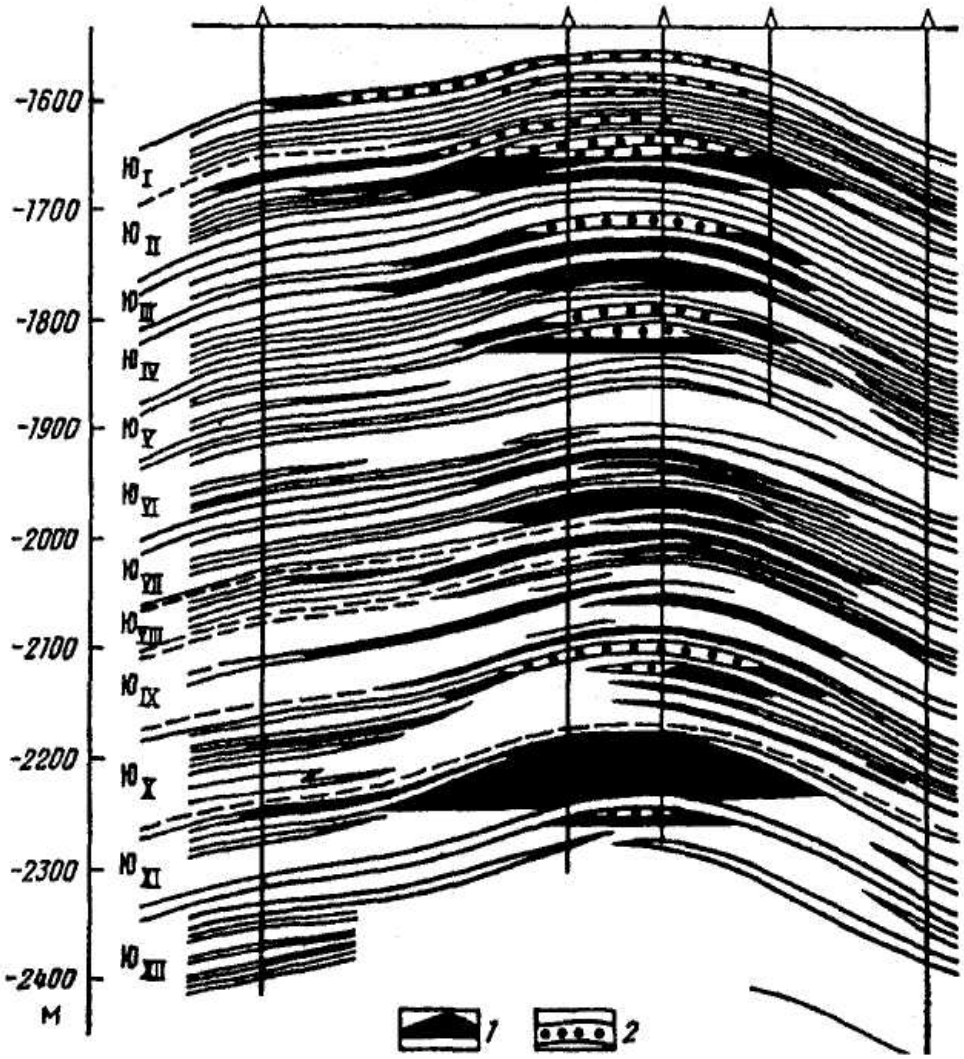


Рис. 150. Жетыбайское газонефтяное месторождение (по СЕ. Чакабаеву и др.). Строение нефтяных и газовых залежей: 1 — нефть; 2 — газ

(2—3°). Амплитуда локальных структур, осложняющих Жетыбай-Узеньскую ступень, колеблется от нескольких десятков до нескольких сотен метров меловых отложений и несколько увеличивается в юрских породах. На месторождении Жетыбай меловой комплекс в отличие от месторождения Узень не содержит промышленных залежей нефти и газа. Дебиты нефти из основного юрского нефтегазоносного комплекса колеблются от нескольких десятков тонн до 400—500 т/сут. При ограниченном отборе. Дебиты газа — от нескольких тыс. м3 до нескольких десятков м3/сут. Глубина залегания основных среднеюрских продуктивных горизонтов изменяется от 1650 до 2500 м. Месторождение Жетыбай многопластовое.

СЕВЕРО-УСТЮРТСКАЯ НГО соответствует Северо-Устюртской впадине, Барсагельмесскому прогибу, Актумсукскому выступу, Бузачинскому поднятию. Первые месторождения газа -Жаманкоянкулакское и Жаксыкоянкулакское — открыты в 1964 г. в эоценовых отложениях. В 1966 г. установлена залежь газоконденсата в среднеюрских отложениях (месторождение Куаныш). Выявлены месторождения нефти в нижнеюрских породах (Арыстановское, Каракудукское, Западно-Барсагельмесское). Основной продуктивный комплекс — средне-верхнеюрский — содержит больше половины начальных потенциальных ресурсов. С ним связаны такие месторождения, как Каражанбасское, Северо-Бузачинское, Каламкас (рис. 151), Арманское, Арыстановское, Каракудукское, Колтыкское, Комсомольское и др. Здесь выделены 5 районов: Бузачинский и Арыстановский нефтегазоносные, Мынсуалмасский и Чумыщты-Базайский газоносные, Аламбекский газонефтеносный. Месторождения нефти и газа приурочены к брахиантиклинальным складкам. В Бузачинском нефтегазоносном районе открыты крупные нефтяные месторождения Каламкасское, Каражанбасское и др.

Каражанбасское нефтяное месторождение (рис. 152) расположено в пределах Северо-Бузачинского свода. Открыто в 1974 г., разрабатывается с 1980 г. Приурочено к крупной брахиантиклинальной складке субширотного простирания, осложненной рядом нарушений. Размеры структуры 30х6 км, амплитуда 180 м. Месторождение разбито на восемь блоков, в пределах которых залежи имеют самостоятельные водонефтяные контакты. Залежи нефти приурочены к среднеюрским и нижнемеловым отложениям. В нижнем мелу выделяется пять продуктивных горизонтов, четыре из которых (А, Б, В, Г) имеют барремский возраст и один (Д) — готе-

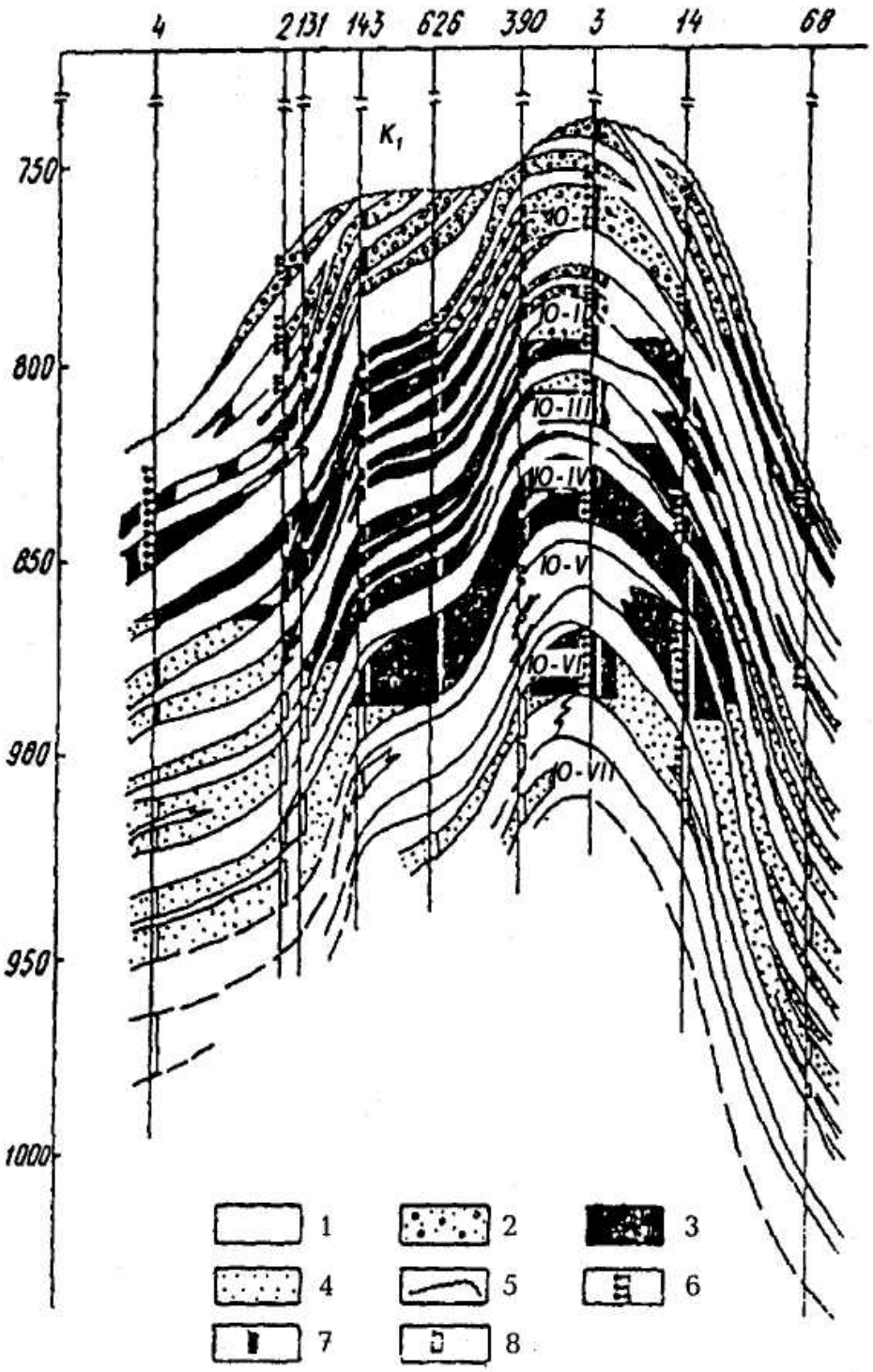


Рис. 151. Каламкасское газонефтяное месторождение. Геологический профиль по линии скв. 4, 2, 131, 626, 390, 3, 14, 68:

1 — глина; песчаник: 2 — газоносный, 3 — нефтеносный, 4 — водоносный; 5 — поверхность размыва; 6 — интервалы перфорации; 7 — продуктивные пласты; 8 — водоносные пласты

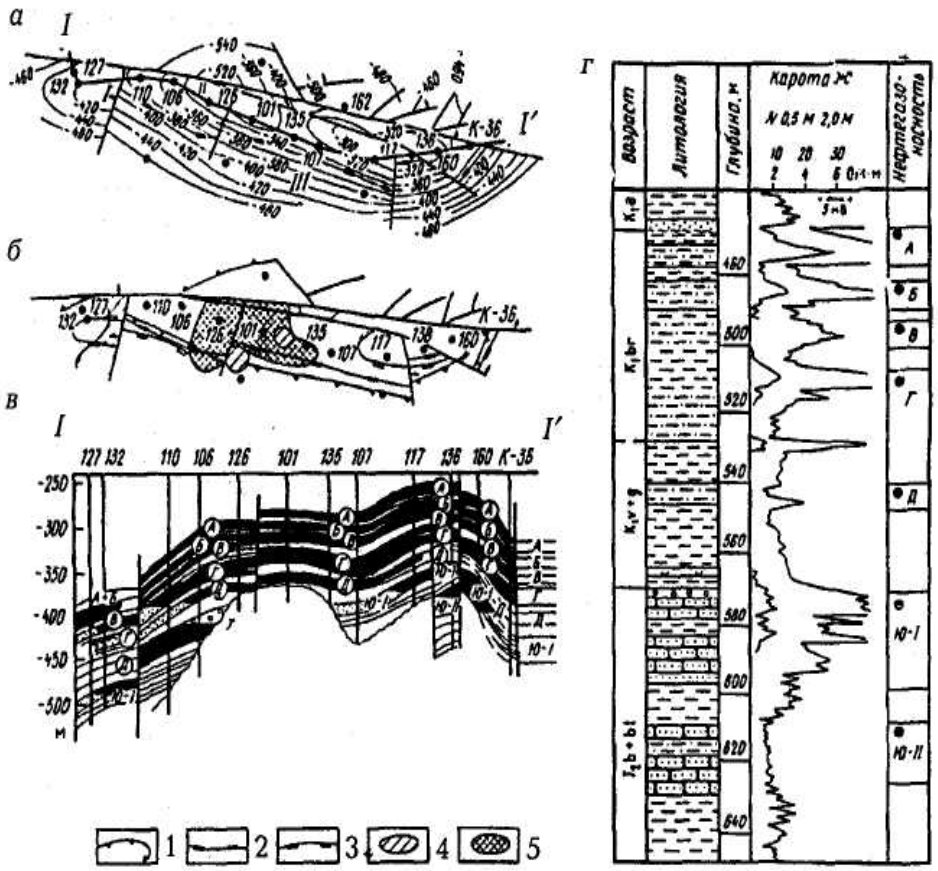


Рис. 152. Каражаибасское нефтяное месторождение (по Т.И. Бадоеву):
а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта Г барремского яруса; б — схема сопоставления контуров нефтеносности продуктивных горизонтов; в — геологический профиль по линии I — I"; г — разрез продуктивной части отложений.

Контуры нефтеносности горизонтов: 1 — А, 2 — Г, 3 — Ю-1; зоны отсут-ствия горизонтов: 4 — А, 5 — Ю-1

ривскиq, в юрских отложениях установлены два горизонта (Ю-1 и Ю-11). Коллекторы представлены песчано-алевритовыми породами пористостью от 20 до 29% проницаемостью (5-30)х10-14 м2. Зале-жи пластовые сводовые, тектонически экранированные.

В Туранской НГМП в зонах развития соленосной толщи кимериджа-титона залежи приурочены преимущественно к подсолевым карбонатам келловея-оксфорда и лишь в Мургабской газоносной области залежи газа установлены в песчаниках неокома, залегающих над мощной толщей солей.

В зонах отсутствия соленосной толщи, на периферии провинции, развиты многопластовые месторождения с широким страти-

графическим диапазоном газонефтеносности — от нижней юры до верхнего мела.

В терригенных отложениях юры и мела развиты в основном пластовые сводовые залежи углеводородов. Антологически и тектонически экранированные залежи имеют подчиненное значение. В карбонатных отложениях верхней юры преобладают массивные залежи.

В газах подсолевых карбонатных отложений юры Амударьинской впадины, как правило, содержится сероводород — от 0,2 — 0,3 до 2,7 — 5% (месторождение Самантепе, Уртабулак).

Нижнемеловой комплекс отложений — основной по запасам метанового безсернистого газа.

Перспективные ресурсы Центрально-Туркменской газоносной области связаны с меловыми и юрскими комплексами, незначительная их часть — с палеогеновым комплексом в Предкопетдагском прогибе.

Перспективы Мургабской газоносной области связываются с подсолевыми верхнеюрскими карбонатными отложениями. Здесь прогнозируется развитие зон барьерных рифов.

Основные прогнозные ресурсы углеводородов Чарджоусского ГНР приурочены к верхнеюрскому карбонатному комплексу, а также нижне-среднеюрскому и нижнемеловому комплексу.

В Северо-Устюртской нефтеносной области юрский комплекс рассматривается как основной перспективный.

В Южно-Маныышлакской НГО перспективны юрско-меловые отложения Жетыбай-Узеньскоqступени, триасовые образования Северного борта Южно-Мангышлакского прогиба.

3.3. Предкавказско- Крымская (Скифская) нефтегазоносная мегапровинция

Предкавказско-Крымская (Скифская) нефтегазоносная мегапровинция занимает территорию Краснодарского, Ставропольского краев, Дагестанской и Калмыцкой республик, Ростовской и Астраханской областей РФ, Крымской части Украины и шельфа Азовского и Каспийского морей. Расположена в пределах Скифской эпигерцинской плиты, примыкающей к древней Вос-

точно-Европейской платформе. На севере Скифскую плиту от древней Восточно-Европейской платформы отделяет система глубинных разломов. На юге глубинными разломами, на которые наложены пограничные предгорные прогибы, Скифская плита отделяется от Альпийских горных сооружений Кавказа и Крыма (рис. 153, 154, 155).

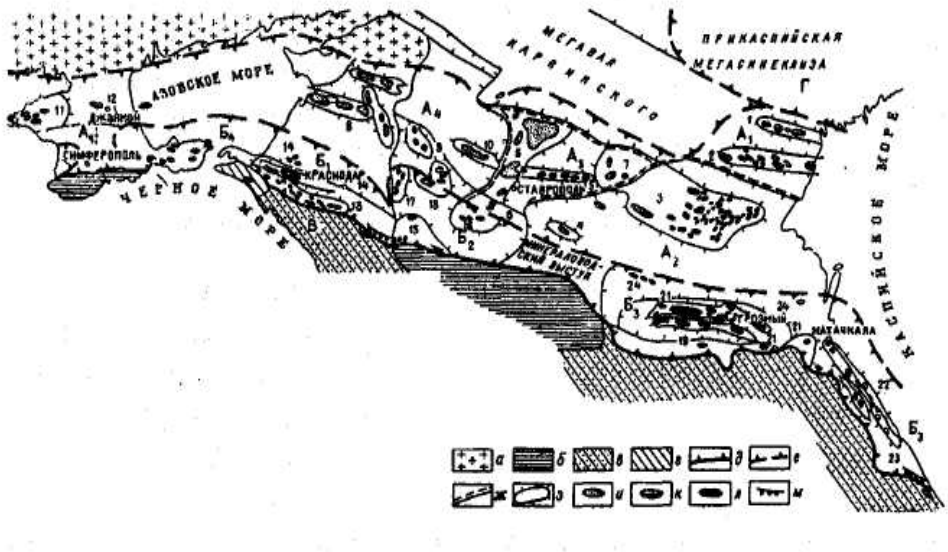


Рис. 153. Нефтегеологическое районирование Предкавказско-Крымской плиты и пояса предгорных прогибов Северного Кавказа [47]:
а — южная и восточная погруженные части Украинского кристалличес-кого массива, перекрытые платформенным покровом относительно не-большой мощности;
б — эпиплатформенные орогены центральной части Большого Кавказа (Карачаевско-Черкесский массив) и Горного Крыма; в — складчатые орогены западной и восточной частей Большого Кавказа; г — погружение складок Западного Кавказа; д — граница распространения нижней молассы на склонах Большого Кавказа и Горного Крыма, с которой совпадает южная граница Предкавказской нефтегазоносной субпровинции;
е — граница между нефтегазоносными провинциями вне пределов Большого Кавказа и Горного Крыма; ж — границы нефтегазоносных областей; з — границы нефтегазоносных районов и зон; месторождения: и — газовые и газоконденсатные, к — газонефтяные, л — нефтяные, м — зоны литолого-стратиграфических скоплений.
Предкавказско-Крымская (Скифская) нефтегазоносная мегапровинция.
$А_1$ — нефтегазоносная область восточной части мегавала Карпинского: зоны нефтегазонакопления: 1 — Промысловско-Цубукская, 2 — Красно-камышско-Каспийская; А2— Терско-Кумская нефтегазоносная область: районы (здесь и далее зоны в масштабе карты не могут быть показаны): 3 — Прикумский, 4 — Чернолесский; А^ — Ставропольская нефтегазо-

носная область: районы: 5 — Северный, 6 — Южный, 7 — Восточный; А4 — Азово-Кубанская нефтегазоносная область: районы: 8 — Ейско-Березанский, 9 — Кропоткинский, 10 — Расшеватский; А5 — Крымская нефтегазоносная область: районы: 11 — Тарханкутский, 12 — Джанкойский. Предкавказская нефтегазоносная субпровинция. Б, — Западно-Кубанская нефтегазоносная область: районы: 13 — Южный (предгорного склона), 14 — Северный (платформенного склона); Б2 — Восточно-Кубанская нефтегазоносная область: районы: 15 — Адыгейского выступа, 16 — Советский, 17 — Усть-Лабинский, 18 — Темиргоевский; Б2 — Терско-Каспийская нефтегазоносная область: районы: 19 — Черногорский, 20 — Терско-Сунженский, 21 — Дагестанского клина, 22 — Южно-Дагестанский, 23 — Северо-Азербайджанский, 24 — платформенного борта: Б4— Таманско-Керченская нефтегазоносная область; В - Западно-Кавказская нефтегазоносная область.
Г — *нефтегазоносная провинция Прикаспийской мегасинеклизы*

В составе Предкавказско-Крымской плиты выделяются фундамент, промежуточный комплекс и платформенный покров.

Фундамент состоит из двух этажей: нижнего — докембрийского и верхнего — герцинского. Докембрийский структурный этаж образован кристаллическими породами архейского и протерозойского возраста. Герцинский этаж представлен палеозойскими магматическими и мощными интенсивно дислоцированными осадочными формациями.

Промежуточный комплекс (структурный этаж) выполнен породами пермского и триасового возраста.

Платформенный покров Предкавказско-Крымской плиты мощностью от нескольких сотен метров на западе мегавала Карпинского до 1500 м на Ставропольском поднятии и до 5000 м и более в Терско-Кумской впадине сложен терригенными и карбонатными формациями юры, мела, палеогена, неогена и антропогена. В краевых частях Терско-Кумской впадины в разрезе появляются позднеюрские эвапориты.

В северо-западной части Скифской плиты выделяется Каркинитско-Северо-Крымский прогиб, приуроченный к пограничной полосе древней и молодой платформ, охватывающий северные районы Крыма, Каркинитский залив, значительную часть северо-западного шельфа Черного моря и ограничивается на востоке Чингульской седловиной, а на западе Одесским разломом. Наиболее глубокая часть прогиба (Михайловская депрессия) располагается в шельфовой зоне между Одесским и Николаевским глубинными разломами. Здесь подошва меловых отложений залегает на глубинах 7 - 8 км, приподнимаясь в восточном направлении до 3 - 4 км.

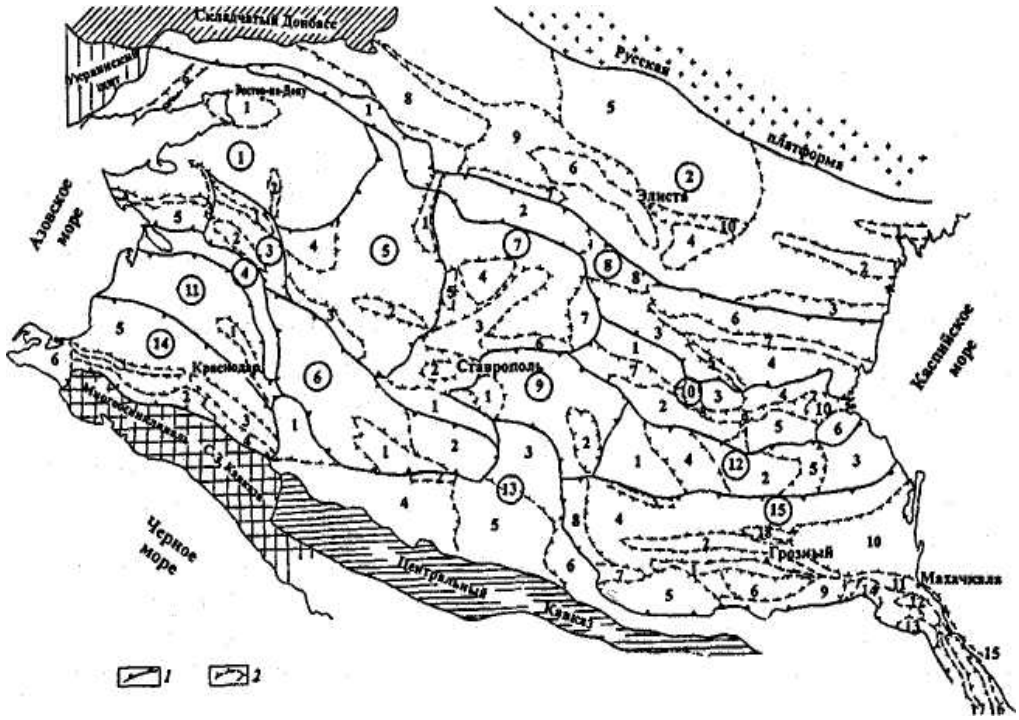


Рис. 154. Схема тектонического районирования Северного Кавказа (по материалам А.И. Летавина и др. [1987]).
1 — границы тектонических элементов I порядка, 2 — границы тектонических элементов II порядка.
Тектонические элементы (цифры на схеме): **1. Азовский выступ**: 1 — Ростовское поднятие, 2 — Екатериновско-Кущевская зона поднятий, 3 — Каневловская зона поднятий, 4 — Щербиновская зона поднятий, 5 — Копанский прогиб, 6 — Еланчикский прогиб; **2. Кряж Карпинского**: 1 — Полдневский вал, 2 — Промыслово-Цубукский вал, 3 — Камышанско-Каспийская ступень, 4 — Бузгинское поднятие, 5 — Заветнинско-Чилгирское поднятие, 6 — Элистинский вал, 7 — Белоглинский вал, 8 — Восточно-Донбасский вал, 9 — Гашунско-Зимовниковский прогиб, 10 — Северо-Бузгинский прогиб; **3. Ирклиевская впадина**: 1 — Ленинградская зона поднятий, 2 — Крыловская зона поднятий; **4. Каневско-Березанская система поднятий**; **5. Западно-Ставропольская впадина**: 1 — Сальский вал, 2 — Расшеватское поднятие, 3 — Соколовско-Алексеевская зона поднятий, 4 — Калниболотский выступ; **6. Восточно-Кубанская впадина**: 1 — Спокойненский выступ, 2 — Беломечетский прогиб; **7. Ставропольский свод**: 1 — Южно-Ставропольский вал, 2 — Сенгилеевское поднятие, 3 — Северо-Ставропольский вал, 4 — Тахта-Кугультинское поднятие, 5 — Безопасненское поднятие, 6 — Грачевско-Благодарненская зона поднятий, 7 — Мирненская зона поднятий**; 8. Зона Манычских прогибов**: 1 — Тузловско-Пролетарский прогиб, 2 — Гудиловский прогиб, 3 — Арзгирский прогиб, 4 — Восточно-Манычский прогиб, 5 — Величаевско-Максимокумский вал, 6 — Чоградский прогиб, 7 - Дадынский вал, 8 - Зунда-Талгинская седловина**; 9. Восточно-Ставропольская впадина**: 1 — Янкульское поднятие, 2 — Чернолесский прогиб; **10. Прикумская система поднятий**: б — Кочубеевский вы-

ступ, 7 — Довсунский прогиб, 8 — Кумский прогиб, 9 — Бажиганский про гиб, 10 — Чернорынковский прогиб; **11.Тимашевская ступень**: 1 — Динской вал; **12. Ногайская ступень**: 1 — Степновское поднятие, 2 — Орта-Тюбинское поднятие, 3 — Крайновская ступень, 4 — Березкинский прогиб, 5 — Тереклинский прогиб; **13. Северная моноклиналь Центрального Кавказа:** 1 — Адыгейский выступ, 2 — Черкесско-Фроловская антиклинальная зона, 3 — Минераловодский выступ, 4 — Лабино-Зеленчукская моноклиналь, 5 — Кисловодская ступень, 6 — Балкарская моноклиналь; **14. Западно-Кубанский передовой прогиб**: 1 — Анастасиевско-Троицкая антиклинальная зона, 2 — антиклинальная зона южного борта, 3 — Шапсуго-Апшеронский вал, 4 — Хадыженская моноклиналь, 5 — Славянско-Рязанский прогиб, 6 — Керченско-Таманский прогиб; **15. Терско-Каспийский передовой прогиб**: 1 — Сунженская антиклинальная зона, 2 — Терская антиклинальная зона, 3 — Советско-Курская структурная зона, 4 — Предтерский прогиб, 5 — Осетинская впадина, 6 — Чеченская впадина, 7 — Аргуданский выступ, 8 — Баксанская моноклиналь, 9 — Черногорская моноклиналь, 10 — Сулакский прогиб, 11 — Нараттюбинская складчато-надвиговая зона, 12 — Талгинское поднятие, 13 — Губденский выступ, 14 — Миатлинский выступ, 15 — Приморская антиклинальная зона, 16 — Восточная антиклинальная зона, 17 — Западная антиклинальная зона, 18 — Притеречная антиклинальная зона

На севере к Каркинитско-Северо-Крымскому прогибу примыкает Южно-Украинская моноклиналь, характеризующаяся сравнительно простым строением и погружением кристаллического фундамента к югу на глубины до 3 км.

Северо-Азовский прогиб, расположенный восточнее Украинской моноклинали, в западной части узкий (20 км) и неглубокий (1 — 1,5 км), в восточном направлении расширяется до 60 км и углубляется до 2 — 2,5 км. Северный его борт разбит серией продоль-- ных нарушений, обусловивших формирование приразломных складок в мел-палеогеновых отложениях. Южным ограничением прогиба является Главное Азовское нарушение, представляющее собой крупный сброс с амплитудой до 2 км.

К юго-западу от Северо-Азовского прогиба располагается полоса приподнятого залегания складчатого основания (1—3 км), отвечающая Среднеазовскому поднятию. Это крупная положительная субширотная структура, протягивающаяся через всю акваторию Азовского моря и переходящая в Северо-Западном Предкавказье в Каневско-Березанскую зону поднятий. Западным ее ограничением является Нижнегородская седловина, северным и южным — соответственно Главное Азовское и Титаровское нарушения.

Азовский выступ представляет собой восточное погружение Украинского щита древней платформы. Фундаментом выступа

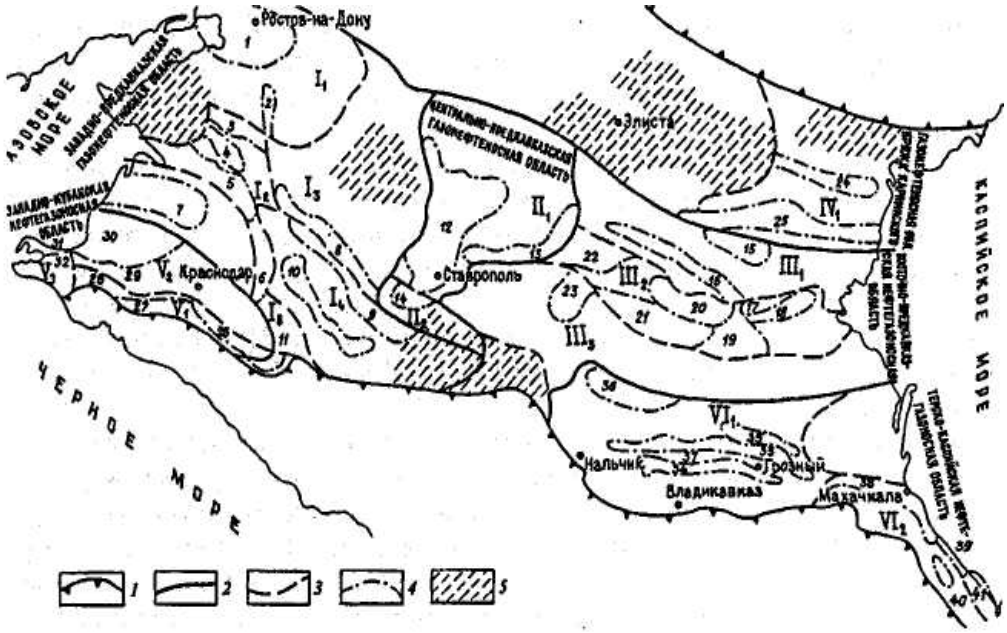


Рис. 155. Схема нефтегазогеологического районирования Северного Кавказа [16]:

1 — 4 — границы: 1 — нефтегазоносной провинции, 2 — нефтегазоносных областей, 3 — нефтегазоносных районов, 4 — зон нефтегазонакопления; 5 — территория отсутствия месторождений (по результатам ра-нее проведенных буровых работ)

Западно-Предкавказская газонефтеносная область: I_1 — Азовский газоносный район (зоны газонакопления: 1 — Ростовская, 2 — Екатериновско-Кущевская); I_2 — Каневско-Березанский газоносный район (зоны газонакопления: 3 — Ленинградская, 4 — Крыловская, 5 — Каневско-Березанская, 6 — Некрасовская), 7 — Тимашевская; I_3 -Западно-Ставропольский газоносный район (8 — Архангельске-Армавирская зона газонакопления) ; I_4 — Восточно-Кубанский газонефтеносный район (зоны газонефтенакопления: 9 — Ловлинско-Южно-Советская, 10 — Темиргоевско-Кузнецовская);15 — Майкопский газоносный район (11 — Майкопская зона газонакопления)

Центрально-Предкавказская газонефтеносная область: II_1 — Северо-Ставропольский газоносный район (зоны газонакопления: 12 — Тахта-Кугультинско-Сенгилеевская, 13 - Грачевско-Кучерлинская); II_2 – Южно-Ставропольский нефтегазоносный район (14 — Убежинско-Николаевская зона нефтегазонакопления)

Восточно-Предкавказская нефтегазоносная область: III_1 - Восточно-Манычский нефтегазоносный район (зоны нефтегазонакопления: 15 — Таша-Комсомолтская, 16 — Величаевско-Максимокумская); $Ш_2$ — Прикумский нефтегазоносный район (зоны нефтегазонакопления: 17 — Сухокумская, 18 — Юбилейно-Кумская, 19 — Тюбинско-Соляная, 21 — Прасковейско-Ачикулакская; 20 — Озек-Суатская зона нефтенакопления; 22 — Мирненская газонакопления); Ш3— Восточно-Ставропольский нефтегазоносный район (23 — Журавская зона нефтегазонакопления)

Газонефтеносная область кряжа Карпинского: IV_1 — Промысловско-Камышанский газонефтеносный район (24 — Промысловско-Цубукская зона газонефтенакопления; 25 — Камышанско-Каспийская зона нефтегазонакопления)
Западно-Кубанская нефтегазоносная область: V_1 — нефтегазоносный район Южного борта (зоны нефтегазонакопления: 26 — Хадыженская, 27 — Ахтырско-Северская, 28 — Кудако-Киевская); V2 — нефтегазоносный район центральной части и Северного борта (29 — Анастасиевско-Троицкая зона нефтегазонакопления; 30 — Славянско-Рязанская зона газонакопления; V3 — Таманский газоносный район (31 — Керченско-Таманская зона нефтегазонакопления; 32 — Северо-Таманская зона газонакопления)
Терско-Каспийская нефтегазоносная область: VI_1 — Терско-Сууженский нефтегазоносный район (зоны нефтенакопления: 33 — Терская, 34 — Сунженская, 36 — Советско-Курская; зоны нефтегазонакопления: 35 — Притеречная, 37 — Алханчуртско-Петропавловская); VI2 — Южно-Дагестанский газонефтеносный район (зоны газонефтенакопления: 38 — Нарат-тюбинская, 40 — Западная; 39 — Приморская зона нефтегазонакопления; 41 — Восточная зона газонефтенакопления)

служат докембрийские кристаллические породы, залегающие на глубинах от 0,4 до 2 — 3 км. Платформенный чехол на большей части выступа начинается с отложений нижнего мела.

Кряж Карпинского — обширный тектонический элемент, граничащий с южной частью Прикаспийской синеклизы. Фундаментом являются складчатые верхнепалеозойские породы донбасского (миогеосинклинального) типа, ступенчато погружающиеся к востоку от положительных отметок на периферии Донбасса до глубин 3 км у побережья Каспия и 5 км в Среднем Каспии. На востоке кряжа в грабенах залегает доплитный комплекс (верхняя пермь-нижний триас). Платформенный чехол начинается с нижней и средней юры на востоке и с верхнего мела на западе.

Зона Манычских прогибов — протяженная линейная структура, ограничивающая кряж Карпинского с юга. аундамент в основном средне- и верхнепалеозойский, залегающий от 1 км на западе до 6 — 7 км на востоке. Зона представляет собой систему грабенов, выполненных сложнопостроенным тафрогенным (верхнепермско-триасовым) комплексом мощностью 2 — 2,5 км. Платформенный чехол начинается с нижней и средней юры на востоке и верхнего мела на западе.

Западно-Ставропольская впадина располагается между Азовским выступом на западе и Ставропольским сводом на востоке. Фундамент впадины в основном среднепалеозойский (нижнека-

менноугольный) и частично допалеозойский, залегающий на глубинах от 2,3 км на севере до 3,5 км на юге. Тафрогенный комплекс (верхняя пермь-нижний триас) развит неравномерно в грабенах. Платформенный чехол начинается в основном с отложений нижнего мела.

Ставропольский свод — крупная, поперечная по отношению к общему кавказскому простиранию структура. Фундамент свода сложен метаморфизованными породами верхнего девона и нижнего карбона с включениями верхнепалеозойских гранитоидных интрузий. Глубина его залегания 1 — 2 км. Доплитный комплекс залегает в грабенах центральной части свода (верхняя пермь). Платформенный чехол начинается с отложений нижнего мела.

У большинства рассмотренных ниже структурных элементов фундамент аналогичен Ставропольскому своду.

Восточно-Ставропольская впадина располагается к юго-востоку от Ставропольского свода. Ее фундамент залегает на отметках от 2 км на западе до 6 км на востоке. Тафрогенный комплекс развит на значительной части впадины, особенно в восточной половине, где достигает 1 км мощности. Платформенные отложения начинаются с нижне-среднеюрских образований на востоке и с нижнемеловых — в западной части.

Прикумская система поднятий простирается от восточной части Ставропольского свода до побережья Каспия, ступенчато погружаясь к востоку по поверхности фундамента от 3 до 6 км. На большей части этого элемента развиты отложения тафрогенного комплекса. Платформенный чехол начинается в основном с юрских отложений.

Ногайская ступень по поверхности фундамента представлена сложной системой продольных и поперечных поднятий и прогибов. Последние выполняются мощной, более 1,5 км, толщей отложений доплитного комплекса. Юрские отложения в основном отсутствуют, и разрез начинается с пород нижнего мела. Поверхность фундамента в пределах ступени погружена на 4 — 7 км.

Каневско-Березанская система поднятий представляет собой узкий протяженный инверсионный вал, в пределах которого складчатости подверглись пермско-триасовые отложения мощностью 1 — 2,5 км. Глубина фундамента колеблется от 2 до 6 км. Платформенный чехол начинается в основном с отложений нижнего мела.

Тимашевская ступень является моноклинальной структурой с падением пород фундамента в южном направлении от 3 до 5 км.

Мощность тафрогенного комплекса составляет 0,5 —1,5 км. Платформенный чехол начинается с нижне-среднеюрских отложений на юге и с нижнемеловых на севере ступени.

Северная моноклиналь Центрального Кавказа — широкая, высокоподнятая зона, разделяющая Терско-Каспийский и Западно-Кубанский краевые прогибы. Фундамент прорван верхнепалеозойскими гранитоидами на юге, выходит здесь на дневную поверхность, погружаясь полого на север до 2 км.

В 1946 г. на Ставропольском сводовом поднятии было выявлено Сенгилеевское газовое месторождение. Крупнейшим достижением поисково-разведочных работ на нефть и газ в регионе яви-лось открытие в 1950 г. Северо-Ставропольского месторождения газа (начальные разведанные запасы 220 млрд м3). К настоящему времени в мегапровинции открыто свыше 180 месторождений. Если считать с Предкавказской субпровинцией, то в них открыто более 380 месторождений.

Нефтегазоносность на территории мегапровинции установлена в отложениях триаса, юры, мела, палеогена и неогена, причем основные нефтяные продуктивные горизонты сосредоточены в юрской и нижнемеловой частях разреза.

Пермско-триасовый НГК мощностью 0 — 2500 м представлен терригенными и карбонатными породами; природные резервуа-ры приурочены к коллекторам трещинно-кавернозного типа. Открыты многочисленные месторождения нефти и газоконденсата в Азово-Кубанской НГО (Ленинградское, Челбасское, Каневское, Крыловское и др.) и Терско-Кумской НГО {Урожайное, Колодезное, Южно-Буйнакское, Зимнеставкинское и др. месторождения).

Нижне-верхнеюрский НГК мощностью от 0 — 600 м до 1500 — 2500 м разделяется на два подкомплекса: верхний — карбонатно-эвапоритовый (верхнеюрский) и нижний — терригенный (средне-нижнеюрский), в которых выделяется до 5 продуктивных горизонтов мощностью 10 — 40 м. Нефтегазоносен в Терско-Кумской НГО (Максимокумское, Величаевское, Безводненское, Русский Хутор и др.) и в НГО восточной части мегавала Карпинского (Каспийское и др. месторождения).

Нижнемеловой (неоком-альбский) НГК мощностью 0 — 800 м подразделяется на два подкомплекса. Верхний альб-аптский (терригенный) содержит в разрезе до 5 пластов, мощностью 10 — 50 м. Нижний-неокомский (терригенно-карбонатный) имеет в своем составе 7 продуктивных горизонтов. Содержит залежи газа и кон-

денсата на территории Азово-Кубанской НГО (Каневское, Березанское, Староминское, Кущевское, Армавирское и др.), Причерноморско-Крымской НГО (Западно-Октябрьское, Татьяновское и др.), Ставропольской НГО (Мирненское). Нефтяные и газоконденсатные залежи открыты в Терско-Кумской НГО (Величаевское, Колодезное, Зимнеставкинское, Озек-Суатское, Сухокумское и др.), НГО восточной части мегавала Карпинского (Промысловское, Олейниковское и др. месторождения).

Верхнемеловой НГК мощностью 250 — 750 м представлен карбонатными породами, которые нефтегазоносны по всей территории. Открыты многочисленные залежи УВ в Терско-Кумской НГО (Ачикулакское, Величаевское, Озек-Суатское, Прасковейское и др.), НГО восточной части мегавала Карпинского (Олейниковское и др.), Причерноморско-Крымской НГО (Серебрянское и др. месторождения) .

Палеогеновый терригенно-карбонатный НГК мощностью от 300 — 2000 м содержит главным образом скопления газа (Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Тахта-Кугультинское, Сенгилеевское, Джанкойское, Глебовское, Стрелковое и др.).

Неогеновый НГК характеризуется значительной литологической изменчивостью, а в ряде районов глубокой эрозией разреза (нередко до караган-чокрака). В платформенных районах региона небольшие газовые скопления в маломощном и, как правило, в слабо дислоцированном разрезе комплекса встречаются эпизодически. Основная продуктивность связана с краевыми прогибами.

Наблюдается пространственная закономерность в распределении нефти и газа. Газонакопление связано со структурными элементами, длительное время занимавшими высокое гипсометрическое положение (Ставропольский свод, кряж Карпинского). Нефтенакопление приурочено к погребенным поднятиям, испытавшим длительное погружение (Прикумское поднятие).

В Скифской нефтегазоносной провинции выделяется 6 НГО: Причерноморско-Крымская, Азово-Кубанская, Ставропольская, Терско-Кумская, восточной части мегавала Карпинского, Центрально-Каспийская.

ПРИЧЕРНОМОРСКО-КРЫМСКАЯ ННО (рис. 156) расположена в пределах Каркинитско-Северо-Крымского прогиба, выполненного преимущественно образованиями мелового и палеогенового возраста. Фундамент залегает на глубине до 7 — 8 км. Главным продуктивным газоносным и газоконденсатным комплексом яв-

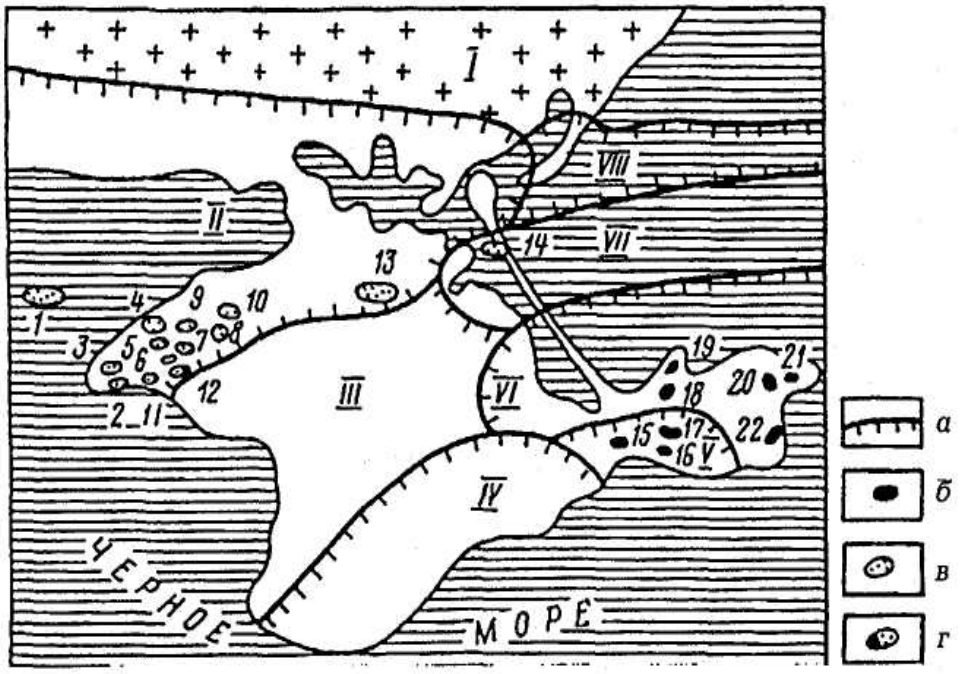


Рис. 156. Обзорная карта месторождений нефти и газа Черноморско-Крымской нефтегазоносной области [9]:
а — границы тектонических элементов; месторождения: б — нефтяные; в — газовые; г — газонефтяные.
I — Южный склон Украинского щита; II — Каркинитско-Сивашский прогиб; III — Крымский свод; IV — Горный Крым; V — Восточное погружение Горного Крыма; VI — Индоло-Кубанский прогиб; VII — Азовский вал; VIII — Северо-Азовский прогиб. Месторождения; 1 — Голицинское, 2 — Оленьевское, 3 — Черноморское, 4 - Межводненское, 5 — Карловское, 6 — Краснополянское, 7 — Глебовское, 8 — Кировское, 9 — Задорненское, 10 — Серебрянское, 11 - Западно-Октябрьское, 12 - Октябрьское, 13 — Джанкойское, 14 — Стрелковское, 15 — Владиславское, 16 — Мошкаревское, 17 — Куйбышевское, 18 — Белокаменское, 19 — Мысовое, 20 — Малобабчинское, 21 — Борзовское, 22 — Приозерное

ляется палеогеновый (майкопские и палеоценовые отложения). Определенные перспективы связывают с нижнемеловыми отложениями, в которых в настоящее время выявлены единичные месторождения газоконденсата и нефти (Западно-Октябрьское, Татьяновское, Октябрьское (рис. 157), Джанкойское), а в отдельных скважинах получены притоки нефти.

Джанкойское, Голицинское и Стрелковское газовые месторождения характеризуются газоносностью нескольких пачек глинистых алевролитов и песчаников майкопской свиты (А, Б, В и Г). Глубины залегания их 500—900 м. Средняя открытая пористость

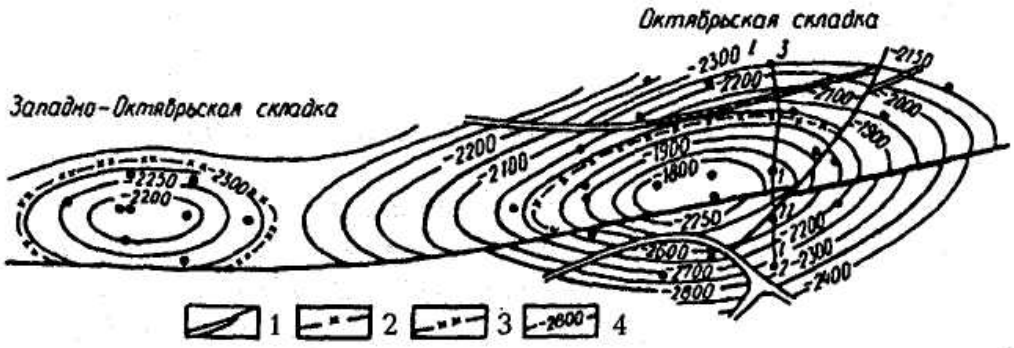


Рис. 157. Октябрьское и Западно-Октябрьское нефтяные месторождения. Структурная карта по кровле альбского яруса (по Р. М. Новосилецкому и др.): 1 — разрывные нарушения; 2 — контур нефтеносности; 3 — контур газоносности; 4 — изогипсы, м

24—30 %, проницаемость низкая — (2—3)- 10-14м2. Залежи газа пластово-сводового типа. Высота залежей 20-60 м. Пластовые давления 6,2—6,9 МПа, температуры 33—38°С. Дебиты газа меняются от 3—6 тыс. до 280 тыс. м3/сут.

АЗОВО-КУБАНСКАЯ НГО располагается между Ставропольским и Крымским сводами, включая в себя акваторию Азовского моря. В пределах области выделяют Ейско-Березанский, Кропоткинский, Расшеватский и Азовский районы. Ейско-Березанский район приурочен к одноименному валу сложного строения. Кропоткинский район связан с прогибом того же названия. Азовский район приурочен к склонам одноименного докембрийского выступа и характеризуется сокращенной мощностью осадочного чехла 400 — 2000 м, выполненного неоген-нижнемеловыми отложениями. Газоносность связана с базальными пластами альба, трансгрессивно залегающими на породах докембрия и часто образующими единый резервуар с корой выветривания фундамента. Продуктивный горизонт распространен по всей территории области, локальное выклинивание отмечается в приподнятых участках докембрийского тектонически-эрозионного рельефа. В центральных частях района продуктивны также верхний мел и палеоген. На юго-востоке области выявлены газовые и газоконденсатные месторождения: Каневское (рис. 158), Лебяжье, Староминское (рис. 159), Ленинградское, Березанское, Челбасское и др. Основным по количеству региональных нефтегазоносных комплексов, залежей газоконденсата и по общим запасам углеводородов является Ейско-Березанский район. Здесь скопления углеводородов связаны с

триасовыми, нижнемеловыми и палеогеновыми РНГК. В НГО выявлены такие месторождения как Синявское (рис. 160), Кущевское (рис. 161), Некрасовское и др.

Березанское газоконденсатное месторождение приурочено к пологой брахиантиклинальной складке субмеридионального простирания. Открыто в 1957 г., разрабатывается с 1963 г. Размеры ее по кровле продуктивных отложений альбского яруса 27,8х11,2 км, высота 115 м. В вышележащих отложениях происходит постепенное выполаживание складки. Начиная с эоцена, породы залегают моноклинально. Продуктивный горизонт альбского яруса вскрыт на глубинах от 1550 до 2630 м и состоит из четырех пачек, гидродинамически связанных между собой. Мощность каждой пачки варьирует в пределах от 1 до 30 м, пористость коллекторов колеблется от 2,7 до 24 %, проницаемость не превышает $78x10^{-14}$ $м^2$. Газ месторождения на 89 % состоит из метана, среднее количество стабильного конденсата составляет 49,3 $г/м^3$.

СТАВРОПОЛЬСКАЯ ГНО (рис. 162) приурочена к одноименному своду. Осадочный чехол неоген-палеоценового и мелового возраста имеет мощность до 1000 — 2000 м. Наибольшие запасы углеводородов отмечаются в олигоценовых отложениях. В пределах области выделяют Северо-Ставропольский газоносный и Южно-Ставропольский газонефтеносный районы. В основном продуктивном палеогеновом комплексе сосредоточено 95% начальных разведанных запасов газа. Здесь выявлены и разрабатываются такие известные газовые месторождения, как Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Мирненское, Николаевское (рис. 163), Сенгилеевское и др.

Северо-Ставропольско-Пелагиадинское газовое месторождение (рис. 164), расположено в 27 км к северо-западу от г. Ставрополя. Открыто в 1951 г., разрабатывается с 1956 г. Приурочено к Ставропольскому своду, ккрупной брахиантиклинали, осложненной двумя одноименными поднятиями размерами 33х19 и 20х12 км, разделенным неглубокой седловиной (до 50 м) и оконтуривающимися общей изогипсой — 490 м. Амплитуда поднятий соответственно 300 и 200 м. Месторождение относится к категории крупных. Газоносность связана с отложениями палеогена (хадумский горизонт олигоцена и черкесская свита эоцена). Небольшая залежь (до 0,116 млрд..$м^3$) выявлена в отложениях чокрака. Залежи открывались в 1950—1953 гг. Основные запасы приурочены к хадумскому горизонту, представленному терригенными рыхлыми

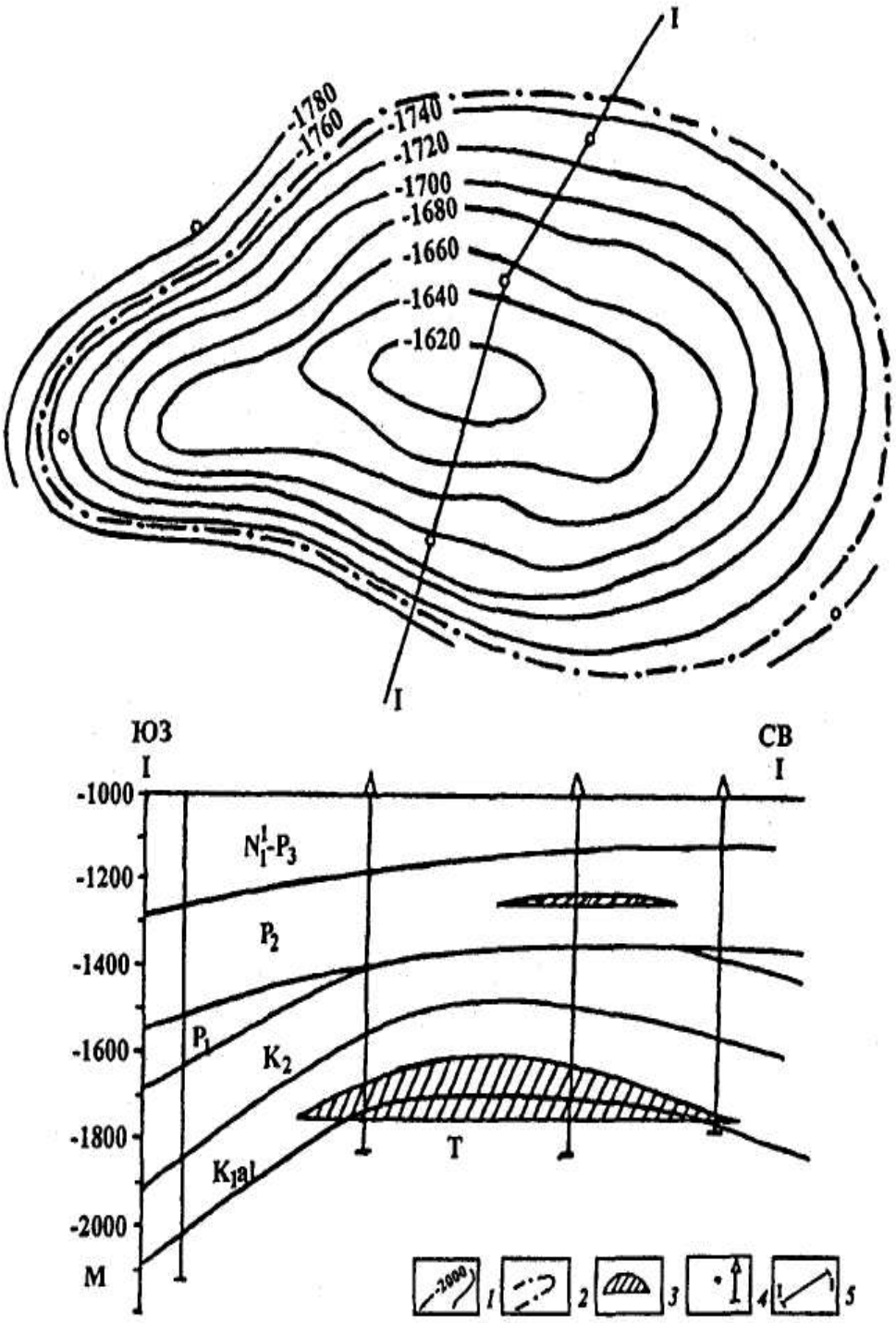


Рис. 158. Каневское газовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле II пачки нижнемелового горизонта, м; 2 — начальный внешний контур газоносности; 3 — залежи газа; 4 — скважины; 5 — линия профиля

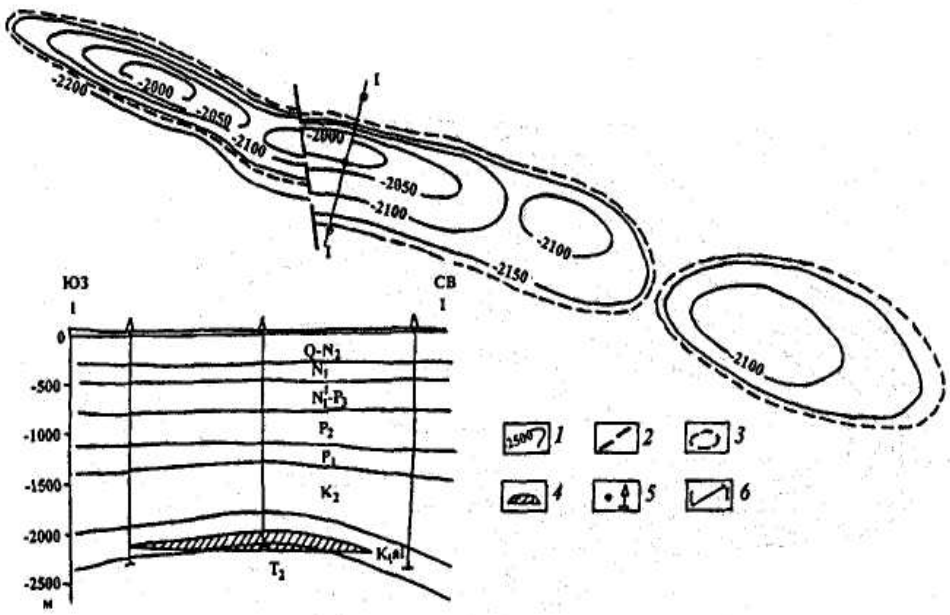


Рис. 158. Староминское газовое месторождение [16]:

1 — изогипсы по кровле I пачки нижнемелового горизонта, м; 2 — тектоническое нарушение; 3 — начальный внешний контур газоносности; 4 — залежь газа; 5 — скважины; 6 — линия профиля

породами (алевролитовая пачка и пачка чередования пропластков песков и глин), залегающими на глубинах 700—850 м. Эффективная толщина коллекторов 65—70 м, пористость 20 %, средняя проницаемость алевролитово (нижней) пачки 1,0 мкм^2, в пачке переслаивания проницаемость снижается снизу вверх от 1,5 до 0,1—0,01 мкм^2. Залежь газа пластовая сводовая преимущественно с газодинамическим режимом. Начальное пластовое давление 6,6 МПа, t — 66°С. Дебиты 300—500 тыс. м/сут. Сначала разработки (1956 г.) добыто 203,230 млрд м3, залежь выработана. Эоценовый газоносный горизонт (черкесская свита) установлен только на Североставропольском поднятии, представлен песками и песчаниками с подчиненными прослоями глин, залегает на глубинах около 1000 м, эффективная толщина 10—1 м, пористость 25%, проницаемость 1,015—1,113 мкм2. Начальное Рпл — 7,3 МПа, t — 79°С. Залежь пластовая сводовая с водонапорным режимом. С начала разработки (1956 г.) отобрано 8,263 млрд м3, залежь выработана. Чокракский газоносный горизонт залегает на глубине 200 м. Представлен пачкой песчаных глин мощностью 5—20 м, эффективная толщина 6 м, пористость 20%..Рпл -0,13 МПа. Залежь

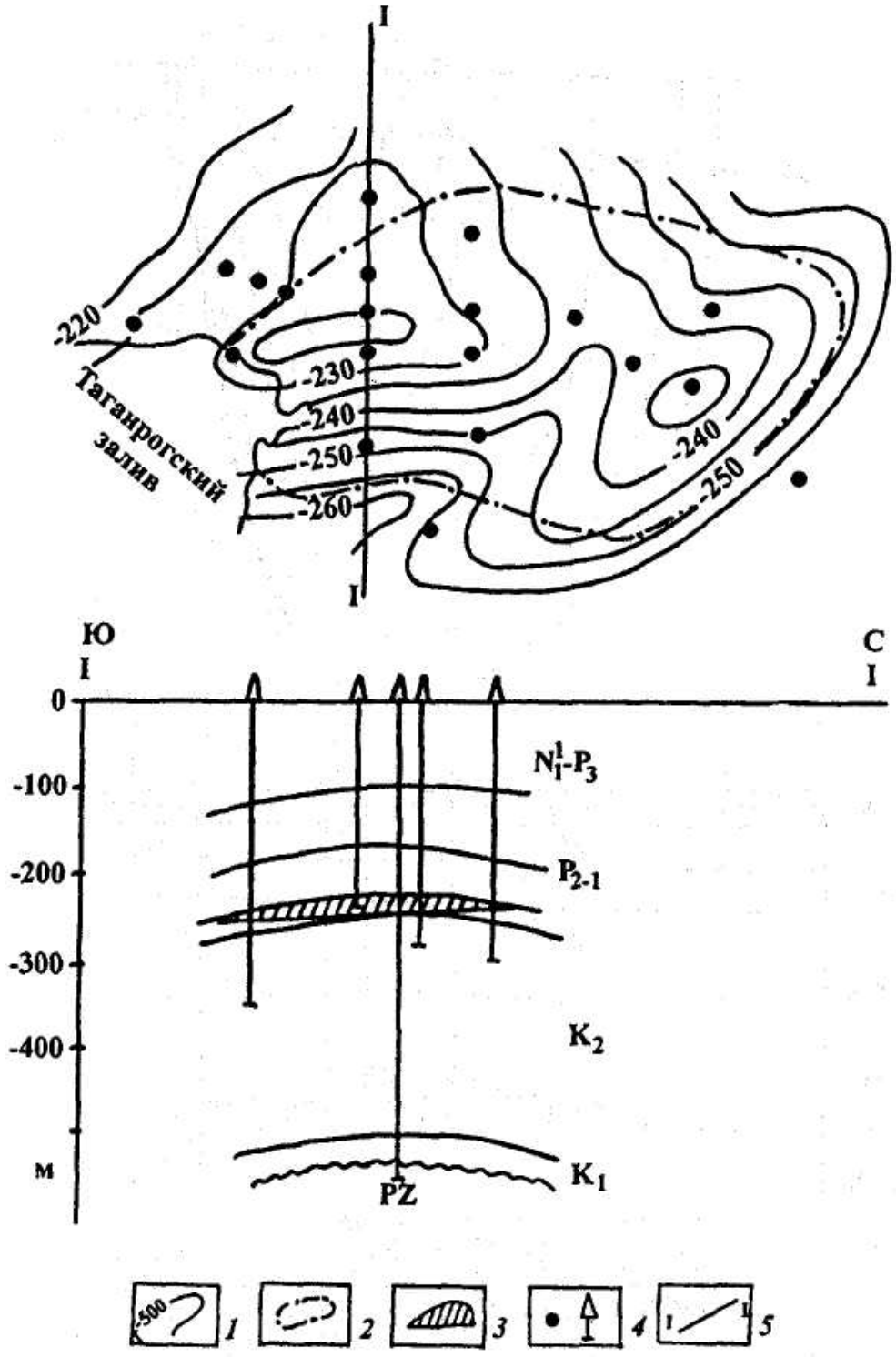


Рис. 160. Синявское газовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивного горизонта, м; 2 — контур газоносности; 3 — залежь газа; 4 — скважины; 5 — линия профиля

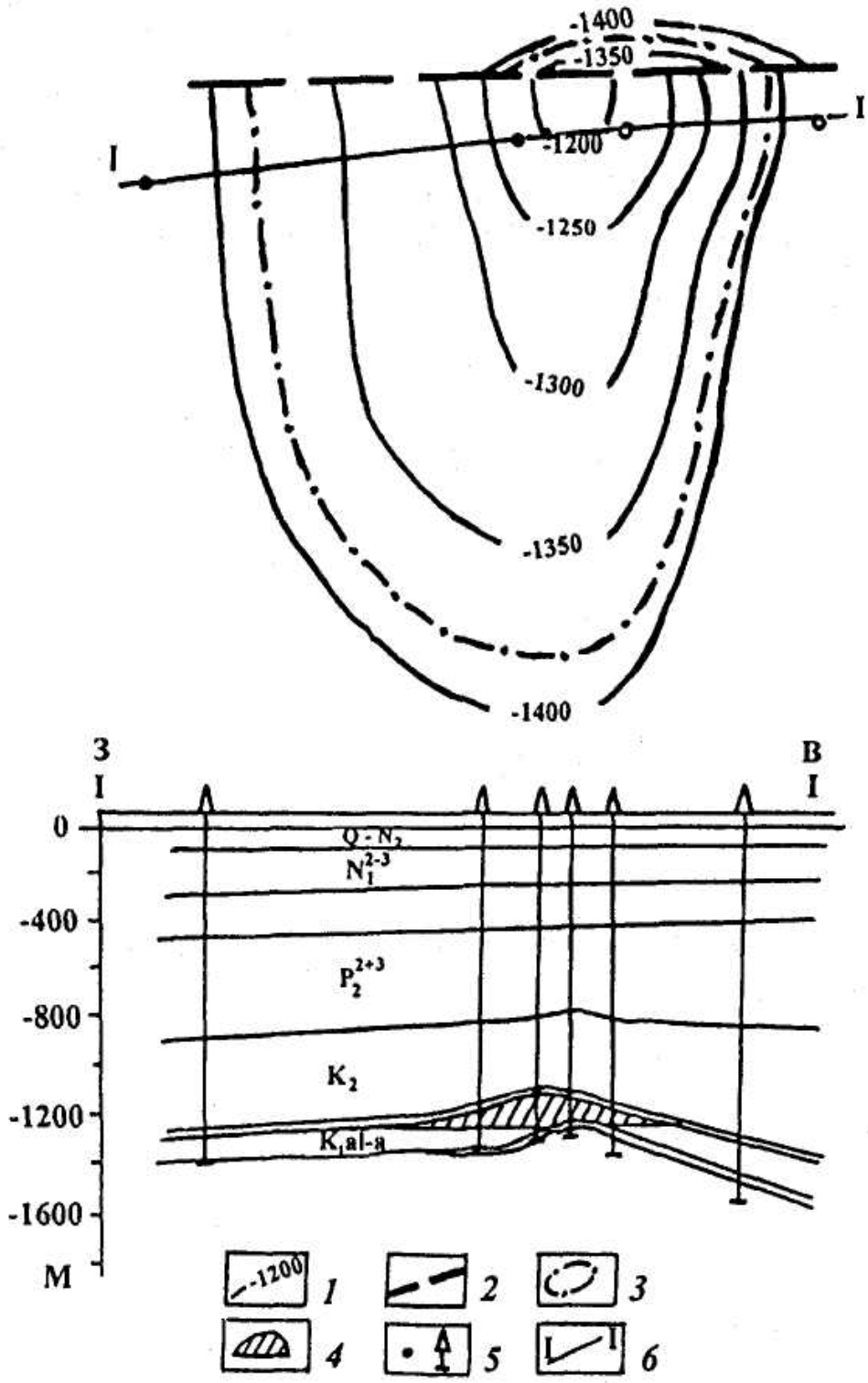


Рис. 161. Кущевское газоконденсатное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле 1а пачки нижнемелового горизонта, м; 2 — тектонические нарушения; 3 — начальный контур газоносности; 4 — залежь газоконденсата; 5 — скважины; 6 — линия профиля

Рис. 162. Обзорная карта газовых месторождений Ставропольской газоносной области [9]:
а — границы тектонических элементов.
Месторождения: 1 — Расшеватское, 2 — Ивановское, 3 — Радыковское, 4 - Южно-Радыковское, 5 — Тахта-Кугультинское, 6 — Безопасненское, 7 — Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, 8 — Казинское, 9 — Казино-Грачевское, 10 — Кугутское, 11 — Петровско-Благодарненское, 12 — Дербетовское, 13 — Мирненское, 14 — Кучерлинское, 15 — Каменнобалковское, 16 — Сельское, 17 — Журавское, 18 — Северо-Нагутско-Веселовское, 19 - Терновское, 20 — Сенгилеевское

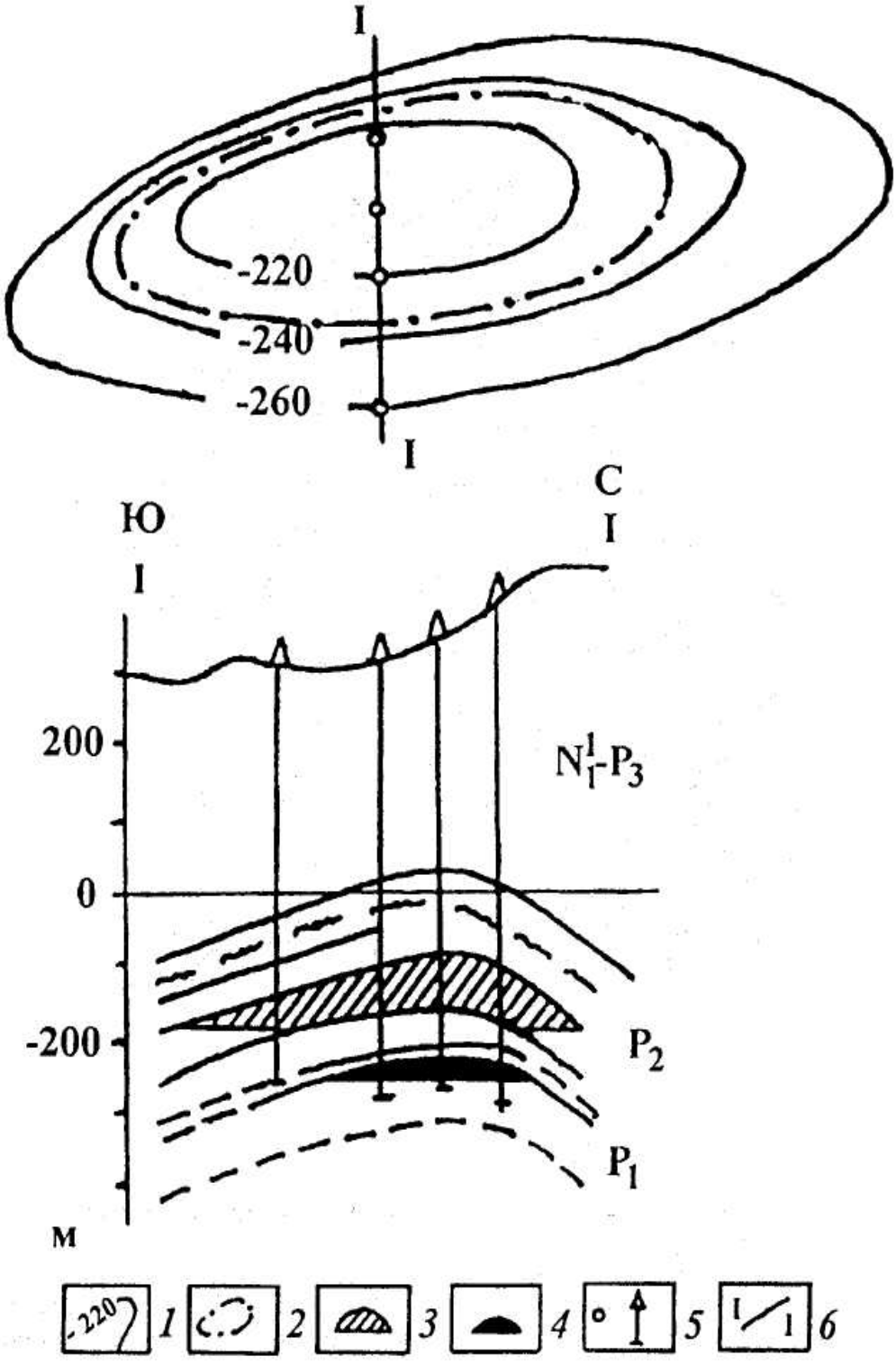


Рис. 163. Николаевское газонефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле залежей свиты эоцена, м; 2 — контур газоносности; 3,4 — залежи: 3 — газа, 4 — нефти; 5 — скважины; 6 — линия профиля

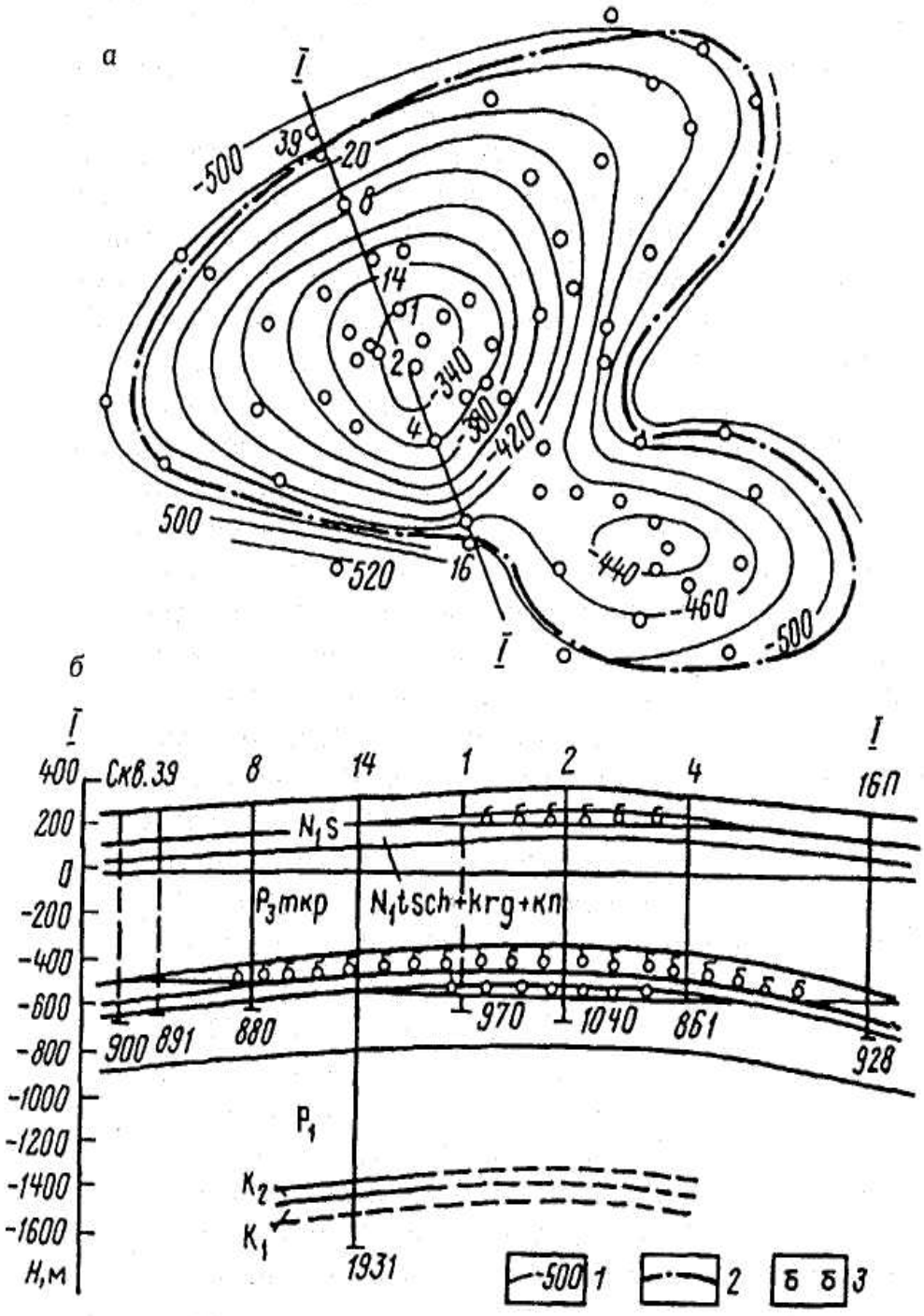


Рис. 164. Северо-Ставропольско-Пелагиадинское газовое месторожде-ние (по А.А. Аввакумову):
а — структурная карта по кровле продуктивного хадумского горизонта; б — геологический разрез: 1 — изогипсы, м; 2 — контур газоносности; 3 — газ

расположена в пределах свода собственно Северо-Ставропольской структуры. Залежь газа пластовая сводовая с водонапорным режимом. Дебиты 5—7 тыс. м/сут. Добыча с 1952 г., залежь имеет местное значение, всего отобрано 0,004 млрд. м3 газа. Газ месторождения плотностью 0,56—0,66, содержание метана в хадумской залежи достигает 99%, в залежи черкесской свиты — 85%.

Мирненское газоконденсатное месторождение (рис. 165) расположено в 25 км северо-восточнее г. Благодарного. Открыто в 1958 г., разрабатывается с 1968 г. Приурочено к одноименному поднятию, осложняющему восточный склон Ставропольского свода. Месторождение связано с куполовидным поднятием (12х10км) амплитудой 70 м, многопластовое, относится к категории крупных (52,6 млрд м3). Осадочный чехол сложен пестроцветной глинисто-аргиллитовой толщей предположительно юрского возраста мощностью от нуля до 90 м, песчано-глинистыми отложениями аптскою и альбского ярусов (380—я92 м), карбонатными породами верхнего мела и терригенными кайнозойскими образованиями. Толщины и коллекторские свойства продуктивных горизонтов не выдержаны по площади, их суммарная эффективная толщина 9—33 м, пористость 5,5—27 %, проницаемость 0,1—5,7 мкм^2. Пластовые давления 2,9—5,2 МПа, t=34—42°С. Дебиты газа от 0,2 (I горизонт) до 1,1—3,9 млн м3/сут (II, IV горизонты). Газы метановые (99,4 %).В нижнем мелу открыто 3 газовых залежи (II, III, IV горизонты). Залежи пластово-сводовые, частично литологически ограниченные (IV горизонт), на глубинах 2,6—2,76 км. Эффективная толщина коллекторов от 5—9,1 (III, IV горизонты) до 22,3 м (II горизонт), пористость 19 % (III горизонт), 26 % (II горизонт) проницаемость 0,02 мкм^2 (II горизонт), 1,2 мкм^2 (III, IV горизонты). Пластовые давления близки к гидростатическим 25—26,1 МПа, t 142,6—144,3°С. Дебиты газа от 115—350 (II, IV горизонты) до 520 тыс. м^3/сут (III горизонт). Газы преимущественно метановые (до 82 %). Газ II горизонта содержит конденсат (23 г/м^3).

ТЕРСКО-КУМСКАЯ НГО включает Восточно-Манычский прогиб и его морскую часть, Прикумскую зону поднятий, Восточно-Ставропольскую впадину и Ногайскую ступень. Мощность осадочного чехла колеблется от 3 км на западе до 5 — 7 км в центральной и восточной частях. Стратиграфический разрез от триаса до неогена является нефтегазоносным. Большую часть углеводородов содержат меловые отложения. В области выделяют Восточно-Манычский, Прикумский и Восточно-Ставропольский нефтегазоносные районы.

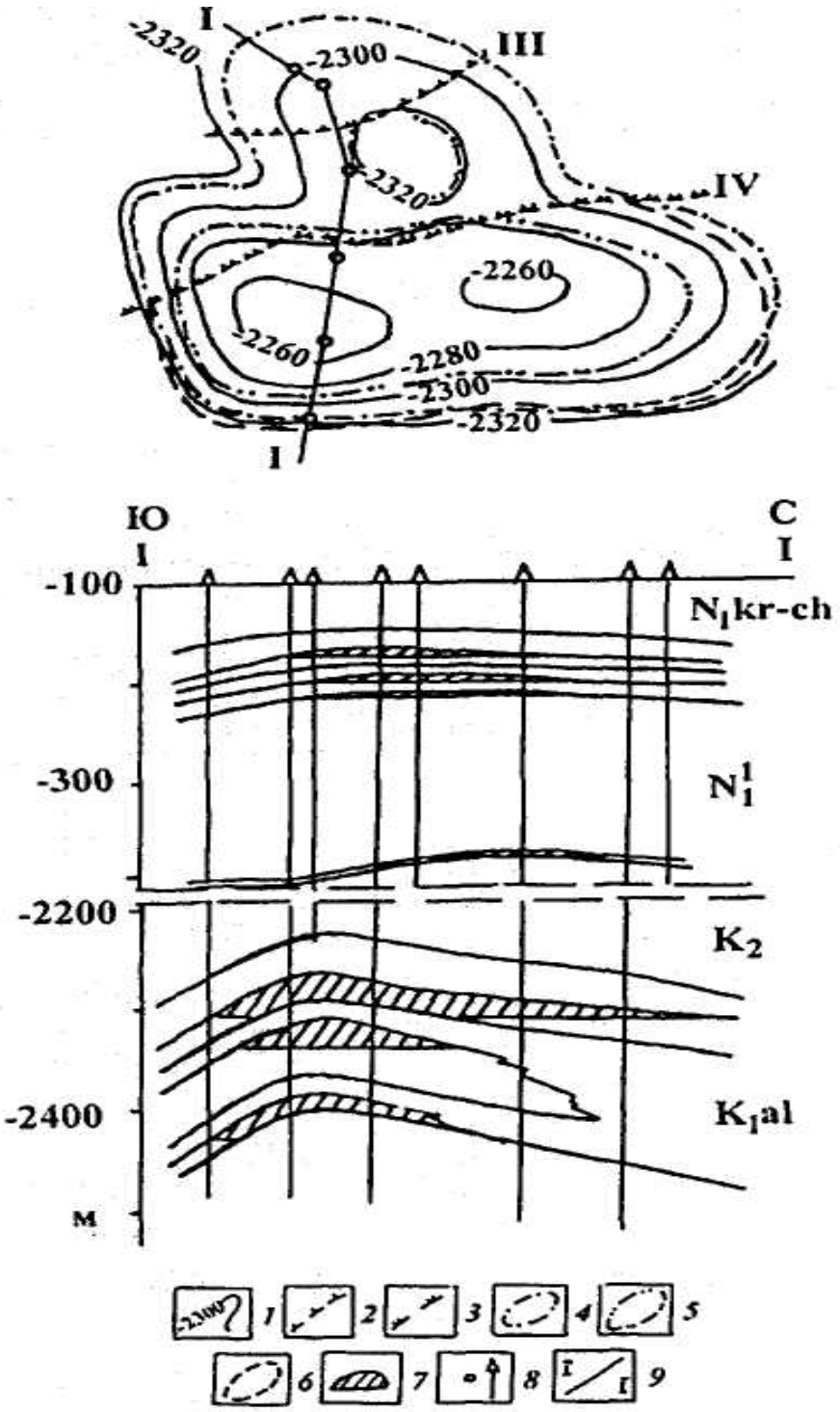


Рис. 165. Мирненское газоконденсатное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивного пласта нижнего мела, м; 2, 3 — линии литологического замещения: 2 — III пласта нижнего мела, 3 — IV пласта нижнего мела; 4 — 6 — внешние первоначальные контуры газоносности: 4 — II пласта, 5 — III — пласта, 6 — IV пласта; 7 — залежи газа; 8 - скважины; 9 — линии профиля

Здесь открыто более 130 месторождений нефти и газа (Колодезное, Зимне-Ставкинское, Величаевско-Колодезное, Камышовое, Восточно-Безводненское нефтяные, Степное, Сухокумское (рис. 166),

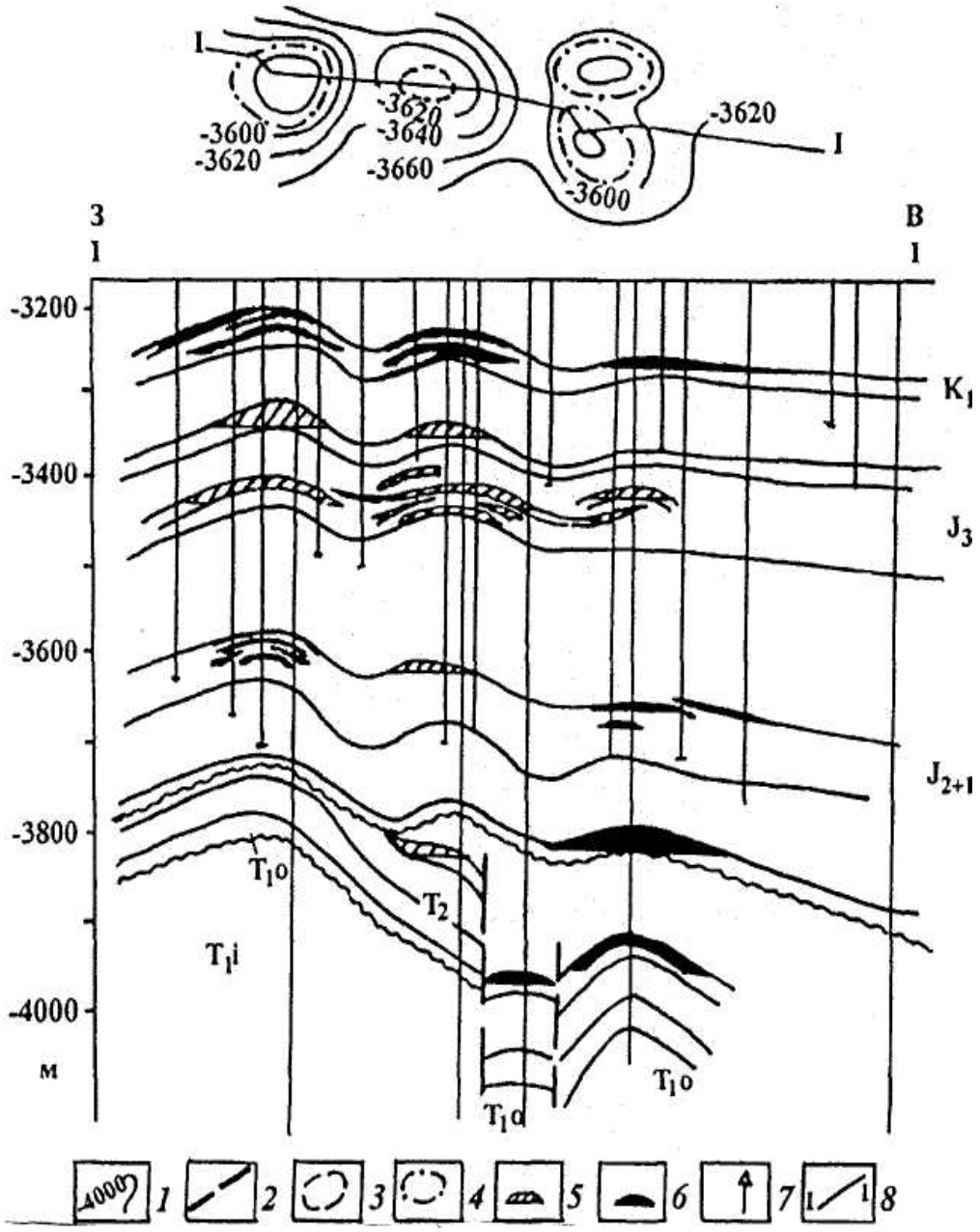


Рис. 166. Сухокумское газонефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивной пачки средней юры, м; 2 — тектонические нарушения; 3, 4 — контуры: 3 — газоносности, 4 — нефтеносности; 5, 6 — залежи: 5 — газа, 6 — нефти; 7 — скважины; 8 - линия профиля

Майли-Харанское (рис. 167), Восточное (рис. 168), Гороховское (рис. 169), Юбилейное (рис. 170), Капиевское (рис. 171), Подсолнечное (рис. 172), Ачикулакское (рис. 173), Журавское (рис. 174), Воробьевское (рис. 175), Озек-Суатское (рис. 176) и др.).

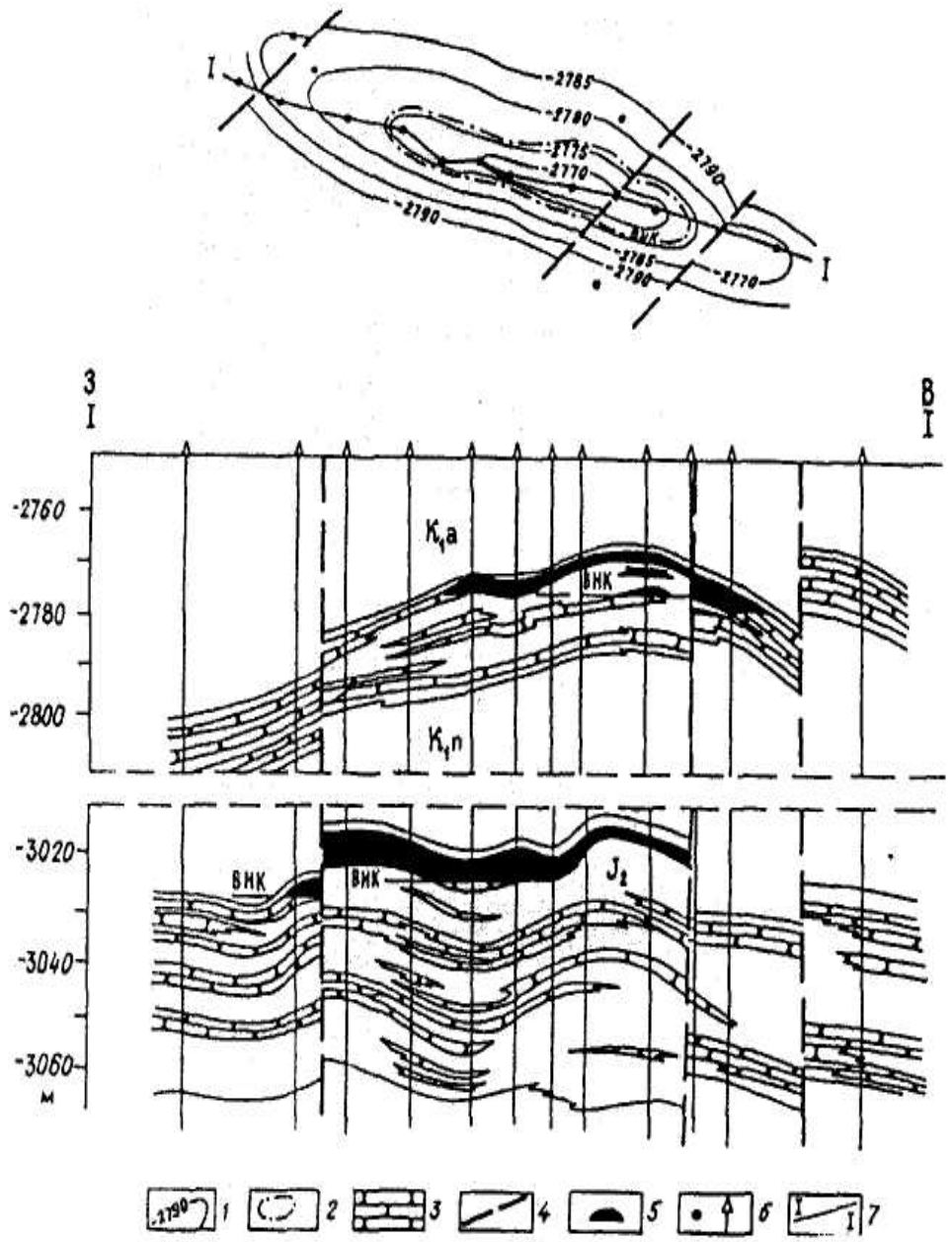


Рис. 167. Майли-Харанское нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле нижнеаптского продуктивного пласта, м; 2 — контур нефтеносности; 3 — песчаники; 4 — тектонические нарушения; 5 — залежи нефти; 6 — скважины; 7 — линия профиля

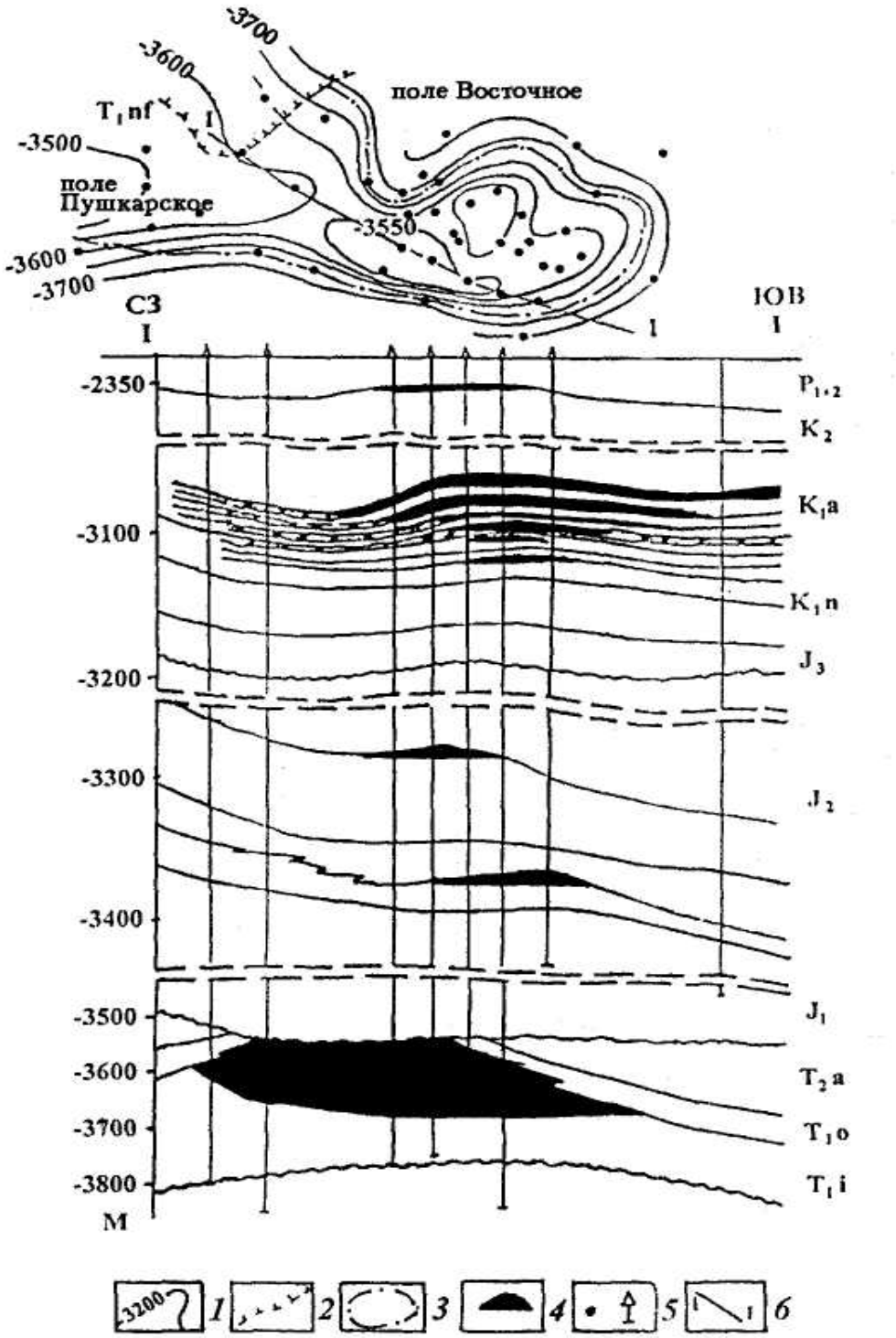


Рис. 168. Восточное нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле нефтекумской свиты (нижний триас), м; 2 — линия выклинивания коллектора; 3 — контур нефтеносности; 4 — залежь нефти; 5 — скважины; 6 — линия профиля

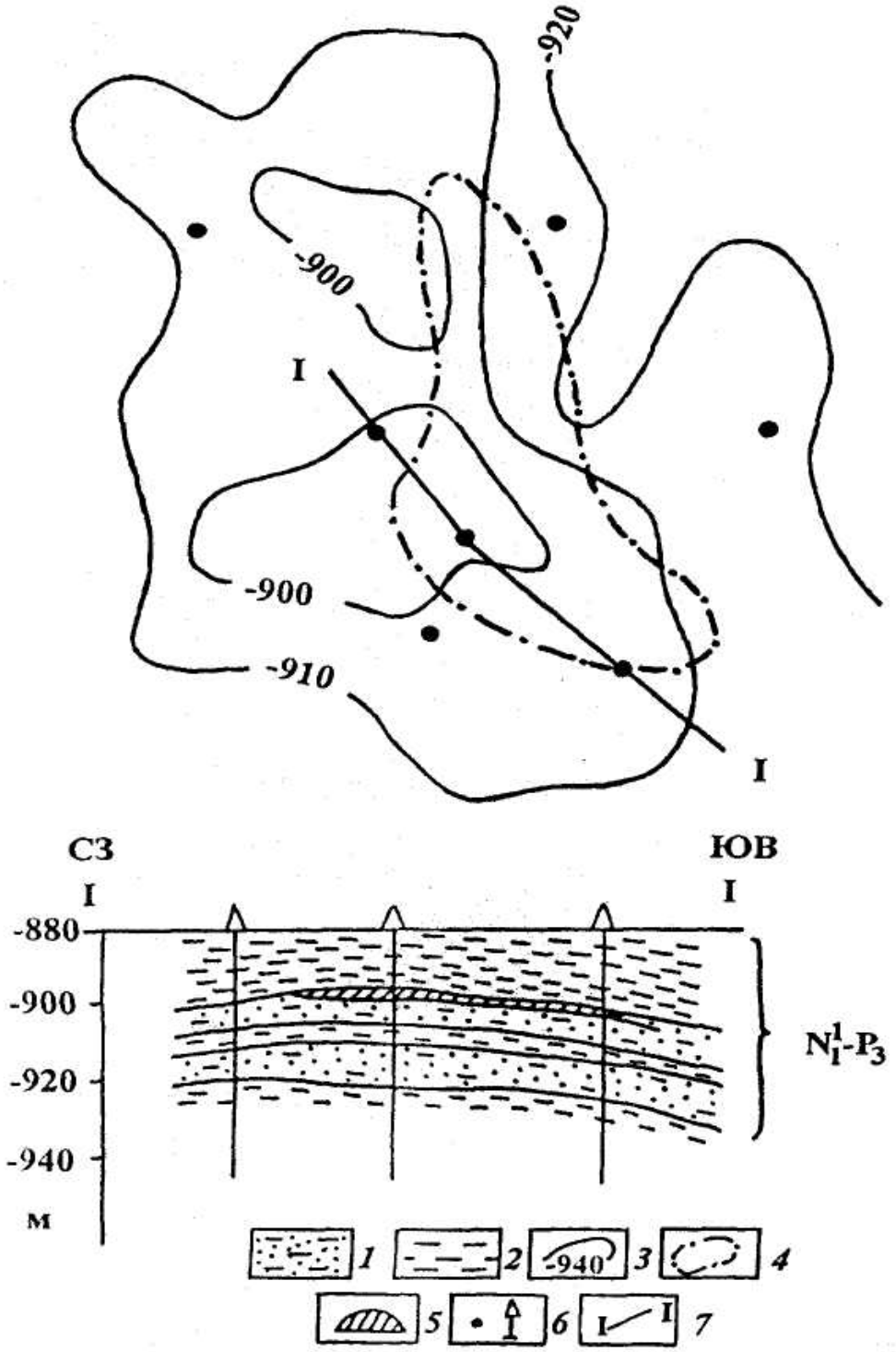


Рис. 169. Гороховское нефтяное месторождение [16]:
1 — песчаники и алевролиты глинистые; 2 — глины; 3 — изогипсы по кровле продуктивного пласта II песчаной пачки верхнего Майкопа, м; 4 — контур газоносности; 5 — залежь газа; 6 — скважины; 7 — линия профиля

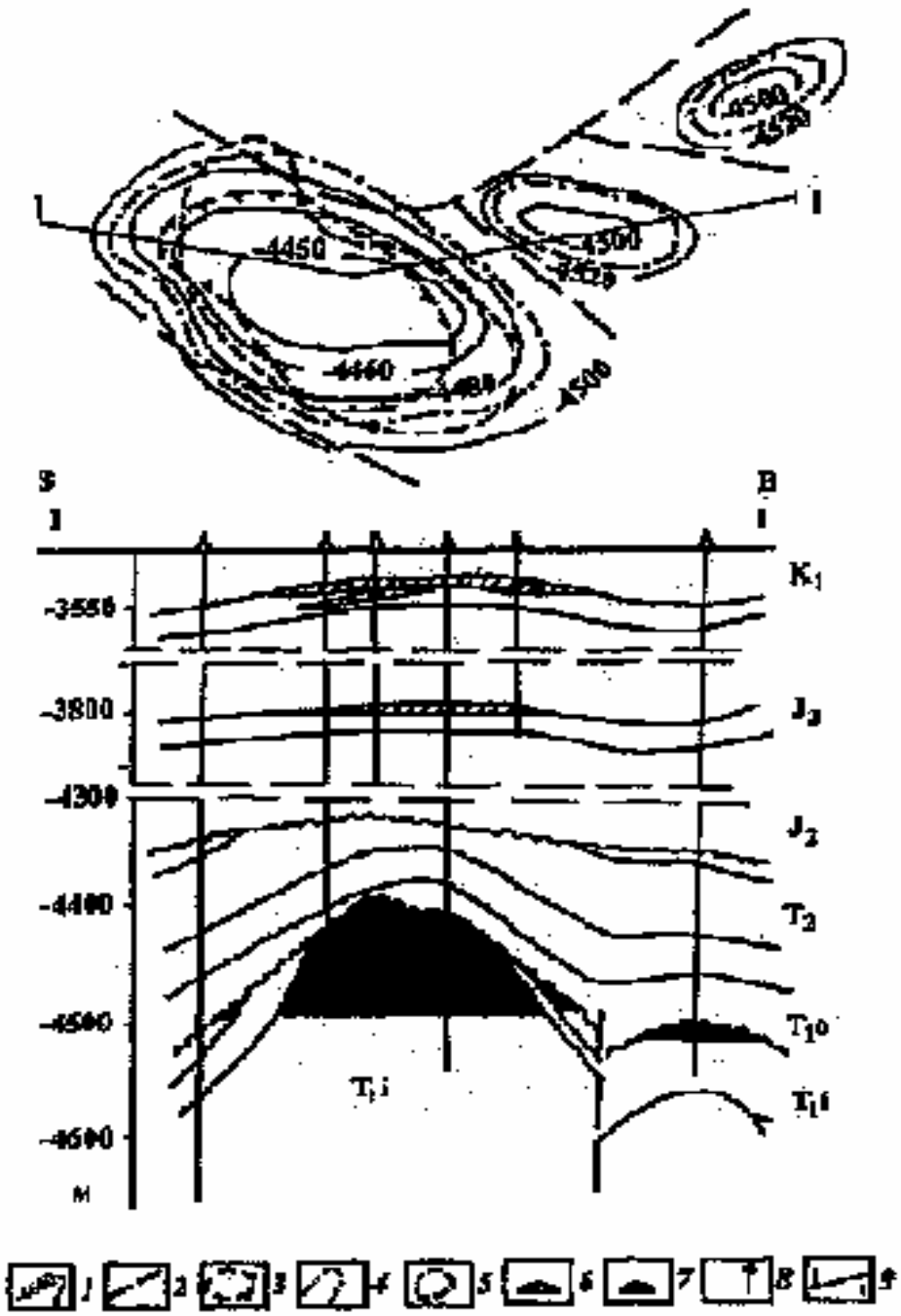


Рис. 170. Юбилейное нефтегазовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле нефтекумской свиты нижнего триаса, м; 2 — тектонические нарушения; 3 — линия выклинивания доломитовой пачки нефтекумской свиты; 4,5— начальные контуры нефтеносности: 4 — по доломитовой пачке, 5 — по кварцитовой пачке нефтекумской свиты; 6, 7 — залежи: 6 — газа, 7 — нефти; 8 — скважины; 9 — линия профиля

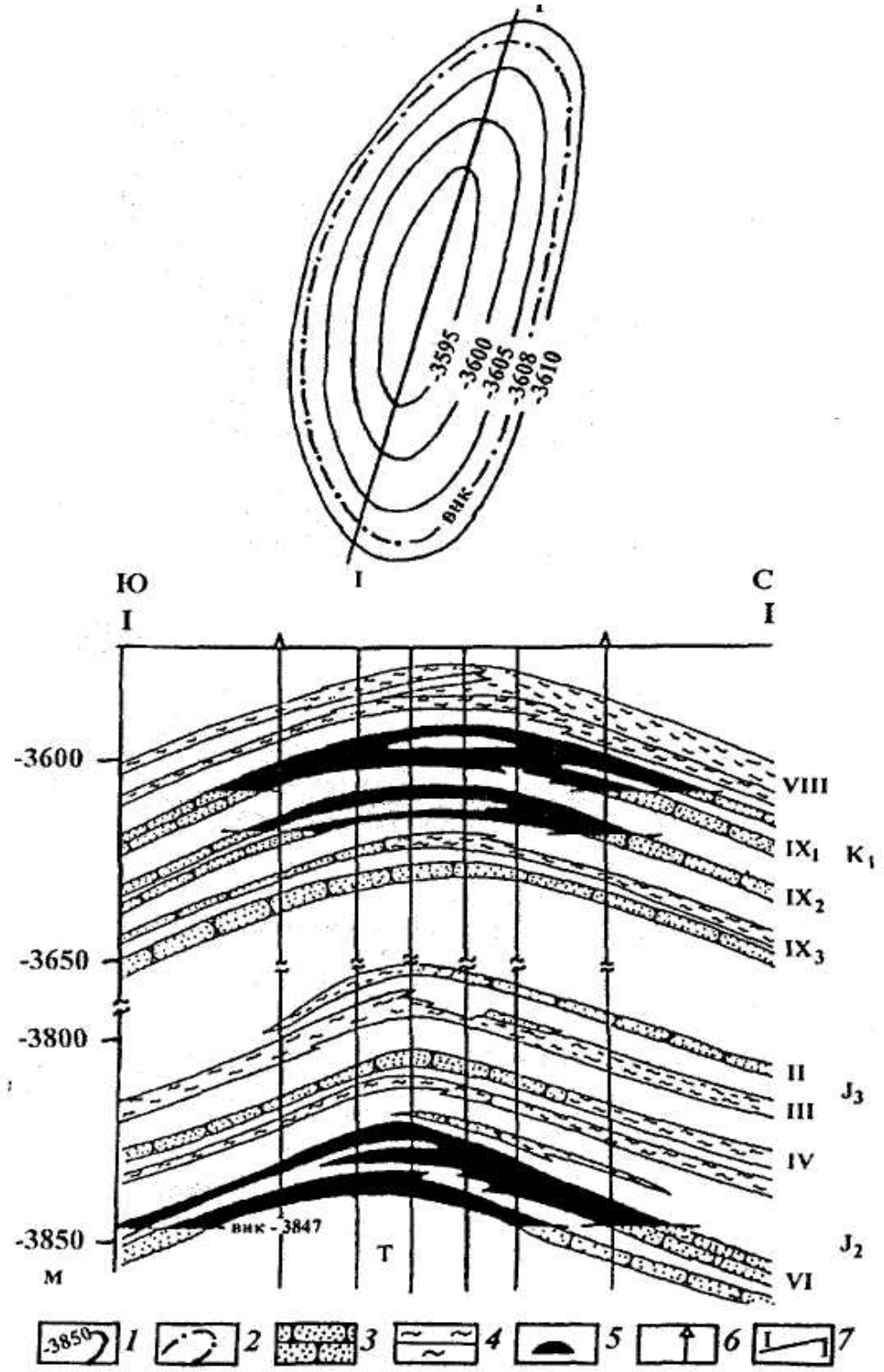


Рис. 171. Капиевское нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле IX пласта нижнего мела, м; 2 — контур нефтеносности; 3 — песчаники; 4 - алевролиты; 5 — залежи нефти; 6 — скважины; 7 — линия профиля

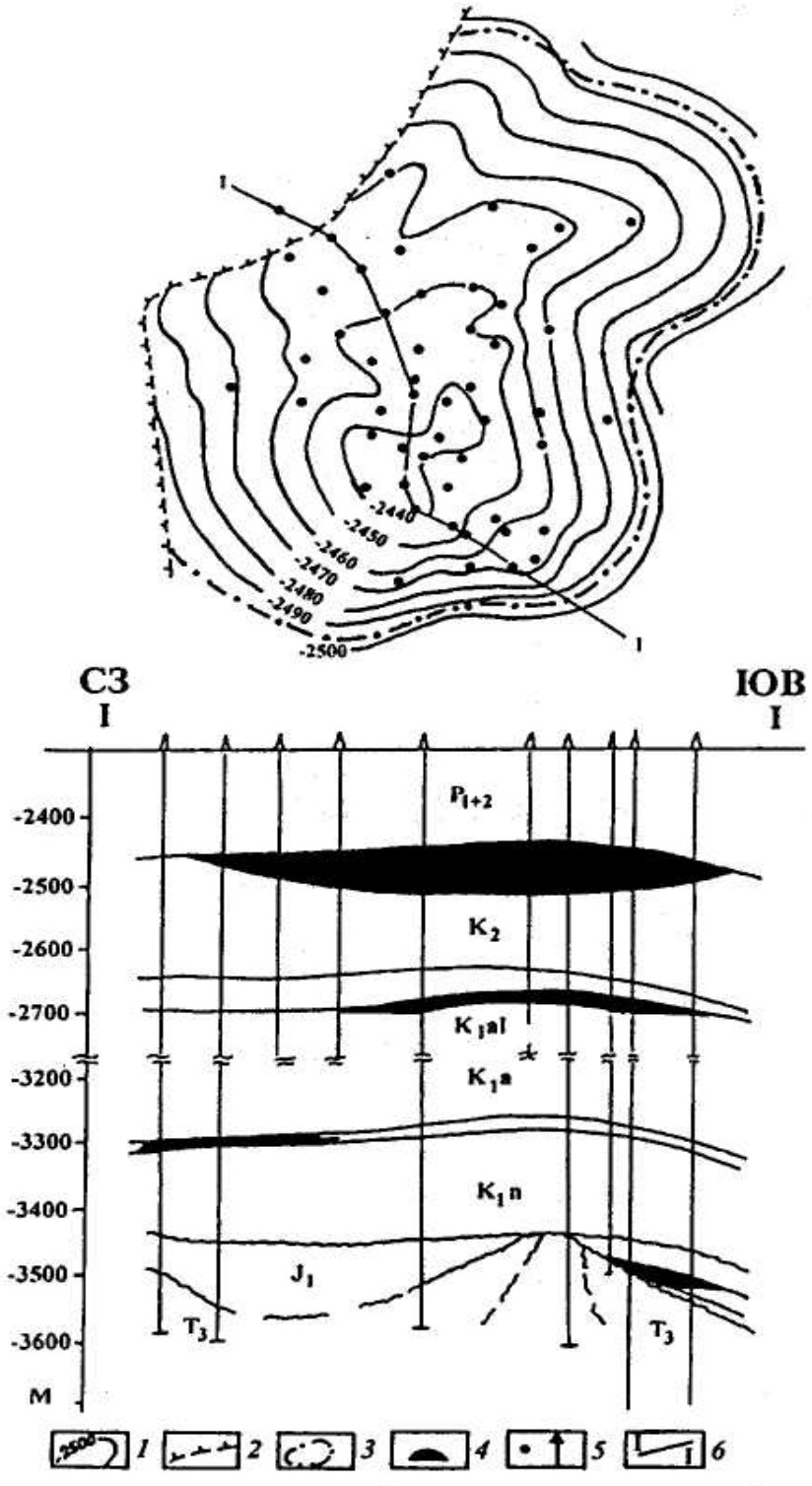


Рис. 172. Подсолнечное нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле I пласта верхнего мела, м; 2 — линия выклинивания пласта; 3 — контур нефтеносности; 4 — залежи нефти; 5 — скважины; 6 — линия профиля

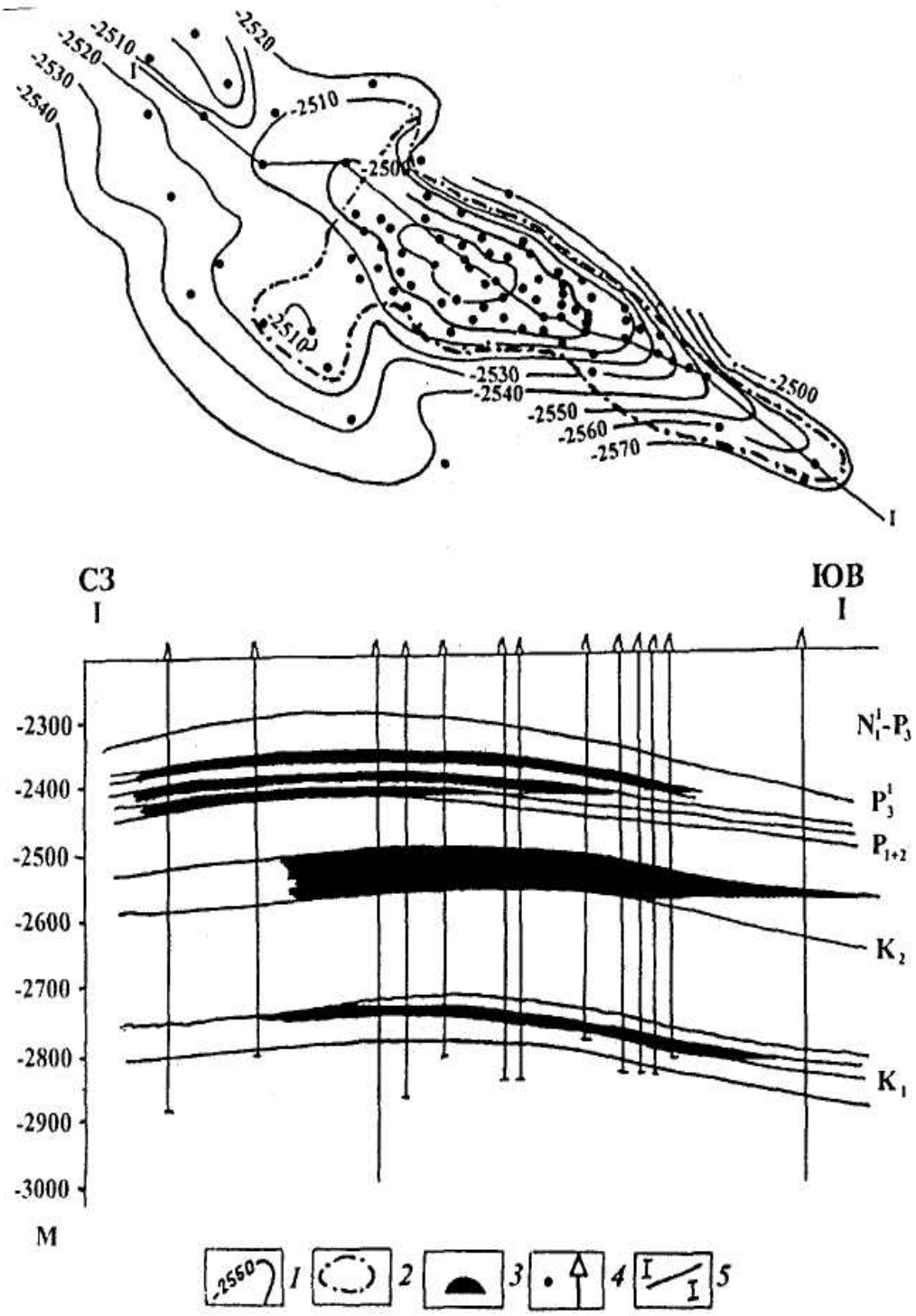


Рис. 173. Ачикулакское нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле I пласта верхнего мела, м; 2 — контур нефтеносности; 3 — залежи нефти; 4 — скважины; 5 — линия профиля

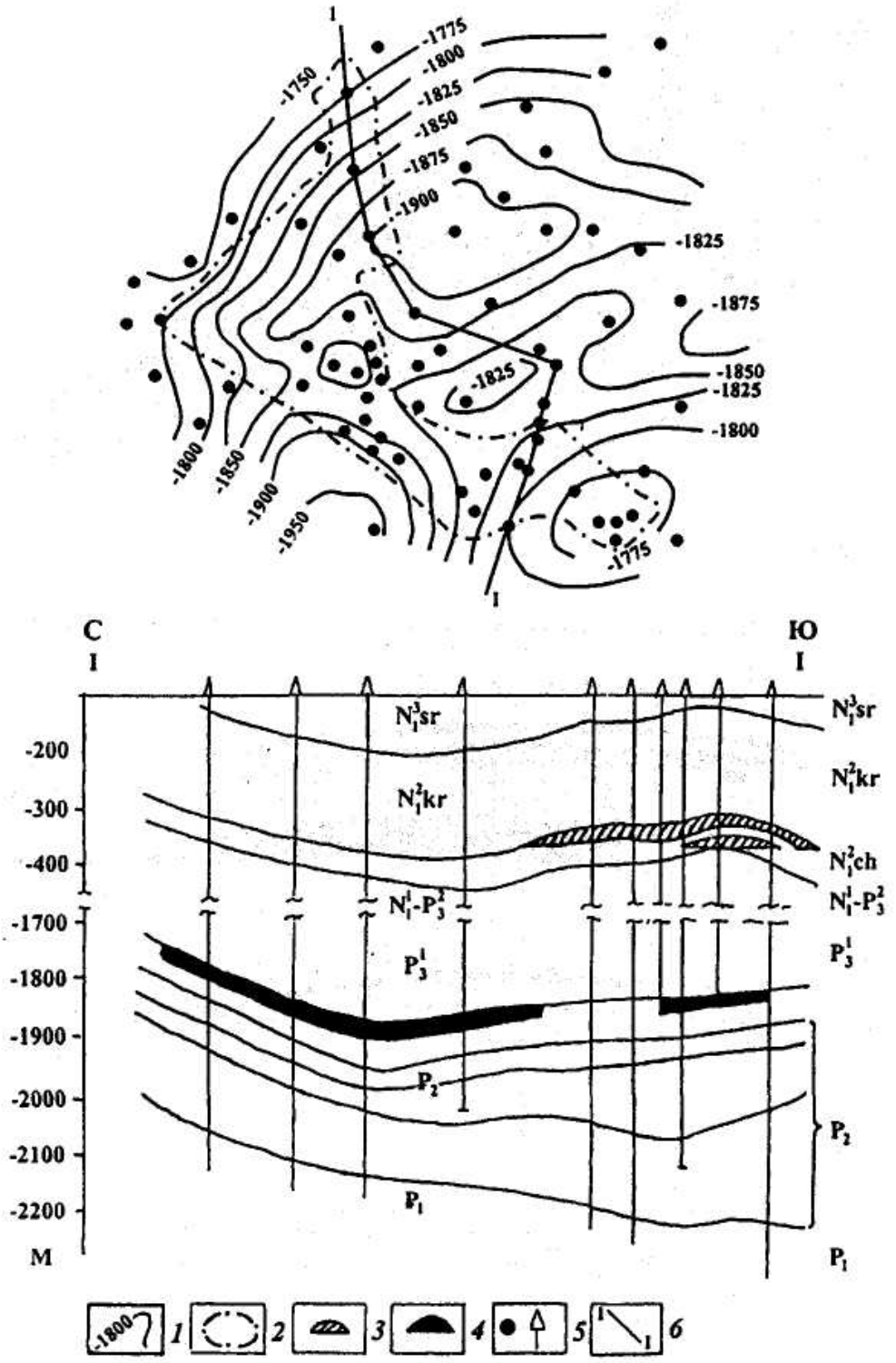


Рис. 174. Журавское нефтегазовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивного пласта нижнего Майкопа, м; 2 — контур нефтеносности; 3, 4 — залежи: 3 — нефти, 4 — газа; 5 — скважины; 6 — линия профиля

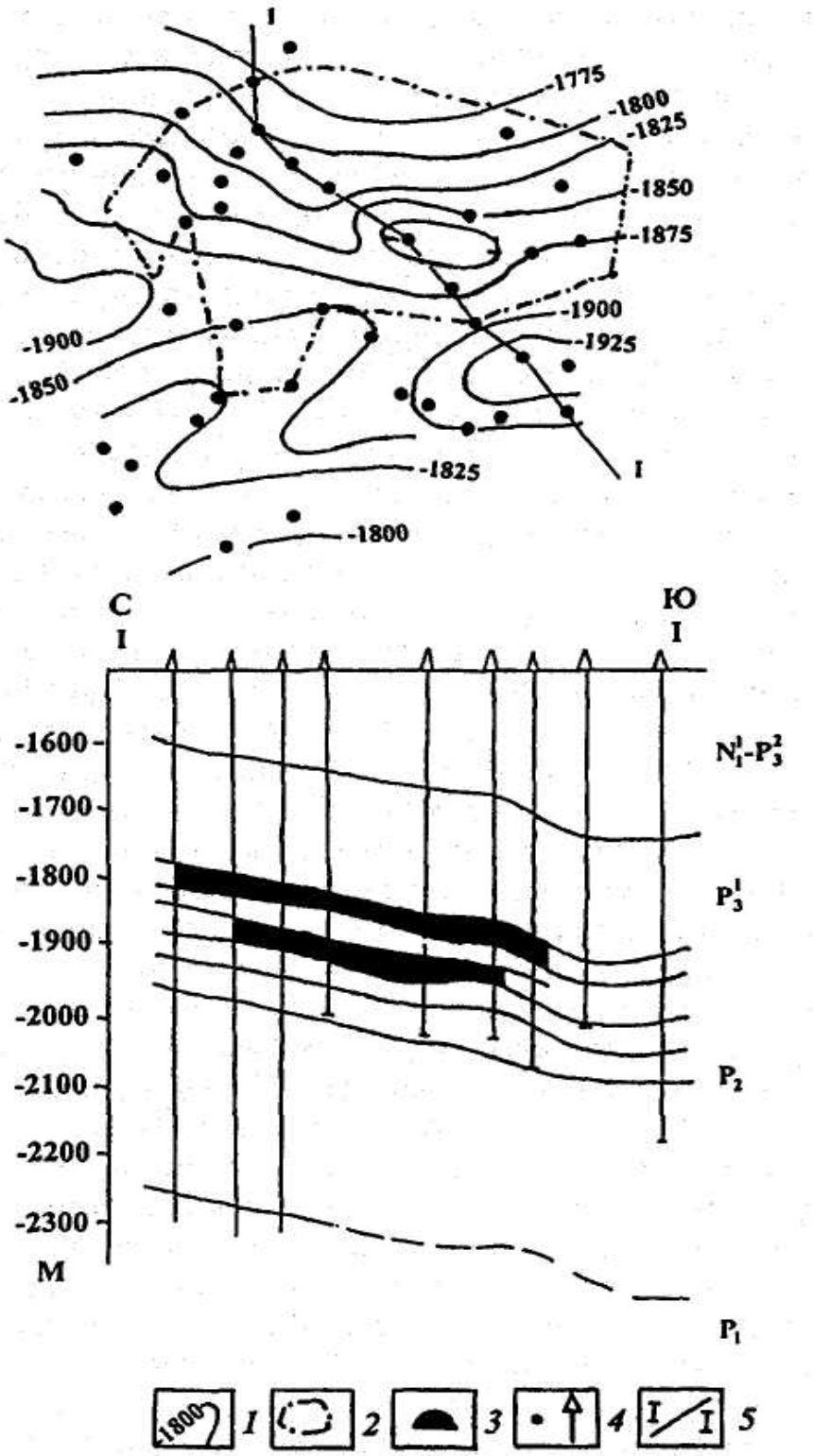


Рис. 175. Воробьевское нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивного пласта нижнего Майкопа, м; 2 — контур нефтеносности; 3 — залежи нефти; 4 — скважины; 5 — линия профиля

Величаевско-Колодезное нефтегазовое месторождение расположено в 32 км севернее г. Нефтекумска. Открыто в 1957 г., разрабатывается с 1962 г. Месторождение многопластовое и связано с двухкупольной брахиантиклиналью размерами 19х5 км и амплитудой до 40 м. Две небольшие по запасам залежи газа (до 0,5 млрд. $м^3$) выявлены в отложениях Майкопа и 20 нефтяных залежей в разрезе верхнего и нижнего мела, юры и триаса. Залежи выявлялись с 1957 по 1987 гг., месторождение крупное, площадью > 70 $км^2$. Основной нефтеносный комплекс — нижнемеловой терригенный (15 залежей), продуктивны альб (I, IV пласты промысловой номенклатуры), апт (V, VI, VIII пласты) и неоком (IX, X пласты), при этом многие из них содержат по 2—3 залежи. Большинство залежей пластово-сводового типа (в I и VIII пластах с элементами литологического ограничения), залегают на гл. 2,6—3,1 км. Эффективная толщина продуктивных коллекторов 3,1—8,7 м, пористость 16—23%, проницаемость — 0,11—0,17 $мкм^2$. Начальное пластовое давление несколько выше гидростатического — 29—33 МПа, 1128—130°С. Дебиты нефти 10—155 т/сут, в пластах VIII, IX — 84—147 т/сут. Нефти легкие 0,814—0,821 г/$см^3$, за исключением нефти 1 пласта — 0,856 г/$см^3$, маловязкие — 0,38—0,85 МПа-с, с низким содержанием серы — 0,13—0,21 %. Залежи нефти юрских отложений пластово-сводового типа, нередко литологически ограниченные в песчано-алевролитовых пропластках (VII1, VII2, VII3), залегают на гл. 3,44—3,47 км, их размеры — 8,8х29,3 $км^2$, толщина коллекторов - 2,1—5,5 м, пористость 13,8—15,7%, проницаемость — 0,02 $мкм^2$. Начальное пластовое давление 35 МПа, t — 140°С. Дебиты нефти 15—56, реже 90 т/сут. Плотность нефти 0,83—0,84 г/$см^3$, вязкость 0,44 МПа-с, содержание серы 0,07%. В кавернозно-трещинных известняках нижнего триаса на глубине 3,63 км выявлена сводово-массивная, стратиграфически экранированная залежь нефти площадью 1,6 $км^2$. Эффективная толщина резервуара 7,9 м, пористость 1,5%, проницаемость 0,077 мкм2. Начальное пластовое давление 37,6 МПа, t— 148° С. Дебиты нефти 14-35 т/сут; плотность нефти 0,816 г/см3, вязкость 0,38 МПа-с, содержание серы 0,06%.

Озек-Суатское нефтяное месторождение (рис. 176), расположено в 25 км к северо-востоку от г. Нефтекумска. Открыто в 1953 г., разрабатывается с 1956 г., относится к классу средних. Приурочено к центральной части Прикумской системы подня-

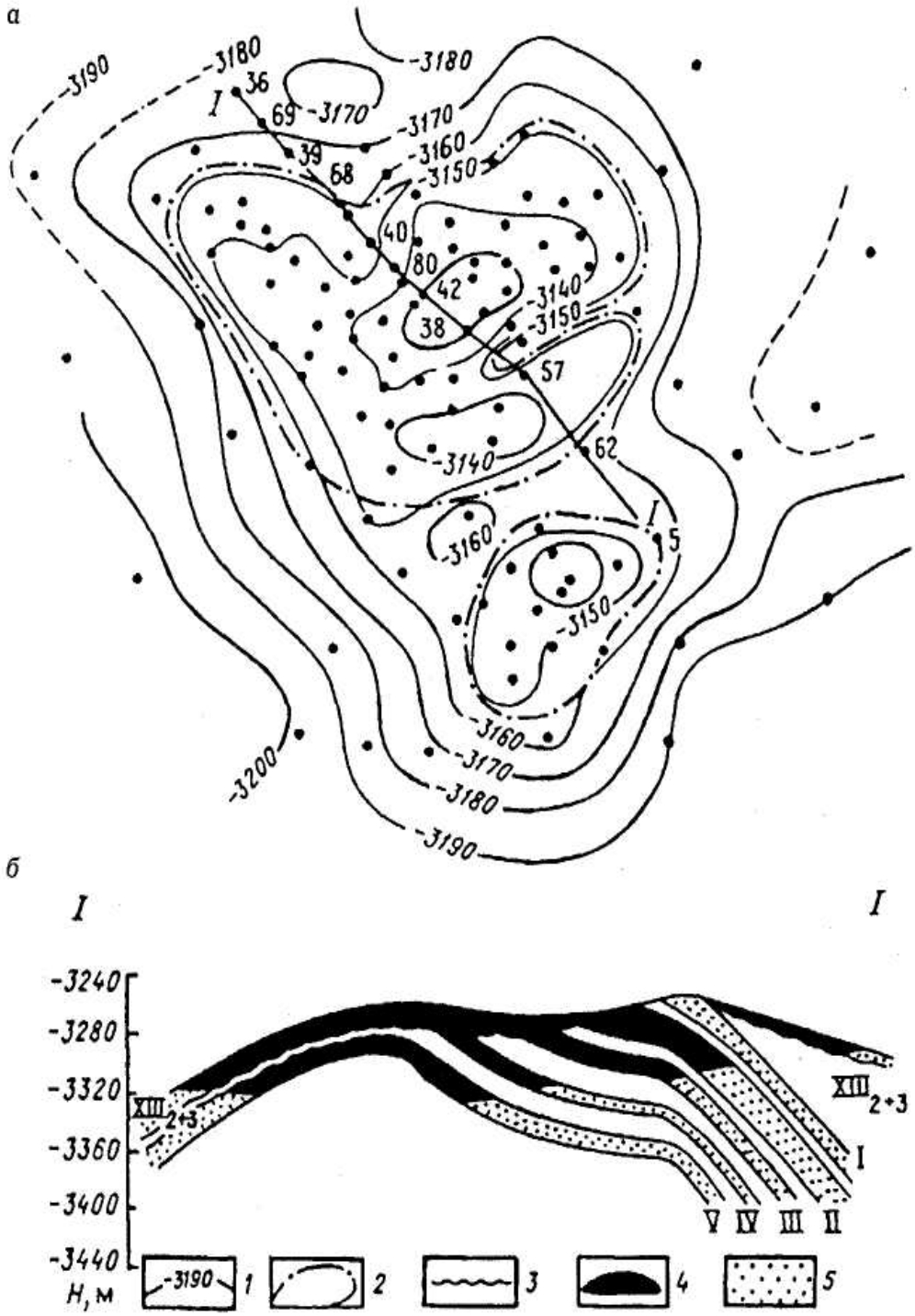


Рис. 176. Озек-Суатское нефтяное месторождение [9]:
а — структурная карта по кровле пласта IX;
б — геологический разрез продуктивных юрских отложений и контактирующего с ними пласта ХШ2+3 нижнемеловых отложений; 1 — изогипсы, м; 2 — внешний контур нефтеносности; 3 — поверхность стратиграфического несогласия; 4 — нефть; 5 — песчаники

тий. Месторождение связано с крупным выступом палеозойского складчатого фундамента и имеет ярко выраженную антиклинальную форму, прослеживающуюся в разрезах мезозоя и палеогена. Характерная черта структуры — резкое несовпадение структурных планов по горизонтам юры и мела, а также наличие нескольких поднятий (Озек-Суат, Южный Озек-Суат, Приграничное, Восточный Озек-Суат). Наиболее крупное из них Озек-Суат имеет изометричную (куполовидную) форму, амплитуда 80 м. Месторождение многопластовое, содержит 9 продуктивных горизонтов в разрезах юры, мела и 1 — в хадумском горизонте олигоцена. Наиболее крупная залежь нефти приурочена к IX пласту баррема. В средней юре промышленная нефтеносность связана с песчано-алевролитовыми пластами II, III, IV и V, залегающими на глубинах 3300—3400 м. Эффективная толщина продуктивных горизонтов от 3,5 до 9,6 м, пористость 9,7—13,7 %, проницаемость 0,043-0,171 мкм^2. Начальное Рпл - 32,7-35,7 МПа, t 140—142°С Залежь пластово-сводовая с элементами литологического ограничения и стратиграфического экранирования. Режим залежи упруговодонапорный. Дебиты 60—80 т/сут. Нефти легкие (0,823—0,831 г/см^3), маловязкие (0,430 МПа-с), с низким содержанием серы (0,02—0,06%). В отложениях нижнего мела установлено 2 продуктивных горизонта XIII1 и IX неокома. Первый представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, известковистых глин и известняков, глубина залегания 3260 м. Эффективная толщина 3,2 м, пористость 15%, проницаемость 0,044 мкм^2. Залежь пластово-сводовая с элементами литологического ограничения. Нефти аналогичны нефтям $ХШ_{2+3}$ пластов. Барремский IX пласт сложен известковистыми песчаниками, залегает на глубине 3180 м. Эффективная толщина 9 м, пористость 22,6%, проницаемость 0,111 мкм^2. Начальное Рм — 33,6 МПа, t — 137°С. Залежь пластово-сводовая, режим упруговодонапорный. Дебиты 110—130т/сут. Нефтилегкие (0,82г/см^3), маловязкие (0,36 МПа-с), с низким содержанием серы (0,05 %).

НТО ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ МЕГА ВАЛА КАРПИНСКОГО связана с восточной частью одноименной структуры. Мощность осадочного чехла варьируется от 3 км на суше до 5 км в море. Здесь выделяется Промысловско-Камышанский нефтегазоносный район, где основным продуктивным комплексом является нижнемеловой. Продуктивны также горизонты юрских, триасовых и палеогеновых отложений. В Промысловско-Камышанском

районе выявлено 19 месторождений, в том числе: Краснокамы-шанское, Северо-Камышанское, Ярмолинское, Цубукское, Тенгутинское, Олейниковское и Промысловское (рис. 177), Каспийское (рис. 178), Межевое, и др.

ЦЕНТРАЛЬНО-КАСПИЙСКАЯ ГНО (рис. 179) в тектоническом отношении представляет собой Центрально-Каспийскую моноклиналь, в фундаменте которой установлены крупные субмеридиональные поднятия и прогибы. Изученность ее низ-кая, однако материалы региональных исследований и последних геолого-поисковых работ позволяют рассматривать эту область в качестве основных перспективных территорий. В настоящее время на шельфе Каспийского моря открыты такие крупные месторождения, как Ракушечное, имени Ю. Корчагина, Хвалынс-кое и выявлен целый ряд структур, таких как Сарматское, Центральное и Ялама-Самур, где предполагается открытие крупных месторождений.

Во всех перечисленных нефтегазоносных областях наиболее широко распространены зоны нефтегазонакопления, связанные с валообразными и куполовидными поднятиями.

Большая часть выявленных месторождений относится к одно- и двузалежным, меньшая — к многозалежным. Преобладают залежи пластовые сводовые, реже встречаются литологические и стратиграфические.

Перспективы нефтегазоносности мегапровинции связаны с нижнемеловым и юрским комплексами.

Основным перспективным комплексом на нефть является юрский. Значительными перспективами обладают также меловые, палеогеновые и триасовые отложения.

Перспективы на газ прежде всего связываются с юрским и меловым комплексами.

Предкавказско-Крымская (Скифская) мегапровинция является достаточно хорошо изученной территорией. В результате продолжительной разведки и эксплуатации большая часть начального потенциала нефтегазоносности этой провинции реализована, и дальнейшее наращивание сырьевой базы связано в основном с мелкими и сложно построенными месторождениями, поднадвиговыми зонами. Большие перспективы связываются с проведением поисково-разведочных работ на шельфе Каспийского моря, где могут быть открыты крупные нефтегазовые месторождения: Ракушечное, Хвалынское и др.

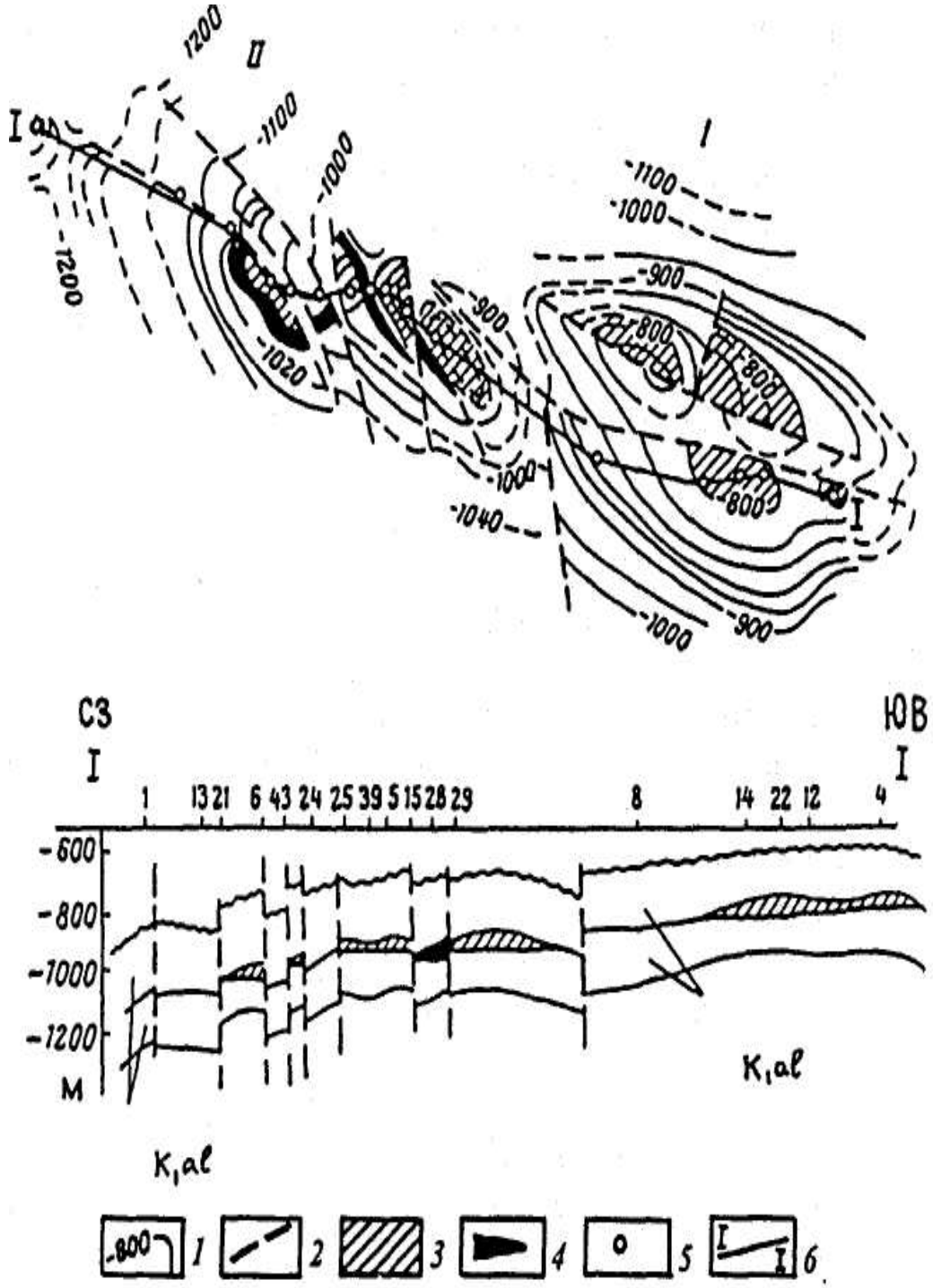


Рис. 177. Олейниковское газонефтяное и Промысловское газовое месторождение (по материалам Волго-Донского геологического управления). I - Промысловское газовое месторождение; II - Олейниковское газонефтяное месторождение:

1 — изогипсы по кровле нижнего альба, м; 2 — тектонические нарушения; 3, 4 — залежи: 3 — газа, 4 — нефти; 5 — скважины; 6 — линия профиля

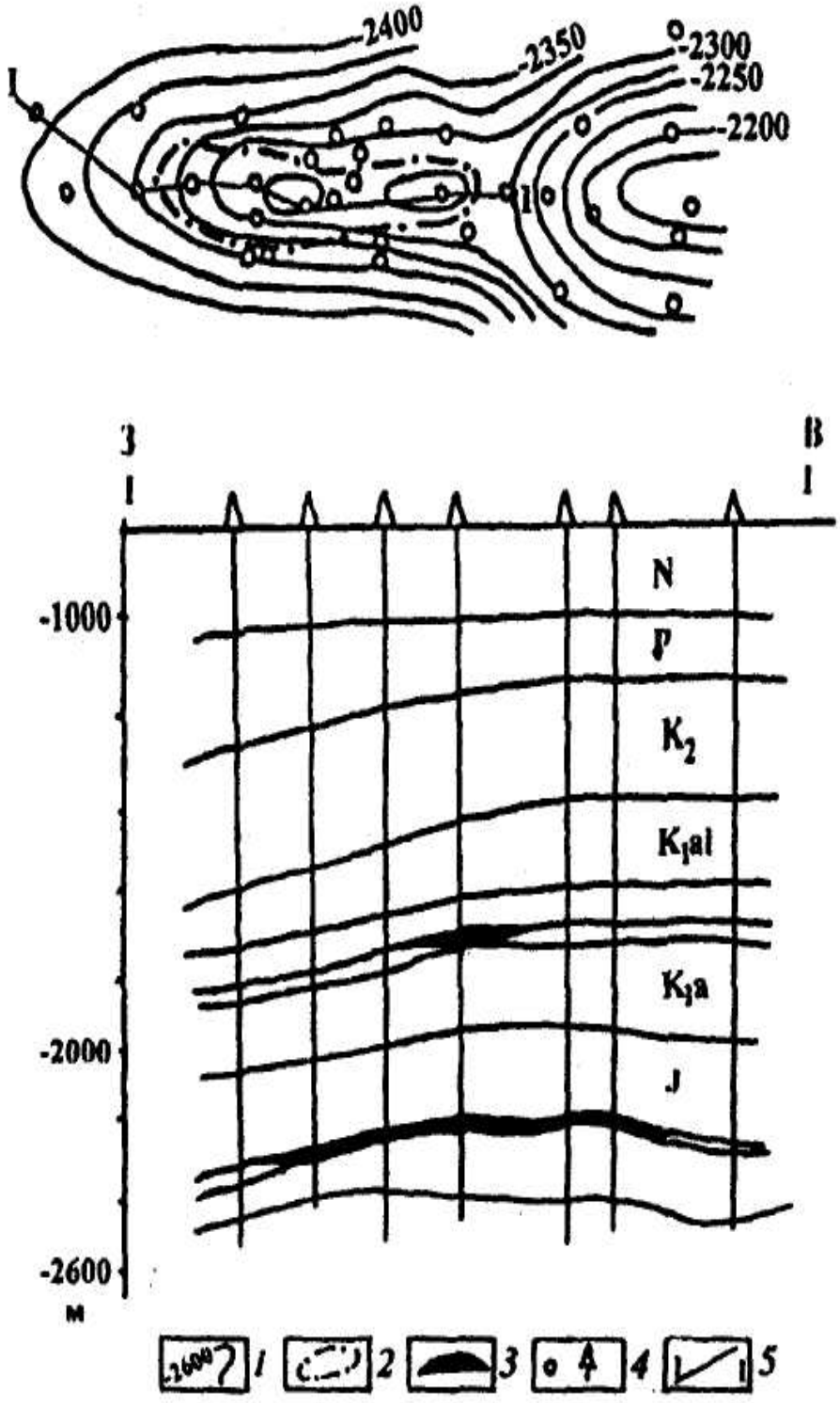
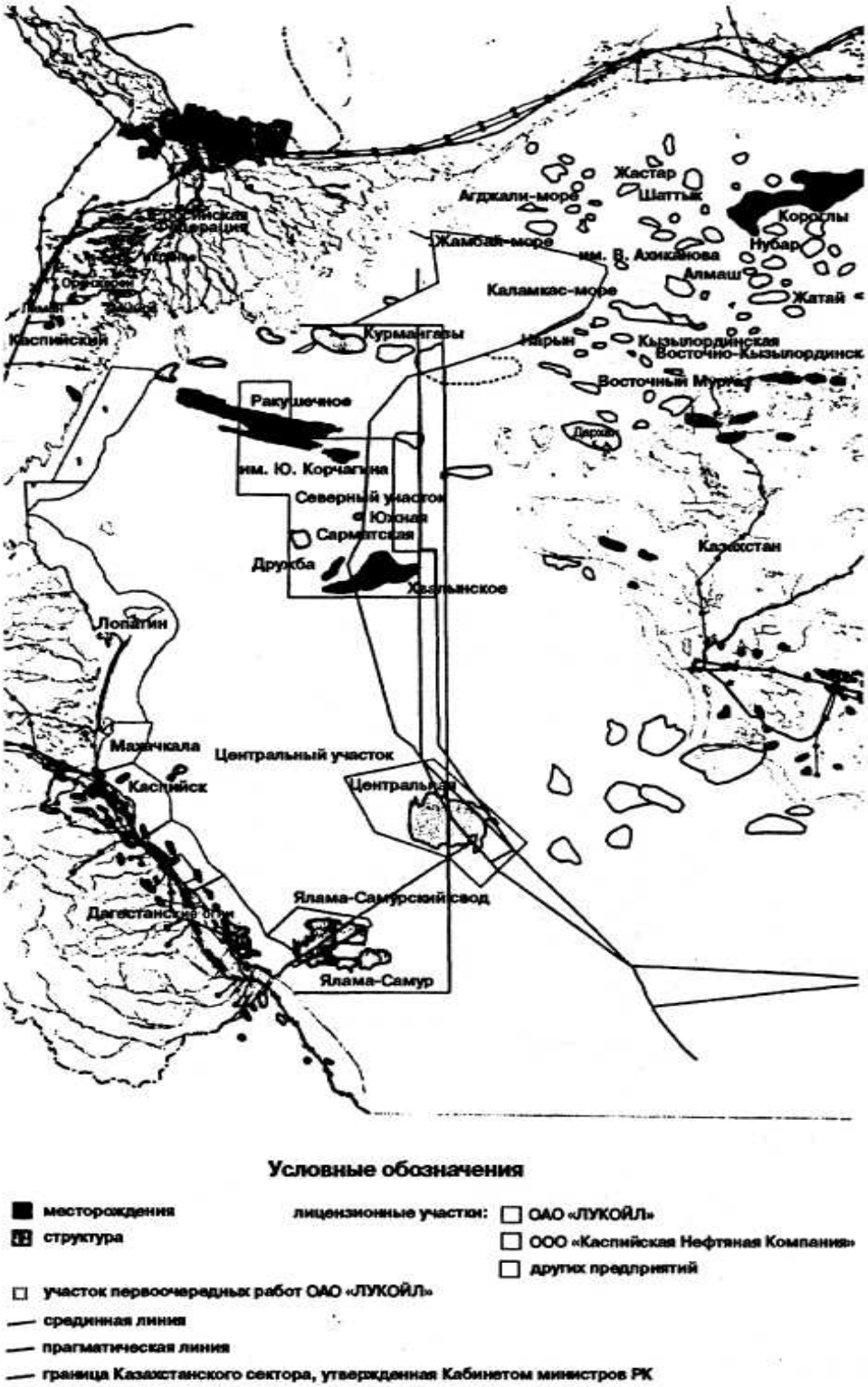


Рис. 178. Каспийское нефтяиое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле юрского продуктивного пласта, м; 2 — контур нефтеносности; 3 — залежи нефти; 4 — скважины; 5 — линия профиля



№1514 от 10.12.96 г.

Рис. 179. Центрально- Каспийская газонефтеносная область

Контрольные вопросы к главе 3

1. Какие нефтегазоносные мегапровинции входят в состав молодых платформ?

2. Какова роль нефтегазоносных провинций молодых платформ в современной добыче нефти и газа и в перспективе?

3. Каков возраст фундамента молодых платформ?

4. Каковы отличия в строении осадочного чехла и фундамента провинций молодых платформ от древних платформ?

5. Каков стратиграфический диапазон нефтегазоносности осадочного чехла в мегапровинциях молодых платформ?

6. Что имеется в виду под термином «промежуточный комплекс» и отложениями какого возраста он выполнен?

7. В каких нефтегазоносных мегапровинциях молодых платформ открыты крупнейшие газовые и нефтяные месторождения?

8. С какими шельфами и акваториями внешних и внутренних морей связаны перспективы нефтегазоносности провинций молодых платформ?

9. Дайте краткую характеристику нефтегазоносным областям Западно-Сибирской мегапровинции.

10. Перечислите региональные нефтегазоносные комплексы мегапровинции молодых платформ.

Глава 4
Нефтегазогеологическое районирование переходных территорий

В пределах территорий переходного типа выделяют-ся нефтегазоносные субпровинции и области, связанные с пред-горными или краевыми прогибами складчатых сооружений (Кар-паты, Кавказ, Урал и др.). Для них характерно в процессе геологи-ческого развития интенсивное прогибание с большой амплитудой, большой мощностью осадочных образований, значительной их дислоцированностью с развитием многочисленных разрывных тектонических нарушений и с широким диапазоном нефтегазонос-ности.

4.1. Предкавказская нефтегазоносная субпровинция

Предкавказская нефтегазоносная субпровинция располагается на территории Краснодарского и Ставропольско-го краев, Кабардино-Балкарской, Северо-Осетинской, Чеченс-кой, Ингушской, Дагестанской республик, а также частично Крымской области Украины и Азербайджана, шельфе Азовского и Черного морей. Протяженность субпровинции 1200 км при ширине до 300 км (см. рис. 153).

В тектоническом отношении представляет собой краевую систему молодой Скифской платформы, состоящую из разнород-ных тектонических элементов: краевых прогибов платформенных структур и зоны передовой складчатости мегантиклинория Боль-шого Кавказа, имеющего субширотное простирание. В эту систе-му входят крупнейшие Западно-Кубанский и Терско-Каспийский

краевые прогибы, разделенные Адыгейским и Минераловодским выступами, и ограничивающие с севера складчатые сооружения Большого Кавказа.

В пределах краевых прогибов и северного склона антиклинория Большого Кавказа складки имеют сложное строение с разрывными нарушениями и диапирами.

Фундамент в пределах НГСП разновозрастный — от байкальского до герцинского включительно, на большей части — герцинский. Осадочный чехол сложен породами палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

Пермские и триасовые отложения в Предкавказье развиты почти повсеместно.

Вышележащие отложения выполнены терригенно-карбонат-ными толщами юры, мела, палеогена, неогена различной мощности. Западно-Кубанский краевой прогиб имеет субширотное простирание и асимметричное строение. Фундамент герцинского возраста, к осевой части погружается до 13 км. В основании осадочного чехла предполагается наличие мощных до 1,5 — 2 км толщ триасовых отложений. На северном пологом и широком борту прогиба платформенный чехол начинается с нижнеюрских отложений. Южный борт прогиба наложен на складчатые комплексы палеоцена-эоцена и мезозоя Северо-Западного Кавказа и восточной погребенной части Крыма. Краевой прогиб сложен олигоцен-четвертичной молассовой толщей мощностью более 5 км. В централь-ной части с юга примыкает Керченско-Таманский поперечный прогиб, выполненный олигоцен- четвертичными молассами и на-ложенными на ступенчато погружающиеся складчатые комплексы палеоцен-эоцена и мела Северо-Западного Кавказа.

В Восточно-Кубанской впадине фундамент погружен на 8 км. В осадочном выполнении (3 — 8 км) прогиба существенная роль принадлежит юрским отложениям, содержащим в верхах разреза соленосную толщу. Эта часть прогиба характеризуется устойчивым прогибанием в течение всего альпийского времени. В бортовых частях мощность юрских отложений сокращается вплоть до полного выклинивания. Структура подсолевых нижне-среднеюр-ских осадков изучена недостаточно, однако в южной бортовой зоне прогиба установлена Спокойненская антиклинальная цепь, состо-ящая из многочисленных поднятий. В широком и пологом северо-восточном борту прогиба, где выделяется Кропоткинская антиклинальная зона, осадочный чехол начинается с нижнего мела.

Терско-Каспийский краевой прогиб занимает юго-восточную часть Предкавказья, осложнен рядом глубоко погруженных структурных элементов, наиболее крупными из которых являются Терско-Сулакский и Северо-Апшеронский прогибы, разделенные Дербенским выступом. В западной части Предкавказский прогиб осложнен Терской и Сунжинской антиклинальными зонами. Глубины погружения герцинского фундамента превышают 14 км. Платформенный чехол на внешнем борту прогиба начинается с нижне- средней юры. Выполняющие прогиб олигоцен-антропогеновые молассы имеют мощность до 5 км. Юго-восточный борт прогиба претерпел постплатформенную орогению («третичный» Дагестан).

Северная моноклиналь Центрального Кавказа представляет собой широкую приподнятую зону, разделяющую Западно-Кубанский и Терско-Каспийский прогибы. Фундамент, прорванный на юге верхнепалеозойскими гранитоидами, выходит здесь на дневную поверхность, полого погружаясь на север до 2 км.

Первая в России скважина, из которой был получен фонтан нефти, на территории субпровинции пробурена механизированным способом в 1864 г., в долине Кудако вблизи Анапы. Этот год и считается началом развития отечественной нефтяной промышленности. Здесь же на Кубани начал свою деятельность И.М. Губкин, в результате иследований которого были выявлены литологические залежи нефти, названные за их форму рукавообразными. Геологи США лишь спустя много лет смогли обнаружить такого типа залежи и назвали их шнурковыми. В 1893 г. первая нефть из среднемиоценовых отложений получена на Старогрозненском месторождении, в 1901 г. — в Дагестане.

С тех пор в этой субпровинции открыто около 200 месторождений, в том числе такие известные месторождения как Асфальтовая Гора, Хадыженское, Ахтырско-Бугундырское нефтяные, Зыбза-Глубокий Яр, Анастасиевско-Троицкое, Малобабчинское, Приозерное, Глазовское нефтяные, Борзовское и др. в Западно-Кубанской НГО; Отрадненское, Темиргоевское в Восточно-Кубанской НГО; Малгобек-Горское, Октябрьское, Брагунское нефтяные, Инчхе-море, Шахмал-Булак, Махачкала и др.

Скопления нефти и газа в Предкавказской НГСП чаще всего многопластовые. Нередко встречаются литологические залежи, сводовые и тектонически-экранированные.

Основные продуктивные горизонты, содержащие нефть, газ и газоконденсат, выявлены в отложениях триаса, юры, мела, палеогена, неогена. Коллекторами являются терригенные и карбонатные, часто рифогенные образования.

Наибольшей продуктивностью отличаются горизонты в нижнемеловых отложениях, сложенные песчаниками и алевролитами, а также трещиновато-кавернозные известняки верхнего мела и песчано-алевролитовые горизонты палеоген-неогеновых отложений (майкопская свита).

Палеозойский перспективный НГК представлен мергельно-известняковой толщей перми мощностью 500 м, изверженными и метаморфическими породами различного состава.

Триасовый перспективный НГК выражен терригенными и карбонатными осадочными и вулканогенными породами мощностью 700-1500 м.

Нижне-среднеюрский НГК мощностью 500 — 4000 м сложен в основном песчаниками, аргиллитами, алевролитами. Выявлены газоконденсатные залежи на Юбилейном, Лабинском и др. месторождениях.

Келловей-кимериджский (подсолевой) НГК мощностью 70 — 850 м представлен известняками и доломитами с пачками терригенных пород небольшой мощности в нижней части комплекса. Продуктивность келловейских песчаников доказана на Баракаевском нефтяном и Темиргоевском газоконденсатном, Кошехабльском газовом и др. месторождениях. Газонефтяная залежь в оксфорде открыта на Лабинском месторождении. Перспективен комплекс в Терско-Каспийской НГО.

Титон-валанжинский (надсолевой) НГК мощностью 300 — 1650 м представлен известняками, доломитами, гипсами, ангидритами с подчиненными прослоями глин и мергелей. Продуктивны пачки трещинных, трещинно-кавернозных известняков, в которых открыты залежи нефти на Заманкульском и Харбижинском месторождениях, газоконденсата на Старогрозненском и Малгобек-Горском, газа — на Датыхском месторождениях.

Нижнемеловой (готерив-альбекий) НГК мощностью 400 — 1200 м сложен пластами и пачками песчаников, глин, алевролитов с незначительным содержанием карбонатных пород. В этом комплексе открыты залежи нефти на Малгобек-Горском, Заманкульском, Старогрозненском, Хаян-Кортовском, Дузлакском и газа на Хошмензильском, Дагогнинском и др. месторождениях.

Верхнемеловой НГК мощностью 215 — 850 м представлен известняками, мергелями, глинами, в которых открыты значитель-ные залежи практически на всей территории провинции на Кара-булак-Ачалукском, Старогрозненском, Хаян-Кортовском, Брагун-ском, Правобережном и др. месторождениях.

Палеоцен-эоценовый НГК мощностью 150 — 2050 м сложен мергелями, глинами, алевролитовыми известняками. Продуктив-ные пласты выявлены в кумской, калужской, ильской, зыбзинс-кой, горячеключевской свитах в Западно-Кубанской НГО на Но-водмитриевском, Абино-Украинском, Ахтырско-Бугундырском, Восточно-Северском и др. газонефтяных месторождениях.

Олигоцен-нижнемиоценовый (майкопский) НКГ мощностью 600 — 1350 м выражен пачками песчаников, алевролитов, песков в толще глин. В западной части провинции мощность и количество песчаных прослоев резко увеличивается. В Западно-Кубанской НГО продуктивны горизонты на Нефтегорском, Ключевском, Но-водмитриевском, Калужском, Азовском и др. месторождениях не-фти. На востоке субпровинции кратковременные фонтанные при-токи нефти были получены на Бенойской, Карабулакской, Киров-ской, Ачисинской площадях.

Неогеновый (среднемиоцен-плиоценовый) НГК мощностью 1200 — 3700 м представлен прослоями, пачками и пластами песча-ников, алевролитов, глин, известняков, мергелей. Продуктивные горизонты связаны с пластами песчаников в отложениях понти-ческого, мэотического ярусов в Анастасиевско-Троицком место-рождении, сарматского яруса, караганского и чокракского гори-зонтов на Зыбзинском,Северо-Крымском, Абино-Украинском ме-сторождениях в Западно-Кубанской НГО. На востоке субпровин-ции газонефтеносны отложения сарматского яруса, нефтеносны пласты караганского и чокракского горизонтов в Чеченской и Ингушской республиках, отдельные свиты в Южном Дагестане (на Малгобек-Горском, Старогрозненском, Октябрьском, Махачка-линском и др. месторождениях). В Терско-Каспийской НГО про-дуктивные караганские и чокракские отложения содержат от 17 до 25 преимущественно нефтенасыщенных горизонтов.

В пределах НГСП выделяется 3 промышленно нефтегазонос-ных и газоносных области и несколько самостоятельных районов: Западно-Кубанская НГО, Восточно-Кубанская ГО, Терско-Каспий-ская НГО; Керченско-Таманский, Южно-Дагестанский, Севером . Азербайджанский нефтегазоносные самостоятельные районы.

ЗАПАДНО-КУБАНСКАЯ ГНО соответствует Западно-Кубанскому краевому прогибу. Максимальная мощность осадочного чехла 12 км. Основные продуктивные подкомплексы — нижнемеловой, палеогеновый, неогеновый. Почти все запасы на глубинах 1 — 3 км. Типы залежей — сводовые, тектонически экранированные, стратиграфически и литологически ограниченные. Месторождения часто многопластовые. Открыто около 80 месторождений нефти и газа (Северо-Крымское (рис. 180), Гарбузовское (рис. 181), Сладковское (рис. 182), Западно-Нефтяное (рис. 183), Анастаси-евско-Троицкое (рис. 184), Фонталовское (рис. 185), Хадыженское (рис. 186), Зыбза-Глубокий Яр, Ахтырско-Бугундырское, Асфаль-товая Гора и др.).

Анастасиевско-Троицкое газонефтяное месторождение (рис. 184) расположено в 125 км к западу от г. Краснодара. Откры-то в 1953 г., разрабатывается с 1954 г. Приурочено к брахиантик-линали в пределах Анастасиевско-Краснодарской антиклинальной зоны. Складка осложнена двумя сводовыми поднятиями, имеет раз-меры 27,5х2,5 км и высоту около 400 м. Углы падения крыльев составляют 10—14°. На Анастасиевском поднятии зафиксировано диапировое ядро майкопских глин, доходящее до верхнеплиоценовых отложений. С этим ядром контактируют залежи нефти и газа. Установлены 10 залежей в плиоцене и миоцене на гл. 750—1770 м. Горизонты I, Ia, II, III содержат газ, IV — нефть с газовой шапкой, V, VI, VIa, VII—нефть. Залежи пластовые сводовые, некоторые литологически ограниченные. Основной продуктивный горизонт — IV с эффективной толщиной до 50 м. Газонефтяной контакт –1502 м, водонефтяной -1521-1532 м. Высота газовой шапки 100 м. Коллекторы пбровые (пески и песчаники); пористость 20— 30%, проницаемость до 0,9 мкм^2. Начальное пластовое давление соответствует гидростатическому, t—38—66°С. Состав газа, %: CH_4 - 91-98, C_2H_6+ высшие - 3,5-0,80; CO_2 - 5,0-0,2; N_2- до 1,3. Нефть содержит серы до 0,3%, парафина доЗ%. Плотность нефти 830-908 кг/м^3.

Хадыженское нефтяное месторождение (рис. 186) открыто в 1914 г., разрабатывается с 1934 г. Содержит три промышленные залежи, в плане совпадающие друг с другом. Продуктивные горизонты заливообразно, в виде фестонов, выступают перпендикулярно к полосе майкопских песков и вытянуты в направлении восстания слоев, образуя литологические ловушки для нефти. Мощность песчаных пластов закономерно уменьшается по вос-

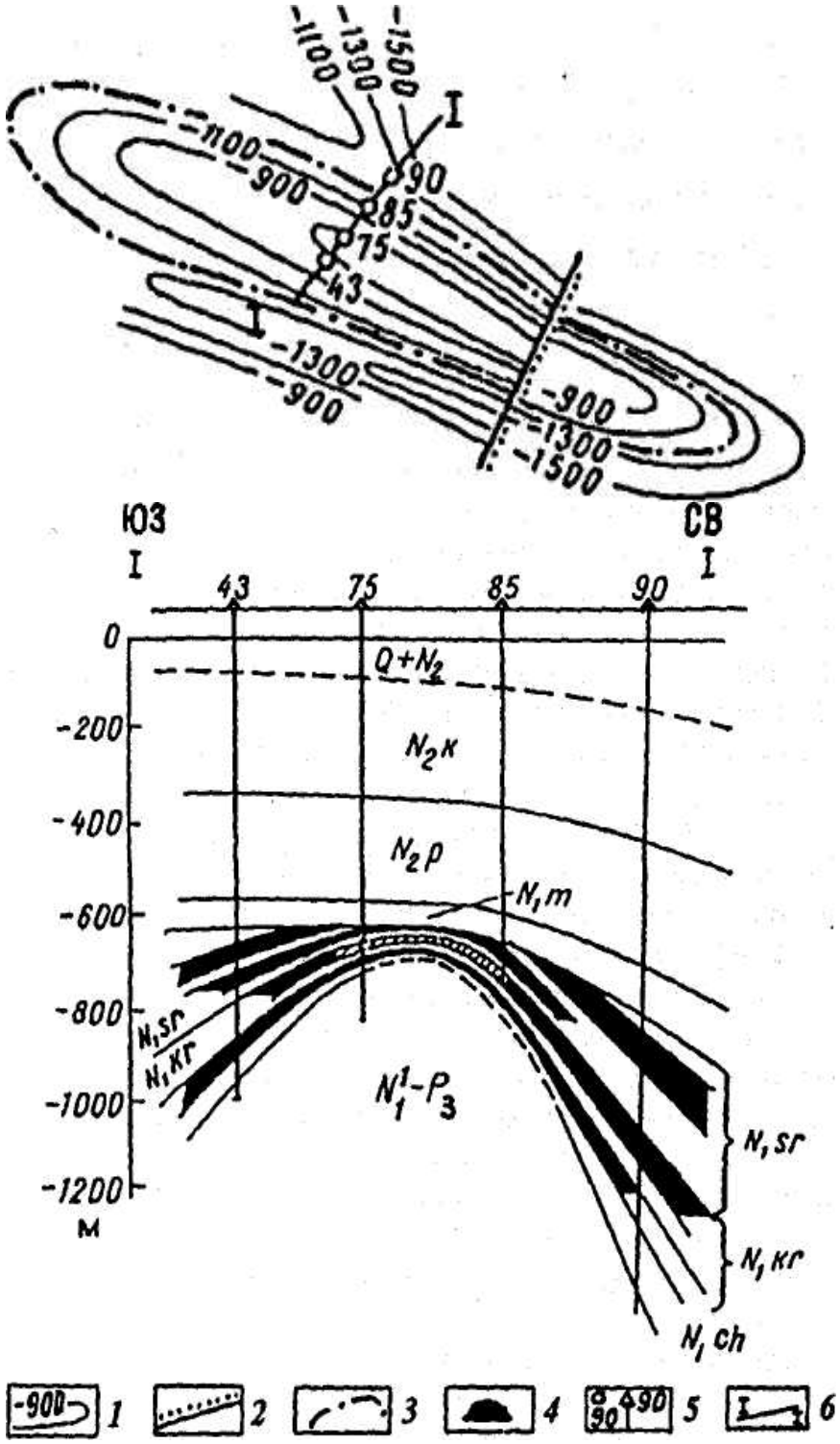


Рис. 180. Северо-Крымское нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле горизонта XVIII (чокрак), м; 2 — тектоническое нарушение; 3 — контур нефтеносности; 4 — залежи нефти; 5 — скважи-ны; 6 — линия профиля

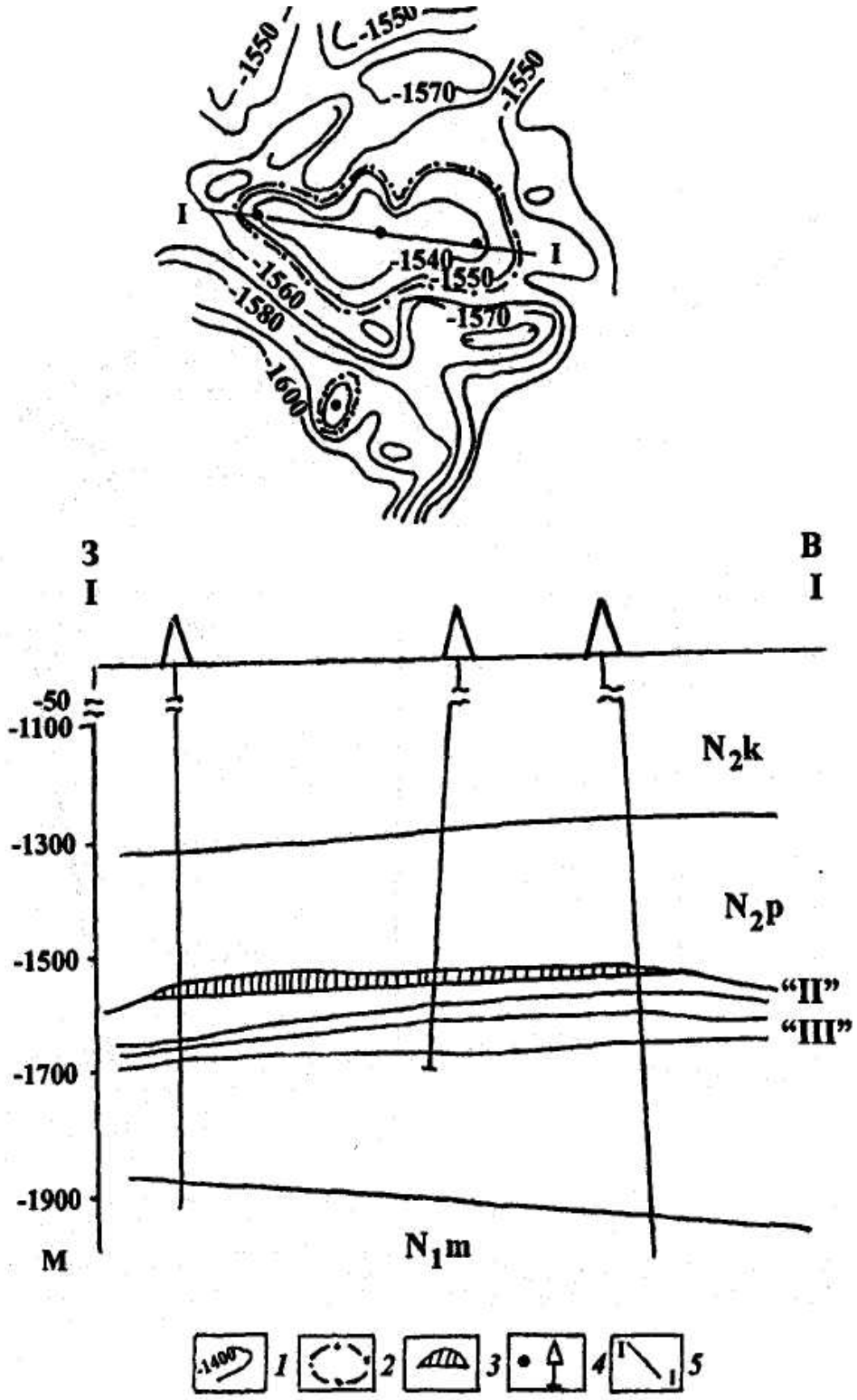


Рис.181. Гарбузовское газовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле II понтического горизонта, м; 2 — контур газоносности; 3 — залежь газа; 4 — скважины; 5 — линия профиля

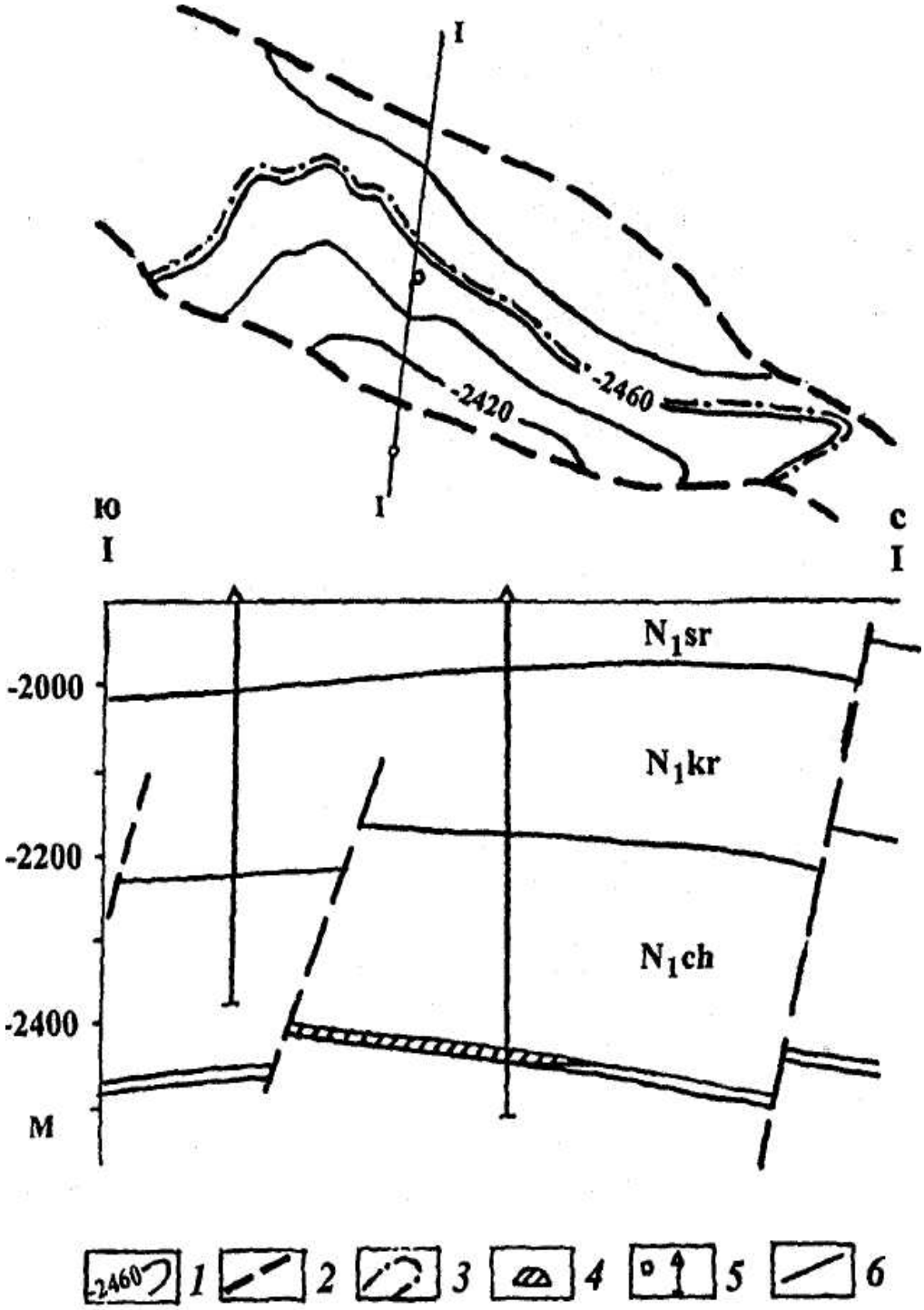


Рис. 182. Сладковское газовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивного пласта нижнего чокрака, м; 2 — тектонические нарушения; 3 — начальный внешний контур газоноснос-ти; 4 — газоконденсатная залежь; 5 — скважины; 6 — линия профиля

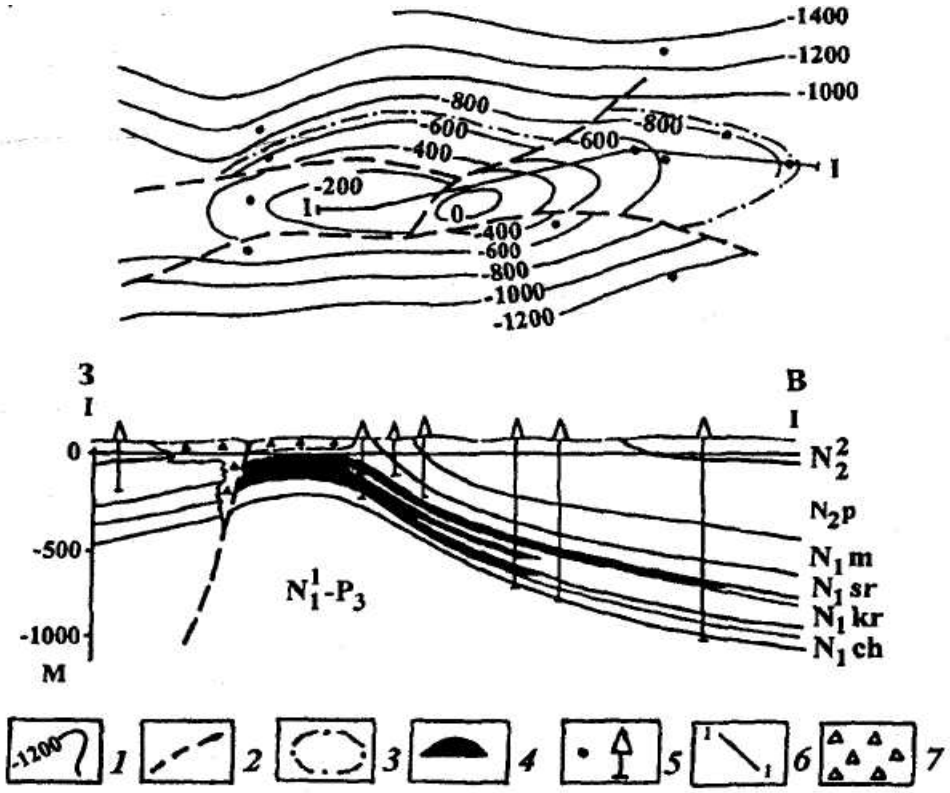


Рис. 183. Западно-Нефтяное нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивного горизонта сарматского яруса вер-хнего миоцена, м; 2 — тектонические нарушения; 3 — контур нефтеносно-сти; 4 — залежь нефти; 5 — скважины; 6 — линия профиля; 7 — брекчии

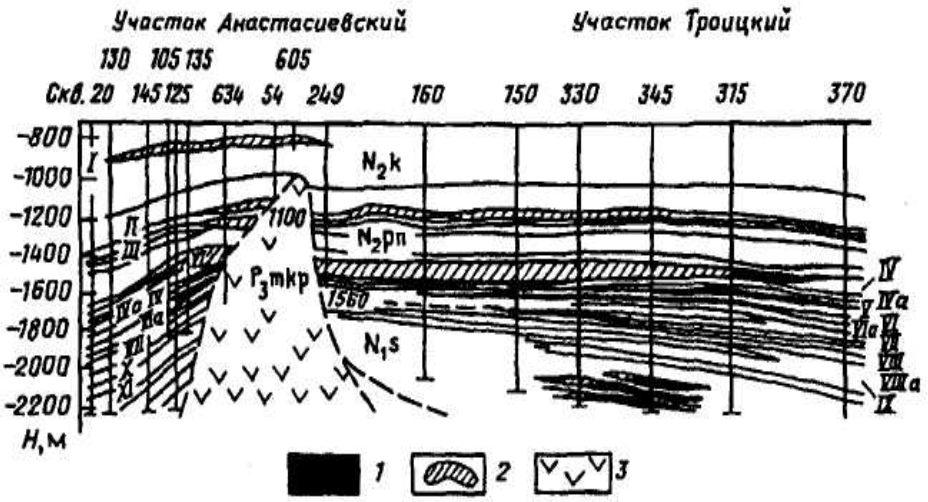


Рис. 184. Анастасиевско-Троицкое газонефтяное месторождение [9].
Геологический разрез: 1 — нефть; 2 — газ; 3 — диапировое ядро

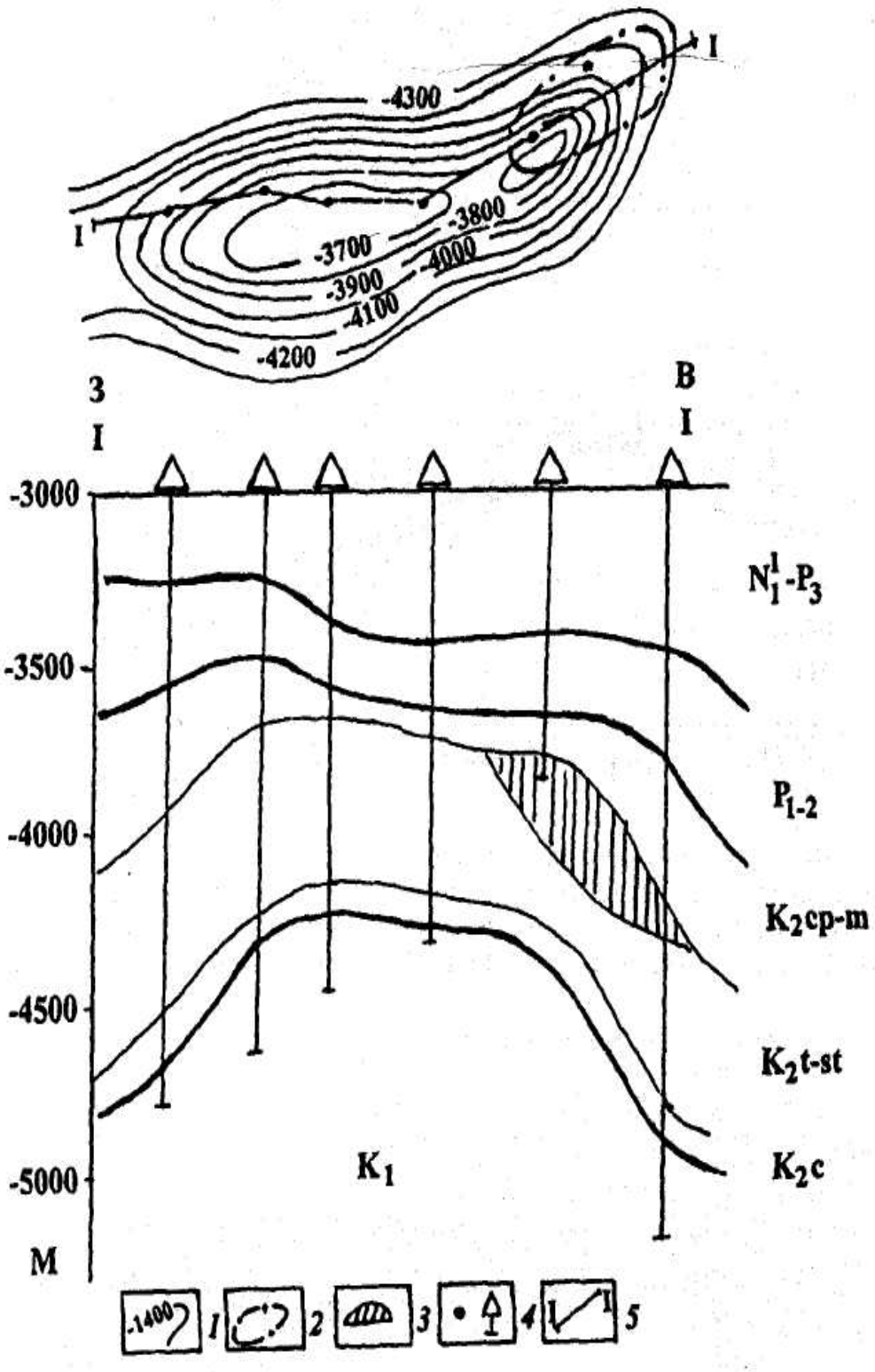


Рис. 185. Фонталовское газовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле турон-сантонского яруса верхнего мела, м; 2 — контур газоносности; 3 — залежь газа; 4 — скважины; 5 — линия профиля

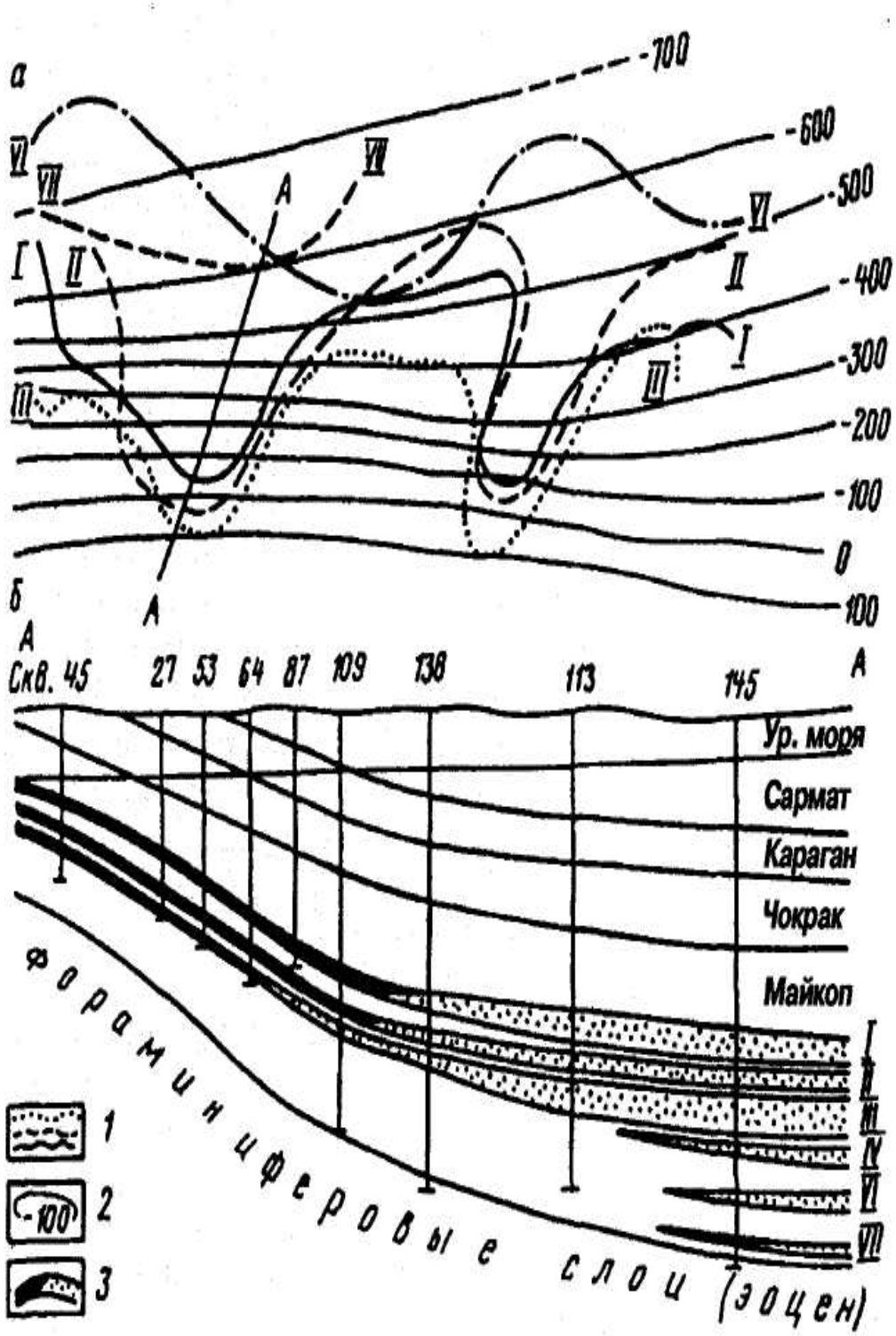


Рис. 186. Хадыженское нефтяное месторождение (по СТ. Короткову):
а— структурная карта по майкопскому реперу; б — геологический разрез; 1 — контуры выклинивания песчаных горизонтов (I —VII) Майкопа; 2 — изогипсы, м; 3 — литологические залежи нефти

станию оси и в обе стороны от нее. Для всех залежей характерно отсутствие газовых шапок, что объясняется близостью головных частей залежей к дневной поверхности.

ВОСТОЧНО-КУБАНСКАZ UHO включает Восточно-Кубанский прогиб и Адыгейский выступ. Максимальная мощность осадочного чехла 8 км. Основные продуктивные подкомплексы — нижнемеловой и палеогеновый. Залежи газоконденсатные и газовые сводового и экранированного типа, многопластовые на глубинах 2,5—4 км (Александровское, Кошехаблmское (рис. 187), Кузнецовское (рис. 188), Советское (рис. 189), Майкопское (рис. 190), Соколовское (рис. 191), Южно-Советское (рис. 192) и др.).

Майкопское газогонденсануое месторождение (см. рис. 190) расположено в 15 км к северу от г. Майкопа. Открыто в 1958 г., разрабатывается с 1960 г. Приурочено к брахиантиклинальной складке, осложняющей северный борт Адыгейского выступа. Выявлено 5 залежей в отложениях нижнего мела. Залежи пластовые сводовые. Продуктивные горизонты сложены песками и песчаниками. Тип коллектора поровый. Пористость 15,5—17,5%, проницаемость до 1,4 мкм^2. Глубина верхней залежи в своде 2435 м, нижней — 2670 м. Эффективная толщина пластов от 6,5 до 70м. Начальное пластовое давление 26,6 МПа в верхней залежи, 30,3 МПа — в нижней. Состав газа, %: CH_4 — 87,9—90, C_2H_6+высшие — 6,2— 6,9, N_2 — 1—1,5. Содержание стабильного конденсата до 85 г/м^3. Плотность конденсата — 795—815 кг/м^3.

Соколовское газоконденсатное месторождение (см. рис. 191) содержит гидродинамическую залежь в песчаном пласте I алббского яруса, приуроченную к структурному носу. Промышленно продуктивны только скважины, пробуренные в средней, относительно погруженной части структурного носа. На гипсометрически более приподнятом участке пласт I оказался водоносным. Поверхность раздела газ-вода характеризуется сложной, выпуклой в сторону подошвы пласта формой с общим наклоном в сторону направления регионального движения вод. Средняя глубина залегания пласта I — 3590 м, средняя эффективная мощность 6,9 м пористость 15 %,проницаемость 69х10^{-15} м^2.Рабочие дебиты скважин достигали 300—350 тыс. м^3/сут, но уже через несколько месяцев эксплуатации начиналось обводнение скважин.

Южно-Советское газоконденсатное месторождение (см. рис. 192) приурочено к антиклинальной складке размерами

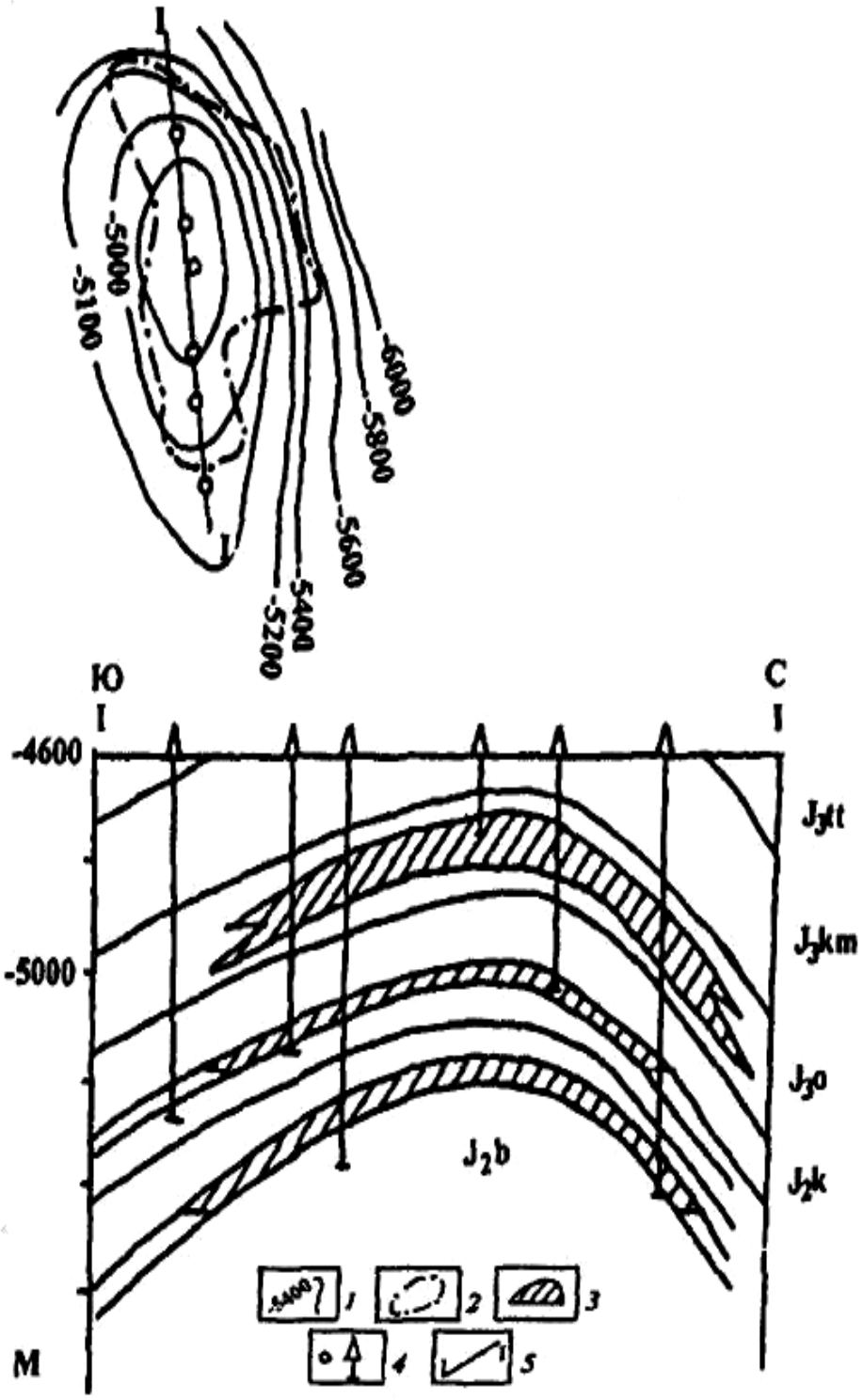


Рис. 187. Кошехабльское газоконденсатное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивного горизонта в отложениях оксфорда, м; 2 — контур газоносности; 3 — залежи газа; 4 — скважины; 5 — линия профиля

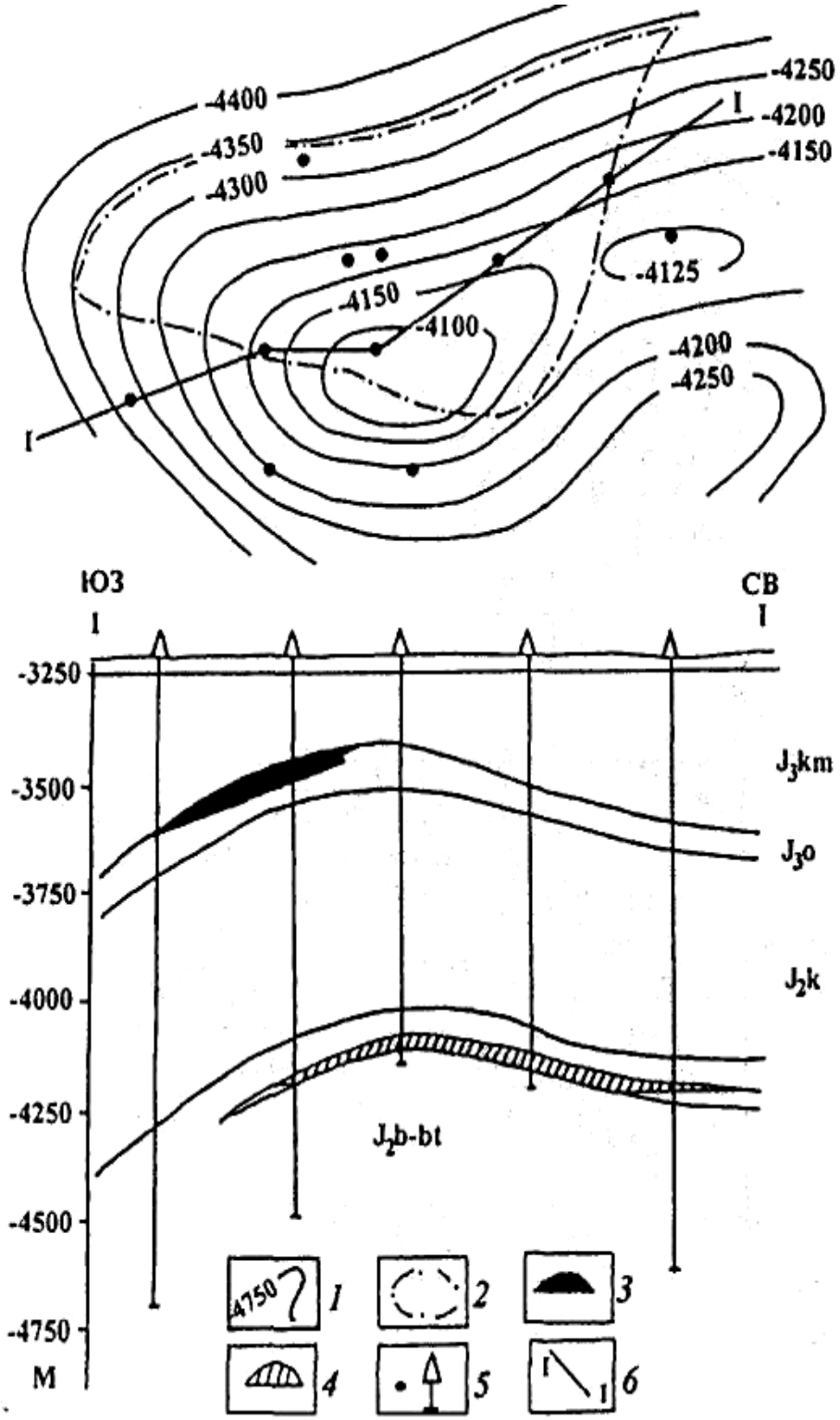


Рис. 188. Кузнецовское газонефтяное месторождение [16]:
1 - изогипсы по кровле батского яруса средней юры, м; 2 — контур газоносности; 3, 4 — залежи: 3 — нефти, 4 — газа; 5 — скважины; 6 — линия профиля

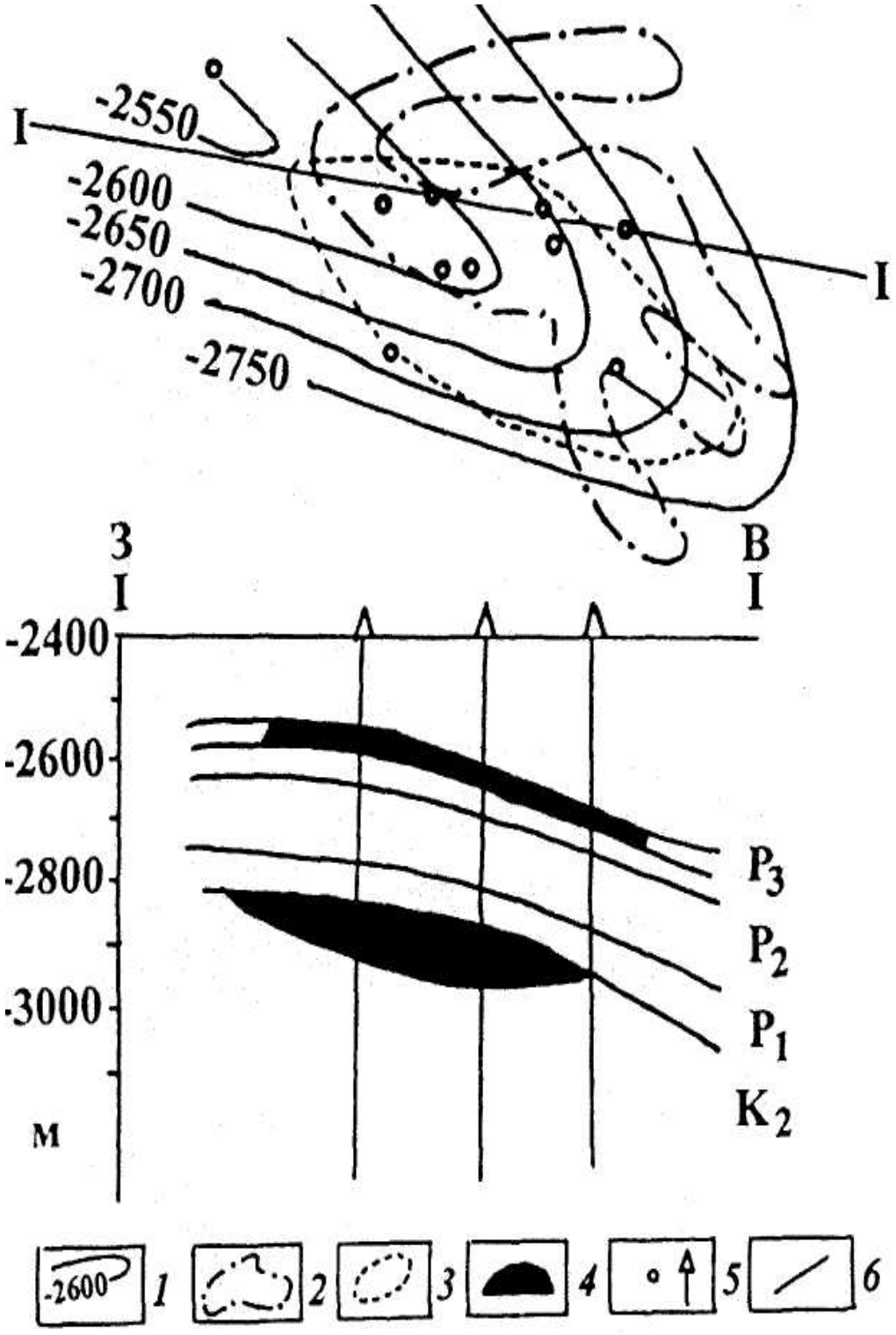


Рис. 189. Советское нефтяное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле продуктивной пачки Майкопа, м; 2, 3 — контуры залежи: 2 - майкопской, 3 —. верхнемеловой; 4 — залежи нефти; 5 — скважины; 6 — линия профиля

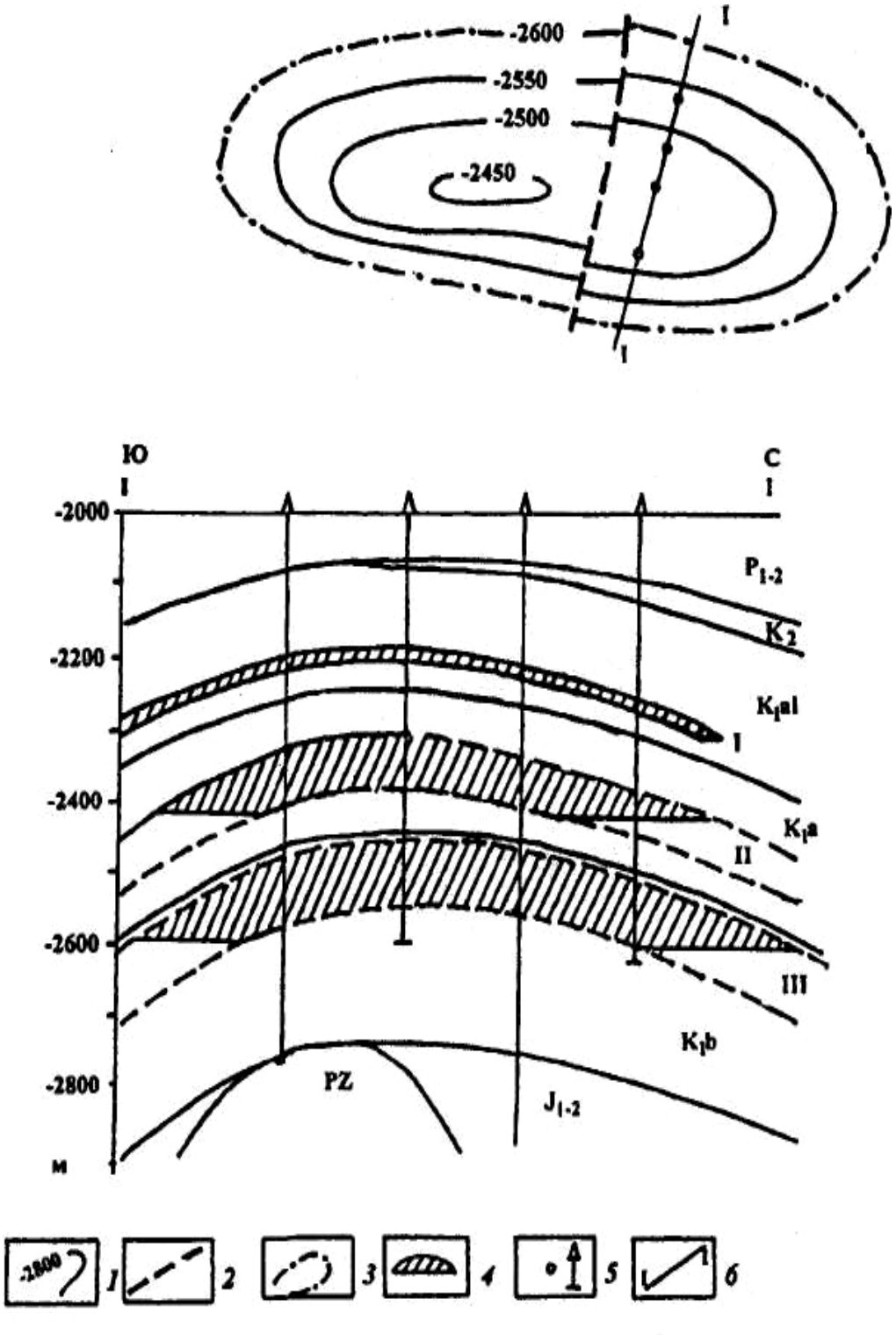


Рис. 190. Майкопское газоконденсатное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле III продуктивного горизонта нижнего мела, м; 2 — тектоническое нарушение; 3 — первоначальный внешний контур газоносности; 4 — залежи газа; 5 — скважины; 6 — линия профиля

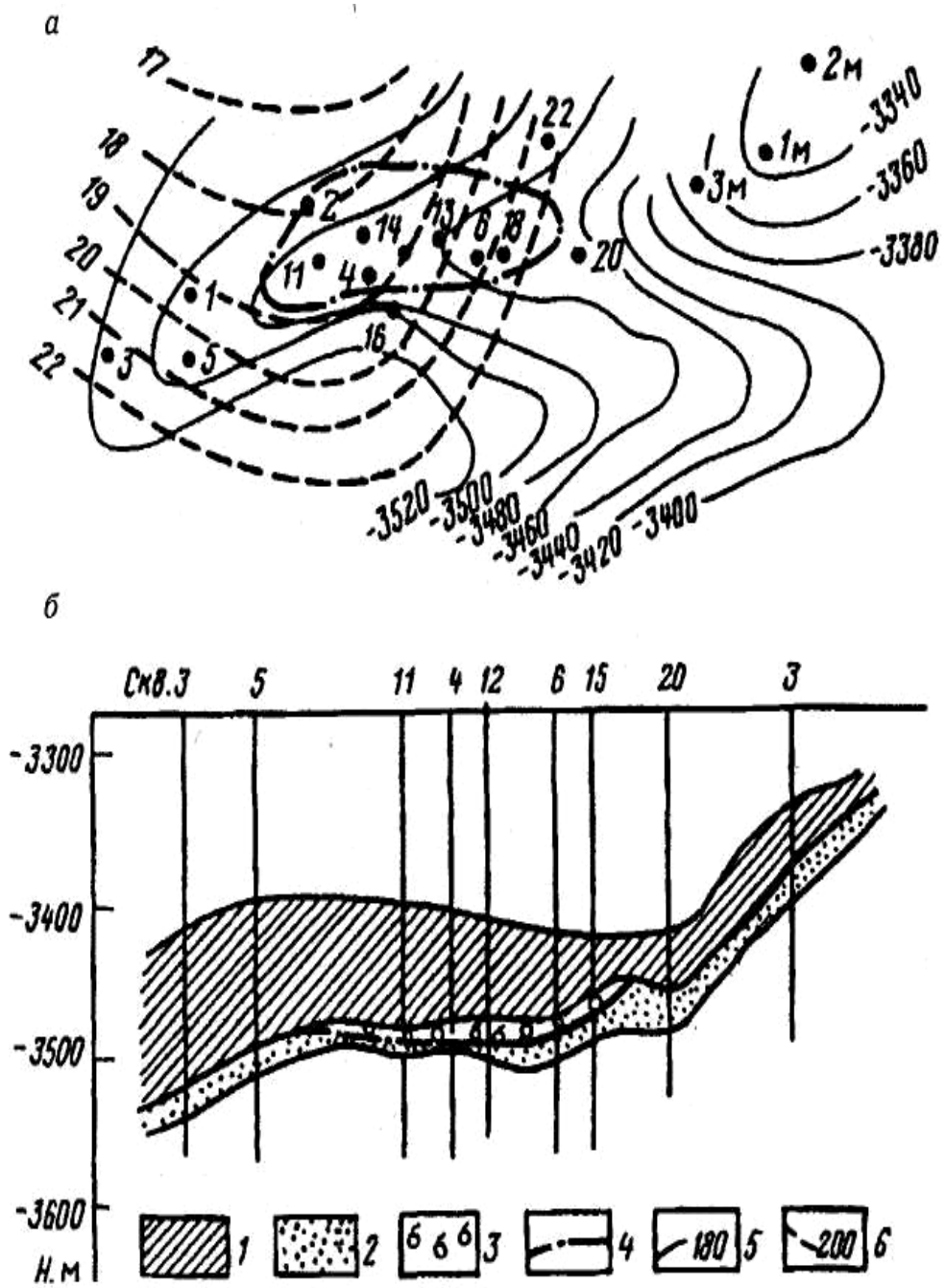


Рис. 191. Соколовское газоконденсатное месторождение (по Б.С. Корот-кову, АА. Плотникову и др.):
а — структурная карта по кровле продуктивного пласта I альба;
б — геологический разрез продуктивного пласта I:
1 - глины; 2 — песчаники; 3 — газ; 4 — контур гидродинамической залежи газа в продуктивном пласте I альба; 5 — изогипсы,м; 6 — гидроизопьезы, Мпа

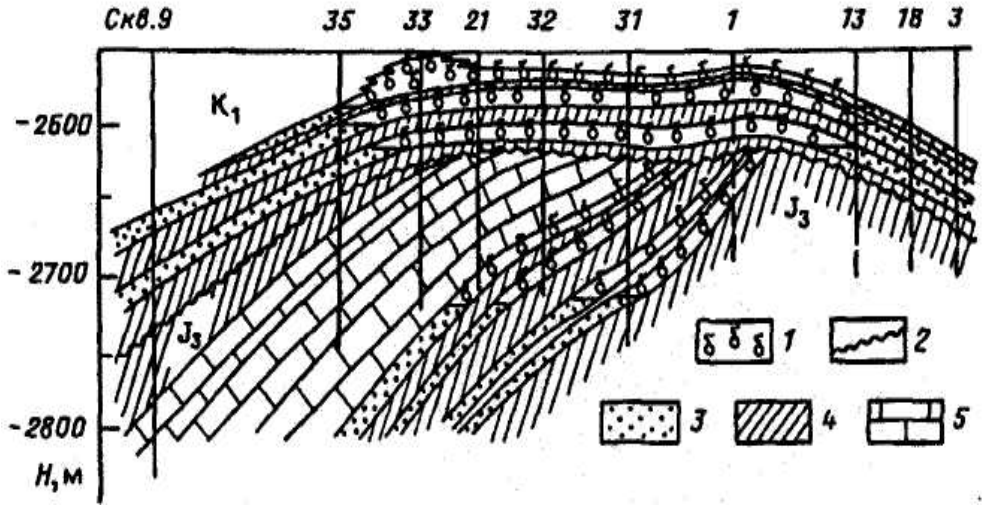


Рис. 192. Южно-Советское газоконденсатное месторождение [9].
Геологический разрез: 1 — газ; 2 — поверхность стратиграфического несогласия; 3 — песчаные горизонты; 4 — глинистые разделы; 5 — известняки верхней юры (оксфорд-кимеридж)

4,5x3,0 км и высотой 60 м. Скважинами вскрыты осадочные отложения неоген-палеогенового, мелового и юрского возраста, а также метаморфизованные породы фундамента (палеозой). Между меловыми и юрскими отложениями имеется угловое и стратиграфическое несогласие. Газоносными являются I, II и III пласты песчаников аптского яруса и V, VI и VII песчано-алеври-то-глинистые пачки келловея. Эффективная мощность пластов 2—28 м, пористость 12—14%, проницаемость по керну (0,4—1652)x10^{-15} $м^2$. Нижнемеловые залежи пластовые сводовые, юрс-кие — стратиграфически экранированные. Средние рабочие де-биты газа в скважинах, эксплуатирующих нижнемеловые гори-зонты, составляли 90—150 тыс. $м^3$/сут, юрские 30—185 тыс. $м^3$/ сут. Газ содержит конденсат: I и II пласты — 320 $см^3$/м3, III — 247 $см^3/м^3$ и V пласт — до 1500 $см^3/м^3$.

ТЕРСКО-КАСПИЙСКАЯ НГО охватывает Терско-Каспийский краевой прогиб и Дагестанский выступ. Максимальная мощность осадочного чехла 12 км. Характерно развитие многочисленных нарушений в пределах локальных структур. Основные продуктивные подкомплексы — нижнемеловой, верхнемеловой, палеогеновый, неогеновый. Залежи в неогене многопластовые, в верхнем мелу — массивные, в большинстве сводовые или тектонически экранированные, редко литологически и стратиграфически ограниченные.

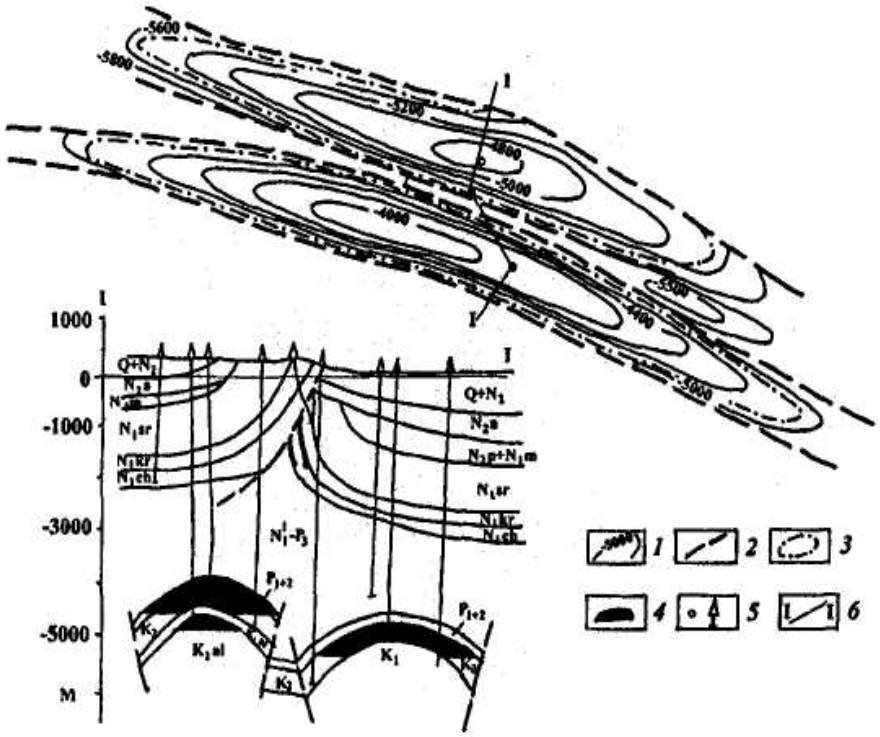


Рис.193. Брагунское и Северо-Брагунское нефтяные месторождения [16]:
1 — изогипсы по кровле верхнемеловых отложений, м; 2 — тектонические нарушения; 3 - контур нефтеносности; 4 — залежи нефти; 5 - скважины; б — линия профиля

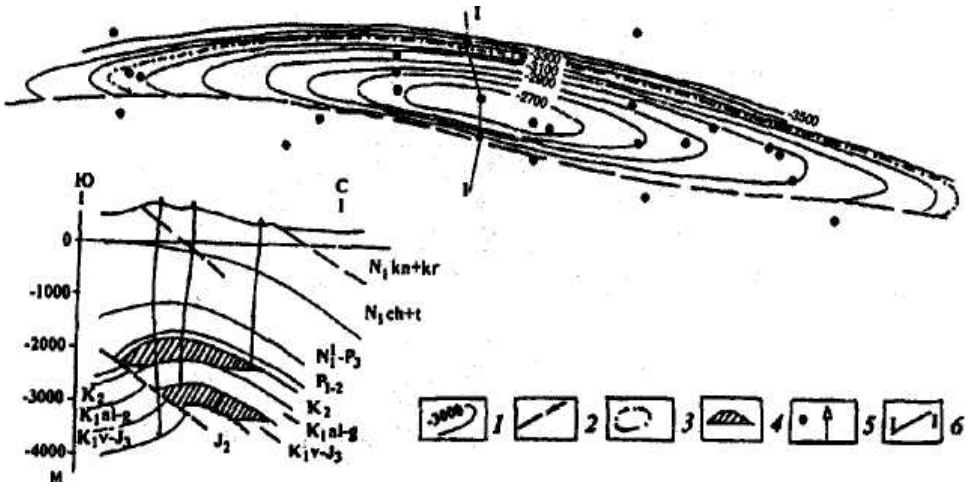


Рис. 194. Шамхал-Бу лакское газовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле верхнеюрских отложений, м; 2 — тектонические нарушения; 3 — контур газоносности; 4 - залежи газа; 5 — скважины; 6 — линия профиля

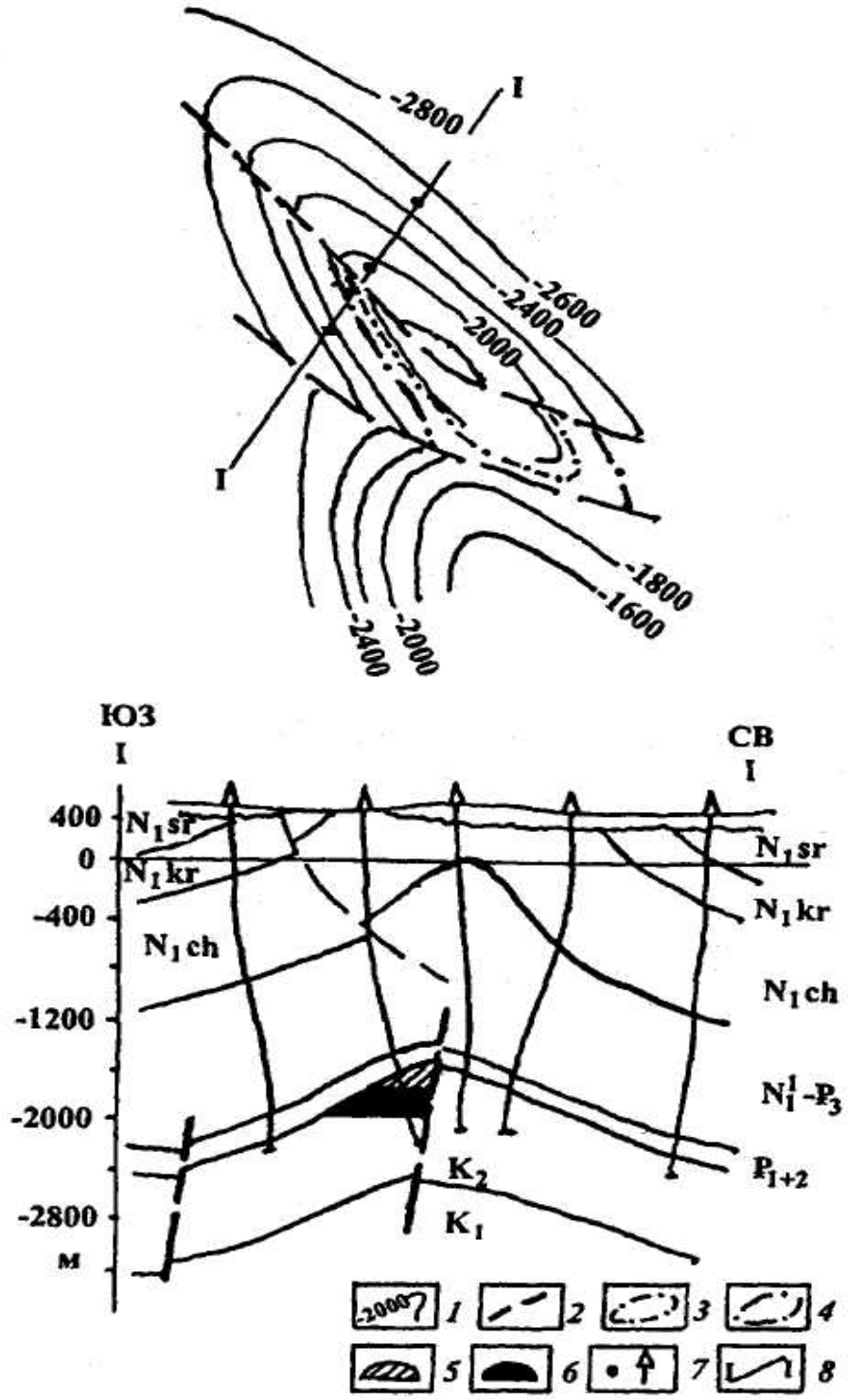


Рис. 195. Газонефтяное месторождение Гаша [16]:
1 — изогипсы по кровле верхнемеловых отложений, м; 2 — тектоничес-кие нарушения; 3, 4 — контуры: 3 — газоносности, 4 — нефтеносности; 5, 6 — залежи: 5 — газа, 6 — нефти; 7 — скважины; 8 — линия профиля

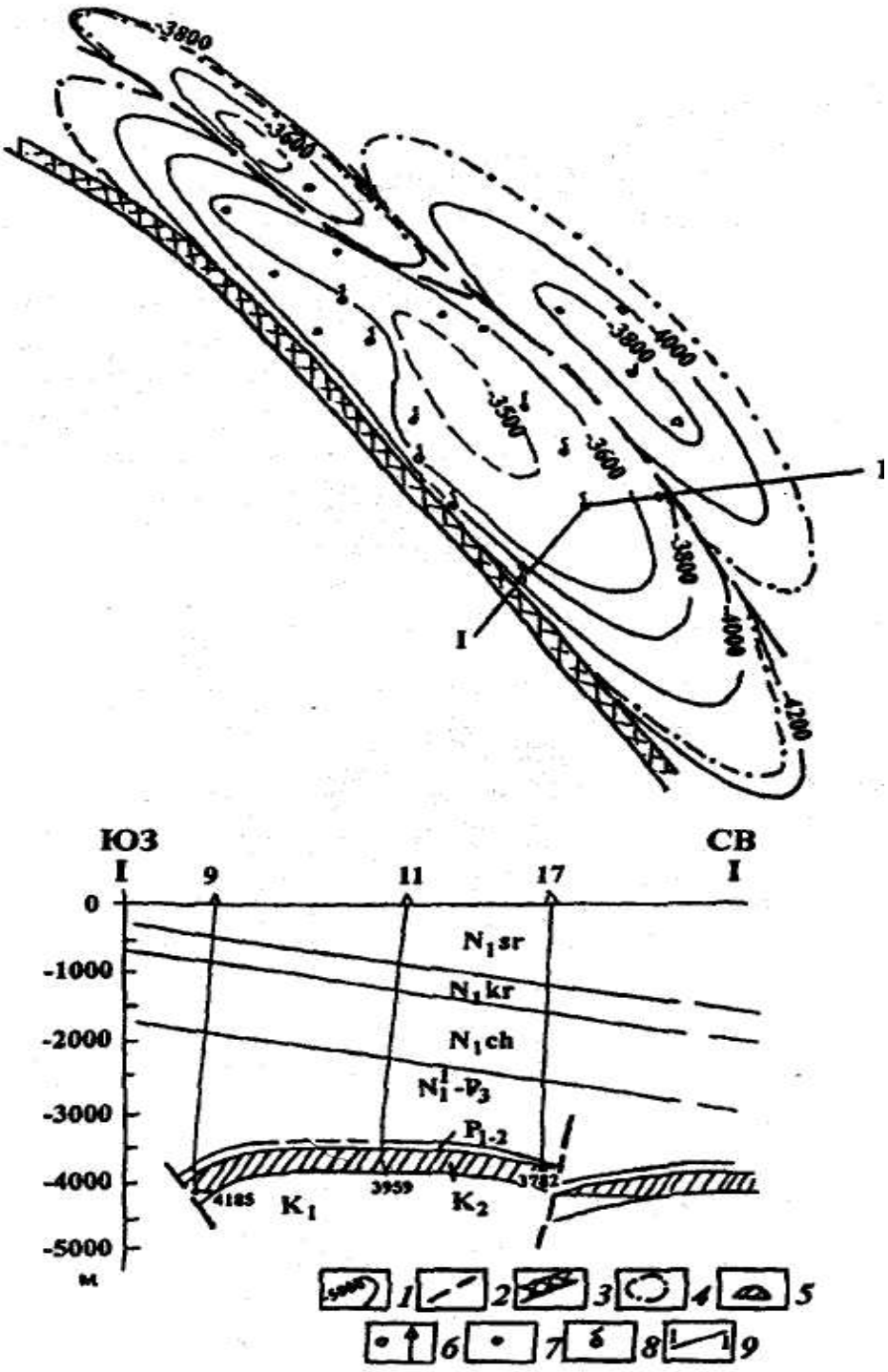


Рис. 196. Димитровское нефтегазоконденсатное месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле верхнемеловых отложений, м; 2 — тектонические нарушения; 3 — зона грабенообразного прогиба; 4 — контур нефтегазоносности; 5 — залежь газа; 6 — 8 — скважины, в том числе: 7 — давшие нефть, 8 — давшие газ с конденсатом; 9 — линия профиля

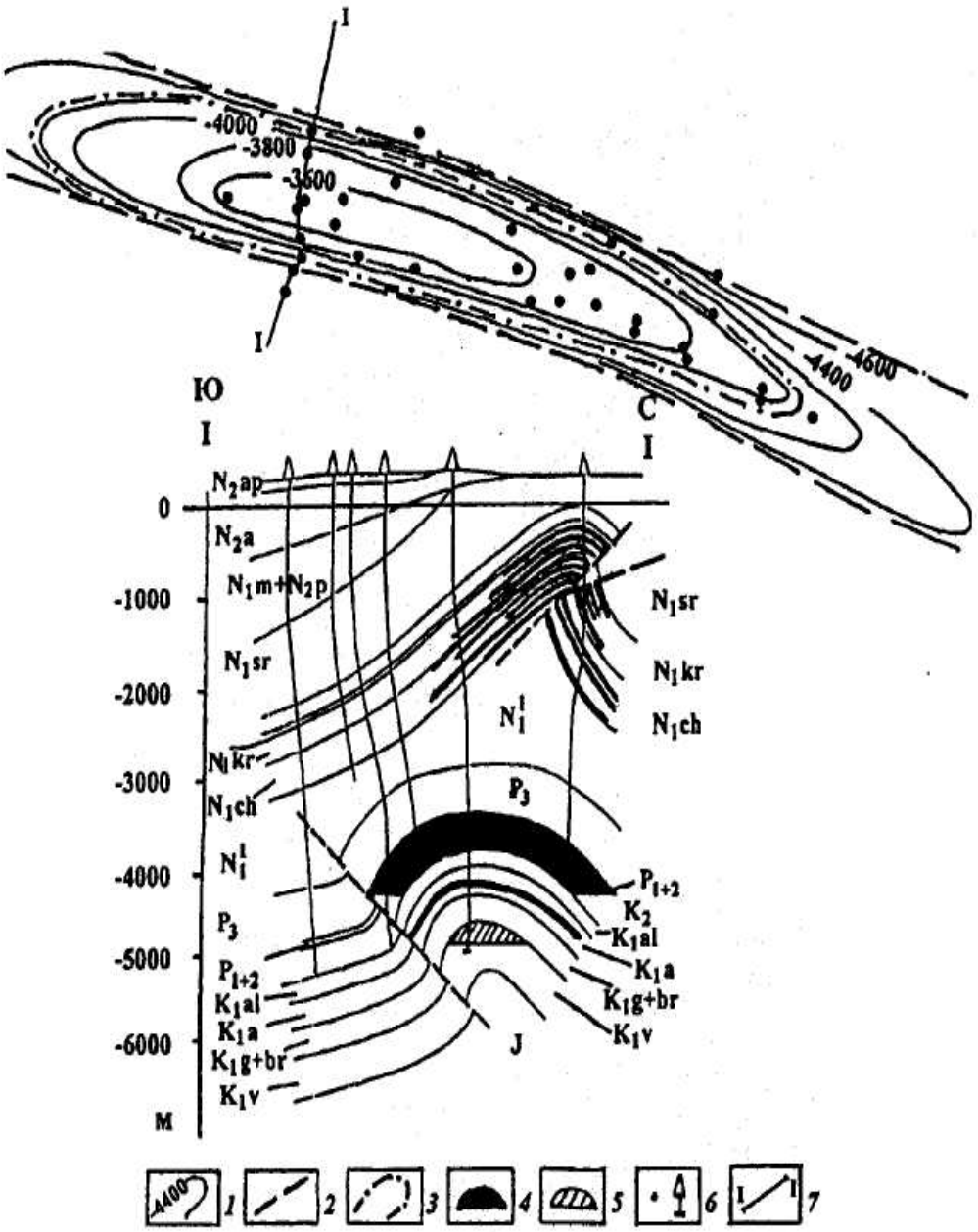


Рис. 197. Старогрозненское нефтегазовое месторождение [16]:
1 — изогипсы по кровле верхнеюрских отложений, м; 2 — тектоничес-кие нарушения; 3 — контур нефтеносности; 4, 5 — залежи: 4 — нефти, 5 — газа; 6 — скважины; 7 — линия профиля

В области сосредоточено значительное число месторождений не-фти и газа субпровинции: Брагунское и Северо-Брагунское (рис. 193), Шамхал-Булакское (рис. 194), Гаша (рис. 195), Димитровское (рис. 196), Старогрозненское (рис. 197), Малгобек-Вознесенско-Али-юртовское (рис. 198) и др.

Димитровское нефтегазоконденсатнонефтяное месторождение (см. рис. 196) расположено в 15 км юго-восточнее г. Махачкалы. Открыто в 1980 г., в разработку введено в этом же году. Приурочено к Нараттюбинской складчато-надвиговой зоне Дагестанского клина. Связано с крупной (27х8 км) высокоамплитудной (650 м) структурой, представляющей собой систему тектонических блоков, имеющих форму брахиантиклиналей. Продуктивны карбонатные породы верхнего мела и валанжина-верхней юры. Залежь нефти в отложениях верхнего мела в пределах самостоятельного блока структуры небольшая (площадь 2,5 км2). Залежи газа и нефти в отложениях верх-него мела (гл. 3,5-3,7 км) массивные, сводовые, связаны с тре-щинным карбонатным резервуаром, фильтрационно-емкостные свойства которого неоднородны. Эффективная газонасы-

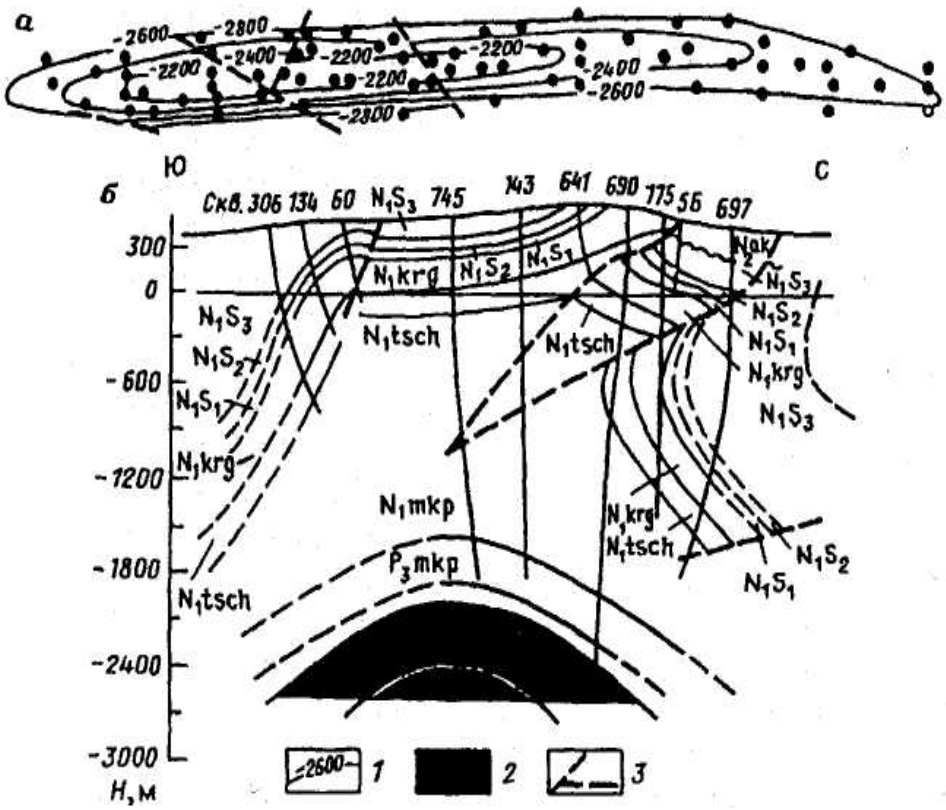


Рис. 198. Малгобек-Вознесенско-Алиюртовское газонефтяное месторождение [9]:
а — структурная карта по кровле верхнего мела;
б — геологический разрез: 1 — изогипсы, м; 2 — нефтяная залежь; 3 — разрывные нарушения

щенная толщина резервуара 140—200 м, нефтенасыщенная — 70 м; дебиты газа 80—293 тыс. $м^3$/сут, плотность газа 0,631 г/$см^3$, содержание метана 91—92%, сероводород отсутствует. В газе отмечен конденсат (12—44 г/$м^3$). Нефть легкая (0,807 г/$см^3$) и маловязкая (2,2 МПа-с). Начальные пластовые давления и t — 47 МПа и 155°С Залежь газа в трещинном резервуаре валанжина-верхней юры по строению аналогична верхнемеловой залежи, залегает на гл. 4,1 км и имеет меньшую газонасыщенную толщину (35 м). Дебиты газа 60—210 тыс. $м^3$/сут; газ преимущественно метановый, сероводород отсутствует; в газе отмечен конденсат 25—39 г/$м^3$. Начальное пластовое давление - 48,2 МПа, t - > 155°С.

Старогрозненское нефтегазовое месторождение (см. рис. 197), расположено в 6 км северо-западнее г. Грозного. Открыто в 1893 г., относится к категории крупных. Площадь нефтенос-ности основных залежей 70,8—84,5 км2. Приурочено к Сунженс-кой антиклинальной зоне. Продуктивны отложения караган-чокрака, верхнего и нижнего мела. Наиболее сложное строение имеет караган-чокракский комплекс, образующий криптодиапи-ровую асимметричную складку, южная половина которой взброшена на 1—1,2 км и надвинута на ее северную часть, вследствие чего в пределах последней породы залегают вертикально или запрокинуты на юг. Поднадвиговая и надвинутая части складки также осложнены многочисленными поперечными разрывами, наиболее крупный из которых (Ташкалинский) рассекает восточную периклиналь складки. В пределах взброшенной и поднадвиговой частей складки нефтеносны более 15 песчано-алевролитовых пластов (2в, Зв, I-XII, XIV-XVI промысловой номенклатуры), а в разрезе восточной периклинальной части складки (Ташкалинский участок) 6 пластов (IX, X, XII, XIII, XIV и XVI). Продуктивные горизонты залегают на глубинах +0,1—2 км. Залежи пластово-сводовые, тектонически экранированные, литологически ограниченные с самостоятельными ВНК. Толщины gластов от 5 до 52 м, пористость 6—29 %, проницаемость 0,1—3,4 $мкм^2$. Дебиты нефти от 3,5—25 т/сут (III, IV, IX, XIV пласты) до 200—1000 т/сут (2в, Зв, II, XII пласты). Плотность нефти 0,830—0,879 г/см3, вязкость 12—14 МПа-с, сера отсутствует. За 100 лет разработки из караган-чокракских залежей добыто более 52 млн т нефти. По верхнемеловым отложениям месторождение более простого строения. Это узкая линейно вы-

тянутая складка размером 30,5х3,1км, амплитудой 790 м с кру-тыми крыльями, осложненными нарушениями. Продуктивны кавернозно-трещиноватые известняки на глубине до 4,5 км. За-лежь сводовая массивная. Нефтенасыщенная толщина резер-вуара 272 м, пористость 6,7%, проницаемость 0,15 мкм2. Де-биты нефти 510—2000 т/сут. Плотность нефти 0,823 г/см^3, вязкость 0,19 МПа-с, содержание серы 0,09%. Начальные плас-товые давления аномально высокие 72 МПа, t=148°С. Залежь раз-рабатывается с 1970 г., накопленная добыча нефти 32,692 млн т. По нижнемеловым породам складка аналогичного строения с верхнемеловыми, размеры ее 27,3 х 2,4 км, высота 650 м. Залежь сводово-массивная, продуктивны сильно уплотненные песчано-алевролито-глинистые осадки альб-апта на глубине около 5 км. Толщина трещинно-порового резервуара 140 м, пористость 4,4%, проницаемость 0,006 мкм2. Наибольший дебит нефти 392 т/сут. Плотность нефти 0,820 г/см^3, вязкость 0,18 МПа-с, содержание серы 0,9 %. Пластовое давление аномально высокое 69 МПа, t 160°С. Залежь разрабатывается с 1978 г., накопленная добыча 7,272 млн т. Небольшую газовую залежь (1,9 млрд. м^3) содержат трещинные известняки валанжина на глубине 5,3 км. Дебиты газа невысокие 5—7 тыс. мэ/сут. Газ имеет повышенное содержание сероводорода.

Октябрьское нефтяное месторождение расположено в 8 км юго-восточнее г. Грозного. Приурочено к Сунженской антиклинальной зоне. Месторождение, залежи которого открывалисьв 1913, 1960 и 1981 гг., как правило, сразу же вводились в разработку, относится к категори и крупных, площадь нефтеносности 26,2—55,8 км^2. Продуктивны отложения караган-чокрака, верхнего и нижнего мела. Залежи нефти в песчано-алевролитовых осадках караган-чокрака приурочены к складке коробчатого строения размерами 17х 3,5 км и амплитудой около 700 м. Складка осложнена в присводовых частях тектоническими нарушениями. Более 20 пластов (I—XXII), залегающих на глубинах 0,4—1,1 км, содержат пластово-сводовые, нередко тектонически экранированные залежи. Эффективная толщина пластов 3,5—50 м, пористость 15,9—26,8 %, проницаемость 0,05—2,2 мкм^2. Дебиты нефти от 2—40 т/сут (II, XII, XXI пласты) до 500—1000 т/сут (XVI, XX, XXII пласты). Плотность нефти 0,815—0,847 г/см^3, вязкость до 5 МПа-с, содержание серы 0,22 %. Пластовые давления близкие к гидростатическим 3—10

МПа, t 85°С. Известняки верхнего мела содержат на глубине 4,6 км массивную залежь нефти в сводовой части высокоамплитудной брахиантиклинали (0,7 км), имеющей размеры 13х3 км. Эффективная толщина трещинно-кавернозного резервуара 302 м, проницаемость 0,063 мкм^2. Дебиты нефти 100—460 т/сут, плотность нефти 0,812 г/см^3, вязкость 0,19 МПа-с, со-держание серы 0,12%. Начальные пластовые давления аномально высокие 68 МПа, t 165°С. Небольшую по размерам залежь нефти (площадь 1,5 км^2) на глубине около 4,8 км содержат пес-чано-алевролито-глинистые осадки альб-апта. Породы сильно уплотнены, и фильтрационно-емкостные свойства резервуара определяются развитием зон микротрещиноватости. Залежь сводовая, массивная. Нефтенасыщенная толщина 82 м, проницаемость 0,05 мкм^2, дебиты нефти не превышали 55 т/сут. Плотность нефти 0,837 г/см^3, вязкость 0,2 МПа-с, содержание серы 0,1%.

Малгобек-Вознесенско-Алиюртовское газонефтяное месторождение (см. рис. 198) приурочено к западной части Терс-кого антиклинория, разбитого многочисленными нарушениями на тектонические блоки. Открыто в 1915 г., разрабатывается с 1975 г. Разрез сложен неоген-палеогеновыми, верхне- и нижне-меловыми отложениями общей мощностью до 3200—3500 м.

По отложениям неогена-палеогена выделяются: Горское поднятие с двумя северными поднадвигами, Алиюртовская брахиантиклиналь, Малгобек-Вознесенская система складок и др. Строение указанных тектонических блоков сложное. Они разбиты многочисленными нарушениями, амплитуда которых достигает 770 м, осложняющими северное крыло Севере-Вознесенской складки. Углы падения пород на крыльях достигают 70—80° и нередко поставлены почти вертикально. Строение месторождения по мезозойским отложениям значительно про-ще. Так, по отложениям верхнего мела на 42 км протягивается единая Малгобек-Вознесенско-Алиюртовская антиклиналь шириной 3 км. Свод складки широкий, с углами падения 15—20°, которые резко возрастают в направлении крыльев складки до 50—70°. В пределах складки отмечены нарушения небольшой амплитуды.

На месторождении установлены многочисленные залежи нефти и, в меньшей степени, газа. Наибольшее число залежей открыто в разрезе караган-чокракских отложений, которые про-

дуктивны почти во всех тектонических блоках и структурах. Со многими из них связаны по существу самостоятельные месторождения нефти и газа (Северный поднадвиг Малгобек, Взброшенная структура, Южная структура и др.). Наибольшие запасы нефти месторождения установлены в отложениях верхнего мела. К ним на глубинах 2700—3100 м приурочена залежь массив-ного типа, связанная с трещиноватыми известняками, она за-нимает всю сводовую часть структуры. Начальные дебиты нефти в некоторых скважинах достигали 1000—2000 т/сут, а дебиты при открытом фонтанировании составляли 3000—4000 т/сут. Залежи нефти открыты также в отложениях эоцена, нижнего мела и юры.

Нефтяные месторождения существенно преобладают над газовыми.

Перспективы дальнейшего прироста запасов нефти и газа связаны с освоением слабо изученных районов (Тимашевской и Ногайской ступени, Сулакской впадины), с поисками залежей в подсолевом пермо-триасово-юрском нефтегазоносном комп-лексе (Чернолесская впадина, Грозненский и Прикумский районы Дагестана), в зонах регионального выклинивания продуктивных горизонтов с освоением нефтегазоносных горизонтов на глубинах 5 — 7 км. Перспективен шельф Каспийского моря, где уже выявлены перспективные структуры Центральная и Ямала-Самур.

4.2. Прелкарпатская нефтегазоносная субпровинция

Предкарпатская нефтегазоносная субпровинция связана с одноименным краевым прогибом и занимает западную часть Украины (Львовская, Черновицкая, Ивано-Франковская области). Общая площадь 20,8 тыс. км2 (рис. 199).

В геотектоническом отношении субпровинция соответствует одноименному краевому прогибу, отделяющему складчатую систему Карпат от древней Восточно-Европейской платформы и характеризующемуся сложным блоковым строением.

Фундамент разновозрастный: на большей части площади прогиба фундамент каледонского возраста, в северо-западной части - рифейский, на юго-востоке — архейско-протерозойский. Глуби-

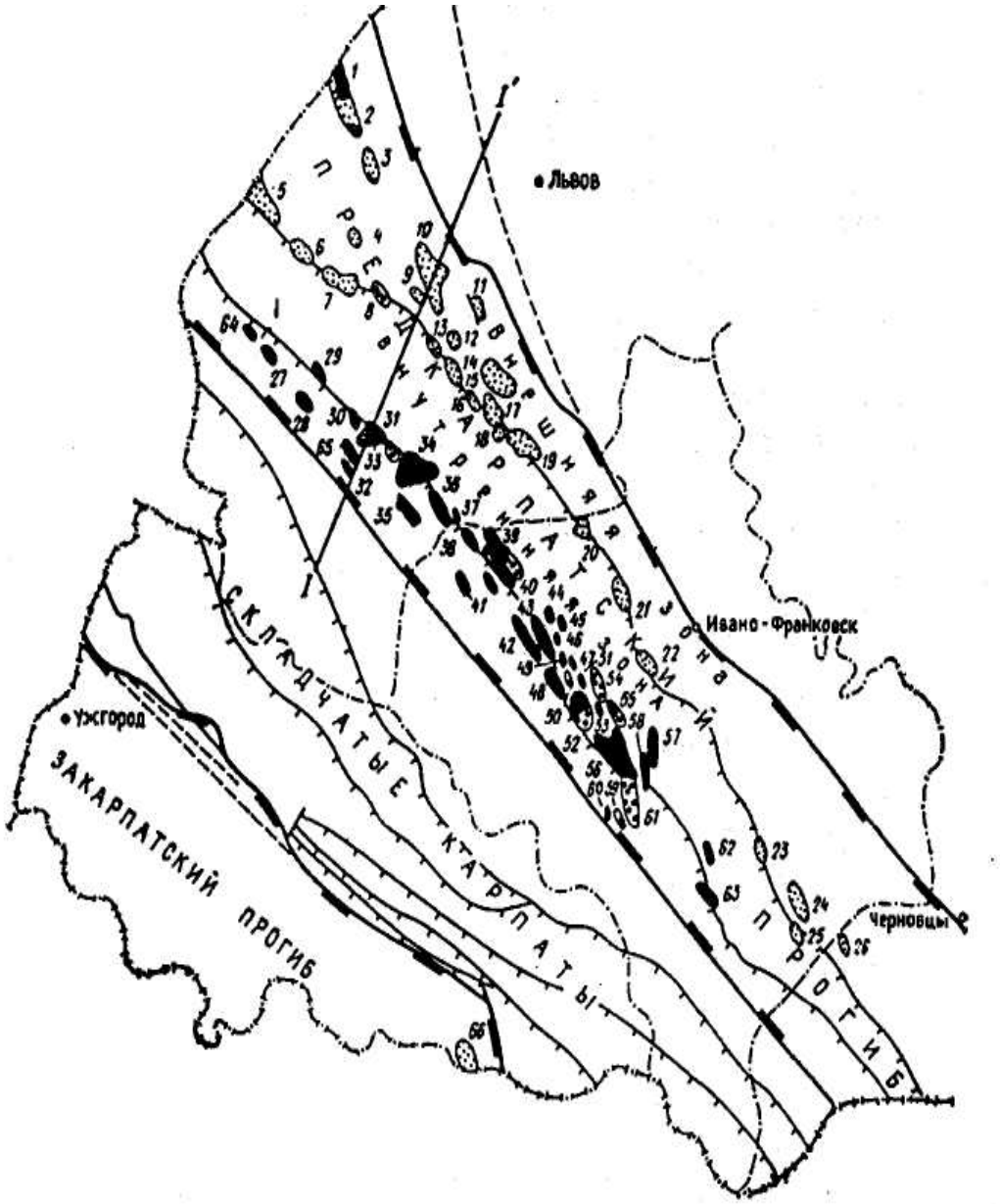


Рис. 199. Предкарпатская нефтегазоносная субпровинция и Закарпатский прогиб (по В.В. Глушко, Р.М. Новосилецкому).
Карта размещения месторождений нефти и газа.
Месторождения: 1 — Кохановское, 2 — Свидницкое, 3 — Никловичское, 4 — Макуневское, 5 — Ходновичское, 6 — Садковичское, 7 — Пынянское, 8 — Залужанское, 9 — Новоселковское, 10 — Рудковское, 11 — Малогорожанское, 12 — Медыничское, 13 — Грушевское, 14 — Опарское, 15 — Бильче-Волицкое,16 — Кавское, 17 — Угерское, 18 — Южно-Угерс-кое, 19 — Дашавское, 20 — Кадобнянское, 21 — Грыновское, 22 — Богородчанское, 23 — Яблоновское, 24 — Косовское, 25 — Ковалевское, 26 — Черногузское, 27 — Старосамборское, 28 — Южно-Монастырецкое, 29 — Нагуевичское, 30 — Попельское, 31 — Бориславское, 32 — Ново-

сходницкое, 33 — Иванниковское, 34 — Оров-Уличнянское, 35 — Заводовское, 36 — Стынавское, 37 — Семигиновское, 38 — Танявское, 39 — Северо-Долинское, 40 — Долинское, 41 — Выгода-Витвицкое, 42 — Спасское, 43 — Струтыньское, 44 — Спасское Глубинное, 45 — Рожнятовское, 46 — Чечвинское, 47 — Ольховское, 48 — Рыпнянское.
49 — Рудавецкое, 50 — Луквинское, 51 — Небыловское, 52 — Рассольненское, 53 — Майданское, 54 — Космачское II, 55 — Дэвинячское, 56 — Пасечнянское, 57 — Гвиздецкое, 58 — Пнивское, 59 — Довбушанское, 60 — Быстрицкое, 61 — Битков-Бабченское, 62 — Слобода-Рунгурское, 63 — Космачское 1,64 — Стрельбичское, 65 — Сходницкое, 66 — Солотвинское.

на залегания каледонского и рифейского фундамента меняется от 1 — 2 км в прибортовых до 10—12 км в осевой части прогиба.

Осадочный чехол прогиба выложен отложениями большой мощности. Они подразделяются на три структурных этажа: докембрийско-палеозойский, мезозойско-палеогеновый и нижненеогеновый. Докембрийско-палеозойский этаж пород имеет блоковое строение и представлен слабо метаморфизованными глинистыми сланцами кембрия и кварцитовыми песчаниками девона. Мезозойско-палеогеновый этаж характеризуется широким развитием преимущественно терригенных флишевых пород, достигающих большой мощности во внутренней зоне Предкарпатского прогиба Мощность флишевых формаций юры достигает 1000— 1100 м, а верхнего мела до 1500—ф800 м. Во внутренней зоне прогиба значительной мощности достигают песчано-глинистые образования палеогена, с которыми связаны основные продуктивные горизон-ты субпровинции.

Молассовые образования миоцена значительной мощности составляют верхний структурный этаж. Они представлены терригенной морской, соленосно-лагунной и морской терригенно-карбонатной формациями. Мощность соленосной формации во внутренней зоне Предкарпатского прогиба изменяется от 2250 до 6500 м. Терригенно-карбонатная формация мощностью до 2000 — 3000 м распространена в основном во внешней зоне прогиба.

В структурном отношении Предкарпатский прогиб состоит из двух линейно-вытянутых зон — Внутренней и Внешней. Внутренняя зона прогиба представляет собой крупный погребенный синклинорий, выполненный дислоцированными отложениями мел-палеогенового флиша и нижнемиоценовым молассово-соленосным комплексом пород. Развитые региональные дислокации имеют

многоярусную чешуйчато-надвиговую структуру. На Внутреннюю зону прогиба надвинута так называемая Скибовая зона Карпат. Внутрення зона надвинута на Внешнюю зону Предкарпатского прогиба. Максимальная амплитуда этого надвига достигает 15 — 20 км.

Внутренняя зона прогиба разделяется на две продольные подзоны — Бориславско-Покутскую и Самборскую, причем первая надвинута на вторую. Мел-палеогеновые породы Бориславско-Покутской подзоны сильно дислоцированы и образуют многочисленные разбитые тектоническими нарушениями блоки и антиклинальные складки, опрокинутые на северо-восток. Складки сложе-ны палеогеновым и меловым флишем и нижнемеловой молассой, которые претерпели несколько фаз складчатости и приобрели исключительно сложное строение. Флишевые структуры подзоны формируют до четырех ярусов линейно-вытянутых надвинутых одна на другую складок.

К Бориславско-Покутской антиклинальной линии — группе опрокинутых и разорванных надвигами складок приурочены наиболее крупные месторождения Предкарпатской нефтегазоносной провинции — Бориславское, Битковское, Долинское и др.

Самборская подзона представляет собой синклинальную структуру, расположенную в наиболее погруженной части Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и довольно слабо изучена бурением.

Внешняя зона представляет собой автохтонную часть Предкарпатского прогиба, отделенную крупной системой продольных разломов от древней Русской платформы и по сравнению с Внутренней зоной отличается более спокойным геологическим строением. Осадочный чехол Внешней зоны выполнен терригенно-карбонатным комплексом пород юры и мела мощностью до 1000 м, представленным в платформенных фациях. В северо-западной части Внешней зоны развиты мощные песчано-глинистые отложения тортона и сармата, в которых выявлены основные га-зовые месторождения Предкарпатской нефтегазовой провинции.

Добыча нефти в субпровинции ведется с середины XIX века. Старейшие нефтяные месторождения — Нагуевичское, Слобода-Рунгурское и Небыловское. В 1860 г. открыто Бориславское месторождение. Открытие газовых месторождений относится к 20-м годам (Дашавское, Опарское, Угерское).

В послевоенные годы в старых нефтегазодобывающих районах были открыты новые месторождения — Бильче-Волицкое (1949 г.), Долинское (1950 г.), Бориславское (1954 г.) и др. Всего в субпровинции открыто более 70 месторождений. Наиболее крупными по количеству извлекаемых запасов являются Бориславс-кое, Долинское, Битковское нефтяные месторождения. Во Внут-ренней зоне известны небольшие залежи легкой нефти.

Во Внешней зоне широко развиты газовые залежи, во Внутренней зоне преобладают нефтяные залежи и лишь в глубокопогруженных складках (Космачская, Рассольнянская), а также под нефтяными залежами первого яруса складок (Битковская) выявлены газоконденсатные залежи. Месторождения во Внешней зоне связаны с пологими брахиантиклинальными и антиклинальными поднятиями небольшой амплитуды, во Внутренней зоне — с опрокинутыми и лежачими антиклиналями, разбитыми разрывными нарушениями на блоки.

Промышленная нефтегазоносность субпровинции уста-новлена в значительном стратиграфическом интервале мезо-зойских и кайнозойских отложений — юре, мелу, палеогене и неогене. Основные продуктивные горизонты приурочены к терригенным верхнемеловым и карбонатным отложениям
юры, менелитовой свите олигоцена и терригенным отложениям миоцена.

Региональной покрышкой служат мергели, ангидриты и гли-ны миоцена и преимущественно глинистые, гипсо-агидритовые и соленосные отложения неогена.

В Предкарпатской НГСП выделяются две НГО: Западно-Предкарпатская — внутренняя и Восточно-Предкарпатская — внешняя.

Мезозойский (верхнеюрский-верхнемеловой) НГК мощностью 1200— 1400 м подразделяется на два подкомплекса. Верхний (верхнемеловой), терригенный. В нем выделяются угерские песчаники мощностью 50 — 200 м, которые газоносны во внешней зоне прогиба. Во внутренней зоне, в брыйской свите открыты небольшие залежи нефти на незначительных глубинах (Бориславское, Битковское, Стрельбичинское месторождения). Нижний (верхнеюрский), карбонатный комплекс сложен трещиноватыми и кавернозными известняками. Выявлены: высокопродуктивная газовая залежь на месторождении Рудки, нефтяные залежи — на Кохановском месторождении.

Палеогеновый (плиоцен-олигоценовый) НГК имеет мощность до 1450 м. Выделяются два подкомплекса. Нижний (палеоцен-эоценовый) выражен песчано-глинистым флишем. Основные продуктивные горизонты сосредоточены в эоцене и палеоцене. Комплекс продуктивен в Западно-Предкарпатской НГО. Верхний (олигоценовый) представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Основной горизонт — менелитовая свита, в которой выявлен ряд нефтяных и газоконденсатных залежей во внутренней зоне прогиба.

Неогеновый (миоценовый) НГК мощностью до 1250 м представлен чередованием песчано-глинистых пород. Основные продуктивные горизонты приурочены к песчаным пластам и линзам дашавской (нижний сармат) и носовской (верхний тортон) свит, в которых открыты многочисленные залежи газа во внешней зоне прогиба (Дашавское, Угерское, Бильче-Волицкое и др. месторождения).

В Предкарпатской НГСП, как упоминалось выше, выделяют-ся две НГО: Западно-Предкарпатская нефтегазоносная и Восточ-но-Предкарпатская газоносная.

ЗАПАДНО-ПРЕДКАРПАТСКАЯ НГО занимает внутренние зоны Предкарпатского прогиба. Выявленные здесь месторожде-ния многопластовые, приурочены к узким, протяженным, надви-нутым антиклинальным складкам, как правило, нарушенным по-перечными сбросо-сдвигами. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, Антологически ограниченные. Основ-ной объем всех разведанных запасов связан с палеогеновыми отложениями. В области сосредоточены все открытые в провинции месторождения нефти: Бориславское (рис. 200), Битков-Бабченс-кое (рис. 201), Старосамборское, Южно-Монастырское, Долинс-кое (рис. 202), Чечвинское и многие другие.

Долинское нефтяное месторождение (см. рис. 202) приурочено к опрокинутой на северо-восток глубинной складке, которая надвинута на соседнюю Северо-Долинскую глубинную складку, а на западе погружается под Береговую скибу Карпат. От-крыто в 1950 г., разрабатывается с 1950 г. Месторождение связано с антиклиналью с крупным подвернутым и оборванным северо-восточным и более пологим юго-западным крыльями. Нефтяные залежи развиты по всему разрезу палеогеновых отложений. Основные запасы нефти заключены в породах менилитовой свиты олигоцена, которая нефтеносна здесь на всю мощность (610 м).

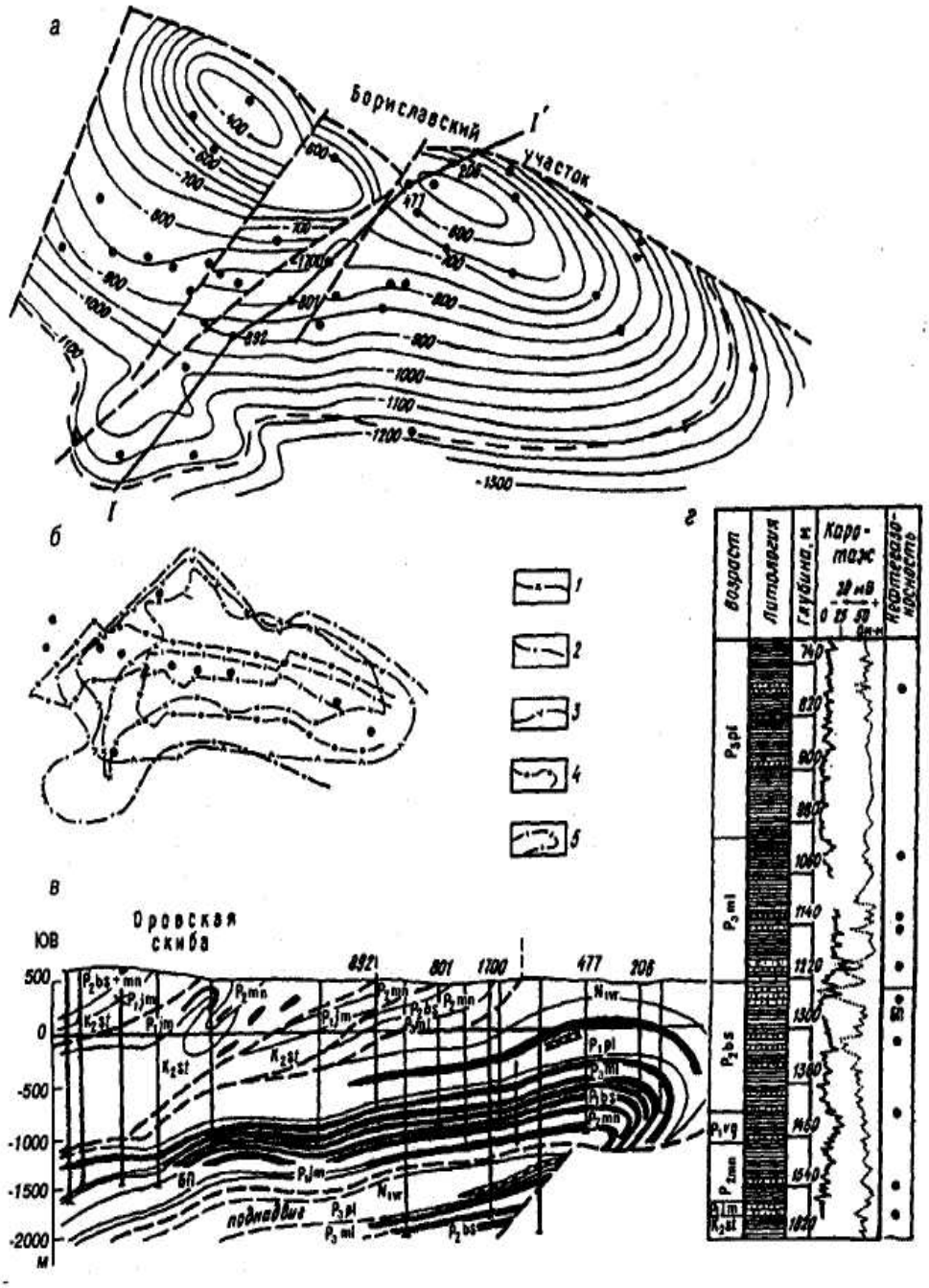


Рис. 200. Бориславское нефтяное месторождение (по В.В. Глушко, Р.М. Новосилецкому):

а — структурная карта кровли эоценовых отложений I структурного яруса; б — схема сопоставления контуров нефтеносности продуктивных отложений; в — геологический профиль по линии I — Г; г — разрез продуктивной части отложений.

Контуры нефтеносности продуктивных отложений Бориславской складки: 1 — поляницкой свиты, 2 — менилитовой свиты, 3 — бориславского песчаника; поднадвига: 4 — менилитовой свиты, 5 — быстрицкой свиты

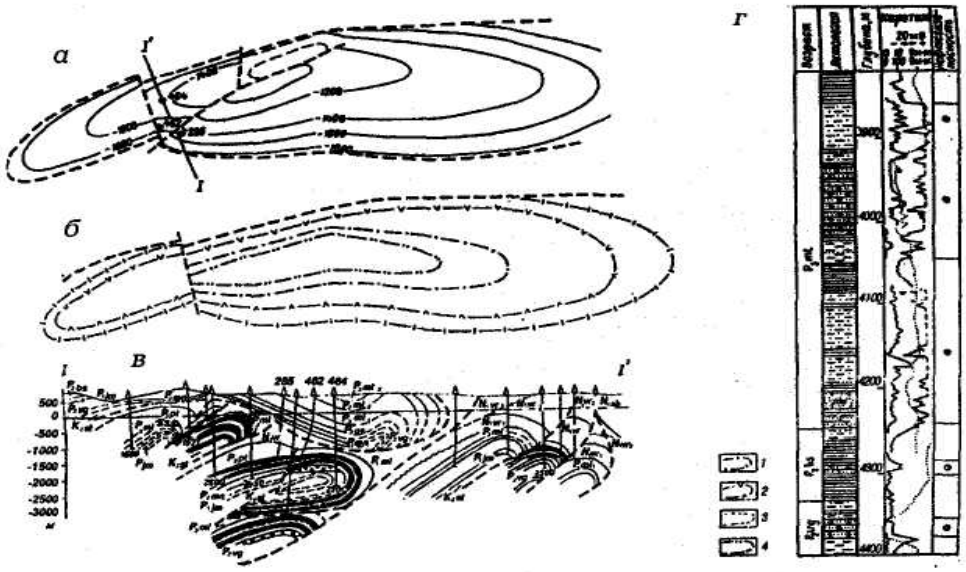


Рис. 201. Битков-Бабченское нефтегазоконденсатное месторождение (по Р.М. Новосилецкому):
а — структурная карта кровли нижнеменилитовых отложений Глубинной складки; б — схема сопоставления контуров нефтеносности; в — геологический профиль по линии I — Г; г — разрез продуктивной части отложений. Контуры нефтеносности продуктивных отложений: 1 — верхней части нижнеменилитовои подсвиты; контуры газоносности продуктивных отложений: 3 — выгодской подсвиты, 4 — манявской свиты

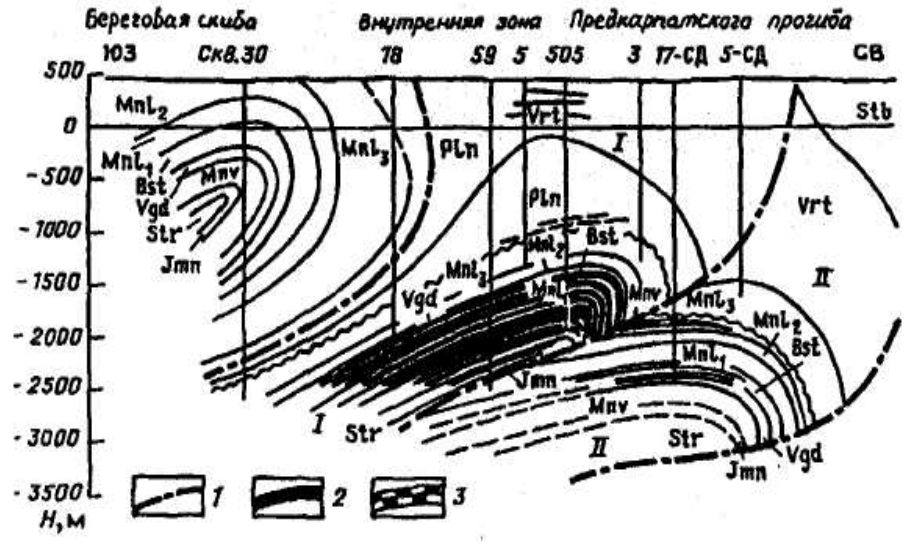


Рис. 202. Долинское нефтяное и Северо-Долинское нефтегазовое месторождения. Поперечный геологический разрез (по Р.М. Новосилецкому): 1 — надвиги; 2 — нефть; 3 — газ. Складки: I — Долинская, II — Северо-Долинская

В разрезе свиты выделяется от 12 до 60 отдельных пластов нефтеносных песчаников мощностью от 0,5 до 8 м. Средняя пористость песчаников 8,5 %, проницаемость менее $1\text{-}10^{-15}$ $м^2$. Средние дебиты нефтяных скважин 35 т/сут. Глубины залегания пластов 1500-2900 м.

В разрезе манявской и ямненской свит палеогена насчитывается до 18 нефтеносных пластов, в выгодской — 12—20, быстрицкой — 2—7. Все продуктивные пласты палеогена образуют на Долинском месторождении единую многопластовую нефтяную залежь.

Сходное геологическое строение имеет Северо-Долинское нефтегазовое месторождение.

ВОСТОЧНО-ПРЕДКАРПАТСКАЯ ГО занимает внешнюю зону Предкарпатского прогиба. Часть месторождений приурочена к антиклинальным складкам, осложненным разрывными нарушениями. Залежи пластовые сводовые, тектнически экранированные, литологически ограниченные, возможны рифовые залежи. Другая часть месторождений связана с эрозионными выступами юрских и верхнемеловых пород, несогласно перекрытых кайнозойскими отложеними. Залежи обычно стратиграфические, массивно-пластовые, структурно-литологические. Все выявленные в области месторождения газовые и газоконденсатные: Угерское (рис. 203), Южно-Угерское, Залужанское, Сатковичское, Ковалевское, Новоселковское, Богородчанское, Рудковское (рис. 204), Ходновичское (рис. 205), Грушевское и др.

Ходновичское газовое месторождение (рис. 205) приурочено к пологому куполообразному поднятию, юго-западное крыло которого в сарматских отложениях в пределах газоносной площади полностью срезано надвигом. Откръипое 1939 г., разрабатывается с 1943 г.

Продуктивны многочисленные горизонты сармата, представленные чередованием песчаников и глин, залегающих на глубинах 550-1325 м.

Основные перспективы нефтегазоносности Предкарпатской НГСП связаны с палеогеновыми и меловыми отложениями внутренней зоны, где на глубинах 4 — 8 км возможно откры-тие новых залежей углеводородов. Важный объект поисков за-лежей — палеоген-мезозойский комплекс юго-восточной части внешней зоны, перекрытой надвигом Покутско-Буковинских складок Карпат.

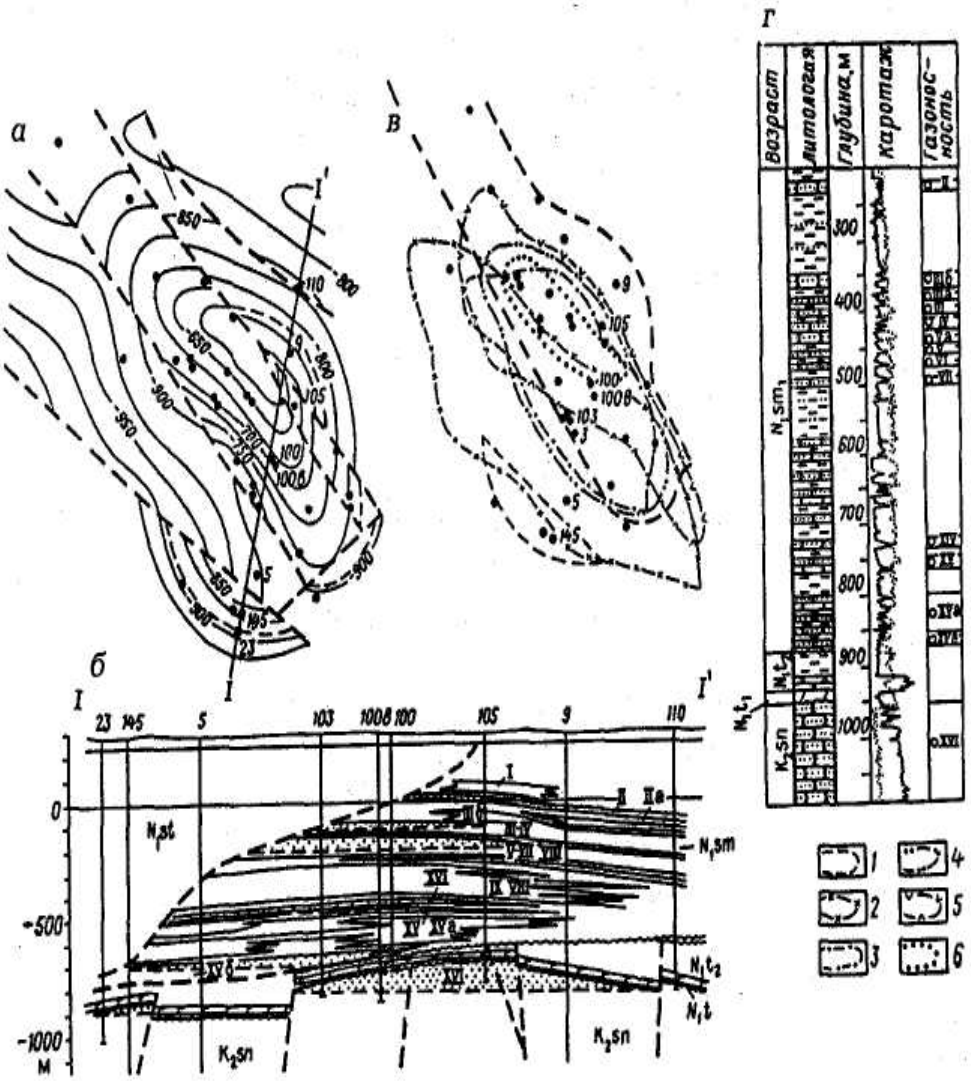


Рис. 203. Угерское газовое месторождение (по Г.П. Бокову, ГА. Барано-ву, Е.В. Солецкому):
а — структурная карта по кровле пласта XVI; б — геологический профиль по линии I — Г; в — схема сопоставления контуров газоносности; г — раз-рез продуктивной части отложений.
Контуры газоносности продуктивных пластов: 1 — II, 2 — IV, 3 — VII, 4 — XIV, 5 - XVб, 6 – XVI

Открытие в середине 80-х годов под надвигом флишевых толщ Покутско-Буковинской части Карпат залежей нефти (Лопушнян-ское месторождение) в отложениях мела и юры платформенного основания на глубинах 4180 — 4465 м указывает на перспективность поднадвиговой части Бориславско-Покутской зоны прогибов.

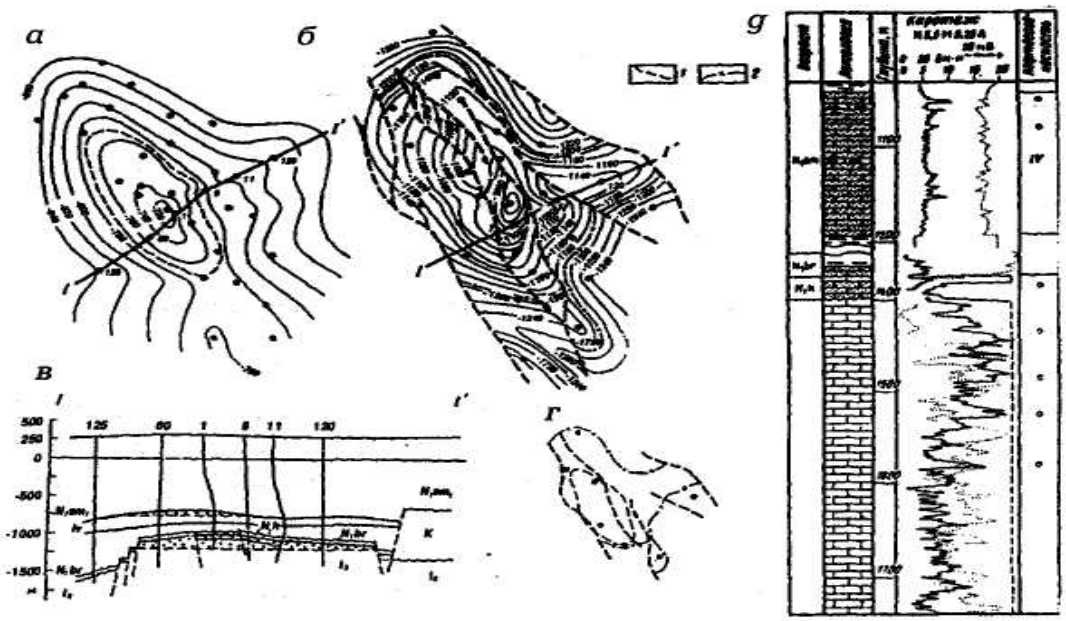


Рис. 204. Рудковское газовое месторождение (по В.Н. Иванову, Б.Б. Заволянскому).
Структурные карты кровли: а — пласта IV, б — юрско-гельветских отложений; в — геологический профиль по линии I — Г; г — схема сопоставления контуров газоносности; д — разрез продуктивной части отложений. Контуры газоносности продуктивных пластов: 1 — IV, 2 — юрско-гельветских отложений

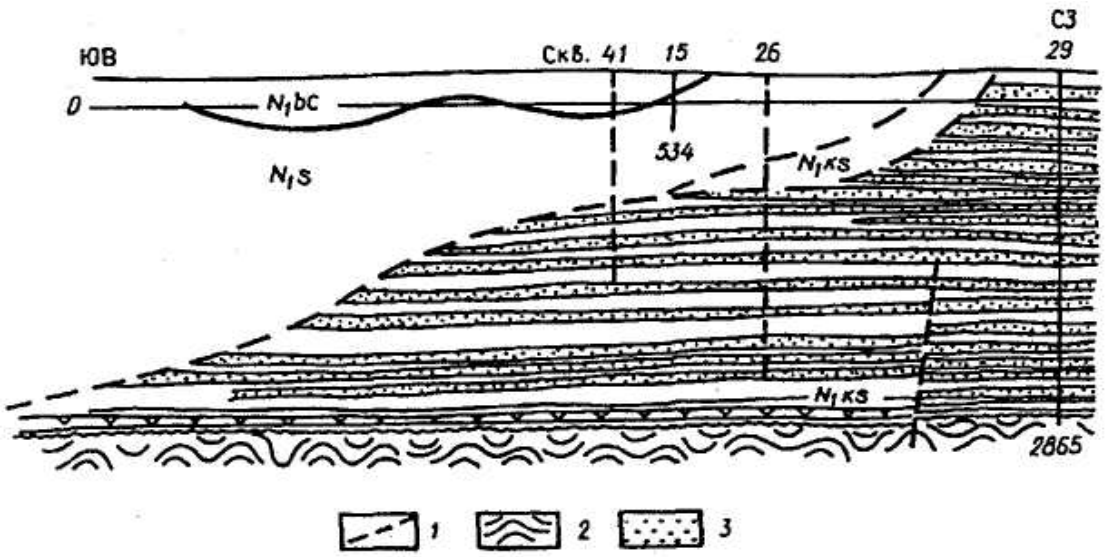


Рис. 205. Ходновичское газовое месторождение.
Поперечный геологический разрез: 1 — надвиг; 2 — докембрийский фундамент; 3 — газоносные горизонты

4.3. Предуральская нефтегазоносная субпровинция

Предуральская нефтегазоносная субпровинция протягивается узкой полосой с севера от Баренцева моря на юг до Прикаспийской низменности вдоль западного склона Уральских гор на расстояние свыше 2000 км. Занимает территорию республик Коми, Башкортостана, Пермской, Свердловской, Оренбургской и Актюбинской областей (см. рис. 7).

В тектоническом отношении субпровинция соответствует Предуральскому краевому (предгорному) прогибу, отделяющему Восточно-Европейскую платформу от Уральской горноскладчатой системы.

Предуральский прогиб представляет собой узкую (60— 150 км) синклинальную структуру с крутым геосинклинальным восточным (25 — 60°) и пологим платформенным западным (2— 10°) бортами. Поперечными поднятиями, образованными выходами на поверхность доорогенных комплексов, прогиб разделен на три основных части: северную, центральную и южную. Северная часть охватывает зону сочленения Урала с Печорской плитой, в нем выделяются Коротаихинская (220х120 км), Косью-Роговская (300х120 км), Большесыньинская (260х80 км), Верхнепечорская (400х30 км) впадины.

В центральной части прогиба, расположенном между поперечными выступами Каратау (на юге) и Плюдов Камень (на севере), которая соответствует зоне, где Уральские деформации наложены на Восточно-Европейскую платформу, выделяются Юрюзано-Сылвенская (350х80 км) и Соликамская (200х70 км) впадины, разделенные Косьвинско-Чусовским горстообразным поднятием.

В южной части прогиба выделяется крупная Вельская впади-на (450х150 км). С запада на восток с приближением к Уралу наблюдается появление поднятий, осложненных надвигами, несовпадение структурных планов по нижним и верхним горизонтам.

Фундамент сложен кристаллическими породами архей- протерозойского возраста, разбит глубинными разломами, имеет блоковое строение, во впадинах ступенчато погружается с запада на восток от 3 — 4 до 7 — 12 км.

Осадочный чехол Предуральского прогиба выполнен мощной толщей (10 — 14 км) палеозойских отложений, представленных преимущественно карбонатными породами девона, карбона, нижней перми и красноцветными верхнепермскими образованиями. В строении осадочного чехла значительную роль играет соленосная толща кунгурского яруса нижней перми, мощность которой возрастает к югу от 200 м (Верхнепечорская впадина) до 1100 — 1500 м (Вельская впадина). (Эрогенный комплекс выполнен молассовой формацией пермского возраста, который соленосной толщей кун-гура разделяется на подсолевой и надсолевой подкомплексы. Ме-зозойские отложения распространены преимущественно в северной и южной частях прогиба.

В прогибе в пределах Вельской и Юрюзано-Сылвенской впадин широко развиты рифовые массивы нижней перми, сложенные органогенными известняками ассельского, сакмарского и артинского ярусов и перекрытые соленосной толщей кунгура. Размеры рифов от 1х1 до 20х25 км, амплитуды от первых десятков до 300 — 600 м, глубина их залегания возрастает к югу от 500 до 3000 м. С ними во многих случаях связаны месторождения нефти и газа.

Органогенные постройки широко развиты и в ордовикско-силурийских отложениях северной части Предуральского проги-ба. Рифовая субформация силура отмечена на западных склонах Северного и Приполярного Урала, на гряде Чернышева. Развитие органогенных построек, перкрытых соленосной толщей, прогнозируется на северном борту Косью-Роговской впадины.

В центральной части прогиба в подсолевых отложениях развиты узкие (1—3 км), протяженные (10—12 км) и крутые (до 60°) валообразные поднятия, часто нарушенные надвигами, так называемые складки кинзебулатовского типа, к которым часто приурочены нефтяные и газовые месторождения.

Открытие в 1929— 1931 гг. первых месторождений нефти в районе Чусовских городков и Ишимбаеве явилось началом освоения гигантских запасов нефти и газа Урало-Поволжья. Значительная часть выявленных в последующие годы месторождений в южной части субпровинции оказалась приурочена к полосе развития пермских рифовых массивов, что в нашей стране было ус-

тановлено впервые. В 1964 г. на севере в Предуральском прогибе в Верхнепечорской впадине было открыто крупнейшее Вуктыльское газоконденсатное месторождение. К настоящему времени в субпровинции открыто около 100 месторождений нефти, газа и газоконденсата.

В южных областях Предуральского прогиба преобладают массивные приуроченные к рифам залежи УВ, пластовые сводовые и пластовые массивные, связанные с толщами облекания рифов и литологически экранированные.

В настоящее время в Предуралmской НГСП выделяются три НГО: Северопредуральская, Среднепредуральская, Южнопредуральская.

Основная промышленная нефтегазоносность субпровинции связана с средне-верхнекаменноугольными и нижнепермскими отложениями, сложенными карбонатными трещиноватыми или рифогенными породами. Залежи нефти и газа выявлены также в средне-верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложениях.

Ордовикско-нижнедевонский НГК характеризуется фациальной изменчивостью пород в направлении с запада на восток (Косью-Роговская впадина). Глубина залегания комплекса в районе Верхнепечорской впадины достигает 6 км, а на юге Большесыньинской и востоке Картаихинской впадин до 9 км. В этом же направлении мощность комплекса возрастает до 3 — 4 км. Коллекторами служат трещинно-поровые и каверно-поровые известняки и доломиты. В Косью-Роговской впадине получен приток газа на Кочмесской площади из отложений ордовика.

Среднедевонский НГК имеет мощность 10 — 50 м. Коллекторские толщи приурочены к пачкам песчаников, в которых выявлены единичные скопления углеводородов в Вельской впадине. В крайних северо-восточных районах субпровинции разрез представлен морскими кремнисто-глинисто-карбонатными толщами. К западу в разрезе преобладают карбонатные мелководные морские отложения елецких фаций (Косью-Роговская и Верхнепечорская впадины).

Среднедевонско-нижнекаменноугольный НГК мощностью 300 — 550 м сложен карбонатной толщей — известняками и доломитами. Продуктивен в Южнопредуральской НГО, где открыты мелкие нефтяные залежи. В карбонатных отложениях турнейского яруса в поднадвиговой части Вуктыльского месторождения на глубине 5 км открыта нефтегазоконденсатная залежь.

Нижневизейский НГК мощностью 60 — 100 м представлен терригенными породами (песчаниками, алевролитами, аргиллитами), в которых обнаружены нефтяные и газоконденсатные залежи на территории Северопредуральской и Среднепредуральской НГО.

Средне-верхнекаменноугольный НГК мощностью 100 — 700 м выражен карбонатной толщей (известняками, доломитами с прослоями мергелей), в которой выделяются порово-трещинные и кавернозные коллектора. Содержит в себе залежи газа и газоконденсата в Северопредуральской и Среднепредуральской НГО. В Южнопредуральской НГО открыты залежи нефти и газоконденсата (Саратовское, Волостновское и др. месторождения).

Нижнепермский НГК мощностью до 3900 м представлен карбонатно-терригенными породами. Характерно наличие рифовых массивов, которые перекрываются соленосной покрышкой кунгурского яруса (мощностью от 100 до 1500 м). Продуктивен в Северопредуральской (Вуктыльское и др.), Среднепредуральской (Кедровское и др.) и Южнопредуральской НГО (Ишимбайское, Столяровское нефтяные и др. месторождения). Основной продуктивный комплекс.

СЕВЕРОПРЕДУРАЛЬСКАЯ ГНО площадью 105,15 тыс. км^2 ох-ватывает Коротаихинскую, Косью-Роговскую, Большесыньинскую, Верхнепечорскую впадины и разделяющее их поднятие. Наиболее крупное Вуктыльское газоконденсатное с нефтяной оторочкой месторождение открыто в Верхнепечорской впадине в каменноугольных нижнепермских известняках и доломитах. В северной части этой впадины открыто Западно-Соплесское газоконденсатнонефтяное месторождение в среднедевонских отложениях. В Верхнепечорской впадине открыты также месторождения Мишпарминское, Юрвож-Большелягское, Рассохинское, Курьинское. В Косью-Роговской впадине открыты Интинское, Кожимское газоконденсатное и Падимейское нефтяное месторождения в верхневизейско-нижнепермских карбонатных отложениях. На Кочмесском и Падимейском месторождениях продуктивны также силурийско-ордовикские отложения. На Кочмесской площади установлено наличие мощной соленосной толщи. В Большесыньинской впадине открыто Субурское месторождение.

Вуктыльское газоконденсатное месторождение (рис. 206) расположено в 160 км восточнее от г. Ухты. Открыто в 1964 г., разрабатывается с 1968 г. Расположено в центральной части Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба; приурочено к ан-

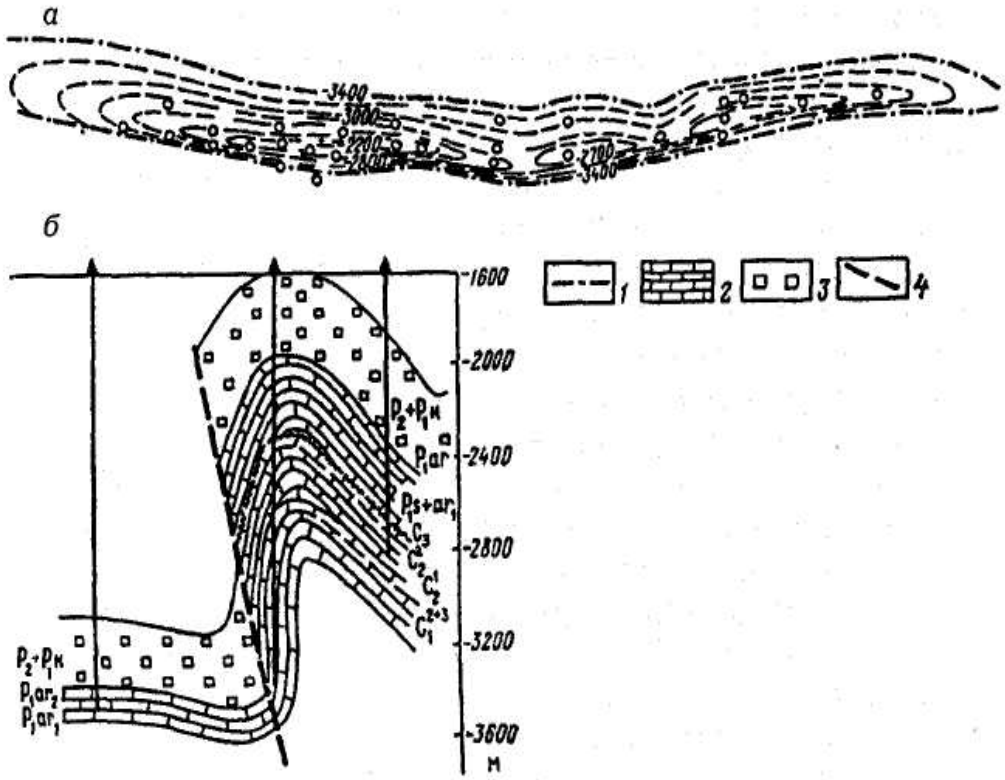


Рис. 206. Вуктыльское газоконденсатное месторождение. Структурная карта по кровле известняков южной перми (а) и геологический профиль [б) (по И.А. Махоткину и Ю.С. Рябкину):
1 — контур газоносности; 2 — известняки; 3 — гипсово-ангидритовая толща кунгурского яруса; 4 — разрывное нарушение

тиклинальной складке размерами 85х5—1,5 км. Складка, протягивающаяся параллельно горным сооружениям Урала, характеризуется резко асимметричным строением. Западное крыло ее крутое (60—80°) и осложнено надвигом, восточное — более пологое (10—25°). Газоносны отложения нижней перми и карбона, представленные известняками, доломитами, мергелями и известковистыми аргиллитами. Разрабатывается массивная пластовая залежь высотой 1440 м; гл. залегания 2150-3500 м. ГВК, ГНК - 3316 м, ВНК – 3376 м. Карбонатный коллектор порово-трещинного и трещинно-порового типов. Общая пористость 0,1—27,3 %, проницаемость 0,01—0,235 мкм^2, начальное пластовое давление 34,2 МПа, t—92°С. Состав газа, %: CH_4 - 84,5, C_2H_{6+8}-10,3, CO_2-0,1,N-5,1. Плотность газа по воздуху 0,933. Содержание стабильного конденсата 0,35 кг/м3. Отличительной особенностью Вуктыльского месторождения является аномально высокое содержание конденсата в газе (более 300 г/см^3).

СРЕДНЕПРЕДУРАЛЬСКАЯ НГО площадью 43 тыс. км^2 включает Соликамскую и Юрюзано-Сылвенскую впадины и разделяющее их Косьвинско-Чусовское поднятие. Большая часть залежей газовые, приурочены к каменноугольным и нижнепермским отложениям. Здесь открыты Верхнечусовское, Гежское, Чашкинское, Уньвинское нефтяные, Кедровское газовое, Устьикинское газонефтяное месторождения.

ЮЖНОПРЕДУРАЛЬСКАЯ НГО площадью 28 тыс. км^2 соответствует Вельской впадине. Основные залежи газа и нефти сосредоточены в нижнепермских рифовых массивах. Здесь открыты Волостновское, Кинзебулатовское нефтяные, Саратовское газоконденсатное (рис. 207), Ишимбайское (рис. 208), Столяровское (рис. 209) и другие месторождения.

Ишимбайское нефтегазовое месторождение (рис. 208) приурочено к рифогенному массиву, сложенному артинскими известняками. Это первое месторождение, открытое на территории Башкирии в 1932 г., разрабатывается с 1932 г. Месторождение расположено во внешней (западной) зоне Предуральского прогиба, называемой также «рифовой зоной». Рифогенный массив Ишимбайского месторождения состоит из ряда более мелких объединенных массивов, имеющих северо-западное простирание. Отдельные рифовые массивы имеют форму куполов, располагающихся на моноклинально залегающих породах верхнего карбона («базальный горизонт»). Всего в состав Ишимбайского рифа входит пять отдельных куполов: Западный, Восточный, Бурангинский, Южный и Кузьминовский. Они соединены перешейками и имеют единый контур нефтеносности.

Углы падения склонов рифовых массивов от 20 до 40 градусов. Форма и размеры отдельных рифовых поднятий в плане различны, самый крупный из них, Восточный, имеет в поперечнике 1,5 км. Высота рифов также различна. Этаж нефтеносности колеблется от 310 до 560 м.

Нефтесодержащими породами рифовых массивов являются доломитизированные известняки, отличающиеся высокой пористостью и кавернозностью. Иногда в известняках за счет доломитизации образуется своеобразная губчатая, или ситчатая, структура. При этом абсолютные значения пористости достигают 35 %. Трещины в известняках содержат нефть, однако трещиноватость имеет подчиненное значение. По возрасту известняки и доломитизированные известняки, образующие Ишимбайский рифовый

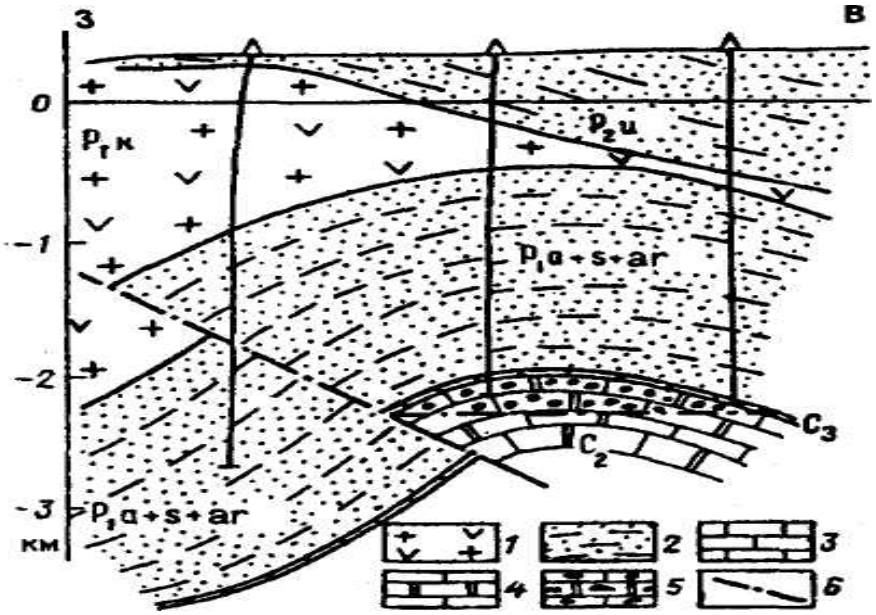


Рис. 207. Саратовское газоконденсатное мес-торождение. Геологический профиль (по данным треста Башнеф-теразведка):
1 — терригенные отложения; 2 — соленосные отложения; 3 — известняки; 4 — доломиты; 5 — газовая залежь; 6 — разрывное нарушение

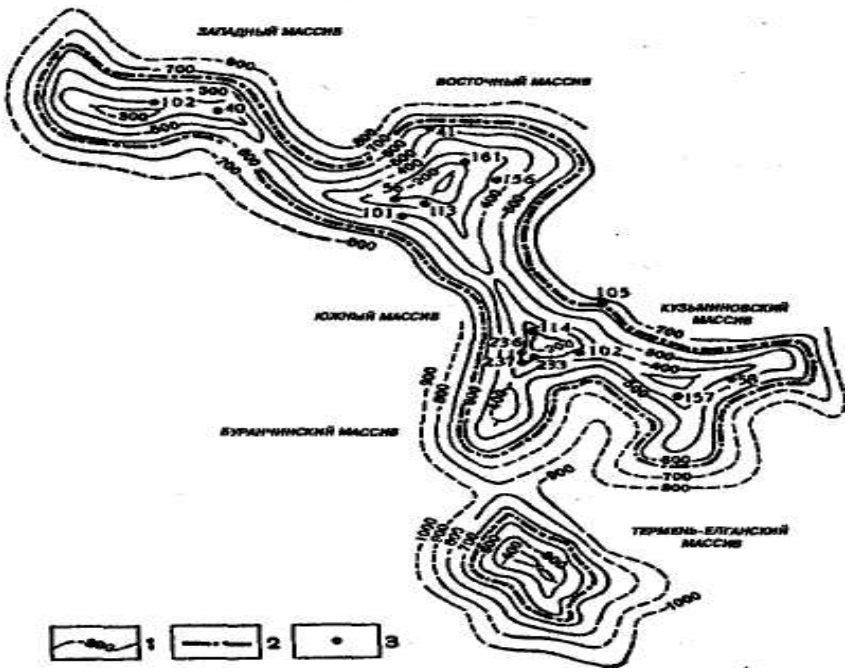


Рис. 208. Ишимбайская группа рифовых месторождений (по Г.П. Ованесову):
1 — изогипсы по поверхности артинских известняков; 2 — контур нефтеносности; 3 — скважины

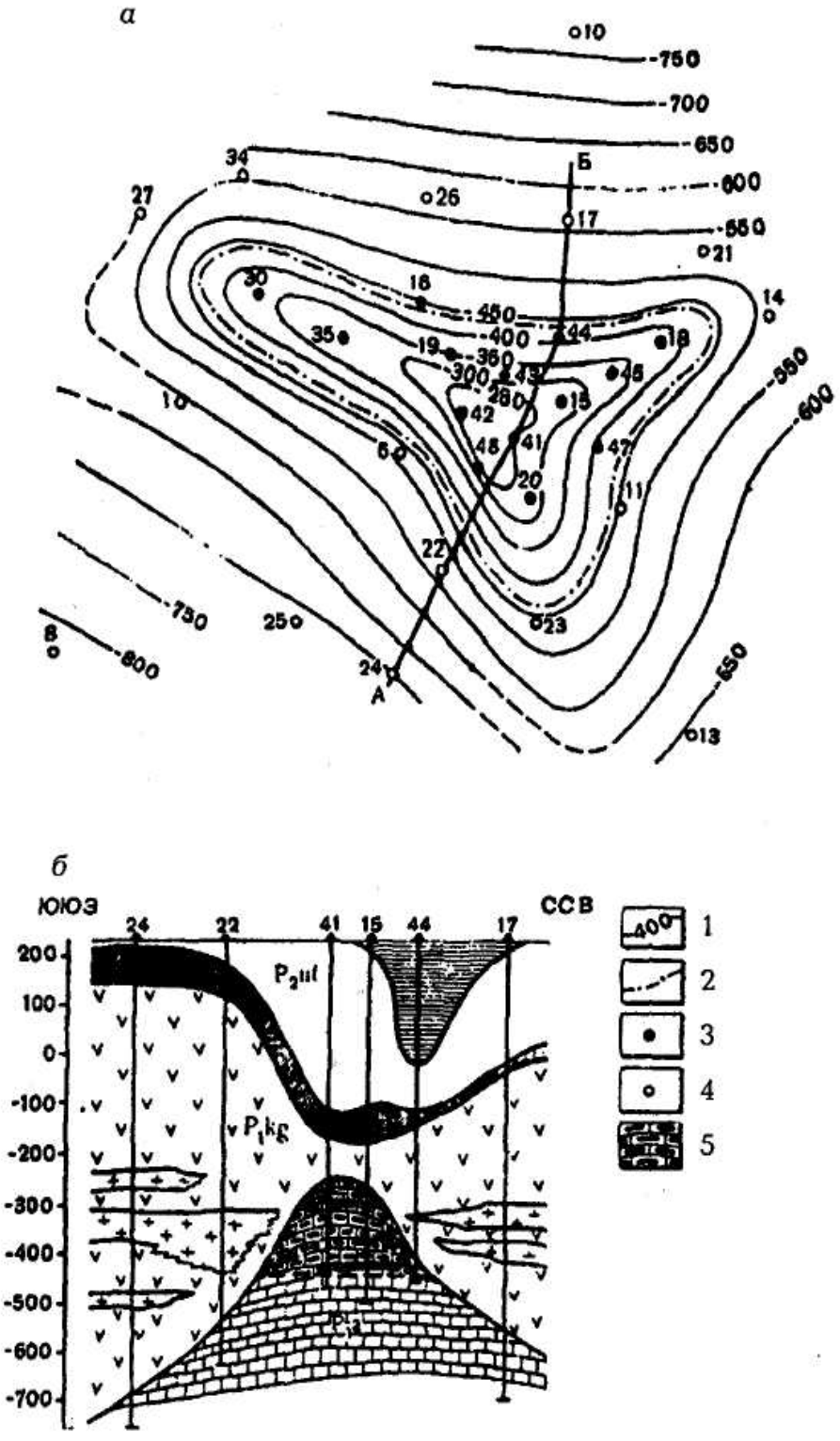


Рис. 209. Столяровское рифовое месторождение (по Г.П. Ованесову): а — структурная карта; б — профиль по линии АБ: 1 — изогипсы; 2 — контур нефтеносности; 3 — скважины, давшие нефть; 4 — законтурные скважины; 5 — залежи нефти

массив, относятся к ассельскому, артинскому и сакмарскому ярусам нижней перми. Они перекрыты соленосной покрышкой кунгурского возраста. Некоторые рифы Ишимбайского рифового массива имеют газовые шапки.

Благодаря высоким коллекторским свойствам продуктивных горизонтов Ишимбайского месторождения на нем, как и на других месторождениях, связанных с рифами, в начальный период разработки отмечалась высокая продуктивность скважин. Начальные дебиты отдельных скважин составляли до 800 т/сут нефти.

В Предуральском краевом прогибе наибольшие перспективы связаны с северными включающими шельф районами Коротаихинской и Верхнепечорской впадин, на юге с Соликамской и Юрюзано-Сылвенской впадинами, в пределах которых можно ожидать выявления новых скоплений углеводородов в фаменских, нижне-и среднекаменноугольных и пермских отложениях.

В Предуральском краевом прогибе многие месторождения приурочены к крупноамплитудным антиклинальным складкам, развитым во фронтальных частях аллохтонных пластин. Большинство этих складок выражено в приповерхностных слоях. Примечательно, что продуктивные антиклинальные складки связаны как с надвигами западного простирания (месторождение Вуктыльское), так и противоположными им вторичными антиуральскими надвигами (месторождение Кинзебулатовское, Вельский прогиб). Основным продуктивным резервуаром являются трещиноватые карбонатные отложения башкирского яруса, верхнего карбона-нижней перми и песчаники визе. Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 0,5 до 5,0 км. Основной покрышкой служат глинистые сланцы артинского яруса и кунгурские эвапориты. На Вуктыльском месторождении, расположенном в Верхнепечорской впадине Северного Урала, мощность газоконденсатной залежи в верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатах достигает 1,5 км.

Анализ геолого-геофизических данных этого региона показывает, что, несмотря на длительность поисков нефти и газа в его пределах, он должен обладать значительными перспективами.

Этот вывод в первую очередь опирается на данные сейсморазведки последних лет, которые позволяют существенно пересмотреть традиционные взгляды на структуру этого региона и выявить новые объекты поисков нефти и газа в тех районах, которые ранее представлялись бесперспективными.

В этой связи наиболее важным является обнаружение зон погребенной складчатости, связанной с многоярусной покровно-надвиговой структурой ряда районов Урала.

4.4. Предверхоянская нефтегазоносная субпровинция

Предверхоянская нефтегазоносная субпровинция находится в пределах территории Якутии. В качестве субпровинции входит в состав Лено-Вилюйской провинции. Геолого-геофизическая изученность очень невысокая в основном из-за неблагоприятных климатических условий и удаленности от промышленных центров.

В тектоническом отношении субпровинция представляет собой Предверхоянский предгорный прогиб, протягивающийся вдоль восточной границы Сибирской платформы (Верхоянского хребта) на расстояние 1400 км при ширине около 200 км (см. рис. 88).

Субпровинция в основном сложена терригенными породами триаса, юры и мела, залегающими на более древних образованиях палеозоя.

Общая мощность осадочных отложений достигает 10—11 км.

Среднетриасовый-нижнеюрский НГК мощностью 480 — 1250 м представлен терригенными породами, в которых выделяются продуктивные свиты: сунтарская (мощностью 8— 50 м), долгайская (около 20 м), усть-вилюйская (24 — 38 м) и др. В этом комплексе открыты газовые и газоконденсатные залежи. Все залежи сводового типа.

Средне-верхнеюрский НГК мощностью 400— 1120 м сложен песчано-алевролитовыми и угленосными (в верхней части) отложениями. Выделяют два продуктивных горизонта верхнеюрской и якутской свит, к которым приурочены залежи на Усть-Вилюйском месторождении.

Газоносным является нижнеюрский песчано-глинистый комплекс пород. Газоконденсатные месторождения Усть-Вилюйское и Собохаинское были открыты в 1956 — 1960 гг. в зоне сочленения Предверхоянского прогиба и Вилюйской синеклизы. На глубине до 2000 м вскрыты восемь газоносных горизонтов, имеющих промышленное значение.

В связи со слабой изученностью перспективы нефтегазоносности субпровинции остаются не выясненными.

Контрольные вопросы к главе 4

1. К каким типам тектонических структур приурочены нефтегазоносные субпровинции переходных территорий?
2. Какие особенности геологического строения и нефтегазоносности имеют указанные территории?
3. Какое значение в современной добыче нефти и газа и в перспективе имеют субпровинции переходного типа?
4. Дайте краткую характеристику нефтегазоносности Предкавказской субпровинции.
5. В пределах каких субпровинций переходного типа осуществляются поиски и разведка нефти и газа на акваториях?
6. Перечислите региональные нефтегазоносные комплексы Предкавказской субпровинции.
7. Каковы закономерности распределения нефти и газа в Предкарпатской субпровинции по территории?
8. Какая субпровинция переходного типа отличается сложным строением, сильной дислоцированностью пород осадочного чехла, наличием большого числа тектонических нарушений и опрокинутых складок?
9. Каковы колебания мощности осадочного чехла субпровинций переходного типа?
10. Назовите крупные нефтяные и газовые месторождения, открытые в переходных территориях.

Глава 5
Нефтегазогеологическое районирование складчатых территорий

Провинции этого типа приурочены к межгорным впадинам и прогибам, антиклинориям и синклинориям альпийской системы складчатости. Для них характерно повсеместное развитие в осадочном чехле продольных и поперечных дизъюнктивных нарушений значительной амплитуды, иногда диапиризма и грязевого вулканизма. Диапазон нефтегазоносности связан с кайнозойским и мезозойским разрезами.

5.1. Закавказская нефтегазоносная провинция

Закавказская нефтегазоносная провинция занимает территорию Азербайджана, Грузии, шельфа Каспийского и Черного морей. В тектоническом отношении приурочена к межгорному прогибу, расположенному между горами Большого и Малого Кавказа и Южно-Каспийской впадины (рис. 210, 211).

В строении провинции принимают участие магматические, метаморфические и осадочные породы от докембрийских до современных. По составу метаморфизованности и дислоцированности они подразделяются на три структурных комплекса: байкальский, герцинский и альпийский. Кристаллический фундамент байкальского возраста выступает на поверхность на отдельных участках Малого Кавказа и в некоторых частях южного склона Большого Кавказа, сложен сильно метаморфизованными кристаллическими породами докембрия и кембрия.

Герцинский комплекс развит за пределами провинции. Альпийский структурный комплекс, с которым связана промышлен-

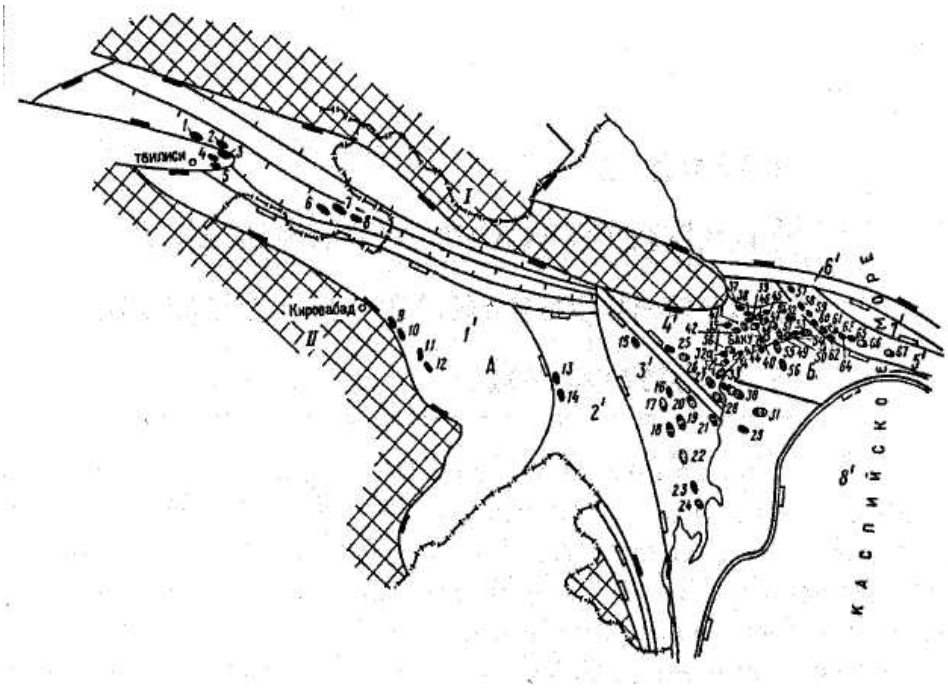


Рис. 210. Карта размещения месторождений нефти и газа восточной части Грузии и Азербайджана [50].

Крупнейшие тектонические элементы: I — мегантиклинорий Большого Кавказа, II — складчатая система Малого Кавказа; крупные тектонические элементы: 1' — Предмалокавказский прогиб, 2' — Талыш-Вандамский выступ, 3' — Нижнекуринский прогиб, 4' — Кобыстано-Апшеронский прогиб, 5' — Апшероно-Прибалханская зона поднятий, 6' — Северо-Апшеронская зона поднятий, 7' — Артемо-Келькорский прогиб, 8' — Южно-Каспийская котловина.

Месторождения: 1 — Норио, 2 — Сацхениси, 3 — Самгори-Патардзеули, 4 — Южный купол Самгори, 5 — Телети, 6 — Тарибани, 7 — Мирзаани, 8 — Патара-Шираки, 9 — Казанбулаг, 10 — Аджидере, 11 — Нафталан, 12 — Мирбашир, 13 — Зардоб, 14 — Мурадханлы, 15 - Каламадын, 16 - Мишовдаг, 17 — Кюровдаг, 18 — Карабаглы, 19 — Кюрсангя, 20 - Калмас, 21 - Пирсагат, 22 — Дуровдаг, 23 — Хиллы, 24 - Нефтечала, 25 — Адживели Восточное, 26 — Умбаки, 27 — Дуванный-суша, 28 — Дашгиль-Деляниз, 29 — Гарасу, 30 — Сангачалы-море-Дуванный-море-о-в Булла, 31 — Булла-море, 32 — Кергез-Кызылтепе, 32а — Шонгар, 33 — Карадаг, 34 — Локбатан-Пута-Кушхана, 35 — Караэйбат, 36 — Гездек, 37 — Масазыр, 38 — Сианьшор, 39 — Бинагады, 40 — Чахнагляр, 41 — Судутепе, 42 — Шабандаг-Шубаны-Ясамальская долина-Аташки, 43 — Биби-Эйбат, 44 — Бухта Ильича, 45 — Кюрдаханы, 46 - Кирмаку, 47 — Балаханы-Сабунчи-Раманы, 48 - Сураханы, 49 — Карачухур, 50 — Зых, 51 — Гоусаны, 52 — Бузовны-Маштаги, 53 — Кала, 54 — Зыря, 55 — Песчаный-море, 56 — Бахар, 57 — Банка Апшеронская, 58 — Банка Дарвина, 59 — о-в Артема, 60 — Гюргяны-море, 61 — Южное, 62 — Южное-2, 63 — о-в Жилой, 64 — Ази-Асланова, 65 — Грязе-вая Сопка, 66 — Нефтяные Камни, 67 — Им. 28 апреля

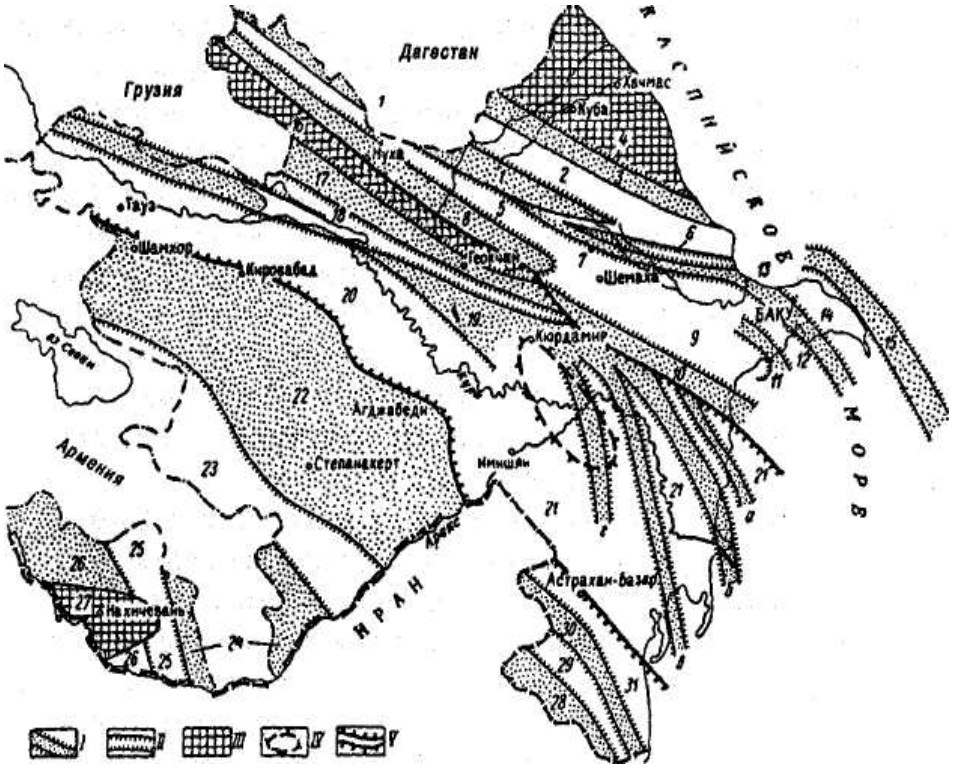


Рис. 211. Тектоническое районирование Азербайджана [50]:
I — антиклинории; II — синклинории; III — наложенные синклинории и мульды; IV — Кюрдамир-Саатлинский погребенный срединный массив; V — Куринский межгорный прогиб; 1 — Тфанский антиклинории; 2 — Шахдагско-Хизинский синклинории; 3 — Тенгинско-Бешбармакский антиклинории; 4 — Кусаро-Дивичинская наложенная мульда; 5 — Закатало-Ковдагский синклинории; 6 — Дибраро-Яшминский синклинории; 7 — Алтыагач-Куркачидагский антиклинории; 8 — Вандамский антиклинории; 9 — Шемахино-Кобыстанский синклинории; 10 — Ленгебизско-Алятская зона поднятий; 11 — Западно-Апшеронский антиклинальный пояс; 12 — Западно-Апшеронский синклинальный прогиб; 13 — Центрально-Апшеронский антиклинальный пояс; 14 — Восточно-Апшеронский синклинальный прогиб; 15 — антиклинальный пояс Апшеронского архи-пелага; 16 — Алазано-Агричайский наложенный синклинории; 17 — Красноколодско-Дашюзский антиклинории; 18 — Мирзаано-Арешский синклинории; 19 — Чатмино-Геокчайский антиклинории; 20 — Палантекянский синклинории; 21 — Нижне-Куринская (Кура-Араксинская) впадина; антиклинальные пояса: а — Котурдаг-Пирсагат — Камень Игнатия; б — Каламадин — Мишовдаг — Бяндован — банка Головачева; в — Кюровдаг — Нефтечала — Куринский Камень; г — Джарлы — Саатлы; 22 — Самхето-Карабахский антиклинории; 23 — Севано-Акеринский синклинории; 24 — Мисхано-Зангезурский антиклинории; 25 — Ордубадский синклинории; 26 — Шаруро-Джульфинский антиклинории; 27 — Нахичеванская впадина; 28 — Астаринский антиклинории; 29 — Ярдымлинский синклинории; 30 — Буроварский антиклинории; 31 — Астраханбазарский синклинории

ная нефтегазоносность территории, содержит мощные осадочные отложения мезозойского, палеогенового, неогенового и антропогенового возраста. Этот комплекс подразделяется на несколько подкомплексов, имеющих мощности от 3000 до 9000 м.

В восточной части Закавказской НГП выделяется ряд крупных тектонических элементов: юго-восточное погружение мегантиклинория Большого Кавказа, Куринская межгорная впадина, юго-восточное погружение мегантиклинория Малого Кавказа и Талыжской складчатой системы и акватории Южного Каспия. Они в свою очередь подразделяются на отдельные тектонические зоны, соответствующие крупным антиклинориям и сопряженным с ними глубоким синклинориям.

Крупный Апшеронский периклинальный прогиб территориально занимает Апшеронский п-ов и прилегающую часть Апшеронского архипелага и протягивается в длину на 120 км при ширине до 80 км. Выполнен плиоценовыми отложениями большой мощности.

Апшеронский архипелаг, являясь морским продолжением Апшеронского п-ва, соединяется с Прибалханской зоной поднятий в восточной части Каспия, образуя единую тектоническую структуру — Апшероно-Прибалханскую, которая разделяет Южно-Каспийскую глубоководную геосинклинальную впадину и глубоководную территорию молодой эпигерцинской плиты Северного Каспия.

Южному борту юго-восточного погружения мегантиклинали Большого Кавказа соответствует сложно построенный Шемахи-но-Кобыстанский синклинорий.

Куринская межгорная мегавпадина протягивается с запада до берега Каспийского моря. В пределах Куринской межгорной мегавпадины выделяются Верхнекуринская, Среднекуринская, Нижнекуринская впадины, разделенные поперечным Талыш-Вандамским (Кюрдамирским) поднятием кристаллического фундамента доальпийского возраста. Впадины выполнены терригенными неоген-антропогенными отложениями большой мощности, перекрывающими более древние образования.

Большинство тектонических элементов Шемахино-Кобыстанского синклинория Нижнекуринской впадины продолжаются в юго-восточном направлении в акваторию Каспия, образуя струк-туры Бакинского архипелага.

На западе (Грузия) регион раскрывается в акваторию Черного моря. Эта часть региона в тектоническом отношении соответ-

ствует западной части Закавказского глубокого межгорного прогиба, протягивающегося между горно-складчатыми сооружения Большого и Малого Кавказа. В его пределах на территории Грузии выделяются Рионская и Куринская (западная часть) межгорные впадины, разделенные Дзирульским выступом герцинского фундемента. В пределах впадин широко развиты мощные толщи миоцен-плиоценовых молассовых отложений (до 2 — 3 км) и эоцен-палеоценовых терригенных, карбонатных и вулканогенных формаций общей толщиной до 4500 м.

Фундамент залегает на глубине 4000 — 6000 м. По бортам Верхнекуринской (Картлийской) впадины в неоген-палеогеновых отложениях развиты крупные вытянутые и узкие с крутыми крыльями складки, разорванные и опрокинутые к югу. В отдельных случаях породы залегают почти вертикально.

Сложная тектоника присуща Среднекуринской впадине, особенно в междуречье Куры и Иори. Здесь выделяется Южно-Кахетинский тектонический район, имеющий сложное строение и большую мощность палеогена-неогена (4000 — 5000 м). Здесь же расположен Мирзаанский мегантиклинорий, в котором мощный комплекс плиоценовых отложений дислоцирован в складки, осложненные надвигами.

Рионская впадина расположена на территории Западной Грузии и открывается в акваторию Черного моря. Выполнена мощной (до 12000 м) толщей от верхнемеловых до четвертичных пород, в основном терригенными вулканогенно-осадочными и карбонатными образованиями. В пределах Рионской впадины выделяются Гурийская, Колхидская и Абхаз-Менгрельская тектонические зоны.

Закавказье один из старейших нефтедобывающих регионов мира. Выходы горючих газов («священные огни») были известны в глубокой древности. В VI веке до н.э. вечно горящие факелы, вызванные поверхностными выходами нефти и многочисленными грязевыми вулканами, которые часто загорались при извержении на огромной территории Апшеронского полуострова и окрестностях Баку, способствовали возникновению культа огнепоклонников. Был построен храм огнепоклонников, в котором жрецы совершали богослужение над «вечным огнем», подведенным туда по глиняным трубам.

Для добывания «масла Земли» рыли шурфы и колодцы. Впоследствии для улучшения качества нефтепродуктов в этом райо-

не в 1723 г. был построен один из первых в мире нефтеперегонный завод.

В 1901 г. на Апшеронском полуострове в Бакинском районе Азербайджана было добыто 10 млн т нефти, что составило 95 % всей нефти, добытой в России и половину мировой добычи. Основная доля добытой нефти приходилась на месторождения Биби-Эйбат — одно из первых крупнейших месторождений нефти в мире и Балаханы-Сабунчи-Раманы, промышленная разработка которых осуществлялась с середины второй половины XIX в. Остальную часть добычи обеспечивали нефтяные месторождения Северного Предкавказья: Грозненские и Михайловские. В течение многих лет (до 1950 г.) Азербайджан занимал первое место по добыче нефти в России и СССР.

Впервые в России здесь были начаты поисковые работы и разработка морских месторождений в акватории Каспия, построены многокилометровые искусственные эстакады для освоения более глубоких частей акваторий, где в настоящее время ведется основная добыча нефти и газа.

В провинции выявлено около 75 месторождений нефти и газа. Наибольшее количество открытых месторождений нефти и газа Азербайджана сконцентрировано на Апшеронском полуострове, Апшеронском архипелаге и в Нижнекуринской впадине, где продуктивны отложения мела, палеогена и неогена.

Почти все месторождения Азербайджана многопластовые. Основные залежи нефти и газа в восточной части Закавказской провинции приурочены к плиоценовым отложениям.

Для восточной части Закавказья характерна приуроченность залежей нефти к интервалу глубин 1—3 км. Основные разведанные ресурсы газа выявлены глубже, в интервале глубин 3 — 5 км.

В Азербайджане расположено более одной трети всех грязевых вулканов мира. Ярким подтверждением связи грязевого вулканизма с нефтегазоносностью недр является открытие в 1932 г. в районе грязевого вулкана Локбатан месторождения нефти.

Большинство залежей относится к тектонически экранированным, часто осложнены диапиризмом. В Апшеронской НГО выявлены залежи висячего типа (Сураханское месторождение).

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют Апшеронский периклинальный прогиб, акватория Каспийского моря и Шемахино-Кобыстанский синклинорий в восточной части Закавказской НГП. Промышленная нефтегазоносность

выявлена в диапазоне мезо-кайнозойских отложений. В их разрезе установлены нефтегазоносные комплексы: верхнемеловой, палеогеновый, миоценовый, среднеплиоценовый и верхнеплиоценовый. Подавляющая часть разведанных запасов нефти и газа провинции связана со среднеплиоценовым комплексом.

Нефтегазоносность Западной части Закавказской НГП (Грузия) связана с палеоген-неогеновыми отложениями. Нефтегазоносные области Грузии приурочены к Рионской межгорной впадине и западному окончанию Куринской впадины. Выявленные месторождения нефти и газа Самгори-Патардзеули, Телети и др. приурочены к палеоген-неогеновым отложениям.

В Закавказской НГП можно выделить 8 НГО: Апшеронскую, Бакинского архипелага, Шемахино-Кобыстанскую, Нижнекуринскую, Кюрдамирскую, Куринскую, Картлийскую (Верхнекуринскую), Рионскую.

Меловой НГК мощностью до 1800 м в Рионской НГО представлен карбонатно-хемогенной толщей. На территории Среднекуринской впадины вскрыты терригенно-карбонатные и вулканогенно-эффузивные отложения, в которых открыта залежь нефти на Мурадханлинском месторождении. В Рионской НГО выявлена нефтяная залежь на Западно-Чаладидском месторождении. Перспективный комплекс на большей части провинции.

Палеогеновый (палеоцен-майкопский) НГК мощностью до 360 м (в Рионской НГО и Картлийской НГО от 1600 до 4500 м) представлен терригенно-карбонатной толщей с туфами и базальтовыми покровами в западной части провинции. Открыты нефтяные и газовые залежи в Куринской НГО (Нафталанское, Мирбаширское, Казанбулагское и др.), Картлийской НГО (Самгори-Патардзеули, Ниноцминда, Телети и др.) месторождения в междуречье Куры и Иоры (месторождения Тарсадалляр, Гюрзундаг).

Миоценовый (нижнемиоценовый-понтический) НГК мощностью 350-600 м (в Рионской НГО и Картлийской НГО от 1000 до 6000 м) сложен песчано-глинисто-алевролитовой толщей. Выявлены нефтяные и газовые залежи в Куринской НГО (Аджидере, Казанбулакское и др.), Шемахино-Кобыстанской НГО (Утальги, Анарт и др.), Рионской НГО (Западный Чаладиди, Супса-Омпарети и др.), Картлийской НГО (Сацхениси, Мирзаани, Тарибани, Телети и др. месторождения).

Среднеплиоценовый НГК мощностью 1360 — 4060 м представлен терригенно-карбонатным комплексом пород. На территории

Азербайджана носит название «продуктивной толщи», в которую входят (сверху вниз): сураханская (мощностью 300— 1300 м), сабунчинская (400 — 500 м), балаханская (300 — 950 м), «перерыва» (100 — 110 м), надкирмакинская глинистая (20 — 250 м), надкирмакинская песчаная (20 — 120 м), кирмакинская (220 — 250 м), подкирмакинская (0— 140 м), калинская (0 — 440 м) свиты. Основной нефтегазодобывающий комплекс в Апшеронской НГО, Нижнекуринской НГО, Шемахино-Кобыстанской НГО, НГО Бакинского архипелага. Нефтегазоносен практически на всех месторождениях.

АПШЕРОНСКАЯ НГО включает Апшеронский п-ов и прилегающий шельф (рис. 212). Область характеризуется высокой степенью реализации ресурсов. Половина промышленных залежей нефти и газа области открыты на шельфе. Здесь открыты месторождения Биби-Эйбат (рис. 213), Нефтяные камни (рис. 214), Карачухур (рис. 215), Бузовны (рис. 216), Карадагское (рис. 217), Зых (рис. 218), Балаханы-Сабунчи-Раманинское (рис. 219), Сураханы (рис. 220), Локбатан (рис. 221, 222), Банка Дарвина (рис. 223), Имени 28 Апреля (Гюнешли), 8 Марта, Азери и др.

Биби-Эйбат нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 213) расположено на Апшеронском полуострове. Открыто в 1873 г., разрабатывается с 1873 г. Месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке размером 5,0 х 2,5 км, амплитудой 700—900 м, осложнено продольными и поперечными разрывными нарушениями. Нефтегазоносность связана с продуктивной толщей (ПТ) среднего плиоцена. Месторождение многопластовое. Залежи связаны с верхним (горизонты с I по XV), средним (XVI—XIV горизонты) и нижним отделами ПТ (свиты НКГ, НКП, КС и ПК). Коллекторы терригенные, с эффективной пористостью от 10 до 24% (средняя 17%), проницаемость от 0,03 до 0,462 мкм^2. Глубина залегания залежей от 180 до 2500 м. Тип залежей — пластовые, тектонически экранированные. Начальные дебиты нефти из верхнего и среднего отдела ПТ составляли 450—470 т/сутки. Плотность нефти от 0,856—0,875 г/см^3 в верхней части разреза до 0,900 г/см^3 в нижней, содержание серы в среднем 0,05%, среднее содержание парафина — 1,2%, содержание смол и асфальтенов — 16—38 %.

Нефтяные Камни (Нефт Дашлары) нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 214) расположено в море в 80 км к востоку отг. Баку. Открытое 1949г., разрабатывается с 1951 г. Приурочено к асимметричной антиклинальной складке северо-западного простирания, размеры ее по отложениям среднего плиоцена

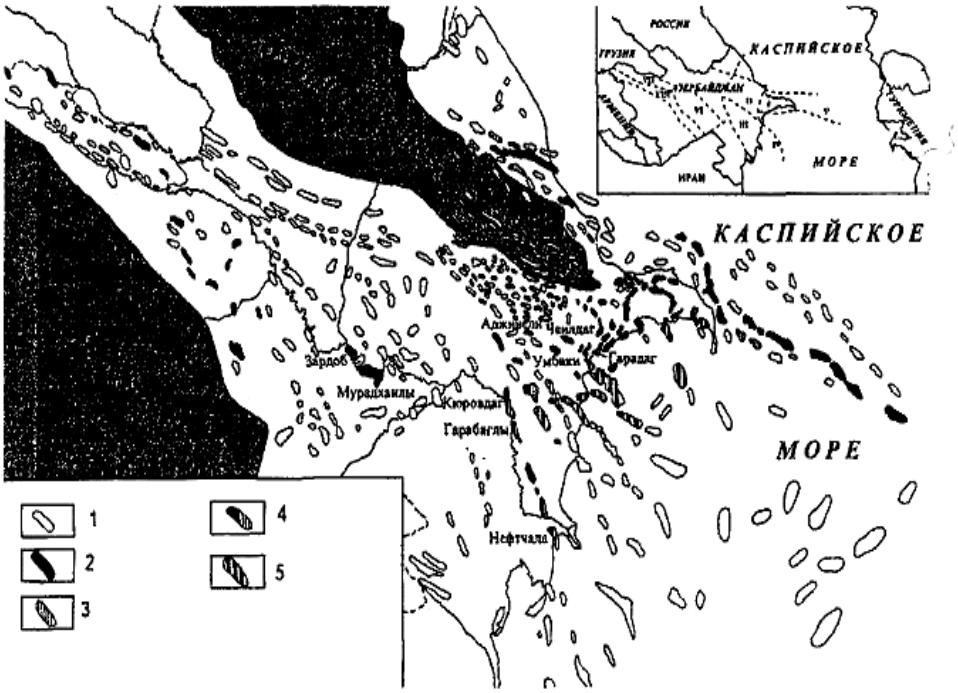


Рис.212. Схема расположения нефтегазоносных и антиклинальных структур Южно-Каспийской мегавпадины (по И.С. Гулиеву и др., 2000 г.):
1 — антиклинальные структуры; месторождения: 2 — нефтяные, 3 — газовые, 4 — нефтегазовые, 5 — нефтегазоконденсатные; НГР: I - Апшеронский, II — Шемахино-Кобыстанский, III — Нижнекуринский, IV — Бакинского архипелага, V — Апшеронского архипелага, VI — Евлах-Агджабединский, VII — междуречья Куры и Габырры, VIII – Гянджинский

4х10 км, амплитуда около 1500 м. Нефтегазоносность связана с отложениями среднего плиоцена, месторождение многопластовое, выделяется 27 нефтегазоносных объектов, нефтегазонасыщен-ным является разрез практически всего среднего плиоцена (продуктивной толщи): сабунчинская, балаханская, свита «перерыва», надкирмакинская глинистая (НКГ), надкирмакинская песчаная (НКП), кирмакинская (КС), подкирмакинская (ПК), калинская (КаС) свиты. Сложное геологическое строение месторождения обусло-вило неравномерное распределение залежей нефти и газа по пло-щади. Минимальная нефтенасыщенность отмечается в северо-западной части месторождения, где нефтеносны отложения только калинской свиты и свиты «перерыва», максимальная нефтегазонасыщенность установлена в юго-восточной части, где количество продуктивных горизонтов более 20. Продуктивные горизонты обладают относительно благоприятными коллектор-

скими свойствами, пористость коллекторов — 13,5—26,8 %, проницаемость колеблется от 0,1 до 1 мкм^2. Глубины залегания залежей колеблются от 200 до 1700 м, по типу залежи пластовые, тектонически экранированные, литологические. Амплитуды залежей от 200 до 1400 м. Начальные дебиты нефти составляют 30—80 т/сут. Плотность нефти 0,843—0,930 г/см^3, вязкость в пластовых условиях 0,8—4,42 МПа-с. Содержание серы около 0,5%, парафина — до 10,9%, смол и асфальтенов — 17—38 %. Газы месторождения относятся к числу сухих, содержание метана колеблется от 68 до 95%, содержание тяжелых газов невелико: этана 1,2—4,1 %, пропана до 1,5 %, бутана до 1,5%, высшие до 2,4 %. Количество CO_2 колеблется от 0 до 22%.

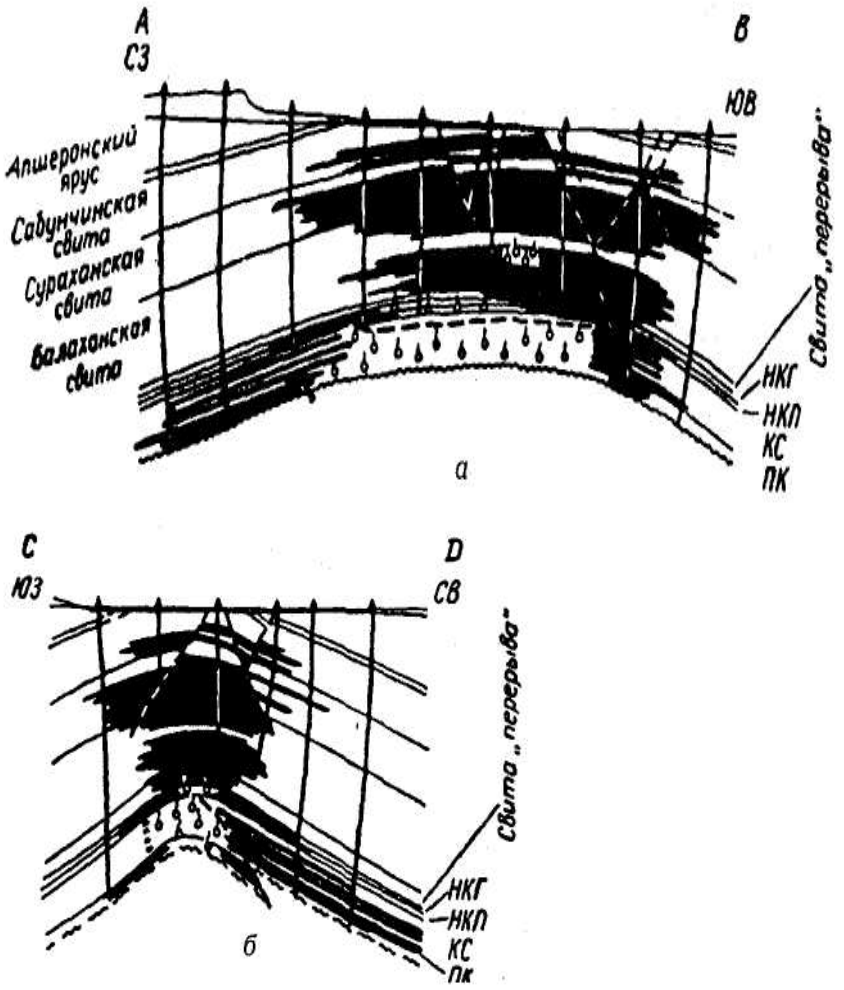


Рис. 213. Бибиэйбатское нефтяное месторождение (по Б.К. Бабазаде). Геологический разрез: а — в продольном сечении; б — в поперечном сечении

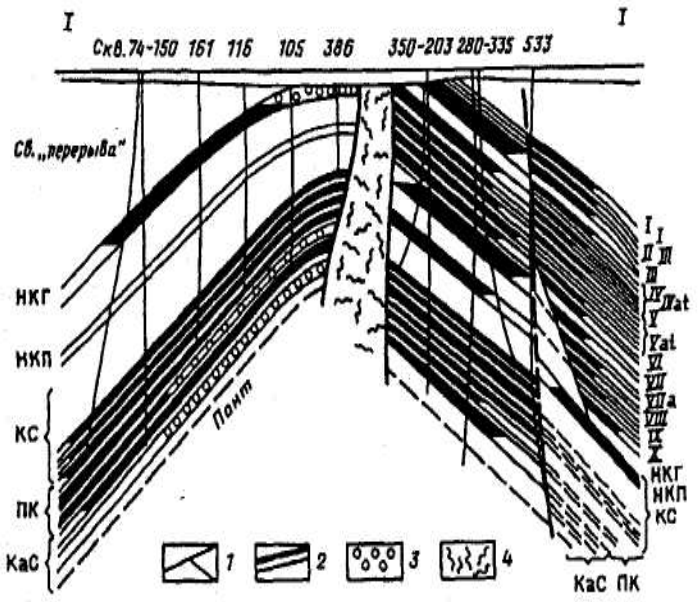


Рис. 214. Нефтегазоконденсатное месторождение Нефтяные Камни [9]. Геологический разрез:
1 — разрывные нарушения; 2 — нефть; 3 — газ; 4 — брекчированные породы

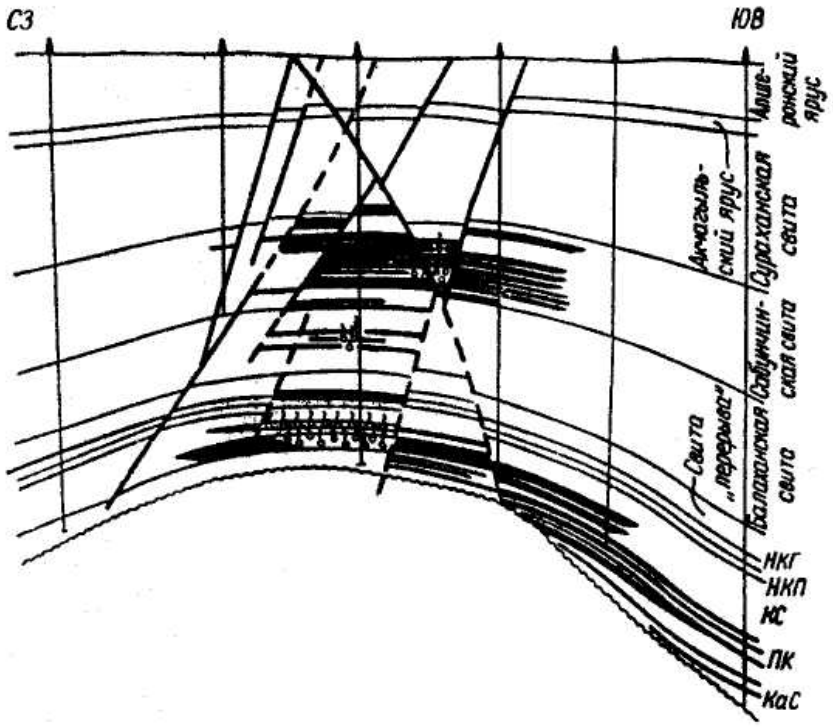


Рис. 215. Карачухурское газонефтяное месторождение с полностью перекрытой продуктивной толщей, осложненное крупными поперечными сбросами (по Б.К. Бабазаде)

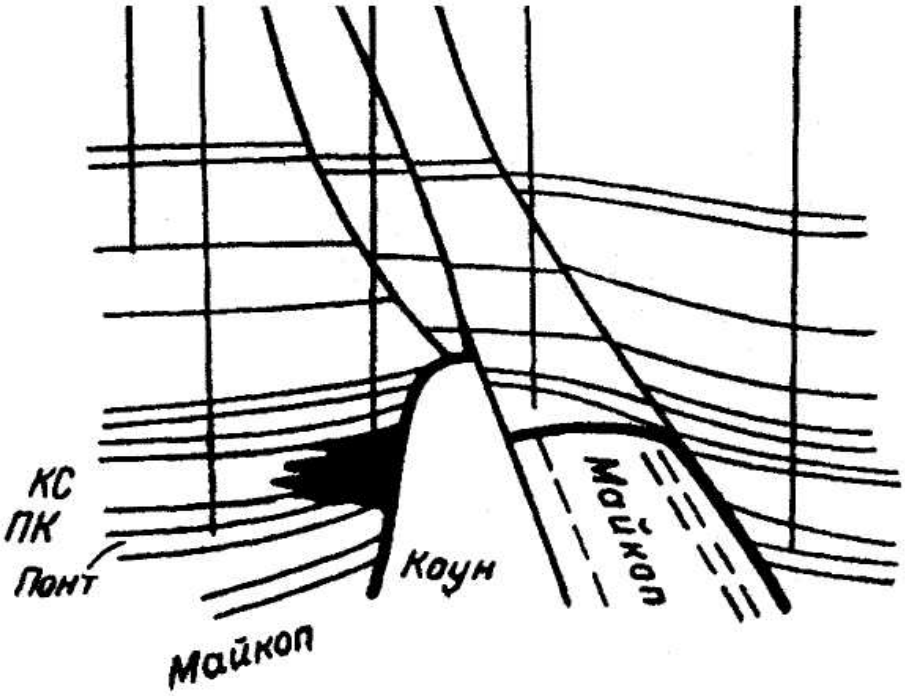


Рис. 216. Нефтяное месторождение Бузовны. Тектонически экранированная, приконтактная с ядром протыкания залежь нефти в кирмакинской свите (по Б.К. Бабазаде)

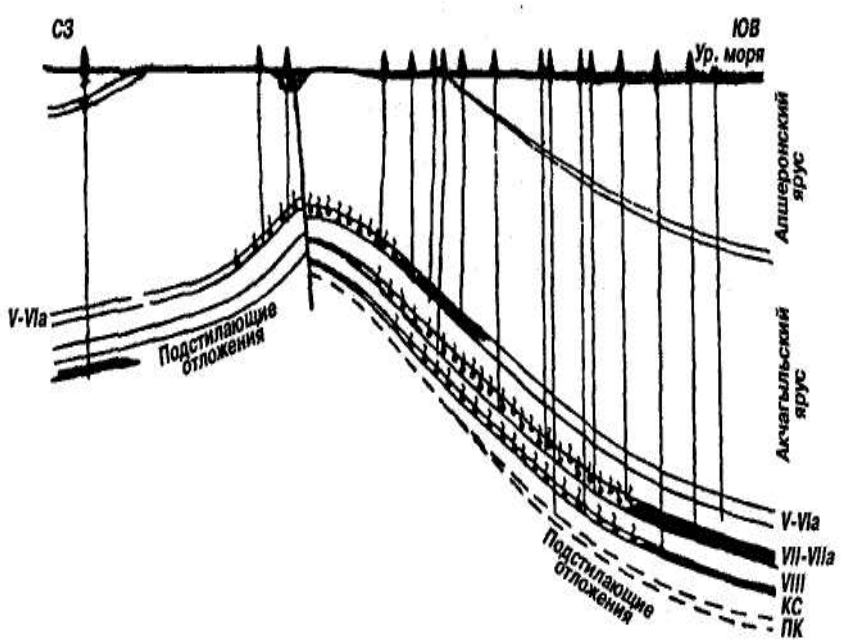


Рис. 217. Карадагское газонефтеконденсатное месторождение с частично размытым сводом в пределах продуктивной свиты, осложненное открытым грязевым вулканом, продольными и поперечными нарушениями

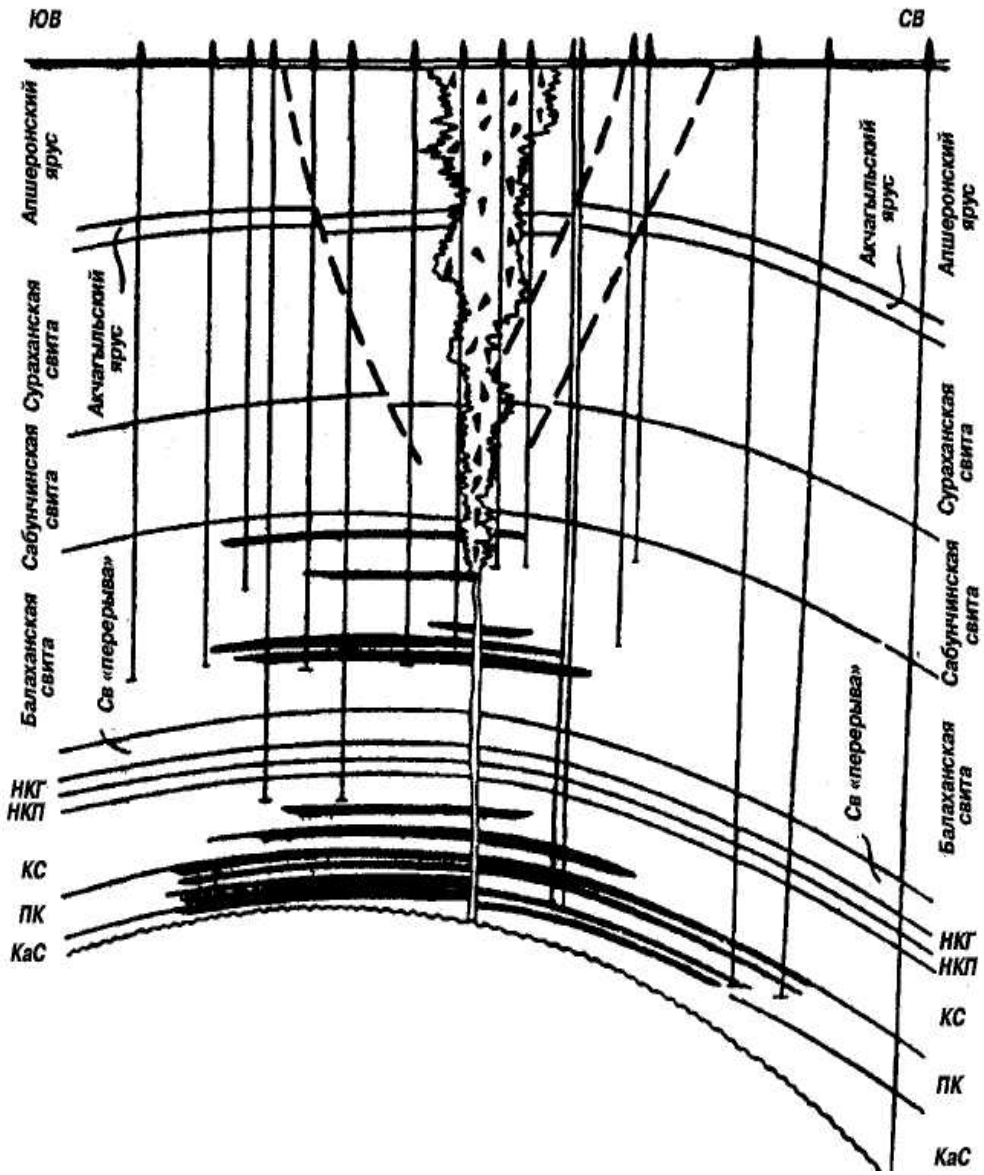


Рис. 218. Нефтяное месторождение Зых, связанное с недоразвитой (не замкнутой) брахиантиклиналью, осложненное погребенным грязевым вулканом (в поперечном сечении) (по Б.К. Бабазаде)

Карачухур газонефтяное месторождение (см. рис. 215) приурочено к брахиантиклинальной складке, отраженной в верхних слоях. Оно имеет почти меридиональное простирание. Ее север-ная периклиналь укорочена, южное погружение очень пологое и обширное. Складка слегка асимметрична, с более пологим западным (до 25°) и крутым восточным (до 50°) крыльями. Она сложена на поверхности, в сводовой и крыльевой частях, отложениями среднего и нижнего отделов апшеронского яруса; также вскрыты ак-

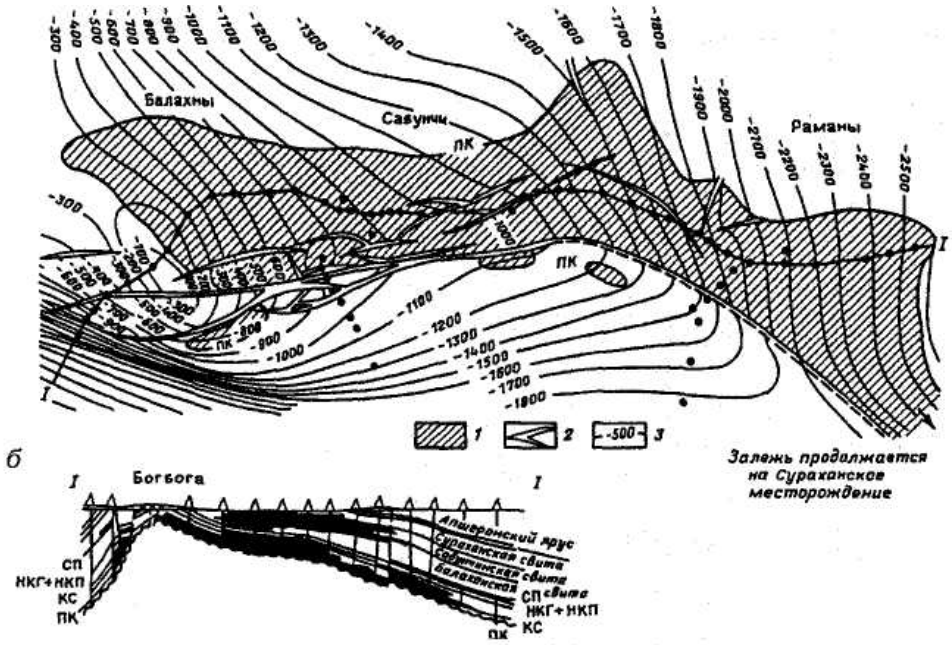


Рис.219. Балаханы-Сабунчи-Раманинское нефтяное месторождение [9]: а — структурная карта по кровле подкирмакинской свиты; б — геологический разрез; 1 — залежь нефти в свите ПК; 2 — разрывные нарушения; 3 — изогипсы. М

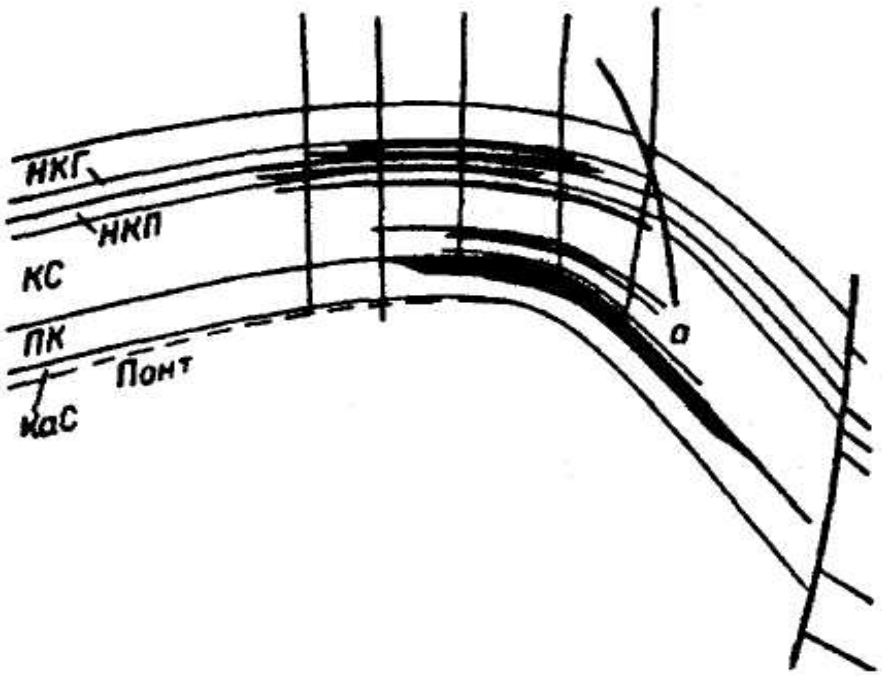


Рис. 220. Нефтегазовое месторождение Сура-ханы (по Б.К. Бабазаде)

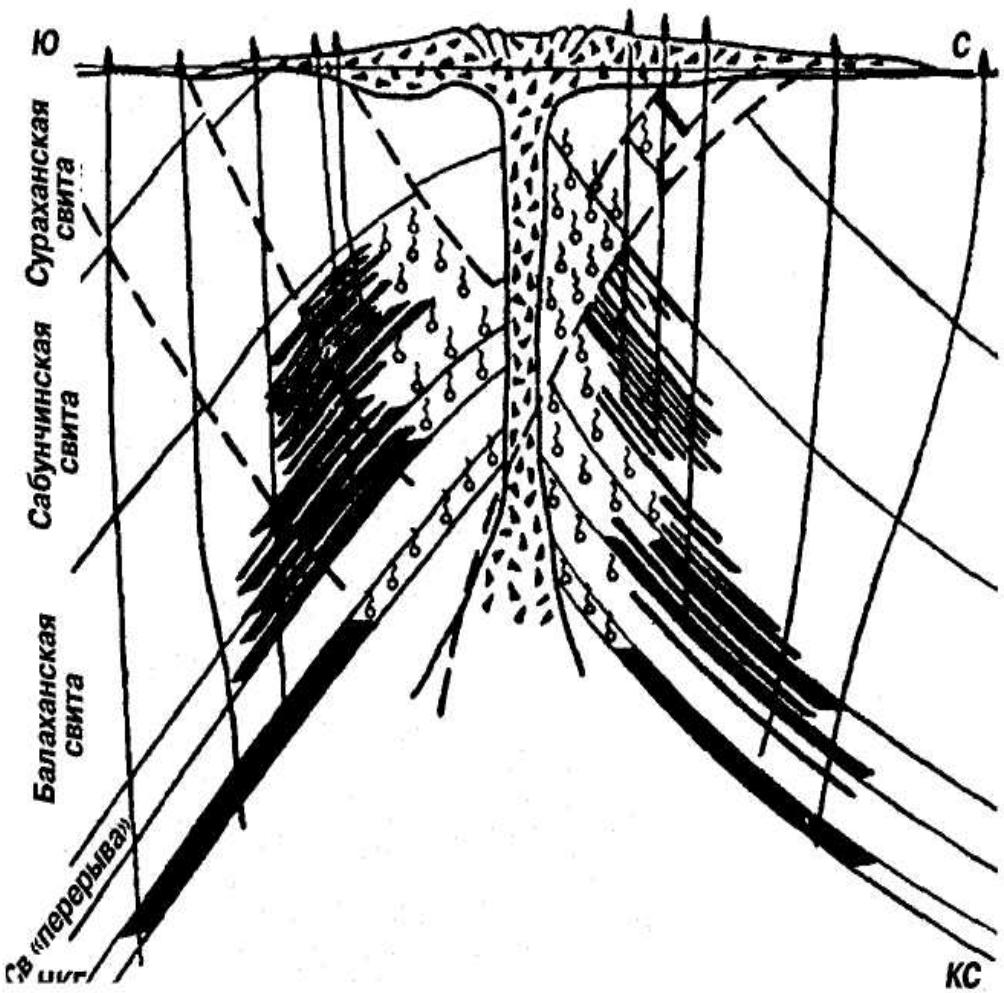


Рис. 221. Газонефтяное месторождение Локбатан, осложненное открытым грязевым вулканом и надвигом (по Б.К. Бабазаде)

чагыльский ярус и продуктивная толща. Месторождение многопластовое, с количеством залежей до 30.

Газонефтяное месторождение Зых (см. рис. 218) представляет собой антиклинальную складку со слабовыраженным сводом; по слоям продуктивной толщи она выполаживается еще больше, образуя обширное террасовидное поднятие. Открыто в 1935 г., разрабатывается с 1935 г. На месторождении открыто 5 залежей. Продуктивная толща полностью перекрыта более молодыми отложениями плиоцена и постплиоцена. Промышленные залежи нефти и газа приурочены в основном к горизонтам балаханской свиты и свитам ПК и КаС. Локальные залежи обнаружены в свитах КС, НКП и НКГ. Залежь свиты КаС относится к группе стратиграфических, а залежь свиты ПК — к группе тектоничес-

ки экранированных, смещенных («висячих») залежей. Локальные за-лежи свит КС, НКП и НКГ относятся к группе литологических.

Балаханы-Сабунчи-Раманинское нефтяное месторождение (см. рис. 219) расположено к северо-востоку от г. Баку на Апшеронском полуострове. Открыто в 1873 г., разрабатывается с 1873 г. Приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке по кровле отложений подкирмакинской свиты. Наиболее приподнятая ее часть осложнена грязевым вулканом, вокруг которого обнажаются породы кирмакинской свиты. Вдоль свода складки протягивается основной сброс, разделяющий месторождение на два изолированных участка. Складка ориентирована в западно-севе-

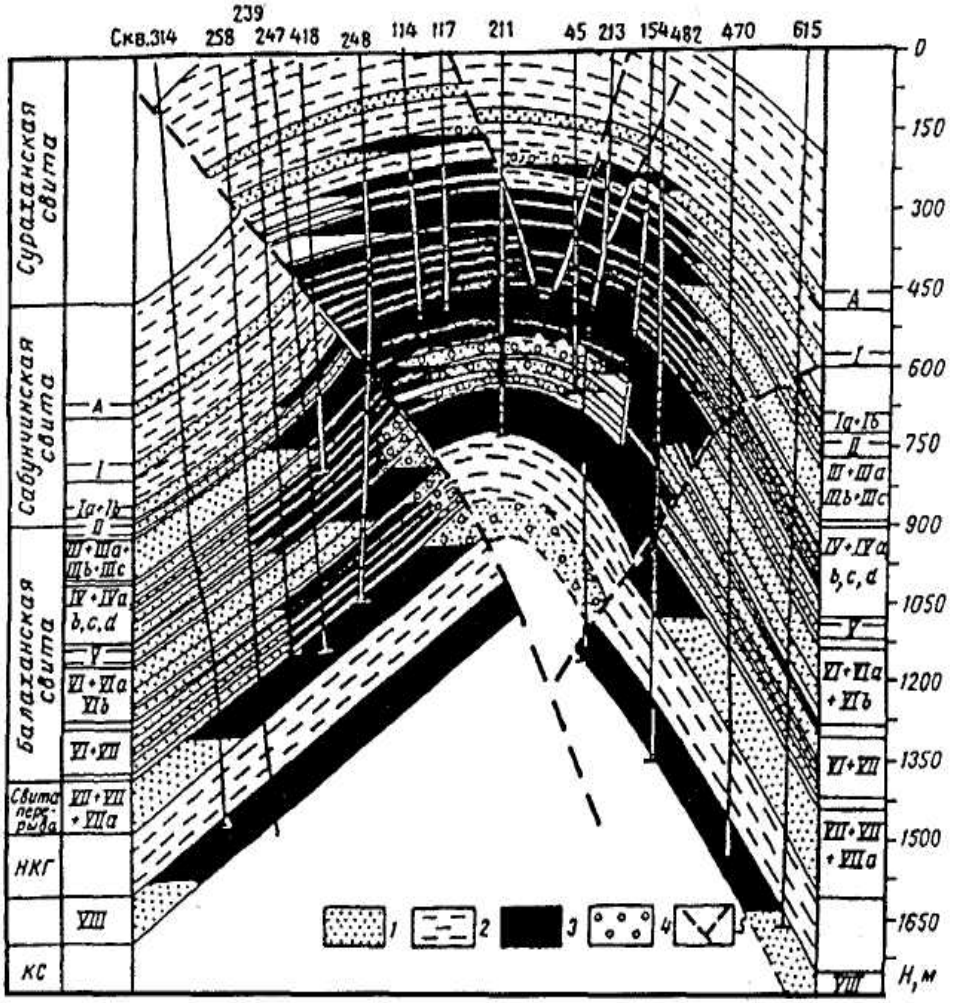


Рис. 222. Локбатанское газонефтяное месторождение. Продольный геологический разрез: 1 — песчаники; 2 — глины; 3 — нефть; 4 — газ; 5 — разрывное нарушение

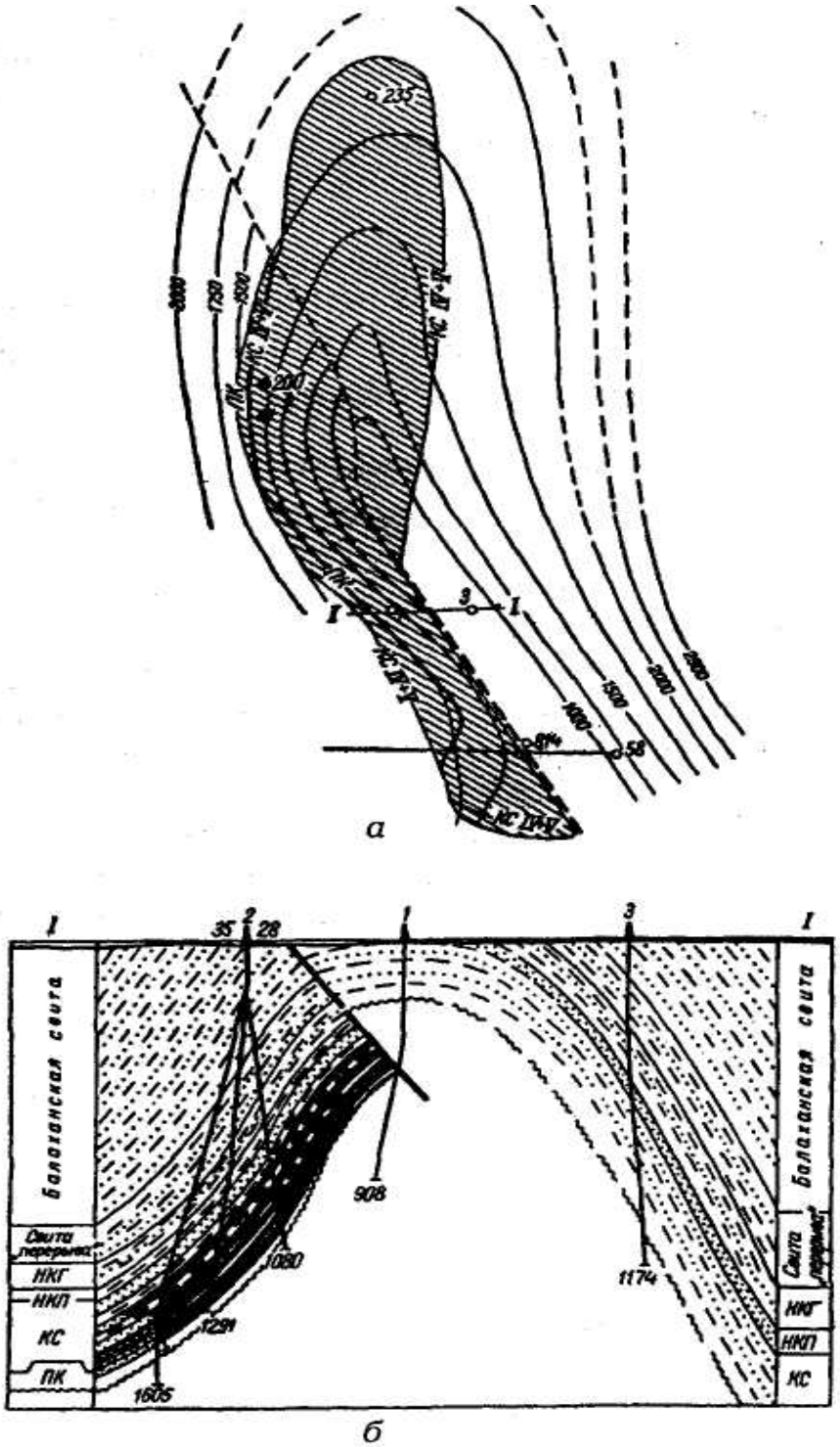


Рис. 223. Нефтяное месторождение Банка Дарвина с глубоко размытой продуктивной свитой на своде, осложненное продольным нарушением (по Б.К. Бабазаде):

а — в плане (стратоизогипсы проведены по кровле надкирмакинской глинистой свиты); б — в поперечном сечении

ро-западном направлении. Складка по своему строению асимметрична с крутым (40—70°) южным и пологим (10—15°) северным кры-льями. Складка осложнена многочисленными продольными и попе-речными нарушениями, прослеживающимися главным образом на северном крыле и северо-восточном ее погружении в местах наи-более резкого изгиба оси.

В разрезе площади в отложениях от апшеронских до кирмакинских выделяется до 30 нефтеносных горизонтов, залегающих наглубинах от 140 до 2500 м. Наибольший интерес представляют залежь горизонта V балаханской свиты и залежь свиты ПК (продуктивная толща). Первая из них охватывает все участки структуры, вторая протягивается от участков выхода ПК на поверхность до восточных окраин Романинской площади (где залегает на глубинах 2500 м) и далее в пределы соседнего Сураханского месторождения.

Коллекторы терригенные, пористость 18—27%, проницаемость от 0,035 до 0,374 мкм^2. Глубина залегания залежей от 80 до 1500 м. Тип залежей пластовые, тектонически экранированные. Наблюдаются такназываемые «Ёисячие» залежи, в связи с чем контуры нефтеносности секут горизонтали структурной карты. Начальные дебиты скважин колеблются от 3 до 400 т/сут. Плотность нефти колеблется в широком диапазоне — от 0,865 до 0,940 г/см^3. Нефти малосернистые, содержание серы 0,12—0,35 %, парафина — 0,6—0,7%, смол и асфальтенов — 24,0—43,8 %.

Нефтегазовое месторождение Сураханы (рис. 220) расположенов 10 км восточнее г. Баку на Апшеронском полуострове. Открыто в 1904 г. и в этом же году началась добыча нефти. Месторождение связано с асимметричной брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания. Складка осложнена серией субширотных и субмеридиональных разрывных нарушений, разделяющих ее на ряд блоков. Амплитуда складки по отложениям сураханской свиты составляет 100—150 м. Нефтегазоносность в основном связана с продуктивной толщей (ПТ) среднего плиоцена, месторождение многопластовое. Общее количество объектов раздельной эксплуатации на месторождении — 56. Продуктивные горизонты связаны с отложениями апшеронского и акчагыльского ярусов верхнего плиоцена, с верхним отделом ПТ (сураханская, сабунчинская, балаханская свиты), нижним отделом ПТ (надкирмакинская глинистая, надкирмакинская песчаная свиты, кирмакинская (КС), подкирмакинская (ПК), калинская свиты). Коллекторы

терригенные, пористость 19—26% (эффективная пористость 12,2—21,8%), проницаемость — 0,1—0,4 мкм^2 (в среднем 0,125— 0,15 мкм^2). Глубина залегания залежей — 50—2750 м. Тип залежей — пластовые, тектонически экранированные. Начальные дебиты нефти — до 200 т/сут, газа — до 30 тыс. м^3/сут. Плотность нефти меняется от 0,77 до 0,910, в верхнем отделе ПТ в среднем 0,850, в нижнем отделе — 0,870—0,910 г/см^3. Нефти отличаются несколько повышенным содержанием парафина — до 6,8%, низким серы — 0,06—0,23 %, содержание смол и асфальтенов 0,2—33 %.

Газонефтяное месторождение Локбатан (рис. 221, 222) расположено на Апшеронском полуострове. Открыто в 1927 г., разрабатывается с 1927 г. Приурочено к широтной, слабо асимметричной брахиантиклинальной складке, на своде которой под покровом сопочной брекчии выступают слои продуктивной толщи, размытые от ее кровли на 300 м. Отложения апшеронского и акчагыльского ярусов слагают далекие крылья складки, причем на южном крыле акчагыльские слои отсутствуют.

Наиболее приподнятая часть свода складки осложнена грязевым вулканом, проявления которого генетически связаны с крупным нарушением взбросового характера. Свод осложнен рядом разрывов, из которых главный — надвиг проходит по северному крылу складки. По этому надвигу южное крыло и сводовая часть значительно надвинуты на северное крыло. Особенно сильно осложненной является северо-восточная периклиналь, где плоскость надвига наклонена к юго-востоку под углом 45°, а его амплитуда достигает своего максимума (500 м). У подножия грязевого вулкана амплитуда смещения доходит до нескольких десятков метров, поверхность разрыва вертикальна и крылья здесь расположены симметрично; в западном направлении надвиг постепенно затухает. Остальные нарушения имеют характер небольших сбросов с амплитудой 10—30 м и затухают в балаханской свите. На месторождении открыто 26 залежей. Все залежи на своде расположены друг над другом; площади их последовательно увеличиваются с глубиной. По своему характеру залежи являются типично сводовыми, разбитыми нарушениями на блоки. В поднадвиговых горизонтах залежи нефти относятся к тектонически экранированным.

Нефтяное месторождение Банка Дарвина (рис. 223) расположено на Апшеронском архипелаге. Открыто в 1950 г., разрабатывается с 1950 г. Приурочено к крупной брахиантиклинальной

складке, сложенной в повышенных частях отложениями верхнего отдела продуктивной толщи, размытой до балаханской свиты, а на крыльях — акчагыльским и апшеронским ярусами. Складка осложнена большим продольным нарушением, простирающимся вдоль ее оси. Этим нарушением она разделена на два обособленных тектонических блока — западный и восточный, различных по условиям нефтенасыщения. Вследствие размытости складки промышленная нефтеносность ведется из 3 залежей. Все залежи относятся к типу тектонически экранированных.

Нефтегазоконденсатное месторождение Азери (им. 26 Бакинских Комиссаров) расположенов 125 км юго-восточнее г. Баку. Открытое 1987 г. Приурочено к брахиантиклинальной складке размером 17х3 км, вытянутой с северо-запада на юго-восток, амплитуда 1500—2000 м. В строении месторождения принимают участие отложения среднего плиоцена. Месторождение многопластовое (8 залежей). Основные продуктивные горизонты связаны с отложениями среднего плиоцена (продуктивная толща), залежи нефти и газа обнаружены в балаханской свите (горизонты V—X), свите «перерыва» и в надкирмакинской песчаной свите (НКП). Свойства коллекторов хорошие: пористость — 17—26 %, проницаемость от 0,011 до 0,104 мкм^2. Залежи пластовые, тектонически экранированные, залегают на глубинах 1900—3200 м и более. Начальные дебиты нефти составляют 200—300 т/сут, газа до 265 тыс. м^3/сут, конденсата 30—75 т/сутки. Нефти легкие 0,812—0,856 г/см^3, содержание смол и асфальтенов 5—18%.

Нефтегазоконденсатное месторождение Гюнешли (им. 28 апреля) расположено в море в 100 км восточнее г. Баку. Открыто в 1979 г., разрабатывается с 1980 г. Приурочено к асимметричной антиклинальной складке северо-западного простирания размерами 12х7 км, с амплитудой около 1000 м. Нефтегазоносность связана с продуктивной толщей среднего плиоцена со свитами сабунчинской, балаханской (горизонты V—X), свитой «перерыва», НКП, КС, ПК, КаС. Месторождение многопластовое. В основном разведана и разрабатывается северо-западная часть месторождения. Тип коллектора — терригенный. Коллекторы представлены кварцевыми песками и песчаниками. Пористость — 18—22%, проницаемость до 0,350 мкм^2. Глубины залегания основных продуктивных горизонтов составляют 2000—3600 м. Типы залежей пластовые, тектонически экранированные. Начальные дебиты нефти достигают 300 т/сут., дебиты газа 500 тыс. м^3/сут. Удельный вес

нефти 0,83—0,86 г/см^3, содержание серы 0,3 %, парафина 1,1—1,4 %, среднее содержание смол и асфальтенов 22—23 %.

НТО БАКИНСКОГО АРХИПЕЛАГА охватывает одноименную структурную зону западного шельфа Южного Каспия в пределах изобаты до 500 м и является морским продолжением структур Джеира-Кичмезского и Нижнекуринского прогибов с мощностью осадочного выполнения до 20 км. Глубоким поисковым бурением в области открыты месторождения Сангачалы-море-Дуванный-море-о.Булла, Булла-море, Песчаный-море (рис. 224).

Сангачалы-Море-Дуванный-Море-О.Булла нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 50 км к юго-западу от г. Баку. Открыто в 1963 г, разрабатывается с 1963 г. Приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке размером 30х11 км, амплитудой 3000 м, осложненной продольным разрывным нарушением. Нефтегазоносность связана с продуктивной толщей среднего плиоцена, месторождение многопластовое, залежи приурочены к V, VII и VIII горизонтам продуктивной толщи. Коллекторы терригенные, пористость 17—24%, проницаемость 0,12—0,39 мкм^2. Глубина залегания залежей 2000—5800 м. Тип залежей — пластовые, тектонически экранированные, амплитуда залежей — до 3000 м и более. Начальные дебиты нефти — до 224 т/сут, газа — 730 тыс. м^3. Плотность нефти 0,860—0,888 г/см^3, содержание серы 0,02-0,35 %, парафина - 4-9 %, смол - 5—10 %.

ШЕМАХИНО-КОБЫСТАНСКАЯНГО включает Шемахино-Ко-быстанский краевой прогиб. Мощность осадочного выполнения достигает 20 км. Характеризуется сравнительно низкой разведенностью ресурсов.

НИЖНЕКУРИНСКАЯ НГО расположена на западном борту Южно-Каспийской впадины, включает Нижнекуринский прогиб и его продолжение. Мощность осадочного чехла 20 км. Здесь открыто Кюровдагское (рис. 225), Нефтечалинское газонефтяные, Калмасское газовое, Кюрсангя (рис. 226) и др. месторождения.

Кюровдагское нефтяное месторождение (см. рис. 225) открыто в 1954 г., разрабатывается с 1955 г. Приурочено к большой брахиантиклинальной складке, протягивающейся в длину более чем на 20 км. Она имеет асимметричное строение; более крутое юго-западное крыло опущено по линии основного крупного продольного нарушения, секущего складку по всей длине вдоль северо-восточного крыла. Складка осложнена также рядом продольных и поперечных нарушений. Открыто 5 нефтяных залежей, приурочен-

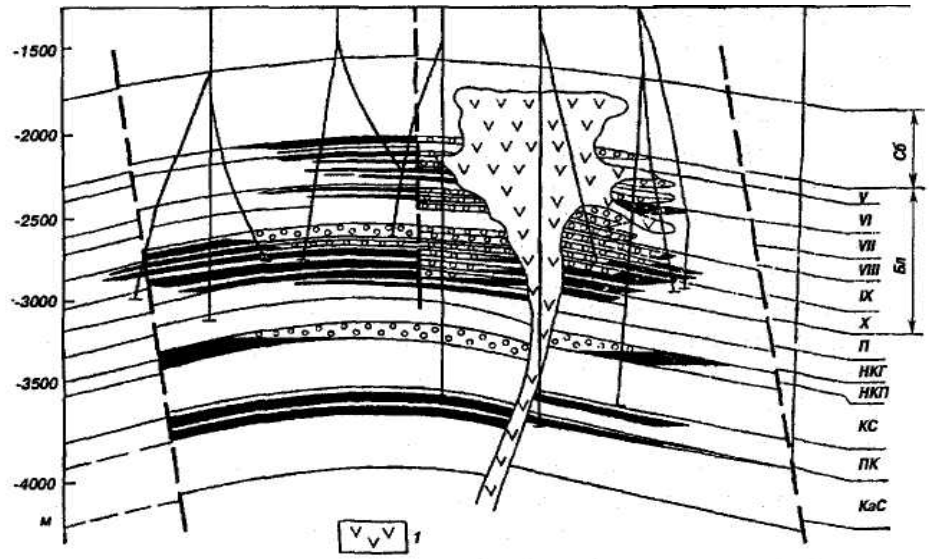


Рис. 224. Нефтегазоконденсатное месторождение Песчаный-море. Геологический профиль (по данным объединения «Каспморнефть»):
1 — грязевой вулкан; свиты: Сб — Сабунчинская, Бл — Балаханская

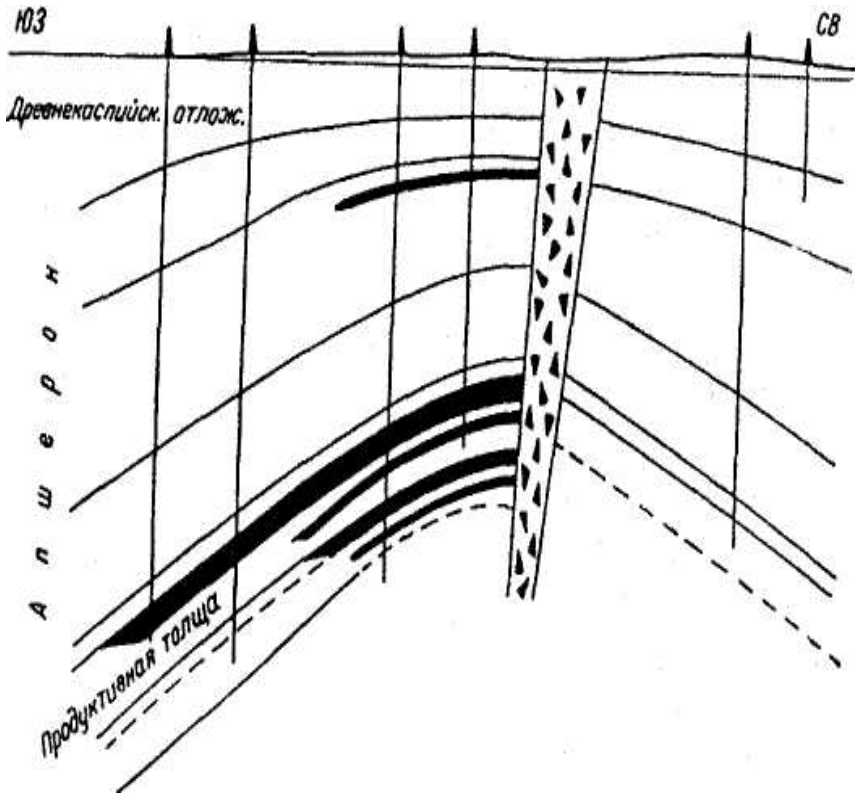


Рис. 225. Кюровдагское нефтяное месторождение с полностью перекрытыми нефтеносными свитами, осложненное грязевым вулканом и крупным"продольным нарушением (по Б.К. Бабазаде)

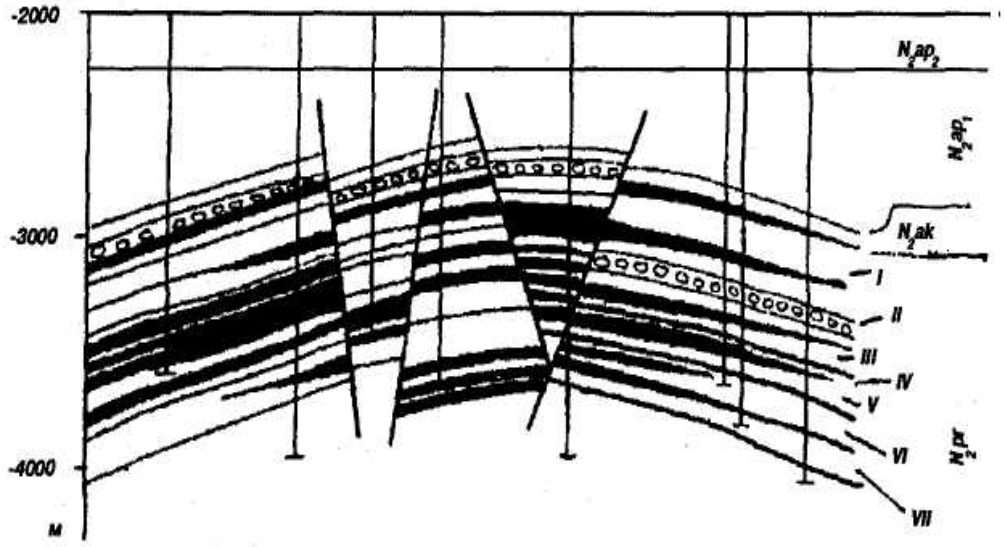


Рис. 226. Нефтегазовое месторождение Кюрсангя. Геологический профиль (по данным объединения «Азнефть»)

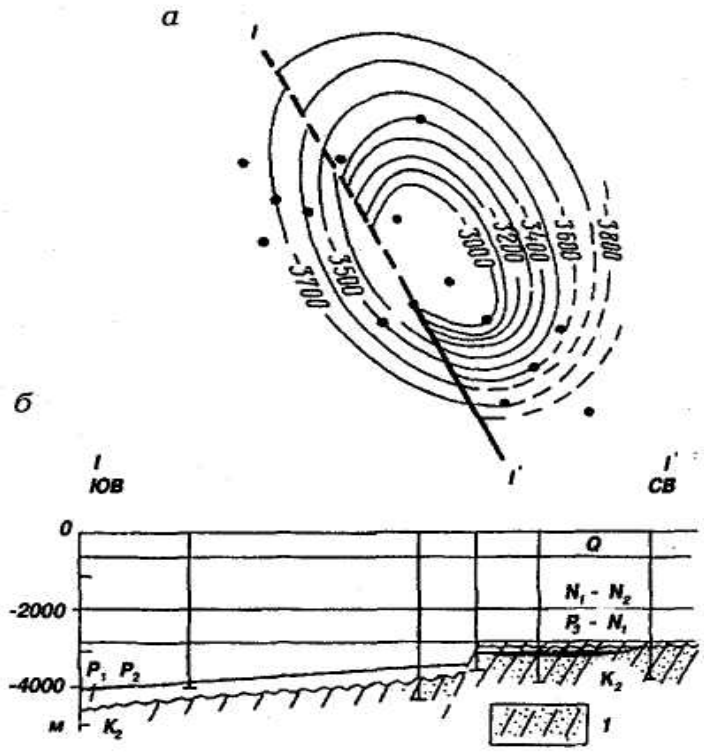


Рис. 227. Нефтяное месторождение Мурадханлы (по данным объединения «Азнефть»):
а — структурная карта кровли эоцена; б — геологический профиль: 1 — порфириты верхнего мела

ных к верхней части продутивной толщи, где выделяется несколь-ко литологически однородных пачек-горизонтов, сложенных песками и алевролитами. Нефтеносность приурочена к юго-западному крылу складки и ее северо-западной периклинали.

Залежи в горизонтах, залегающих ниже, имеют более ограниченные площади нефтеносности; некоторые из них отличаются спорадичностью в нефтенасыщении. Относительно меньшие по размерам залежи выявлены также в отложениях среднего отдела апшеронского яруса и в акчагыле.

КЮРДАМИРСКАЯ НГО охватывает северо-восточный борт Евлахского прогиба, в пределах которого развиты вулканогенные образования в широком стратиграфическом диапазоне (мел-палеоген), эрозионная поверхность которых перекрывается неоген-четвертичными отложениями. Поверхность мезозойских отложений вскрыта бурением на глубинах 3500 — 4000 м. Установлена промышленная нефтеносность вулканогенных образований верхнего мела, терригенно-карбонатных пород эоцена, Майкопа и чокракского горизонта. Несмотря на выявленные промышленные скопления нефти (Мурадханлы (рис. 227), Зардоб, Ширинкум, Амирарх, Шихбаги и др.) степень разведанности остается низкой.

КУРИНСКАЯ НГО охватывает значительную часть Предмалокавказского наложенного прогиба. Поверхность мезозойских отложений здесь погружается в северо-восточном направлении на глубины 4000 — 5000 м и более. Выявлены небольшие скопления нефти в маломощных песчаных коллекторах эоцена (фораминиферовые слои) и олигоцен-миоцена (майкопская свита) на площадях Нафталан, Казанбулаг (рис. 228), Мирбаши, Аджидери. Основные перспективы области связываются с карбонатными коллекторами верхнего мела и верхней юры.

КАРТЛИЙСКАЯ (ВЕРХНЕКУРИНСКАЯ) НГО (Грузия) (рис. 229) охватывает часть Верхнекуринской и северо-западную часть Сред-некуринской впадин.

Характерной особенностью геологического строения области является широкое развитие в ее пределах мощных толщ миоцен-плиоценовых, молассовых образований 2000 — 3000 м и эоцен-палеоценовых карбонатных и вулканогенных формаций общей мощностью до 4500 м. В прибортовых зонах впадины в неоген-палеогене развиты крупные вытянутые узкие с крутыми крыльями складки, разорванные и опрокинутые к югу. С подобными

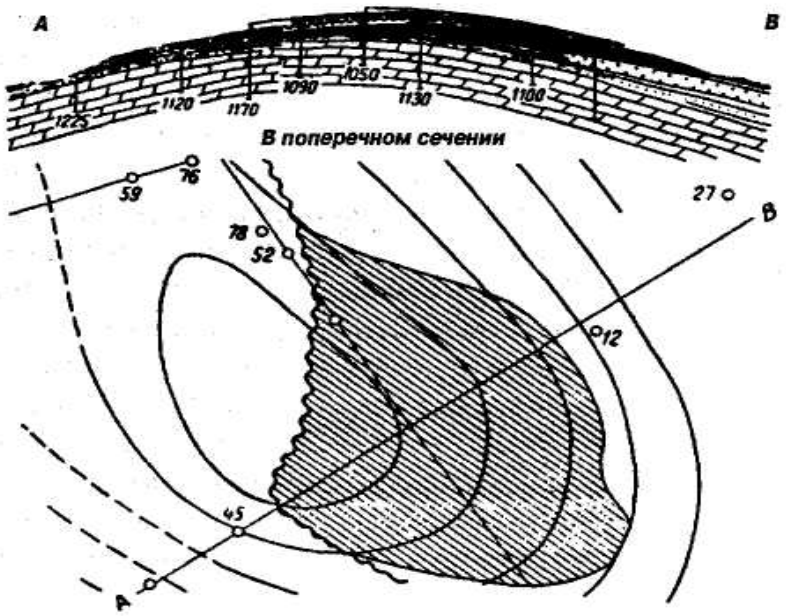


Рис. 228. Нефтяное месторождение Казанбулаг. Залежь нефти (стратиграфическая) в фораминиферовых слоях, трансгрессивно перекрытых вышележащей толщей более молодых отложений (по Б.К. Бабазаде)

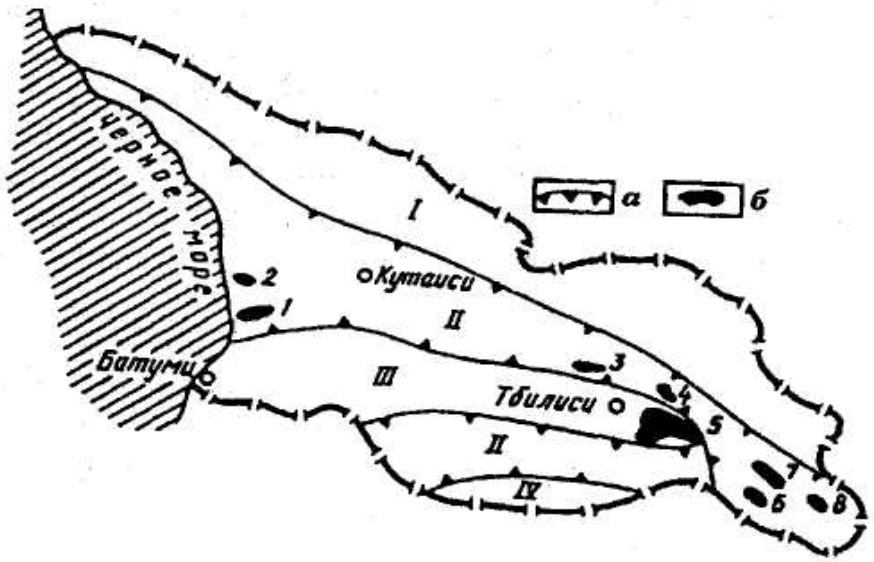


Рис. 229. Обзорная карта месторождений нефти и газа Грузии:
а — границы тектонических элементов; б — нефтяные месторождения. Основные тектонические элементы: I — складчатая система южного склона Большого Кавказа; II — Закавказский срединный массив; III — Аджаро-Триалетская наложенная складчатая система; IV — Сомхито-Агдамская слабоскладчатая система. Месторождения: 1 — Супсинское, 2 — Восточно-Чаладидское, 3 — Нориойское, 4 — Сацхениси, 5 — Самгори-Патардзеульское, 6 — Тарибанское, 7 — Мирзаанское, 8 — Патара-Ширакское

складками связаны нефтяные месторождения на участке Норио-Сацхениси и высокодебитная залежь нефти на площади Самго-ри-Патардзеули, Ниноцминда (н), Тарибани (гн). Здесь нефтяные месторождения образуют Притбилисский и Южно-Кахетинский нефтегазоносные районы.

Самгори-Патардзеульское нефтяное месторождение (рис. 230) открытое 1974г. Расположено на Притбилисскомучастке восточного погружения Аджаро-Триалетской системы и приурочено к асимметричной антиклинальной складке, осложненной тремя куполовидными поднятиями и ограниченной с севера и юга тектоническими нарушениями. Размеры складки по кровле среднего эоцена 14х8 км, амплитуда примерно 1500 м. Вскрытый разрез месторождения представлен отложениями олигоцена, эоцена, палеоцена и миоцена. Промышленная нефтеносность связана с трещиннопористыми коллекторами, приуроченными на месторождении к среднему эоцену.

Залежь относится к типу массивнопластовых, сводовых. Ее высота составляет около 550 м, а водонефтяной контакт расположен на отметке -2050 м. Начальное пластовое давление 22,3 МПа, давление насыщения нефти газом 14,3 МПа. Отдающая способность коллекторов, средняя пористость которых составляет около 2%, обусловлена их высокой трещиноватостью.

Дебиты нефти в скважинах на 20-миллиметровом штуцере достигают 500 т/сут. Газовый фактор 100 м3/т. Месторождение находится на завершающей стадии эксплуатации.

РИОНСКАЯ НТО (Грузия) соответствует Рионской впадине, выполненной мощной до 12 км толщей осадочных образований. Она располагается к западу от Дзирульского массива и открывается в акваторию Черного моря. Здесь выделяются Гурийский и Колхидский нефтегазоносные районы. Наиболее изученной и крупной является Колхидская тектоническая зона. Здесь выявлены такие месторождения, как Западно-Чаладидское, Супса-Ompаретинское нефтяные и др.

Главная «продуктивная толща» Апшерона связана с отложениями плиоцена. В ней в интервале глубин от 200 — 3700 м выявлено свыше 40 горизонтов песчаников, содержащих залежи нефти и газа. Верхнемеловые отложения продуктивны в Кюрдамирской (Талыш-Вандамской) НГО, где в трещиноватых терригенно-карбонатных и вулканогенных эффузивных породах открыты месторождения нефти Мурадханлы и др.

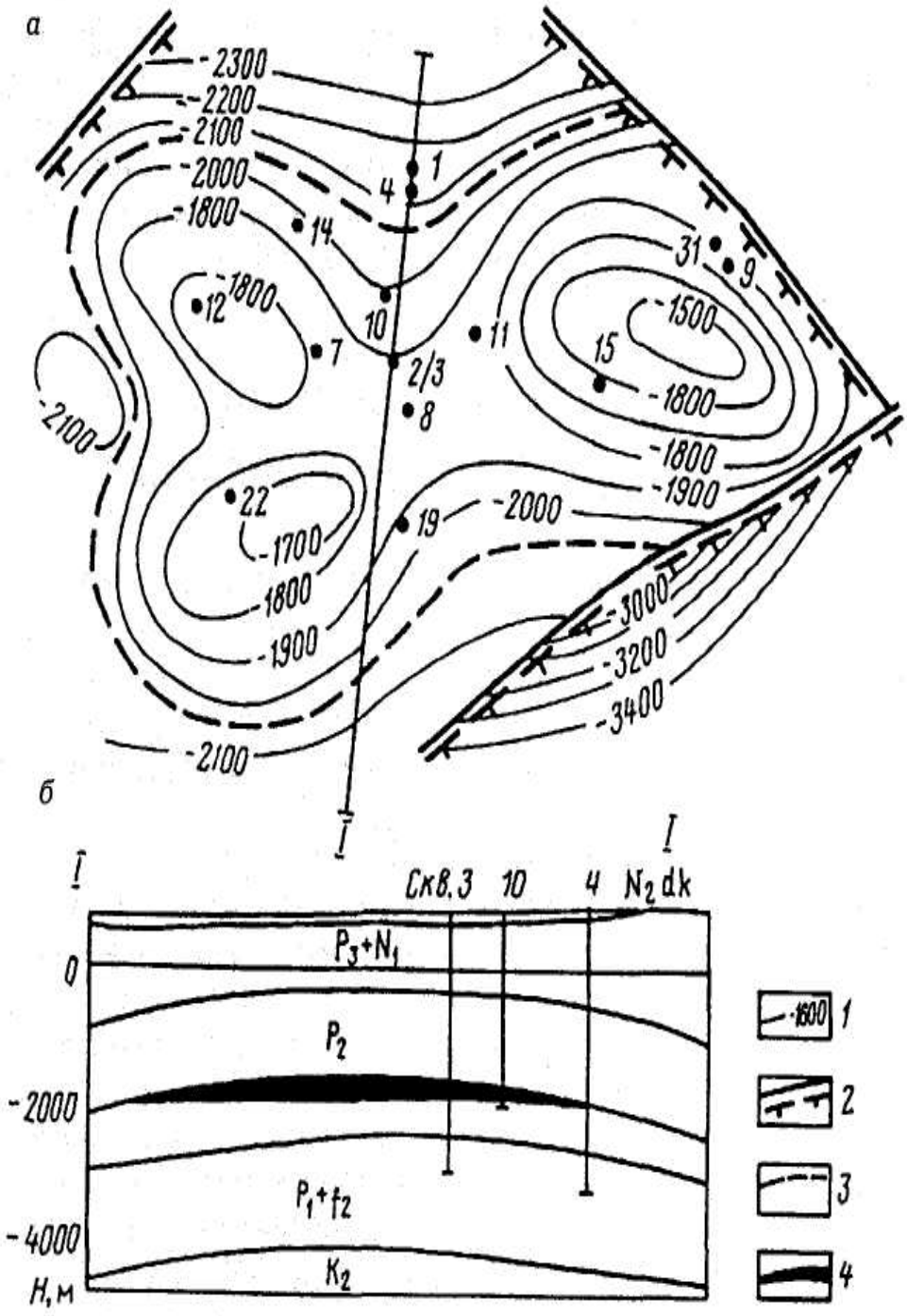


Рис. 230. Самгори-Патардзеульское нефтяное месторождение:
а - структурная карта по условному сейсмическому горизонту (по В.М. Пранчулошвили, Г.Х. Тухашвили и др.); б — геологический профиль по линии I —I (по И.А. Матревели и Г.К. Чичуа); 1 — изогипсы сейсмического горизонта, м; 2 — разрывные нарушения; 3 — контур нефтеносности; 4 — залежь нефти

Перспективы нефтегазоносности Закавказской провинции связаны в Азербайджане с более глубокими горизонтами и прежде всего с более интенсивным освоением акватории Каспийского моря, где уже в настоящее время открыты крупнейшие по запасам месторождения: Шах Дениз, Карабах, Азери, Чираг, Бахар, Гюнешли. В Грузии перспективы открытия нфтегазовых месторождений связывают с неогеновым и палеоген-меловым структурными этажами и выходом на шельф Черного моря.

5.2. Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция

Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция расположена в юго-западной части территории Туркмении. Приурочена к межгорной впадине, расположенной между горными сооружениями альпийской складчатости Копет-Дага, Большого и Малого Балхана и раскрывается в акваторию Каспийского моря (рис.231).

В тектоническом отношении провинция приурочена к одноименной впадине. Западно-Туркменская впадина представляет собой восточный борт огромной по площади и глубине Южно-Каспийской геосинклинальной области прогибания. Большая мощность мезо-кайнозойских отложений, проявление в больших масштабах новейшей тектоники как пликативного, так и дизъюнктивного характера, линейность и значительная амплитуда основных тектонических зон, наличие грязевого вулканизма — все это свидетельствует о геосинклинальной природе Западно-Туркменской впадины. Мощность мезо-кайнозойских осадочных отложений, выполняющих межгорную впадину, достигает в центральных ее частях 15 — 20 км.

В разрезе впадины широко развиты четвертичные и неогеновые отложения, представленные терригенными разностями пород мощностью свыше 5000 м. Значительная часть разреза приходит-ся на континентальные образования красноцветной толщи — основного нефтегазоносного комплекса провинции.

Основными тектоническими элементами Западно-Туркменской впадины являются Прибалханская, Гограньдаг-Окаремская зоны поднятий и разделяющий их глубокий Кызылкумский про-

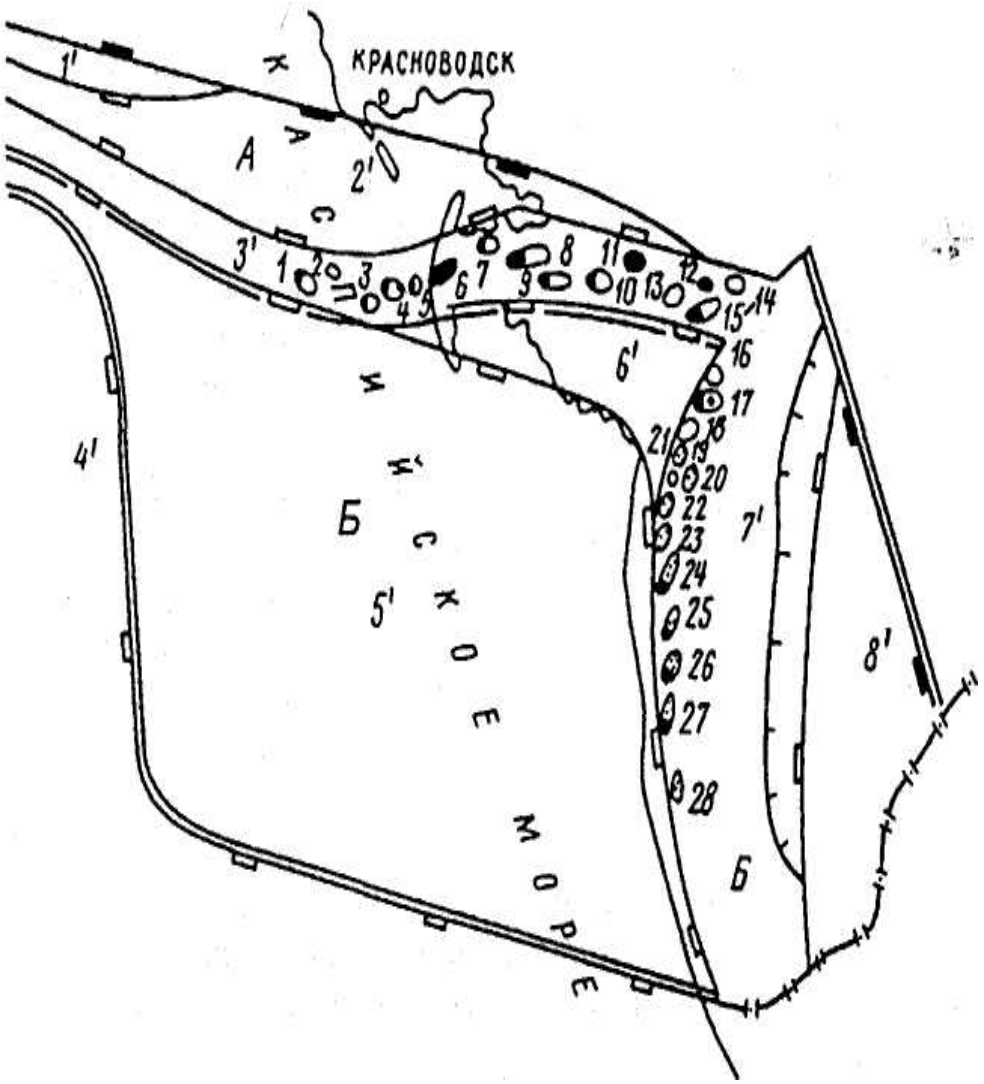


Рис. 231. Обзорная карта размещения месторождений нефти и газа Западно-Туркменской нефтегазоносной провинции.
Крупные тектонические элементы: Г — Северо-Апшеронская зона поднятий, 2' — Артемо-Келькорский прогиб, 3' — Апшероно-Прибалханская зона поднятий, 4' — Южно-Каспийская котловина, 5' — Туркменская ступень, 6' — Кызылкумский прогиб, 1' — Гограньдаг-Окаремская зона поднятий, 8' — Аладаг-Мессарианская ступень.
Нефтегазоносные области: Л — Апшероно-Прибалханская НГО, Б — Западно-Туркменская ГНО; **месторождения**: 1 — Банка Ливанова Восточная, 2 — им. Баринова, 3 — Банка Лам, 4 — Банка Жданова, 5 — Причелекенский купол, 6 — Челекен, 7 — Восточный Челекен, 8 — Котуртепе, 9 — Барса-Гельмес, 10 — Бурун, 11 — Небит-Даг, 12 — Кум-Даг, 13 — Кызылкум, 14 — Каратепе, 15 — Куйджик, 16 — Эрдекли, 17 — Гограньдаг, 18 — Экиз-Ак, 19 — Бугдайли, 20 — Ногай, 21 - Южное Бугдайли, 22 — Корпедже, 23 — Восточная Камышлджа, 24 — Камышлджа, 25 — Окарем, 26 — Кеймир, 27 — Ак-Патлаух, 28 — Чикишляр

гиб. В восточной части впадины выделяется Аладак-Мессарианская тектоническая зона, соответствующая погружению мезозойской складчатости Западного Копетдага.

Прибалханская зона поднятий протягивается в субширотном направлении в северной части впадины и включает серию сочленяющихся кулисообразно высокоамплитудных антиклинальных и брахиантиклинальных структур (Челекен, Котур-Тепе, Барса-гельмес и др.), часть из которых располагается в Каспийском море (Банка Жданова, Банка Губкина, Лам и др.). Длина Прибалханской зоны поднятий в пределах суши 150 км, ширина до 30 км. Размеры складок возрастают с востока на запад от 3х10 до 10х30 км при амплитудах от 150 до 1500 м. Для складок Прибалханской зоны поднятий характерна сильная нарушенность разломами, особенно в присводовых частях складок. Прибалханская зона поднятий посредством ряда морских структур соединяется с протягивающейся ей навстречу Апшеронской тектонической зоной Азербайджана, образуя с ней единый Апшероно-Прибалханский тектонический порог.

Гограньдаг-Окаремская зона поднятий протягивается в субмеридианальном направлении параллельно побережью Каспийского моря на расстояние до 190 км при ширине 50 км. Складки этой зоны пологие с широкими сводами, небольшие по амплитуде (от 150 до 500 м). Для них характерна меньшая нарушенность по сравнению с Прибалханскими складками.

По Гограньдаг-Окаремской складчатой линии прослеживается зона глубинных разломов, которой в неогеновых отложениях соответствует система сравнительно небольших по амплитуде сбросов до 200 м. По-видимому с разломами связано широкое развитие грязевого вулканизма с потухшими и действующими грязевыми вулканами.

Кызылкумский прогиб выделяется между Прибалханской и Гограньдаг-Окаремской зонами поднятий и является наиболее подвижной частью Западно-Туркменской впадины. В западном направлении в сторону Каспийского моря происходит подъем пород. Аладак-Мессарианская тектоническая зона по своему строению резко отличается от Прибалханской и Гограньдаг-Окаремской зон поднятий. Аладак-Мессарианская тектоническая зона представляет собой область погребенной мезозойской складчатости, обращенную в сторону Западно-Туркменской впадины. От расположенной к западу Гограньдаг-Окаремской зоны поднятий

она отделяется системой крупных ступенчатого характера глубинных разломов, западнее которой появляются отложения красноцветной толщи, отсутствующие в Аладак-Мессарианской зоне.

В нефтегазоносном отношении Западная Туркмения один из старейших нефтегазодобывающих регионов. На полуострове Челекен нефть была известна с давних времен. На территории насчитывалось более 3 тыс. поверхностных источников нефти, которые с глубокой древности использовались для освещения вместо животного жира. Первое месторождение нефти Челекен известно с XVIII века. Промышленная добыча нефти ведется с 1933 г. после открытия нефтяного месторождения Небитдаг. К настоящему времени в Западной Туркмении открыто свыше 30 нефтяных и газовых месторождений. Все выявленные в Западной Туркмении месторождения в продуктивной (красноцветной) толще многопластовые и имеют значительный этаж нефтегазоносности. В разрезе выделяется от 2 — 3 (Ждановская, Кызылкум) до 18 — 25 (Небитдаг, Котур-Тепе) продуктивных горизонтов. Высота отдельных залежей достигает 1500 — 1800 м. Однако степень разведанности глубоких горизонтов (ниже 4 — 5 км) и экваториальной части Туркменской ступени сравнительно невелика. Довольно часто месторождения осложнены тектоническими нарушениями. Поэтому в провинции широко развиты тектонически экранированные, блоковые и приконтактные залежи нефти и газа.

В пределах провинции выделяются две НГО: Прибалханская и Гограньдаг-Окаремская.

Основные нефтегазоносные комплексы представлены отложениями красноцветной толщи среднего плиоцена, акчагыльского и апшеронского ярусов верхнего плиоцена. Отдельные промышленные скопления нефти и газа открыты в отложениях, подстилающих красноцветную толщу. Основным региональным нефтегазоносным комплексом Западной Туркмении является красноцветная толща неогена, которая представлена также акчагыльским и апшеронским ярусами и постмиоценом. Общая мощность красноцветной толщи 3000 м. В юго-западной Туркмении и на прилегающем шельфе Южного Каспия красноцветная толща представлена песчано-глинистыми отложениями. Как уже отмечалось все месторождения, выявленные в продуктивной (красноцветной) толще — многопластовые и имеют значительный этаж нефтегазоносности (до 1800 м).

Палеоген-нижнеплиоценовый НГК имеет мощность до 2000 м. «Подкрасноцветная» толща сложена терригенными породами. Выявлены промышленные залежи нефти на Ждановском, Челекенском, Ливановском и др. месторождениях.

Среднеплиоцеоновый НГК мощностью 800 — 4000 м сложен частым чередованием песчаных, алевролитовых, глинистых пород. Основной нефтегазоносный комплекс — красноцветная толща. В верхней части толщи открыты нефтегазоконденсатные залежи на Котуртепинском, Небитдагском, Челекенском, Барсагельмесском и др. месторождениях Прибалханской НГО. Нижняя часть красноцветной толщи содержит газоконденсатные и нефтяные залежи в пределах всей провинции на Окаремском, Гограньдагском, Камышлджинском, Барсагельмесском, Котуртепинском и др. месторождениях.

Верхнеплиоценовый (акчагыл-апшеронский) НГК мощностью 25—1900 м представлен алевролито-глинистыми породами с прослоями песков. Продуктивен в Прибалханской НГО, где открыты нефтяные и газоконденсатные залежи на Небитдагском, Кумдагском, Челекенском, Котуртепинском и др. месторождениях.

ПРИБАЛХАНСКАЯ НГО соответствует Прибалханской зоне поднятий. В пределах этой зоны выделяется целый ряд нефтегазоносных районов и зон нефтегазонакопления структурного типа, связанных с валоподобными неогеновыми поднятиями. Одной из таких является Котур-Тепе-Барсагельмесская зона нефтегазонакопления, объединяющая самые крупные нефтегазоносные антиклинальные провинции. Основные запасы нефти провинции выявлены на месторождении Прибалханской области (Котур-Тепе (рис. 232), Банка Жданова (рис. 233), Куйджикское (рис. 234), Барсагельмес, Челекен, Кум-Даг и др.). На морских площадях Прибалханской области выявлены газоконденсатные месторождения, часто с нефтяными оторочками.

ГОГРАНЬДАГ-ОКАРЕМСКАЯ ГНО приурочена к одноименной зоне поднятий, в которой выделяется ряд зон газонефтенакопления. Она включает ряд брахиантиклиналей, где установлена преимущественная газоносность нижнекрасноцветных отложений. Для этих месторождений характерно значительное содержание конденсата в газе (Камышлджинское, Гограньдаг, Окарем (рис. 235), Чикишляр и др.). Степень тектонической нарушенности месторождений Гограньдаг-Окаремской области значительно меньше, чем в Прибалханской.

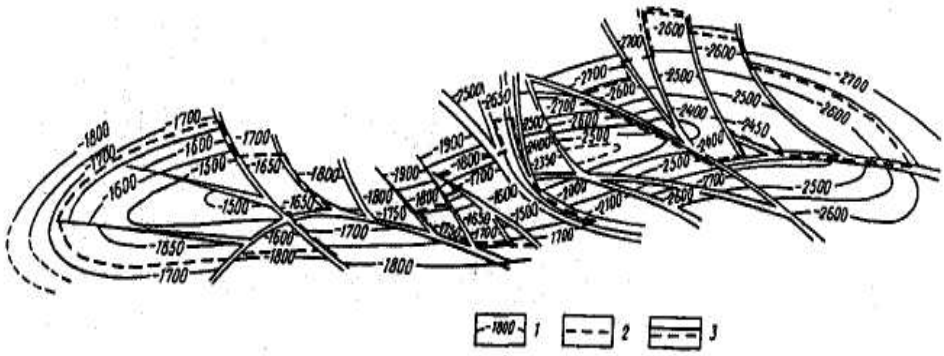


Рис. 232. Котуртепинское нефтегазоконденсатное месторождение. Структурная карта по кровле красноцветной толщи (по В.В. Денисевичу):
1 — изогипсы, м: 2 — контур нефтеносности горизонта III; 3 — разрывные нарушения

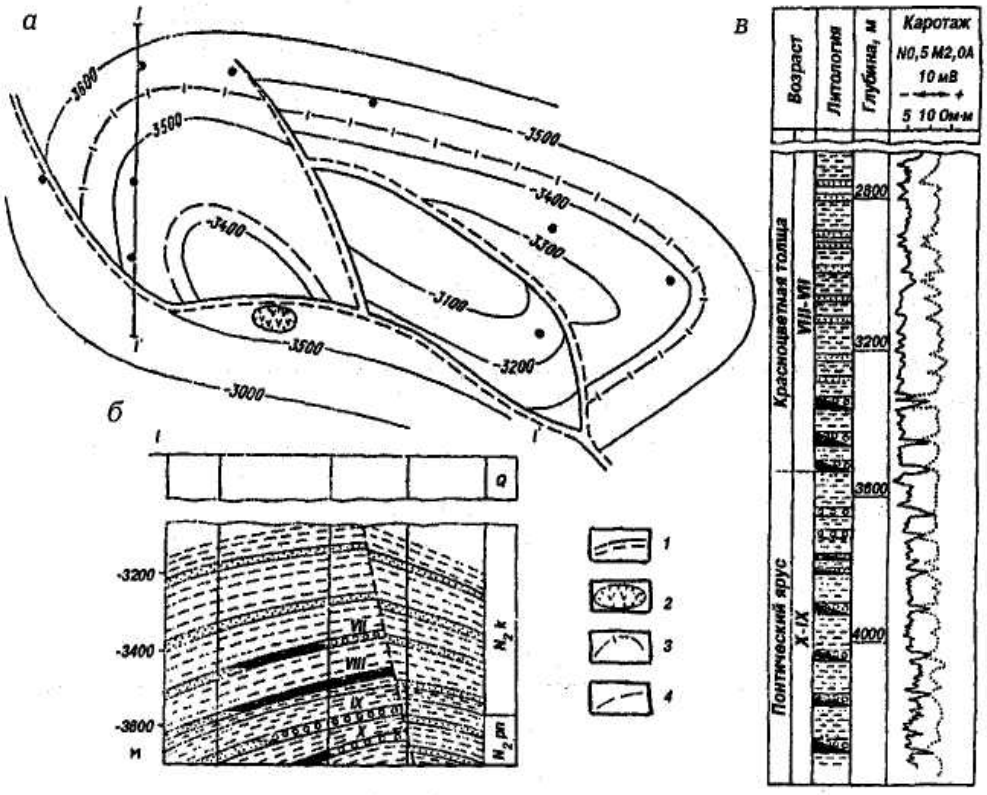


Рис. 233. Нефтегазоконденсатное месторождение Банка Жданова (по данным объединения «Туркменнефть»):
а — структурная карта подошвы красноцветной толщи; б — геологический профиль; в — разрез продуктивной части отложений.
1 — сбросы; 2 — зона погребенного грязевого вулкана; 3, 4 — внешние контуры соответственно нефтеносности и газоносности пласта VIII

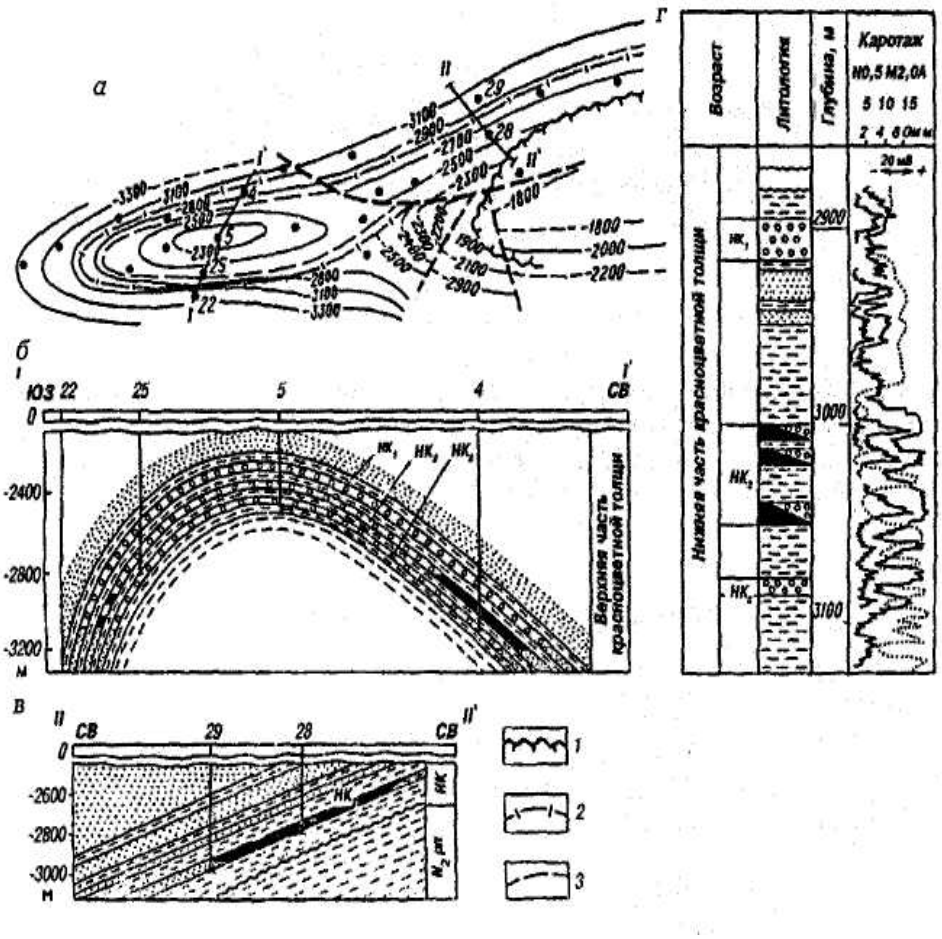


Рис. 234.Куйджикское нефтегазоконденсатное месторождение (по данным объединения «Туркменнефть»):
а — структурная карта кровли нижней части разреза красноцветной толщи; б,в — геологические профили; г — разрез продуктивной части отложений. 1 — граница зоны выклинивания горизонта НК3; 2, 3 — внешние контуры соответственно нефтеносности и газоносности пласта НК2

В настоящее время на Туркменском шельфе на условиях раздела продукции работают арабские компания Dragon Oil (месторождения: Банка Жданова, Банка Лам, Причелекенский купол) и малазийский Petronas (месторождения: Банка Ливанова, Баринова и Банка Губкина). На сегодня в туркменском секторе Каспийского моря площадью 3000 км2 открыто 9 нефтегазовых месторождений, пробурено ПО разведочных скважин суммарным метражом 380 тыс. м. Вся экваториальная часть поделена на 10 нефтегазоносных районов. Суммарные ресурсы углеводородов оценены в 6,7 млрд. т нефти и 4,6 трлн. м3 газа. На шельфе Каспия определены 70 объектов, перспективных на газ и нефть.

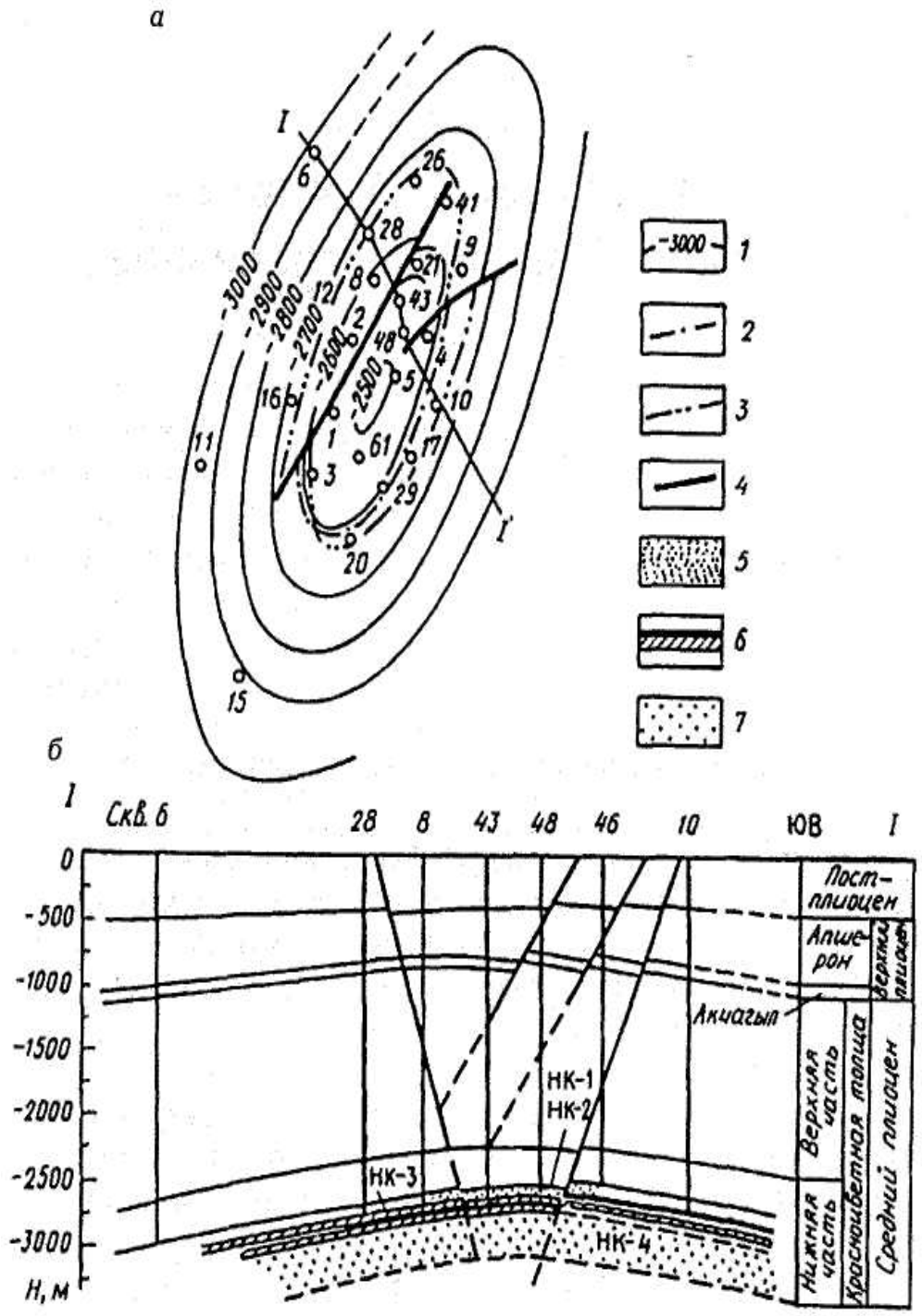


Рис. 235. Окаремское нефтегазоконденсатное месторождение [9]:
а — структурная карта по кровле горизонта НК-1; б — геологический разрез; 1 — изогипсы, м; 2 — контур газоносности, 3 — контур нефтеносности; 4 — разрывные нарушения; 5 — газ; 6 — нефть; 7 — перспективные отложения

5.3. Тяньшань-Памирская нефтегазоносная провинция

Тяньшань-Памирская нефтегазоносная провинция выделяется в пределах Тяньшань-Памирской складчатой системы, занимает площади ряда межгорных впадин, находящихся на территории Таджикистана, Киргизии, Узбекистана, Казахстана.

В Тяньшань-Памирской НГП можно условно выделить 4 НГО: Таджикскую, Ферганскую, Чу-Сарысуйскую, соответствующие наиболее изученным одноименным межгорным впадинам, а также Тургайскую область, соответствующую одноименной синеклизе.

ТАДЖИКСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Таджикская нефтегазоносная область занимает южную часть Таджикистана, а также частично территорию Южного Узбекистана и Юго-Восточной Туркмении. В орографическом отношении это обширная гористая депрессия, осложненная узкими хребтами и долинами северо-восточного и субмеридионального простирания (рис.236).

Впадина выполнена толщей мезозойско-кайнозойских терригенно-карбонатных отложений мощностью до 7 км в антиклиниориях и от 10 до 15 км — в синклиниориях. Мощность орогенного комплекса составляет от 3 до 7 км.

Мезозойско-кайнозойские нефтегазоносные комплексы (особенно их тектоническое строение) до настоящего времени изучены недостаточно. Исключение составляют западные районы, где мезозойско-кайнозойские отложения выходят на поверхность или вскрыты глубокими разведочными скважинами.

Восточные районы Таджикской впадины, находящиеся по соседству с Памирскими и Тяньшаньскими складчатыми сооружениями, отличаются наиболее мощными осадочным чехлом и орогенным комплексом, а также широким развитием в разрезе пос-

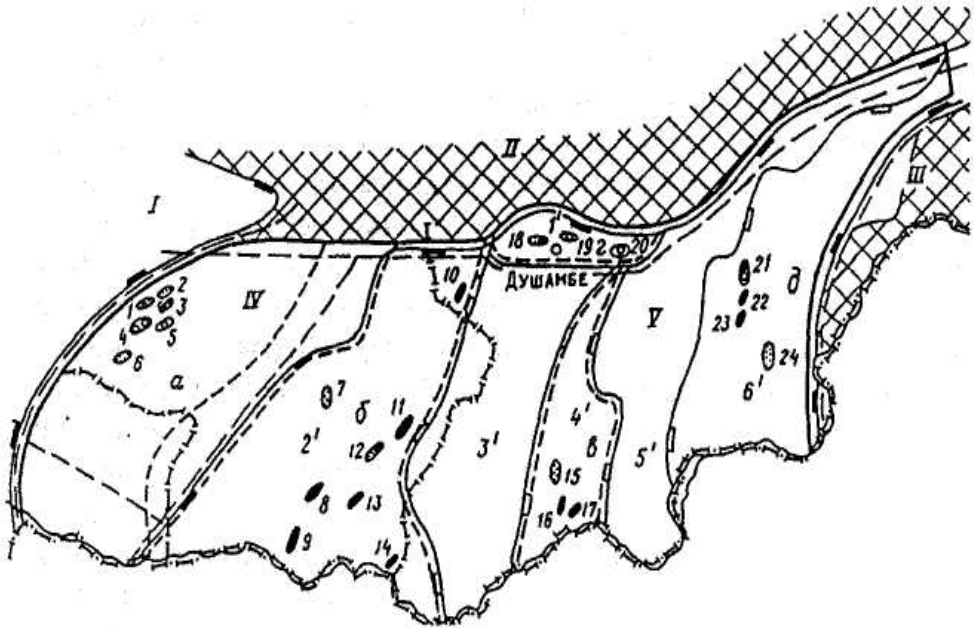


Рис. 236. Карта размещения месторождений нефти и газа Таджикской нефтегазоносной области [50]:
Крупнейшие тектонические элементы: I — Амударьинская синеклиза, II — Тянь-Шаньский ороген, III — АфГано-Памирский ороген, IV — мегантиклиналЬ Юго-Западного Гиссара, V — Афгано-Таджикская впадина; крупные тектонические элементы: Г — Душанбинский прогиб, 2' — Сурхандарьинская мегасинклиналь, 3' - Кафйрниганская мегантиклиналь, 4' — Вахшская мегасинклиналь, 5' — Обигармская мегантиклиналь, 6' — Кулябская мегасинклиналь.
Нефтегазоносные районы: а — Юго-Западно-Гиссарский ГР, б — Сурханский НГР, в — Вахшский НГР, г — Душанбинский ГР, д - Кулябский НГР; месторождения: 1 — Пачкамар, 2 — Аманата, 3 — Кошкудукское, 4 — Гумбулакское, 5 — Адамташское, 6 — Южно-Тандырчинское, 7 — Гаджакское, 8 — Хаудагское, 9 — Учкызыл, 10 — Северная Курганча, 11 — Коштар, 12 — Ляль-Микар, 13 — Кокайты, 14 — Амударьинское, 15 — Кызыл-Тумшук, 16 — Акбаш-Адыр, 17 — Кичик-Бель, 18 — Шаамбары, 19 — Комсомольское, 20 — Андыгенское, 21 — Бештентяк, 22 — Сульдузы, 23 — Узунхор, 24 - Ходжа-Сартис

леднего конгломератов с галькой метаморфических и вулканогенных пород. Конгломераты образуют карманы и конусы выноса, которые вместе с эвапоритовыми толщами в разрезах мела и юры создают серьезные помехи для проведения геофизических исследований.

Многими исследователями в основании межгорных впадин выделяются срединные массивы. Периферические части средин-

ного массива, контактирующие с варисцийской геосинклиналью на севере и альпийской геосинклиналью Памира на востоке, характеризуются наибольшей раздробленностью фундамента.

Срединный массив, залегающий в основании Таджикской впадины, сложен метаморфическими породами докембрийского возраста, почти не перекрытыми отложениями нижнего и среднего палеозоя. Расширение геосинклинальных систем Тянь-Шаня и Памира происходило в основном за счет дробления и переработки краевых частей срединных массивов. Таджикский срединный массив продолжает активно дробиться и прогибаться в настоящее время. Этим объясняются высокая сейсмоактивность впадины и повышенная трещиноватость коллекторов в разрезе мезозоя-кайнозоя.

В разрезе осадочного чехла Таджикской впадины четко выделяются три структурно-тектонических яруса. Нижний объединяет сланцевые и терригенно-карбонатные отложения верхнего триаса и юры; средний — хемогенную эвапоритовую и терригенную красноцветную формации молассоидного типа титон-аптского возраста, а также морские отложения альб-палеогенового возраста; верхний — красноцветы орогенного комплекса олигоцен- четвертичного возраста.

В пределах Таджикской впадины с запада на восток выделяются шесть структур первого порядка: Байсун-Кугитангская (юго-западные отроги Гиссара), Бабатаг- Кафирниганская и Обигармская мегантиклинали и разделяющие их Сурхандарьинская, Вахшская и Кулябская мегасинклинали. По периферии Таджикскую впадину окаймляют унаследованные прогибы: на севере — Предгиссарский предгорный, на юге — Амударьинский, на западе — Бешкентский. Все эти структуры отделяются друг от друга разломами надвигового типа, которым на глубине отвечают сбросы и взбросы.

Первое нефтяное месторождение — Хаудагское — открыто в 1934 г. В дальнейшем были обнаружены залежи нефти в разрезе палеогена (Учкызыл, Кокайты и др.). В 60-е гг. установлена нефтегазоносность меловых и юрских отложений Душанбинского прогиба (Комсомольское, Андыгенское и др.) и подсолевых верхнеюрских пород в пределах мегантиклинали Юго-Западного Гиссара (Адамташское, Гумбулакское). Открытием Гаджакского месторождения, а затем Сульдузы и Ходжа-Сартис была подтверждена продуктивность верхней юры, верхнего мела и палеогена. К настоящему времени в области выявлено более 25 месторождений.

В разрезе осадочного чехла впадины выделены шесть нефтегазоносных комплексов и один перспективный. В Таджикской впадине литологический состав мезо-кайнозойского чехла край-не неустойчив не только в региональном плане, но и в пределах отдельных зон, что способствует невыдержанности литологического состава коллекторов.

Нижне-среднеюрский терригенный, возможно нефтегазоносный комплекс. В пределах мегантиклинали Юго-Западного Гиссара представлен чередованием пачек глин, глинистых и углистых сланцев и песчаников. Мощность песчаных горизонтов от 1 до 20 — 30 м. На западе и севере Таджикской впадины в комплексе преобладают песчаные, возможно нефтегазоносные коллекторы.

Верхнеюрский НГК представлен мощной (400 — 800 м на юге, 250 м на севере) толщей известняков келловей-оксфорд-кимериджского возраста, в разрезе которых наиболее хорошими коллекторами являются органогенные и рифогенные разновидности карбонатных пород особенно в верхних частях разреза. Карбонатные коллектора келловей-оксфорда промышленно газоносны на площадях Комсомольская, Шаамбары, Андыген.

Неоком-аптский ГК представлен в региональном плане мощными (до 200 м) песчаными и частично карбонатными коллекторами. Песчаные коллекторы выделяются в кровле карабильской и кызылташской свит, а также в верхних частях баррема и низах альба. В разрезе апта песчаный горизонт газоносен на месторождениях Андыген, Комсомольское.

Альбский НК представлен песчаными и карбонатными коллекторами. На востоке впадины песчаные коллекторы замещаются трещиноватыми карбонатными.

Сеноманский НК на западе и севере впадины представлен песчаными и карбонатными коллекторами. В Предгиссарском прогибе песчано-карбонатные горизонты общей мощностью 90 м промышленно газоносны на месторождениях Андыген и Комсомольское. Туронские глины выполняют роль региональной покрышки.

Сенонский НГК представлен преимущественно глинами и алевролитами с отдельными маломощными прослоями известняков и сильно глинистых песчаников в кампане. К востоку от Сурхандарьинской мегасинклинали терригенный разрез Маастрихта и кампана полностью замещается органогенными известняками, образующими мощный (более 200 м) карбонатный нефтегазонос-

ный комплекс.В пределах Сурхандарьинской мегасинклинали маастрихтские известняки промышленно нефтегазоносны на месторождении Хаудаг и газоносны на месторождении Ляль-Микар, а в Вахшской мегасинклинали — нефтеносны на месторождениях Кичик-Бель и Акбаш-Адыр и нефтегазоносны на месторождении Кызыл-Тумшук.

Дат-палеогеновый НГК представлен преимущественно карбонатными трещиноватыми коллекторами в разрезе акджарских и бухарских слоев и песчано-карбонатными коллекторами в разрезе алайских слоев. С этим комплексом связано Кызыл-Тумшукское газовое месторождение, Ляльмикар, Шаамбары.

В Таджикской нефтегазоносной области выделяются пять нефтегазоносных районов.

Юго-Западно-Гиссарский ГР расположен в пределах Байсун-Кугитангской мегантиклинали. Здесь открыты такие газовые и газоконденсатные месторождения, как Адамташское, Гумбулакское, Аманата, Пачкамар, Южно-Тандырчинское и нефтяное Кошкудук.

Сурханский НГР соответствует Сурхандарьинской мегасинклинали. Залежи нефти и газа здесь установлены в трещиноватых и кавернозных карбонатных коллекторах алайского и бухарского слоев, в верхних карбонатных горизонтах акджарских слоев и Маастрихта, а также в валанжинских отложениях нижнего мела. Большинство месторождений нефти многопластовые. Здесь открыты такие месторождения, как Хаудаг, Учкызыл, Коштар, Ляль-Микар, Кокайты (рис. 237), Гаджакское (рис. 238), Амударьинское и др.

Вахшский НГР выделен в пределах одноименной мегасинклинали. Залежи нефти и газа в районе установлены в карбонатных коллекторах палеогена и верхнего мела. Здесь выявлены Кызылтумшукское газовое, Акбашадырское и Кичикбельское нефтяные месторождения.

Душанбинский ГР соответствует Душанбинскому прогибу. Здесь в пермских, юрских и меловых отложениях открыты газоконденсатные месторождения Шаамбары, Комсомольское (рис. 239), Андыгенское.

Кулябский НГР выделен в пределах Кулябской мегасинклинали. В северных частях мегасинклинали перспективы нефтегазоносности связываются с рифогенными карбонатными коллекторами палеоценового (бухарские слои), кампан-маастрихтского,

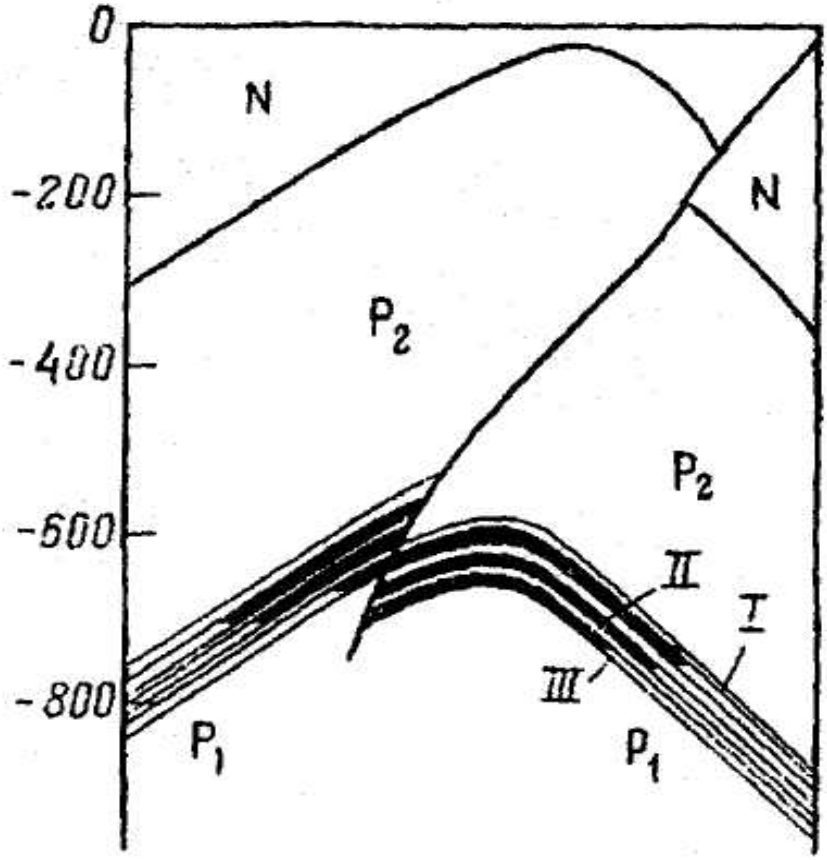


Рис. 237. Нефтяное месторождение Кокайты. Геологический профиль

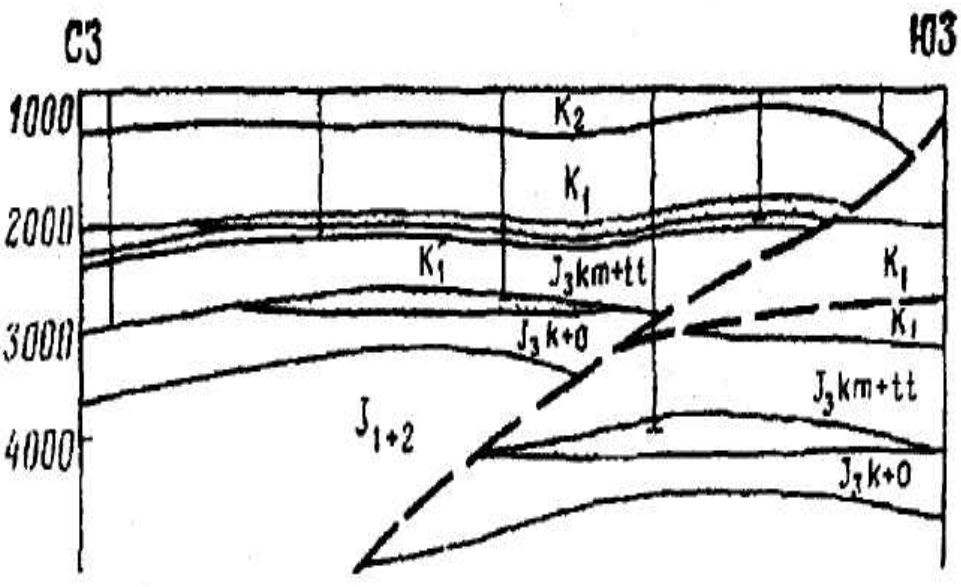


Рис. 238. Гаджакское газовое месторождение. Геологический профиль (по данным СредАзНИИнефти)

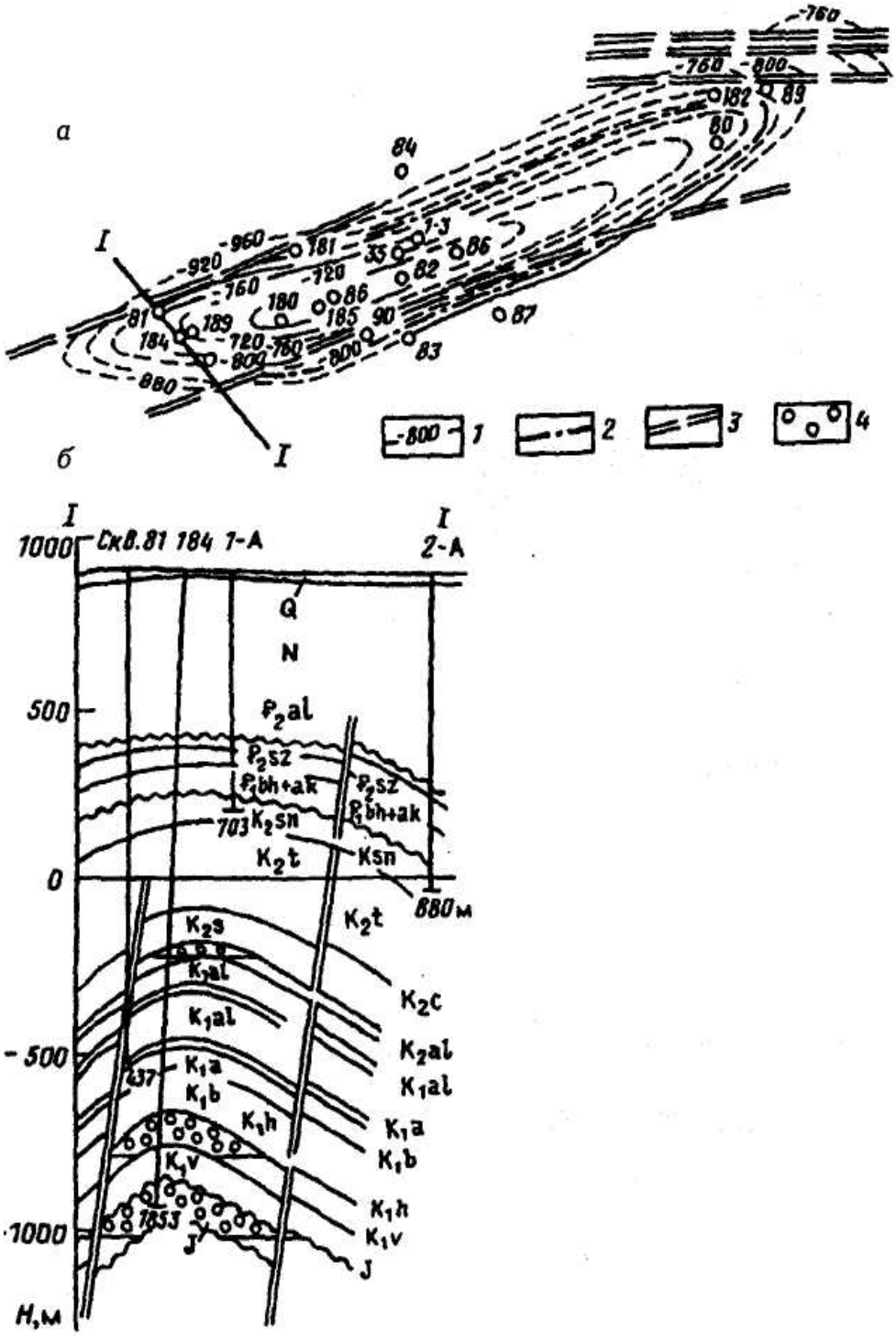


Рис. 239. Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение [9]:
а — структурная карта по кровле горизонта XIV; б — геологический разрез.
1 — изогипсы, м; 2 — контур газоносности; 3 — разрывные нарушения; 4 — газ

сеноманского и верхнеальбского возраста. Залежи сводовые, массивные и тектонически экранированные. На юге Кулябского района широко развиты залежи: висячие, экранированные соляными диапирами, сводовые, тектонически экранированные. В районе открыты месторождения Бештентяк, Сульдузы, Узунхор, Ходжа-Сартис.

Бештентякское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 240) расположено в Кулябской синклинальной зоне и связано с узкой крутой (50—70°) антиклинальной складкой северо-восточного простирания. Открытое 1971 г., разрабатывается с 1973 г. Северо-западное крыло складки нарушено взбросом амплитудой 0,5 км. Основная залежь приурочена к бухарским слоям палеогена. Кроме того, получены незначительные притоки нефти из сумсарских песчаников олигоцена.

Бухарский продуктивный горизонт представлен порово-трещинными известняками и доломитами мощностью 120 м. Эффективная пористость карбонатного коллектора 8 %, проницаемость (1—2)х10^{-14} $м^2$. Залежь газонефтяная, массивная сводовая, тектонически экранированная, расположена на глубине 1760 м. Высота залежи 390 м, из них 280 м приходится на газовую шапку и 110 м — на нефтяную часть залежи. Абсолютные отметки ВНК — 991 м, ГНК — 881 м. Пластовое давление 27,1 МПа, пластовая температура 78°С.

Начальные дебиты нефти составляют 10—220 т/сут, газа 10—115 тыс. $м^3$/сут. Газ содержит большое количество конденсата (180-260 см3/м3). Газовый фактор 26—105 $м^3$/т. Нефть относительно легкая, плотностью 0,85 г/$см^3$.

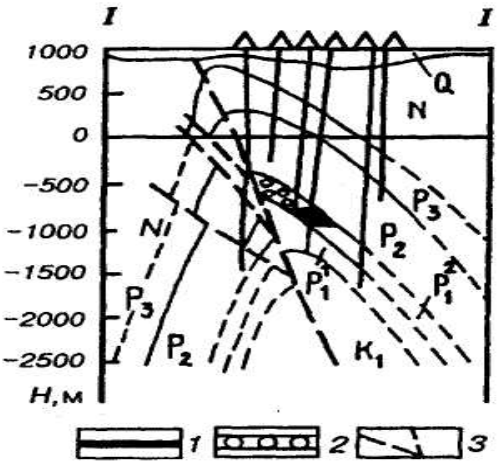


Рис. 240. Бештентякское нефтегазо-конденсатное месторождение. Геологический разрез (по Ю.К. Ко-вальчуку):
1 — нефть; 2 — газ; 3 — разрывные нарушения

Сравнительный анализ тектоники и нефтегазоносности Таджикской впадины со сходными межгорными нефтегазоносными впадинами альпийского пояса, несмотря на крайне слабую изученность, позволяет отнести Таджикскую газонефтеносную область к перспективным регионам.

ФЕРГАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Ферганская нефтегазоносная область расположена в пределах одноименной крупной межгорной впадины. Занимает территории Узбекистана, Таджикистана, Киргизии (рис. 241).

Ферганская впадина ограничена на севере Кураминским и Чаткальским, на востоке Ферганским, а на юге Алайским и Туркестанским горными хребтами. В указанных границах площадь впадины составляет около 40 тыс. км^2. В геологическом разрезе Ферганской впадины выделяются три структурных этажа, отвечающие основным этапам развития этой территории.

Нижний этаж сложен интенсивно дислоцированными и метаморфизованными породами палеозойского возраста, образующими складчатый фундамент впадины. Они обнажаются в обрамляющих впадину горных сооружениях, ступенчато погружаясь к центральной части под мощные толщи осадочных образований, где поверхность фундамента залегает на глубине 10 км.

Средний структурный этаж соответствует платформенному этапу развития впадины и включает породы мезозоя и палеогена. Они выходят на поверхность в предгорных районах Ферганы, вскрыты многочисленными скважинами и залегают на палеозойском фундаменте с резким угловым несогласием. Отложения мезозоя представлены в нижней части мощной (до 1500 м) толщей конгломератов, песчаников и глин триаса и юры. Меловые отложения (мощностью до 500 м и более) сложены преимущественно терригенными песчано-глинистыми разностями с подчиненными прослоями доломитов, известняков и мергелей.

В разрезе палеогена участвуют плотные трещиноватые известняки и известковистые глины с прослоями песчаников. Мощность их не превышает 800 м. Суммарная мощность платформенных образований достигает 3500 — 4000 м. Доминирующим комплексом в их разрезе являются мел- палеогеновые отложения.

Верхний этаж соответствует орогенному этапу развития (неоген-четвертичное время), когда впадина испытала интенсивное

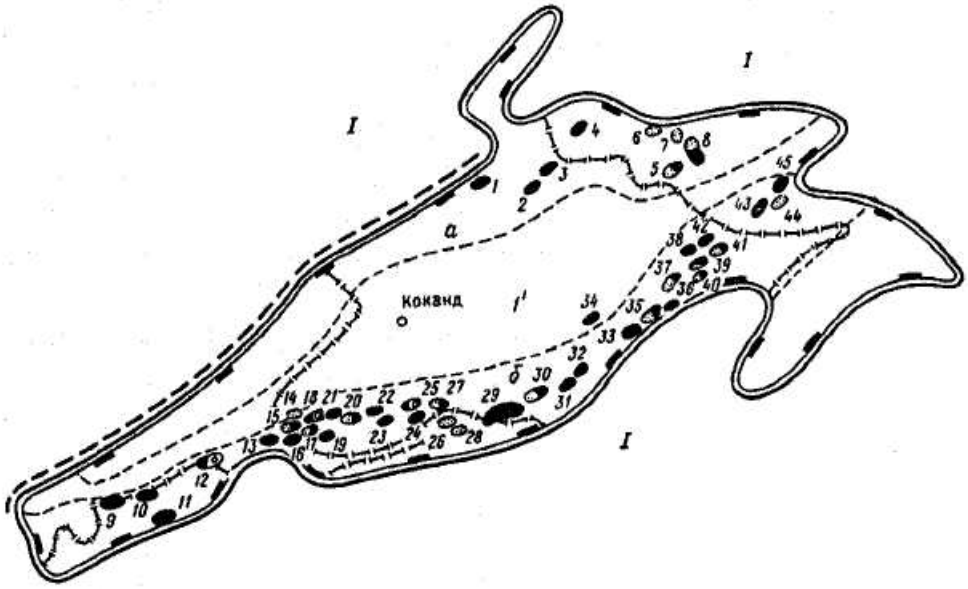


Рис.241. Ферганская нефтегазоносная область [50]:
Крупнейший тектонический элемент: 1 — Тянь-Шаньский ороген; крупный тектонический элемент: Г — Ферганская впадина; нефтегазоносные районы: а — Северо-Ферганский, б — Южно-Ферганский.
Месторождения: 1 — Тергачи, 2 — Шорбулак, 3 — Наманган, 4 — Майлисай, 5 — Избаскент, 6 — Кызылалма, 7 — Майлису-Ш, 8 — Майлису IV — Восточный Избаскент, 9 — Карагачи, 10 — Тамчи, 11 — Бешкент — Тогап, 12 — Ниязбек - Каракчикум, 13 — Маданият, 14 — Северный Канибадам, 15 — Канибадам, 16 — Ким (Сельрохо), 17 — Айритан, 18 — Рават, 19 - Нефтеабад, 20 - Варык, 21 - Варык-И, 22 - Ачису, 23 - Шорсу-IV, 24 — Чонгара — Гальча, 25 — Северный Сох, 26 — Сарыкамыш, 27 - Северный Риштан, 28 - Сарыток, 29 — Чаур — Яркутан — Чимион, 30 — Ханкыз, 31 — Авваль, 32 — Восточный Авваль, 33 — Западный Палванташ, 34 — Гумхана, 35 — Палванташ, 36 — Ходжаосман, 37 — Андижан, 38 — Хартум, 39 — Бостон, 40 — Шарихан — Ходжаабад, 41 — Южный Аламышик, 42 — Северный Аламышик, 43 — Чангырташ, 44 — Сузак, 45 — Чигирчик

прогибание, сопровождавшееся накоплением мощной толщи моласс (до 6000 м), представленной чередованием конгломератов, песчаников, алевролитов и глин. В северо-западной части впадины в разрезе неогена встречаются прослои соленосно-гипсонос-ных пород.

В пределах Ферганской впадины выделяются четыре тектонические зоны, существенно отличающиеся друг от друга особенностями геологического строения: южная, северная, центральная и

Куршабская. Южная зона шириной 20 — 25 км прослеживается от западной границы впадины до предгорий Ферганского хребта на расстоянии около 350 км. Она характеризуется наличием разрыв-ных нарушений, разделяющих фундамент на отдельные блоки. Вдоль указанных разломов развиты, как правило, линейные анти-клинальные складки, расположенные кулисообразно и образую-щие группы антиклиналей (Андижанская, Чимионская, Риштанс-кая, Гузанская).

Северная зона протягивается вдоль северного борта впадины на расстояние 300 км при ширине примерно 20 км. В пределах этой зоны выделяются Ленинабадская, Наманганская и Майлисуйская группы антиклиналей, состоящие из отдельных кулисообразно расположенных локальных поднятий.

Центральная зона Ферганской впадины находится в равнинной части, и представляет собой глубокий прогиб субширотного простирания, выполненный мощной толщей неоген-четвертичных отложений. Эта зона слабо изучена. По данным сейсморазведки здесь предполагается наличие глубокопогруженных складок, бо-лее пологих и спокойных по сравнению со структурами бортовых зон. На некоторых из этих структур проведено параметрическое бурение. В центральной зоне по неогеновым отложениям выделяется два прогиба — Северный и Южный. Северный прогиб (его северная половина) располагается под надвигом Кураминского хребта, амплитуда горизонтального перемещения которого оценивается в 70 км.

Куршабская зона, ограниченная с юга и востока палеозойскими горными хребтами, а с северо-запада южной зоной, представляет собой отрицательную структуру, выполненную мезозойско-кайнозойскими образованиями небольшой мощности (до 2000 м), сильно эродированными и местами размытыми до палеозойского фундамента.

В пределах Ферганской впадины открыто около 50 нефтяных и газовых месторождений, расположенных в основном в южной и северной зонах (Северный Сох (рис. 242), Избаскентское (рис. 243), Южно-Аламышикское (рис. 244)). Промышленная нефтегазоносность установлена в юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях. К отложениям юры и мела приурочены в основном газовые залежи, иногда с нефтяными оторочками. С палеогеновыми продуктивными горизонтами связаны в большинстве случаев нефтяные залежи. Местами встречаются нефтяные залежи с газовы-

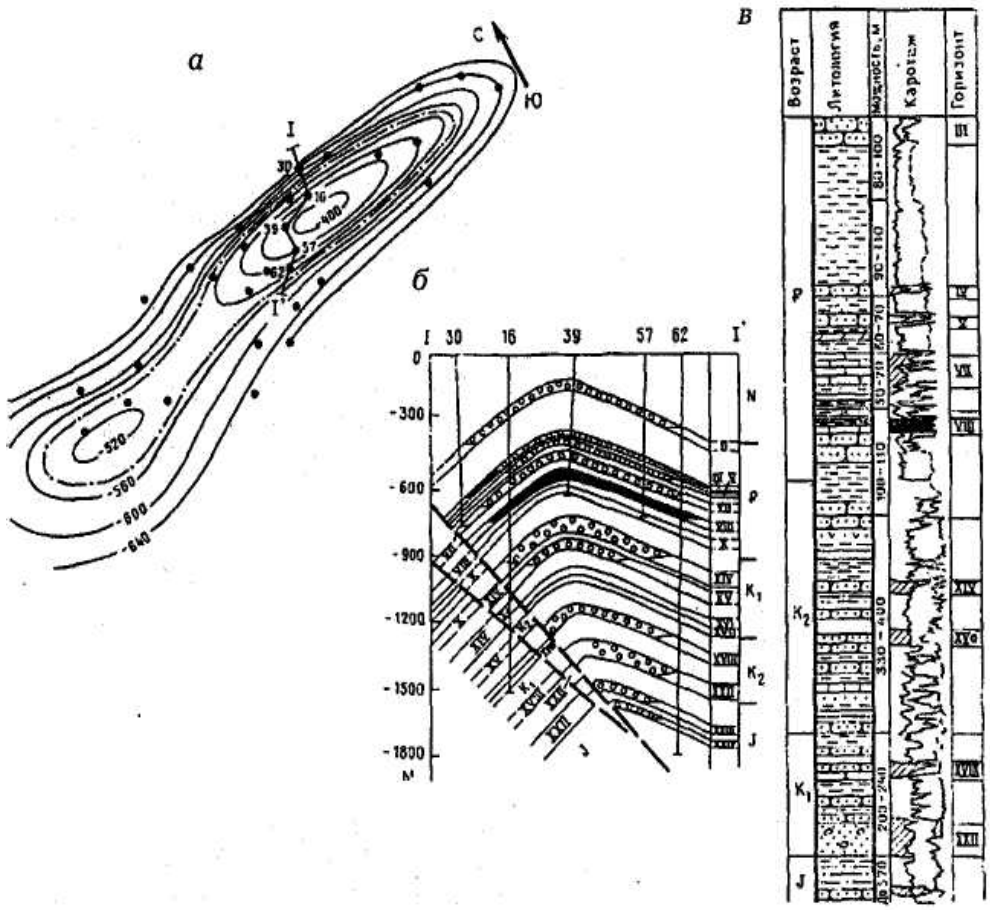


Рис. 242. Нефтегазоконденсатное месторождение Северный Сох (по данным объединения «Узбекнефть»):
а — структурная карта кровли продуктивного горизонта IV (палеоген); б — геологический профиль; в — разрез продуктивной части

ми шапками. В отложениях мел-палеогенового комплекса сосредоточено около 90% потенциальных ресурсов углеводородов.

Юрский НГК представлен песчаниками в тоарском, байоском и батском ярусах. Выявлено восемь продуктивных горизонтов. Общая мощность каждого горизонта изменяется от 15 до 40 м, эффективная составляет 7 —16 м, пористость 15 — 22%, проницаемость (100 — 300) •1015 м2. 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.

Меловой НГК представлен песчаниками, песчаниками с прослоями известняков и известняками в муянской, ляканской,

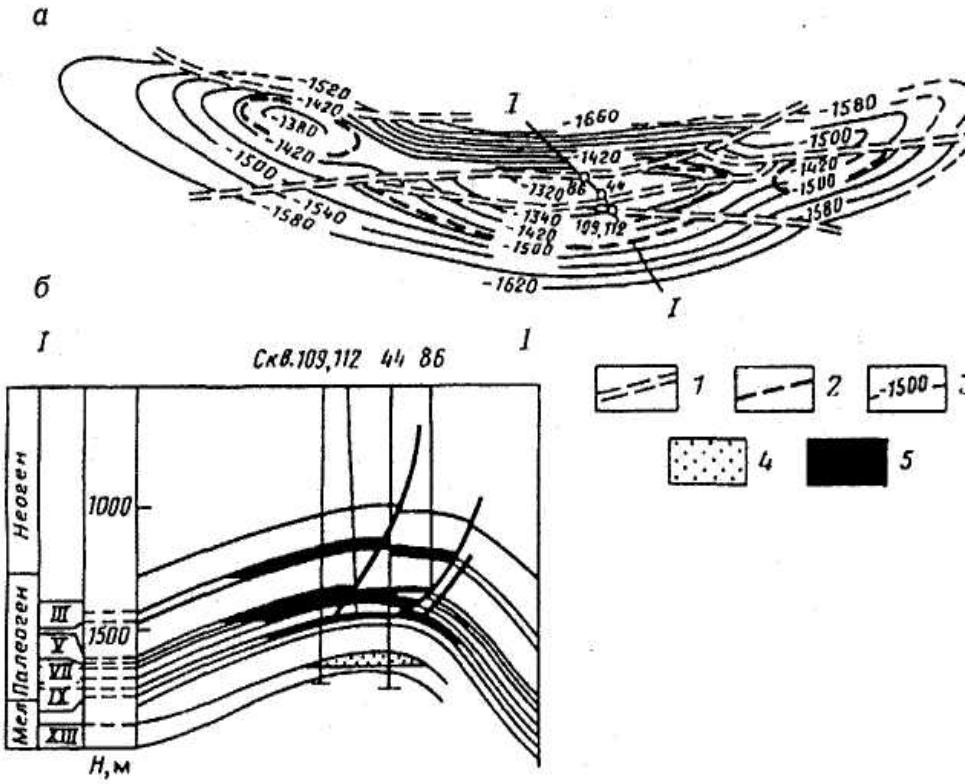


Рис. 243. Избаскентское нефтегазовое месторождение:
а — структурная карта по кровле горизонта V; б — геологический разрез (по данным объединения «Узбекнефть»); 1 — разрывные нарушения; 2 — контур нефтеносности; 3 — изогипсы, м; 4 — газ; 5 — нефть

устричной (экзогировой) и в пестроцветной свитах. Выявлено 11 продуктивных пластов. К продуктивным горизонтам мела приурочены в основном газовые залежи, в отдельных случаях встречены газовые залежи с нефтяными оторочками и нефтяные залежи.

Палеогеновый НГК сложен известняками в бухарских, алайских, туркестанских, риштанских, сумсарских слоях. Установлено девять продуктивных горизонтов. К продуктивным горизонтам палеогена, как правило, приурочены нефтяные залежи; в отдельных случаях нефтяные залежи с газовыми шапками и чисто газовые залежи.

Неогеновый НГК представлен кирпично-красной и бледно-розовой свитами массагетского яруса и пачкой песчаников и галечников, залегающей в основании бактрийского яруса. С этими отложениями в Юго-Восточной Фергане в группе Андижанских складок установлена промышленная нефтегазоносность.

Среди выявленных месторождений 19 нефтяных, 17- нефтегазовых, 6- газовых.

В Ферганской ГО выделены три нефтегазоносных района: Северо-Ферганский, Южно-Ферганский и Центрально-Ферганский. Начальные разведанные извлекаемые запасы нефти и газа распределены по стратиграфическим комплексам следующим образом: в палеогеновых отложениях сосредоточено 65%, в меловых — 30% и в юрских — 5%.

Центральная зона Ферганской впадины практически не разведана: перспективы ее связаны с продуктивными комплексами неогена, а также палеогена и мела, залегающими на больших глубинах. Принципиальным является открытие на площади Мынбулак залежи нефти в палеогеновых отложениях на глубине около 5000 м.

Избаскентское нефтегазовое месторождение (рис. 243) связано с субширотной брахиантиклинальной складкой Майлисуйского выступа фундамента в центральной части Нарынской

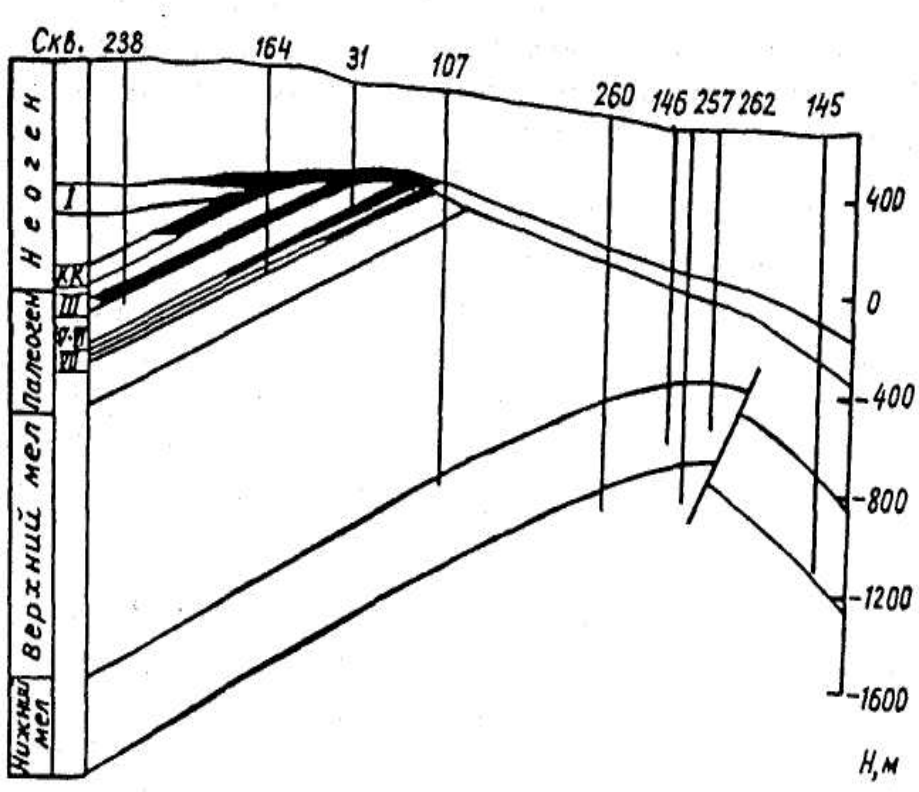


Рис. 244. Южно-Аламышикское нефтяное месторождение. Геологический разрез (по данным объединения «Узбекнефть»)

моноклинали на северо-востоке Ферганской впадины. Открыто в 1972 г., разрабатывается с 1978 г. Для этого месторождения характерна большая мощность неогеновых отложений (до 2000 м) и отсутствие в неогене продуктивных горизонтов. Залежи нефти приурочены к основным горизонтам палеогена верхнего и нижнего мела, представленного известняками. Дебиты газа из мезозойских отложений колеблются в значительных пределах — от 100 тыс. до 1800 тыс. $м^3$/сут.

Южно-Аламышикское, Андижанское, Палванташское месторождения (рис. 244) характеризуются широкой нефтеносностью неогена, причем самые верхние залежи вскрыты уже на глубине 300—500 м. Другая отличительная особенность месторождений — несовпадение структурных планов мел-палеогеновых и неоген-четвертичных отложений — связана с тем, что образования неогена с резким угловым несогласием залегают на сильно размытой поверхности палеогеновых и даже верхнемеловых отложений. Это обстоятельство способствует развитию на многих месторождениях Андижанской группы стратиграфически экранированных залежей. Многие месторождения, особенно Палванташское и Андижанское, осложнены серией нарушений. Наибольшее промышленное значение в разрезе месторождений имеют нефтяные залежи неоген-палеогена. Небольшие газовые залежи связаны в основном с меловыми коллекторами.

ЧУ-САРЫСУЙСКАЯ ГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Чу-Сарысуйская газоносная область расположена в южном Казахстане и приурочена к одноименной синеклизе северо-западного простирания площадью 150 тыс. $км^2$ (рис. 245). Ее ограничивают: на северо-востоке — Улутауский и Чу-Илийский антиклинории Казахского щита; на юге и востоке — Большекаратауский кряж; на северо-западе — поднятие зоны замыкания Большого Каратау и Улутау, которые отделяют область от Тургайской синеклизы. Складчатое основание синеклизы в пределах Тамгалинско-Тастинской зоны находится на глубинах 500 — 1000 м. В Тесбулакской впадине фундамент погружен на глубину до 5000 м, в Кокпансорской и Муюнкумской — до 3500 — 4000 м, Сузакско-Байкодамской до 2500 - 3000 м.

Доплитный комплекс Чу-Сарысуйской синеклизы представлен девонской, каменноугольной и пермской системами. Эффузивные

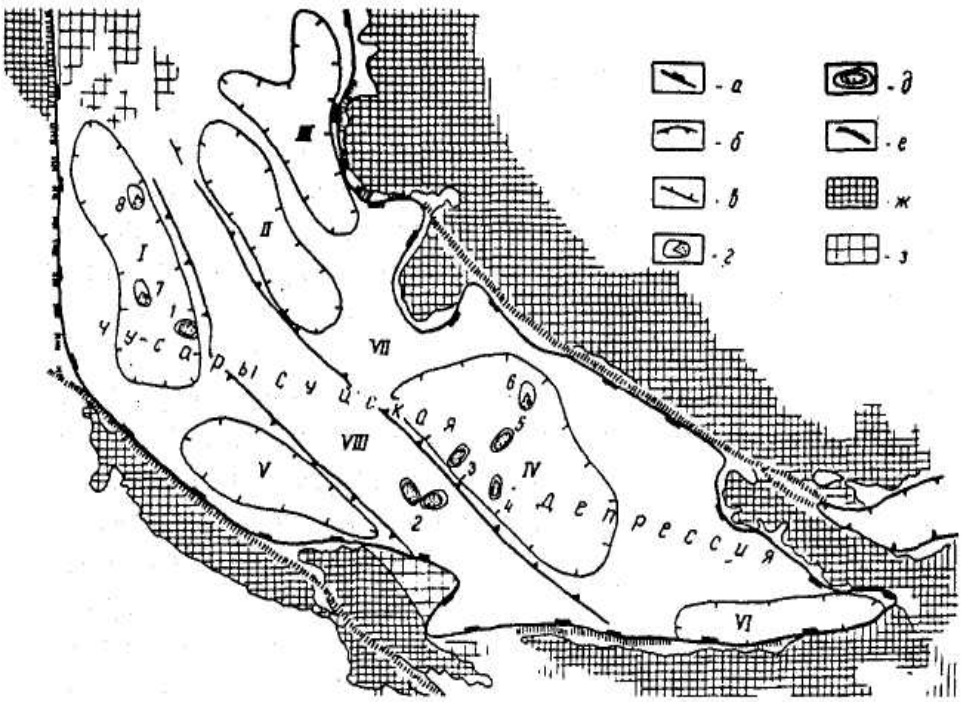


Рис. 245. Тектоническая схема Чу-Сарысуйской газоносной области: Границы тектонических элементов: а — первого порядка, б — второго порядка, в — третьего порядка; г — локальные структуры; д — газовые месторождения; е — обрамляющие депрессию крупнейшие нарушения; выходы отложений на дневную поверхность: ж — палеозойских, з — мезозойских*

Прогибы: I — Кокпансорский, II - Тасбулакский, III - Восточно-Сырдарьинский, IV — Муюнкумский. V — Сузакско-Байкадамский, VI - Фрунзенский, VII — Нижне-Чуйский солянокупольный район, VIII — Тастинская горст-антиклиналь.

Месторождения: 1 — Придорожное, 2 — Учаральское, 3 — Амангельдинское, 4- Айрактинское, 5 — Анабайское; структуры, где были получены единичные притоки газа: 6 — Молдыбайская, 7 — Тамгалытарская, 8 — Западно-Оплакская

породы нижнего-среднего девона широко развиты на северо-востоке синеклизы, по направлению к ее внутренним частям они замещаются конгломератами и крупнозернистыми песчаниками.

В Тесбулакской, Кокпансорской впадинах и в районе Чуйской глыбы на глубине до 2500 — 3000 м в отложениях среднего-вер-хнего девона — нижнего турне вскрыты подсолевые и соленосные комплексы пород. Подсолевые отложения представлены переслаиванием пестроцветных алевролитов и песчаников общей мощностью 400 м. Залегающие выше толщи фамена-нижнего тур-

не слагаются соленосными породами (850 м), содержащими в нижней части разреза прослои и пачки аргиллитов, доломитов и известняков.

Породы нижнего карбона в составе трех ярусов распространены на всей территории синеклизы и представлены пестроцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитом, известняками, базальными конгломератами и гравелитами, известняками с прослоями гипсов и ангидритов, соленосными отложениями.

Нижне-средневизейские породы (180 м) сложены преимущественно терригенными угленосными отложениями, переслаивающимися с известняками и мергелями, которые в юго-восточном направлении замещаются красноцветными терригенными породами (Муюнкумская впадина). Угленосная толща нижнего визе (150 м) выявлена в северных районах Муюнкумской впадины.

Во внутренней части синеклизы средний-верхний визе-серпуховский ярус представлен преимущественно карбонатными породами с прослоями аргиллитов и ангидритов в верхней части разреза и пачкой (до 200 м) гипсоносных пестроцветных пород. На северо-западе синеклизы (Тесбулакская впадина) вверху разреза отложения среднего карбона представлены таскудукской свитой (100 —400 м), сложенной пестроцветными песчано-глинистыми породами. Сейсмическими и литолого-фациальными исследованиями последних лет в верхневизейско-серпуховской карбонатной толще установлено распространение органогенных построек, являющихся объектами газопоисковых работ.

В южной и центральной частях синеклизы широко развиты породы среднего-верхнего карбона, сложенные песчаниками и алевролито-аргиллитами.

Соленосные породы нижней-верхней перми (400 — 500 м) представлены чередованием каменной соли с преимущественно красноцветными алевролитами, аргиллитами, глинами, песчаниками и мергелями. Отложения соленосной свиты выявлены и в пределах Тесбулакской впадины, где их мощность местами достигает 1000 м. Надсолевые породы верхней перми (100 — 450 м) представлены красноцветными, реже пестроцветными алевролитами и аргиллитами.

Пермский региональный нефтегазоносный комплекс мощностью до 1600 м сложен песчаниками, в которых открыты газовые залежи.

В палеозойских отложениях Чу-Сарысуйской синеклизы открыты месторождения и залежи газа метаново-азотного соста-

ва и установлены многочисленные нефтегазопроявления (Придорожное (рис. 246), Колькудукское, Амангельдинское, Малдыбайское и др).

ТУРГАЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Тургайская нефтегазоносная область по административному делению входит в состав Тургайской, Актюбинской, Кзыл-Ординской и Джезказганской областей Казахстана. Приурочена к центральной и южной частям одноименной синеклизы, расположенной между Уралом и западной окраиной Казахского щита. Ее северным ограничением служит Кустанайская седловина, отделяющая Тургайскую синеклизу от Западно-Сибирской платформы, южным — Нижнесырдарьинский свод. Общая площадь области 140 тыс. км^2 (рис. 247).

На складчатом протерозойско-нижнепалеозойском фундаменте залегают верхнепалеозойские карбонатно-терригенные породы доплитного комплекса, перекрытые отложениями триаса, юры, мела и палеогена. Породы складчатого фундамента покрыты корой выветривания, мощностью до 2000 м.

Отложения нижней и средней юры и, возможно, триаса вскрыты параметрической скважиной в западной части Арыскумского прогиба, где в разрезе выделяются две толщи. Нижняя (800 м) сложена темно-серыми аргиллитами и серыми песчаниками, верхняя (1235 м) — темноцветными аргиллитами и алевролитами.

На Кумкольской площади в основании среднеюрского разреза залегают темно-серые аргиллиты, содержащие прослои угля и серых песчаников, общей мощностью до 25 м в своде структуры, до 100 м на крыльях. Выше залегает пачка (до 200 м) темно-серых глин, алевролитов и серых песчаников. Верхнеюрские отложения залегают на среднеюрских с размывом и угловым несогласием и подразделяются на три пачки. Нижняя (50 — 60 м) образована серыми песками, переслаивающимися с темно-серыми глинами и алевролитами, средняя (25 — 50 м) — темно-серыми глинами с прослоями мергелей и известняков, верхняя (40— 100 м) — пестроцветными глинами.

Залегающая на верхнеюрских породах базальная пачка нижнего неокома (80— 100 м) представлена серыми и коричневыми песчаниками с прослоями глин и перекрыта красноцветными глинами (300 м), которые выполняют роль покрышек. В верхней

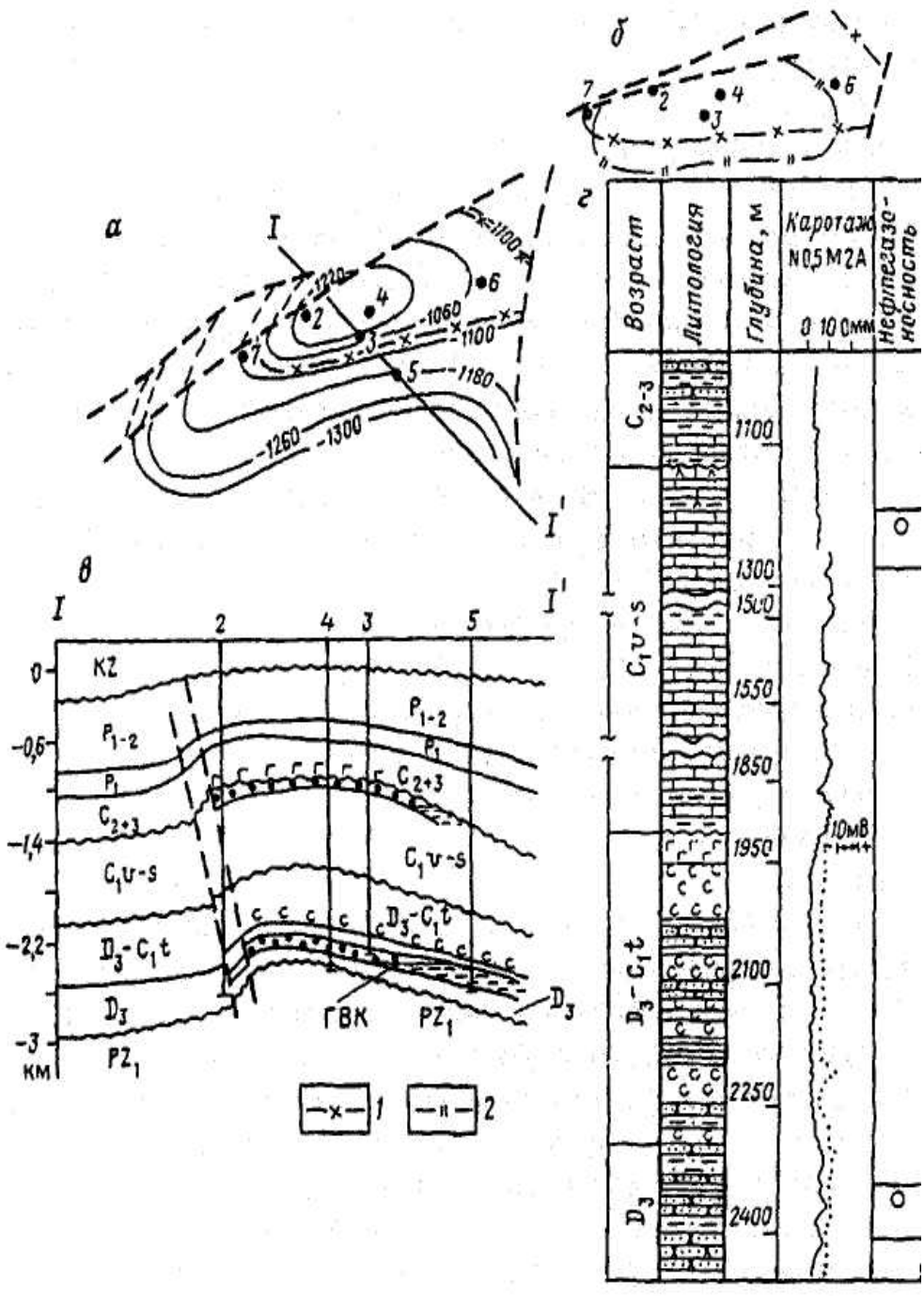


Рис. 246. Придорожное газовое месторождение (по данным Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедиции):
а — структурная карта кровли продуктивных отложений фамена-нижнего турне; б — сопоставление контуров газоносности; в — геологический профиль; г — разрез продуктивной части отложений. 1,2 — контуры газоносности продуктивных пород фамена-нижнего тур-не и визейско-серпуховских отложений

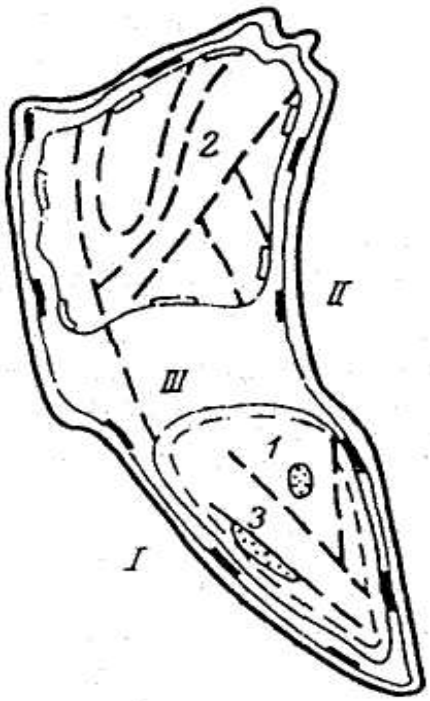


Рис. 247. Тургайская нефтегазоносная область (по Ф.Е. Синицыну). Крупнейшие тектонические элементы: I — Нижнесырдарьинский свод, II — Казахский щит, III — Тургайская впадина. Крупные тектонические элементы: 1 — Арыскумский прогиб, 2 — Жиланчикский прогиб; 3 — Арыскумский нефтегазоносный район

части разреза неокома выделяются красноцветные глины (200 — 220 м) с песчаниками. Апт-альб (400 — 500 м) сложен преимущественно сероцветными и пестроцветными песчано-глинистыми породами. Сеноманские отложения (ПО— 120 м) образованы сероцветными и пестроцветными глинами с прослоями песков в средней части разреза. Нижний турон представлен толщей (80 м) сероцветных песчано-глинистых пород, а верхний турон-кампан — глинисто-песчаными красноцветными и пестроцветными породами.

Дат-палеоценовые мергели и известняки (15 м) отмечены в северных частях области. Палеоцен-нижний эоцен (10—15 м) выполнен темноцветными алевролитами. Они перекрыты серыми известняками и глинами (20 — 40 м) среднего эоцена и зеленоватыми глинами, песчаниками и алевролитами верхнего эоцена (300 м), пестроцветными песчано-глинистыми отложениями верхнего олигоцена (10 — 35 м). Бурые и красноцветные образования плиоцен-четвертичного возраста (до 200 м) с размывом перекрывают нижележащие толщи.

В структурном плане Тургайской синеклизы выделяются Мынбулакская седловина, Жиланчикский и Арыскумский прогибы. Жиланчикский прогиб осложнен тремя меридионально ориентированными горст-антиклиналями; Тентексорской (западной),

Аккольской (центральной), Бисаринской (восточной) и разделяющими их грабен-синклиналями, выполненными триас-юрскими отложениями (Ашикольской, Баймуратской, Жанакуральской, Сарынской и др.). В некоторых грабен-синклиналях мощность осадочных отложений составляет 3500 — 4000 м.

Несколько грабен-синклиналей (Акшабулакская, Центральная, Даутская) осложняют Арыскумский прогиб. В них мощность мезозой- кайнозойских отложений составляет 3000 — 5500 м, а на разделяющих поднятиях 1500 — 2000 м. В Арыскумском прогибе выявлено большое количество антиклинальных структур (Кумколь, Кызылкия, Арыскум и др.), перспективных в нефтегазоносном отношении.

В разрезе Тургайской НГО выделяют среднеюрский, верхнеюрский и нижненеокомский продуктивные комплексы.

Среднеюрский НГК имеет мощность до 1320 м. Слагается песчано-алевритовыми породами. Пористость пород-коллекторов в среднем 25%, проницаемость до 1,7 мкм^2.

Верхнеюрский НГК мощностью 1200 — 1300 м подразделяется на три подгоризонта мощностью примерно по 25 м, из которых нижний и верхний сложены преимущественно песчано-алевритовыми породами, а средний — относительно глинистыми. Пористость пород-коллекторов 21 — 22%, проницаемость до 0,5 мкм^2.

Нижненеокомский НГК мощностью 1065—1115 м сложен двумя подгоризонтами песчано-алевритовых пород, с пористостью нефтенасыщенных пород 25 % и проницаемостью 0,6 мкм^2.

Кумкольское нефтяное месторождение (рис. 248) представляет собой брахиантиклиналь, приуроченную к выступу фундамента, разделяющему Центральную и Сарыланскую грабен-синклинали. Открыто в 1984 г. Размер Кумкольской структуры по подошве юрских отложений 12х7 км, а нижнемеловых — 9х4 км. Структура характеризуется уменьшением амплитуды вверх по разрезу от 250— 300 м по кровле палеозоя до 50 м — по подошве мела.

Залежи нефти на Кумколбском месторождении пластово-сводовые с единым водонефтяным контактом. Высота залежи 110 м. Около 70 % углеводородов (преимущественно нефти) содержится в породах средней-верхней юры и 30% в нижнем неокоме.

Арыскумское газовое месторождение приурочено к брахиантиклинали площадью по подошве мела более 140 км^2 при амплитуде до 250 м. Открыто в 1988 г. Расположено в северо-восточной части Арыскумского прогиба, вблизи Каратауского разлома. Ос-

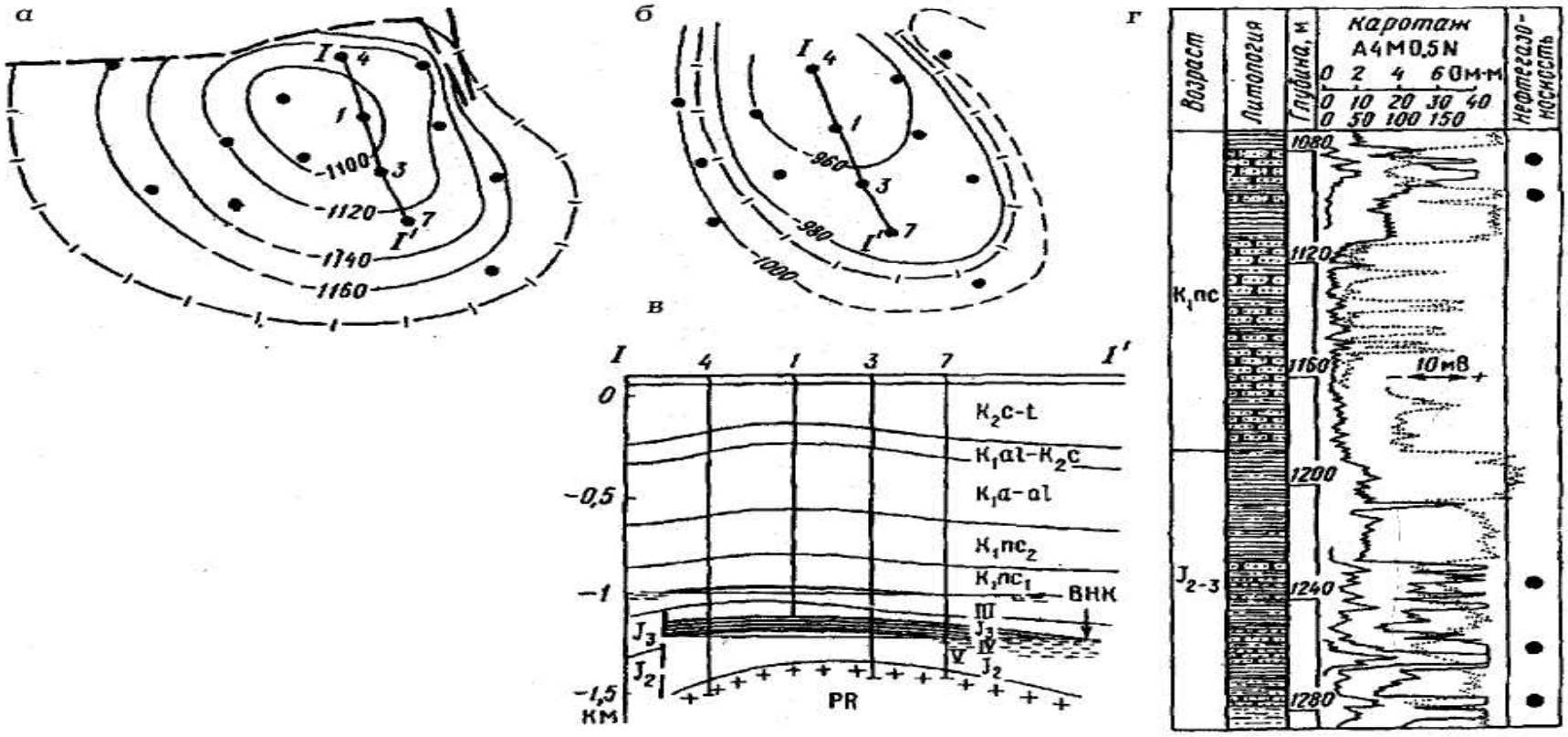


Рис. 248. Кумкольское нефтяное месторождение [50].
Структурные карты продуктивных пластов: а — юрского, б — неокомского; в — геологический профиль; г — разрез продуктивной части отложений

новные объемы потенциальных ресурсов находятся, по-видимому, на глубинах до 3 км.

В пределах Тургайской НГО выделяются два нефтегазоносных района — Арыскумский и Жиланчикский.

В Арыскумском НГР сосредоточено более 90% ресурсов УВ. Для постановки поисково-разведочных работ перспективны отдельные структуры в Арыскумском прогибе и Кызылкиякском поднятии.

В Жиланчикском НГР, соответствующем одноименному прогибу, средне- и верхнеюрские отложения приурочены в основном к грабен-синклиналям. Перспективы нефтегазоносности здесь связаны с зонами меридионально ориентированных горст-антиклиналей, осложненных антиклинальными структурами (Черкитау, Кунак и др.), а также зонами выклинивания юрских отложений в бортовых частях грабен-синклиналей и вблизи Мынбулакской седловины.

Перспективы области связаны, прежде всего, с отложениями нижнемелового комплекса территории Арыскумского и южной части Жиланчикского прогибов, краевыми частями Мынбулакской седловины. Залежи нефти и газа могут быть связаны с антиклинальными и брахиантиклинальными складками и валами, древними руслами в отложениях нижнего неокома.

5.4. Дальневосточная нефтегазоносная мегапровинция

Дальневосточная нефтегазоносная мегапровинция входит в пояс Тихоокеанской складчатости кайнозойского возраста, охватывающей на западе Анадырь, Камчатку, Курильские о-ва, Сахалин, Японские о-ва. К мегапровинции относится вся территория Дальнего Востока и примыкающих акваторий арктических и дальневосточных морей.

Дальневосточная нефтегазоносная мегапровинция включает ряд крупных нефтегазоносных провинций, перспективных в нефтегазоносном отношении провинций и областей, самостоятельных нефтегазоносных областей и районов на всей территории Дальнего Востока и прилегающих акваторий, в том числе Охотскую НГП, Лаптевскую ПНГП, Восточно-Арктическую ПНГП, Южно-Чукотскую ПНГП, Усть-Индигирскую ПНГО, Притихоокеанскую НГП, Верхнебуреинский ПГР.

5.4.1. Охотская нефтегазоносная провинция

Охотская НГП включает акватории Охотского, частично Японского морей и примыкающие к ним земли Сахалинской, Магаданской и Камчатской областей. Площадь перспективных земель провинции составляет 730 тыс. км2, в том числе 640 тыс. км^2 на акваториях.

Охотская НГП (рис. 249) располагается в зоне перехода от материка к океану и включает структуры разной генетической природы. Западным ограничением провинции являются Сихотэ-Алиньский и Охотско-Чукотский мезозойские вулканогенные пояса, восточным — Камчатско-Курильская кайнозойская складчатая система. На юге, на акватории Японского моря, граница провинции условно проведена по поднятию Ямато. В центральной части провинции находится Охотский срединный массив.

Фундамент провинции гетерогенен. Предполагается, что глубина его погружения максимальна в Восточно-Сахалинском, Западно-Сахалинском, Охотско-Колпаковском прогибах (9000 — 10000 м), на поднятиях она составляет 1000 — 2000 м и менее.

Осадочный чехол образован формациями разного типа: геосинклинального, орогенного, рифтового, эпиплатформенного. По вещественному составу это в основном терригенные и вулканогенно-осадочные образования позднемелового, палеогенового, неогенового и плиоцен-четвертичного возрастов.

В пределах Камчатской и Хоккайдо-Сахалинской кайнозойских складчатых систем и Охотской ветви мезозоид осадочные образования концентрируются преимущественно в отрицательных структурах и практически отсутствуют на крупных поднятиях. На суше наиболее обширные области развития осадочной толщи приурочены к западному побережью Камчатки и северной части Сахалина.

На Западной Камчатке осадочный разрез представлен терригенными породами палеоген-миоценового возраста. Мощность пород меняется от 1 — 3 км в антиклинальных до 4 — 5 км в синклинальных зонах. Эти структуры прослеживаются с суши в сопредельные районы акватории Охотского моря, но далее к западу осадочные отложения моноклинально погружаются к склону впадины Тинро, достигая в Охотско-Колпаковском прогибе мощности 6 — 8 км.

На Сахалине (рис. 250), как и на Камчатке, осадочные отложения смяты в складки, образующие линейные протяженные анти-

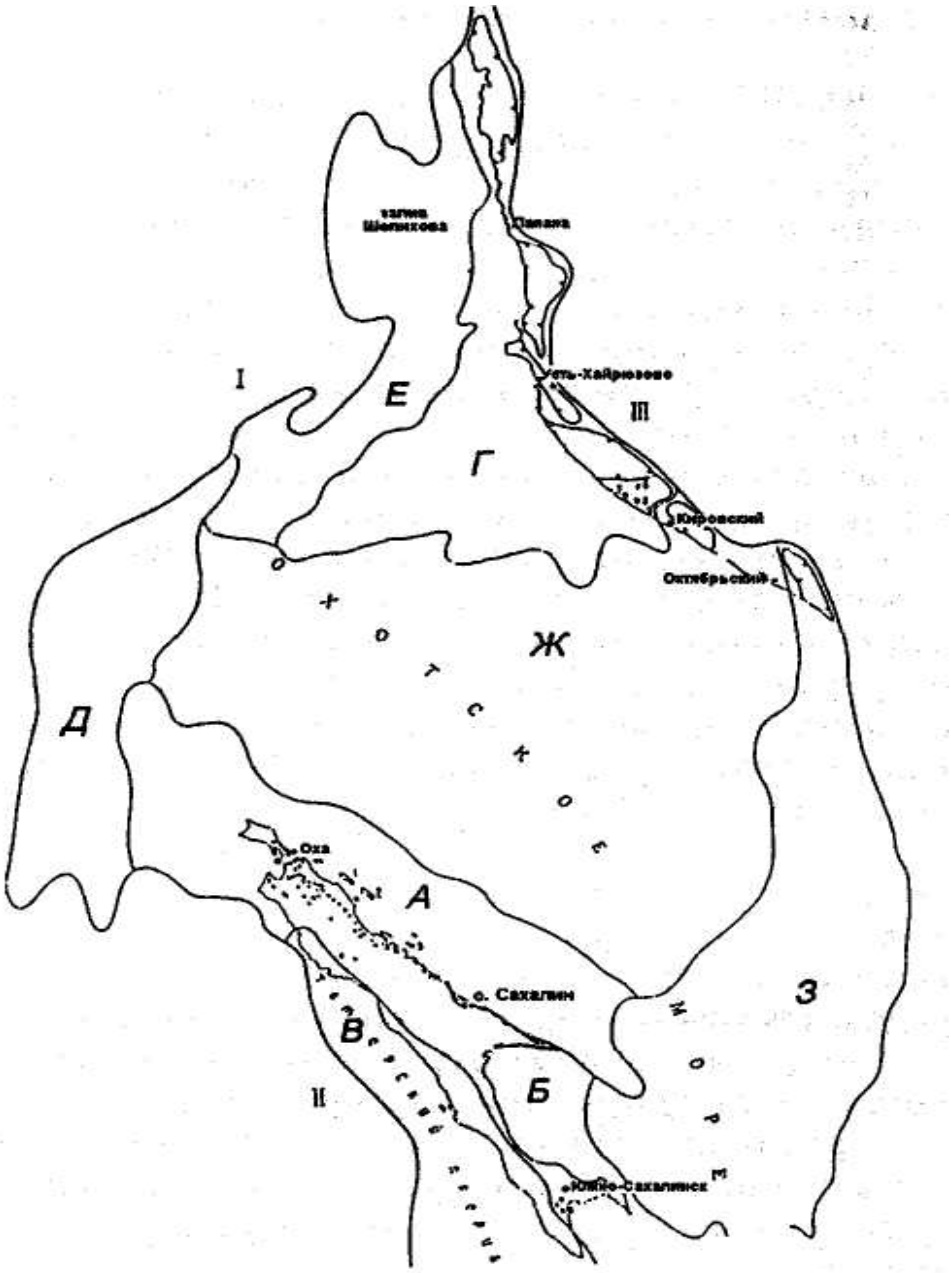


Рис. 249. Охотская нефтегазоносная провинция.
Крупнейшие тектонические элементы обрамления: I — Охотско-Чукотский вулканогенный пояс, II — Сихотэ-Алиньский вулканогенный пояс, III — Центральнокамчатский мегантиклинорий.
Нефтегазоносные области: А — Северо-Восточно-Сахалинская, Б — Южно-Сахалинская, В — Западно-Сахалинская, Г — Западно-Камчатская, Д — Ульянско-Мареканская, Е — Северо-Охотская, Ж — Центральноохотская, 3 — Южно-Охотская.
Месторождения: 1 — Пильтун-Астохское, 2 — Чайво, 3 — Лунское, 4 - Изыльметьевское, 5 — Восточно-Луговское, 6 — Среднекунжикское, 7 — Кшукское, 8 — Нижнеквакчикское

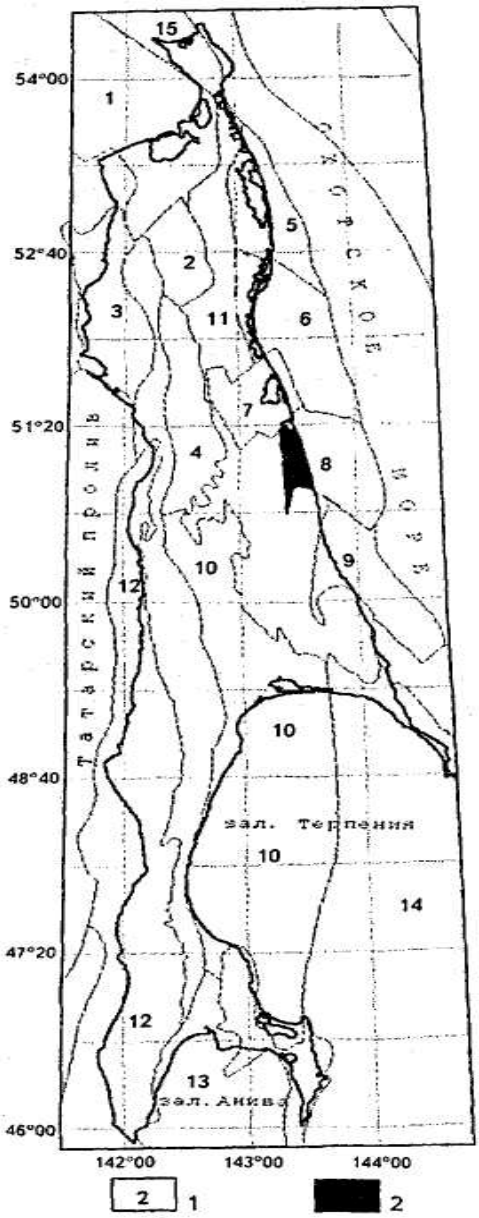


Рис. 250. Обзорная карта размещения кайнозойских нефтегазоносных осадочных бассейнов Сахалина (элементы тектонического районирования по Радюшу В.М., 1998): 1 — осадочные бассейны: 1 — Байкальский (Байкальская впадина), 2 — Валский (Валская впадина), 3 — Погибинский (Погибинский прогиб), 4 — Нышско-Тымский (Нышская и Тымская впадина), 5 — Пильтунский (Пильтунская впадина), 6 — Чайвинский (Чайвинская впадина), 7 — Набильский (Набильская впадина), 8 — Лунский (Лунская впадина), 9 — Пограничный (Пограничная впадина), 10 — Макаровский (Макаровский прогиб), 11 — Дагинский (Дагинское поднятие), 12 — Западно-Сахалинский (Александровский прогиб, Бошняковское поднятие, Ламанонский прогиб, Красногорское поднятие, Чеховский прогиб, Холмское поднятие, Крильонское поднятие), 13 — Анивский (Анивский прогиб), 14 — залив Терпения (прогиб залива Терпения), 15 — Шмидтовский (Шмидтовское поднятие); 2 — территория приложения компьютерной технологии прогнозирования в пределах Лунской впадины

клинальные и синклинальные зоны. Возраст отложений олигоцен-неогеновый. Максимальные (до 11 км) их мощности приурочены к прогибам в северной и восточной частях острова и на смежных акваториях. Основную часть осадочной толщи слагают верхнемиоценовые отложения.

Осадочный слой в Южно-Охотской глубоководной впадине с субокеанической корой имеет мощность 2,5 — 4,5 км. Глубины до поверхности фундамента (второго слоя) меняются от 5 до 8 км. Южно-Охотская впадина сформировалась в результате интенсивного рифтогенеза, охватившего, главным образом, кору континентального строения. Довольно интенсивному рифтогенезу подверглась и юго-западная часть области развития субконтинентальной коры в центре Охотского моря.

Для Охотской НГП чрезвычайно характерно периферийное размещение основных осадочных бассейнов, концентрирующих большую часть объема осадочного чехла. К их числу относятся Сахалинские прогибы, Западно- и Восточно-Дерюгинские, Ульянско-Лисянский, Северо-Охотский, Западно-Камчатский, Охотско-Колпаковский, Тинровский и др., Южно-Охотская глубоководная впадина.

В провинции открыто 72 месторождения нефти и газа, из них 60 на о-ве Сахалин, 8 на присахалинском шельфе и 4 на п-ве Камчатка. Добыча нефти (с 1928 г.) и газа (с 1956 г.) ведется только на о-ве Сахалин.

По современным представлениям о геологическом строении и условиях формирования и размещения месторождений нефти и газа в пределах Охотской НГП выделяются 8 нефтегазоносных областей, из которых половина — Северо-Восточно-Сахалинская, Южно-Сахалинская, Западно-Сахалинская и Западно-Камчатская — характеризуются доказанной нефтегазоносностью, а остальные — Ульянско-Мареканская, Северо-Охотская, Центрально-Охотская и Южно-Охотская — предполагаемой.

Для всех областей характерны общие, возможно нефтегазоносные, и нефтегазоносные комплексы. Первые приурочены к меловым и палеогеновым отложениям, ко вторым относятся даехуринский (нижний миоцен), уйнинско-дагинский (средний миоцен) и окобыкайско-нутовский (средний миоцен-плиоцен) комплексы. Все они сложены, в основном, терригенными породами. Основными НГК являются уйнинско-дагинский и окобыкайско-нутовский.

Уйнинско-дагинский НГК — главный объект поисково-разведочных работ на Северном Сахалине. Полоса распространения глинисто-песчаной и песчано-глинистой литофаций (40 — 70% песчано-алевритовых пород) в верхней части НГК, перекрытых глинами низов окобыкайской свиты, протягивающаяся от акватории Сахалинского залива на юго-восток через Катанглийско-Лунский район на шельф Охотского моря, содержит 19 месторождений нефти и газа. В Пограничном районе залежи нефти открыты в нижней части НГК. В южной части острова преобладают песчано-глинистые угленосные отложения с содержанием песчаников до 40 — 60%.

На Северном Сахалине, в центральной и западной частях, в дагинско-уйнинском НГК развиты поровые коллекторы с открытой пористостью 15 —30% и проницаемостью до 1 мкм^2.

Окобыкайско-нутовский НГК объединяет отложения окобыкайского и нутовского горизонтов Северного Сахалина, а на Южном Сахалине — курасийского и маруямского горизонтов. Его максимальные мощности (до 7,5 км) характерны для Северо-Восточного Сахалина и сопредельного шельфа. Почти повсеместно в низах НГК развиты морские, преимущественно глинистые отложения. Лишь на Северо-Западном Сахалине НГК целиком представлен песчаными угленосными породами.

В пределах Северо-Восточного побережья у шельфа, где, как известно, размещено большинство месторождений нефти и газа, окобыкайский разрез сложен неравномерным переслаиванием песчано-алевритовых глинистых разностей (25 — 65% песчаников) общей мощностью 660 — 3500 м. На юге северо-восточного побережья количество песчано-алевритовых пород в окобыкайских отложениях резко уменьшается, и этот интервал разреза служит региональным флюидоупором для подстилающих песчаников дагинской свиты. В пределах северо-восточного шельфа Сахалина нижняя часть НГК замещается кремнисто-глинистыми породами с пластами песчаника. На юге Сахалина, на акватории Татарского залива, заливов Терпения и Анива в низах НГК развиты кремнисто-глинистые породы курасийской свиты.

Нутовско-маруямская часть НГК почти повсеместно на о. Сахалин сложена преобладающими песчаниками лагунно-дельтовых и прибрежно-морских фаций. На крайнем северо-востоке острова в районе п-ова Шмидта и на северо-восточном шельфе в этой части НГК развиты чередующиеся песчано-глинистые и глинисто-песчаные прибрежно-морские и мелководно-морские лито-

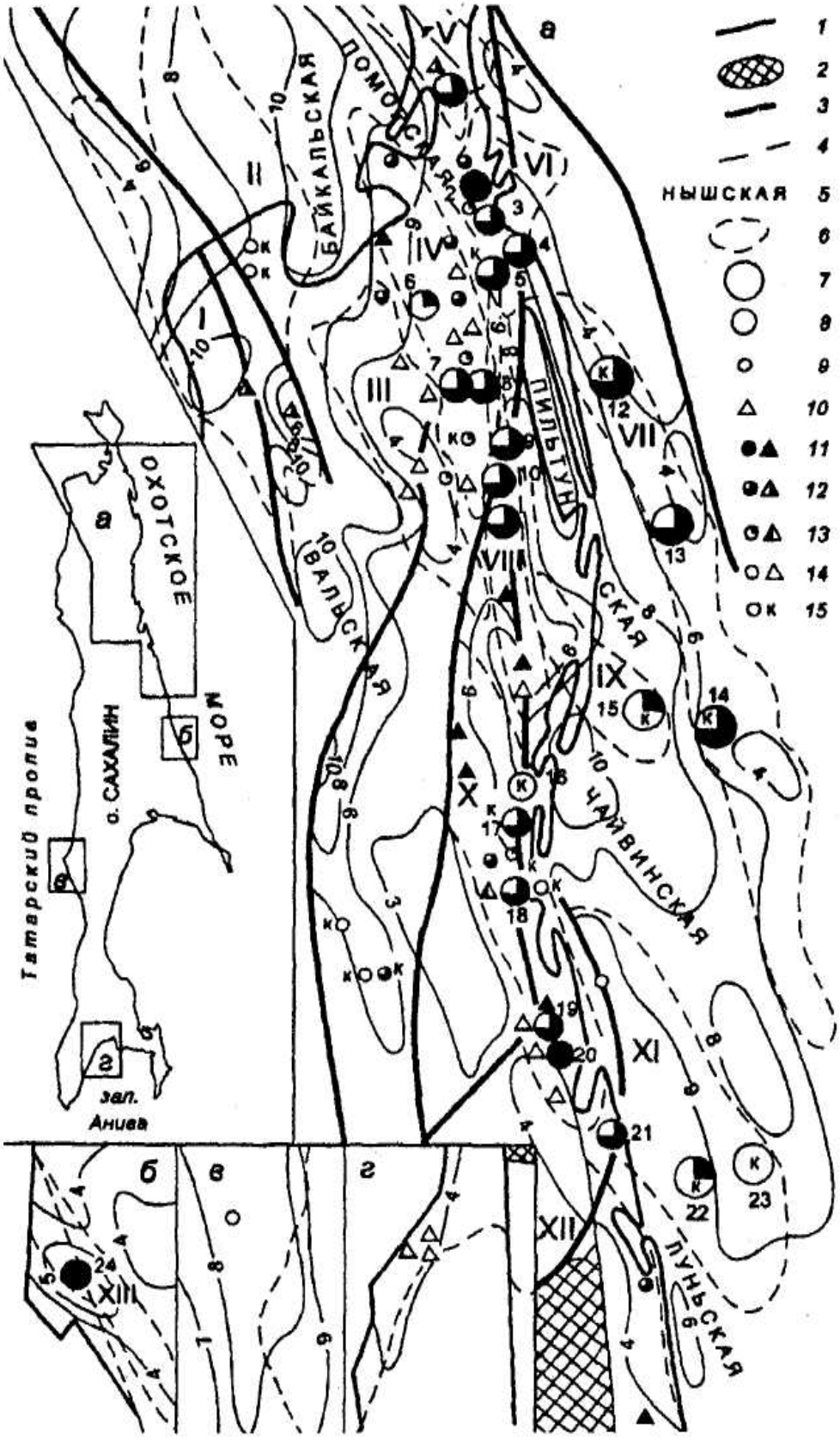
фации с оптимальным соотношением коллекторских и изолирующих пластов в интервале мощностью до 1 км (к нему приурочены продуктивные пласты Одоптинского и Чайвинского месторождений). В самой восточной лито-фациальной зоне (площадь Дагиморе) средняя часть НГК преимущественно глинистая, без хороших коллекторов.

В Окобыкайско-нутовском НГК преобладает поровый тип коллектора пористостью до 30% и проницаемостью до 1 мкм2. Хорошими коллекторскими свойствами характеризуются отложения комплекса, развитого в северной части острова и смежного шельфа Охотского моря.

СЕВЕРО-ВОСТОЧНО-САХАЛИНСКАЯ НЮ (рис. 251) площадью 67 тыс. км^2 (из них 24 тыс. км^2 на суше) является наиболее изученной частью Охотской НГП. Осадочный чехол представлен песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с глинами и кремнисто-вулканогенными породами общей толщиной до 10 км. Выделяются три нефтегазоносных региональных комплекса.

Нижнемиоценовый (даехуринский) НГК терригенный, кремнисто-глинистый толщиной до 1500 м. Порово-трещинные коллекторы образованы литифицированными кремнистыми породами, покрышка — глинами даехуринской свиты.

Рис. 251. Схема расположения месторождений нефти и газа [18]:
1 — береговая линия; 2 — выходы фундамента на поверхность; 3 — региональные разрывы; 4 — глубина залегания фундамента, км; 5 — синклинальные зоны — основные очаги нефтегазообразования; 6 — зоны или группы зон нефтегазонакопления с доказанной нефтегазоносностью: I — Лангрыйская, II — Астрахановская, III — Гыргыланьи-Глухарская, IV — Волчинско-Сабинская, V — Эспенбергская, VI — Охино-Эхабинская, VII — Одоптинская, VIII — Паромайская, IX — Чайвинская, X — Восточно-Дагинская, XI - Ныйская, XII - Конгинская: 7 - 10 — месторождения нефти и газа по величине геологических запасов (млн т): 7 — крупные (более 100): 12 — Одопту-море, 13 — Пильтун-Астохское, 14 — Аркутун-Дагинское, 15 — Чайво, 22 — Лунское, 23 — Киринское; 8 - относительно крупные (10—100): 1 — Колендо, 2 - Оха, 3 – Эхаби, 4 — Восточное Эхаби, 5 — Тунгор, 6 — Волчинка, 7 — Западное Сабо, 8 — Сабо, 9 — Кыдыланьи, 10 — Мухто, 11 — Паромай, 16 — Усть-Эвай, 17 — им. Р.С. Мирзоева, 18 — Монги, 19 — Углекуты, 20 — Катангли, 21 — Набиль, 24 — Окружное; 9 — мелкие (1 — 10): 10 — очень мелкие (менее 1); 11 — 15 — типы месторождений по фазовому составу: 11 — нефтяные, 12 — газонефтяные, 13 — нефтегазовые, 14 — газовые, 15 — газоконденсатные


Татарский пролив
о. САХАЛИН
МОРЕ ОХОТСКОЕ
зал. Анива
БАЙКАЛЬСКАЯ
ПОМОРСКАЯ
ВАЛЬСКАЯ
ПИЛЬТУНСКАЯ
ЧАЙВИНСКАЯ
ПУНЬСКАЯ
НЫШСКАЯ
а
б
в
г
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII
IX
X
XI
XII
XIII
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15

Нижне-среднемиоценовый (уйнинско-дагинский) НГК терригенный угленосный толщиной до 3000 м. Коллекторами служат терригенные пласты в слоистой толще уйнинской и дагинской свит, региональной покрышкой — глины низов окобыкайской свиты.

Средне-верхнемиоценовый (окобыкайско-нутовский) НГК терригенный угленосный толщиной до 7000 м. В толще переслаивания коллекторами являются песчаники, покрышками — перекрывающие их глины.

Возможно нефтегазоносные донеогеновые комплексы характеризуются, как правило, высокой степенью уплотнения пород.

К настоящему времени на северо-востоке Сахалина открыто 64 месторождения, в том числе семь в прибрежных зонах шельфа. Две трети ресурсов углеводородов области приходятся на окобыкайско-нутовский комплекс. Среди месторождений преобладают многопластовые с залежами сводового типа и элементами тектонического и литологического экранирования. Глубина залежей меняется от 50 до 3300 м. Основные месторождения на суше (Окружное (рис. 252), Восточно-Дагинское (рис. 253), Восточно-Эхабинское (рис. 254), Охинское (рис. 255), Эхабинское (рис. 256), Эрри, Тунгорское (рис. 257), Колендинское (рис. 258), Паромайское (рис. 259), Шхунное (рис. 260), Некрасовское (рис. 261), Западно-Сабинское (рис. 262), Восточное Эхаби и др.) в значительной степени выработаны. Месторождения на шельфе отличаются большими запасами и более благоприятными условиями разработки (Лунское, Пилыун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Одопту-море и др.), а в море острее стоят проблемы экологии. С дальнейшим развитием морских работ связываются основные перспективы расширения сырьевой базы в рассматриваемой НГО.

Окружное нефтяное месторождение (рис. 252) приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке. Открыто в 1971 г. Расположено на берегу Охотского моря: западная его половина находится на территории острова, а восточная — в акватории Охотского моря. Свод складки сложен породами борской свиты. На западном крыле углы падения 15—30°, на восточном они несколько круче. Кроме того, восточное крыло осложнено продольным разрывом. Плотность нефти 828,1 кг/м^3, содержание серы 0,21, парафина 0,66 %.

Восточно-Дагинское газонефтяное месторождение (рис. 253) расположено в нижнем течении р. Даги и представляет собой брахиантиклинальную складку, разбитую рядом разрывов. Открыто в

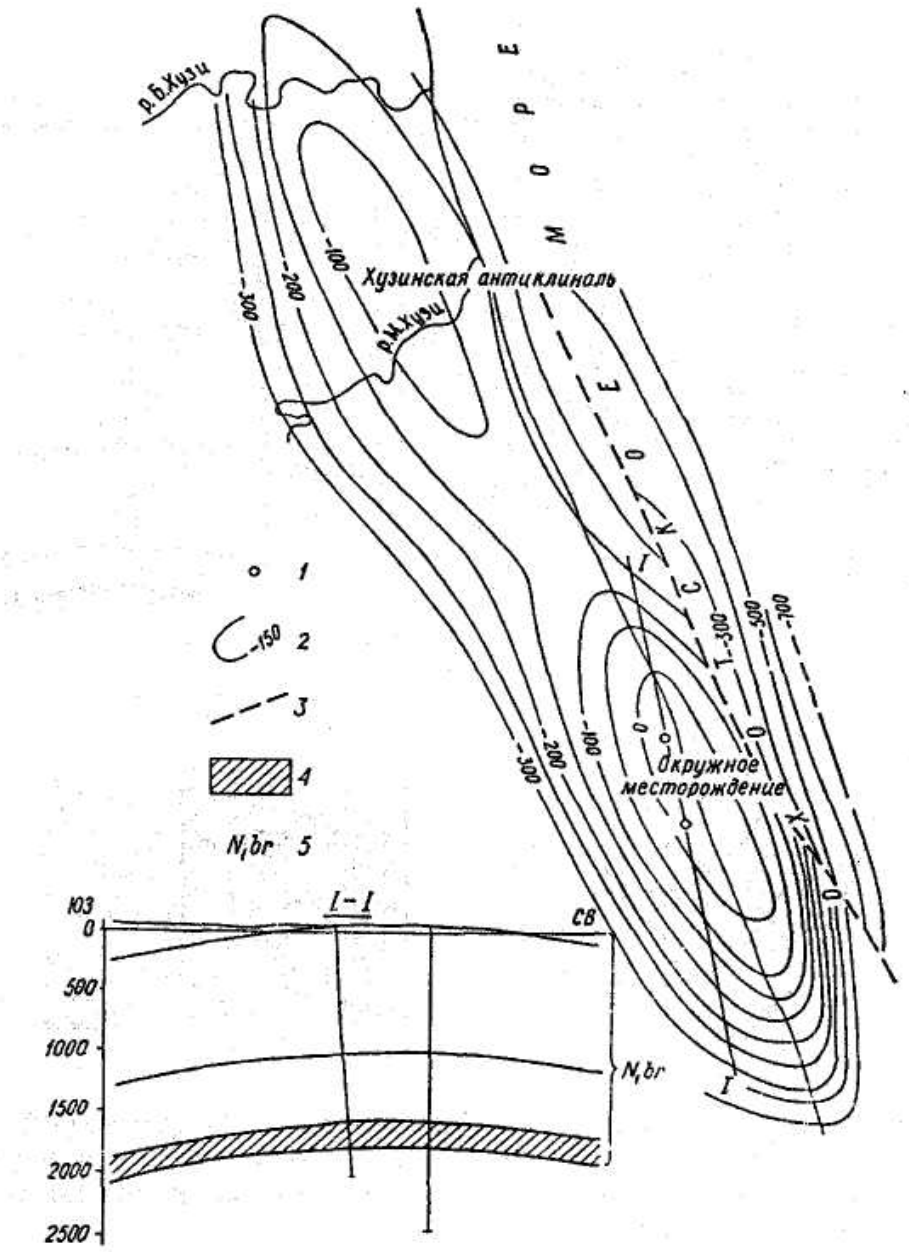


Рис. 252. Окружное нефтяное месторождение [22]:
1 — поисковые скважины, давшие нефть; 2 — изогипсы по электрореперу внутри верхней части борской свиты; 3 — разрывы; 4 — нефтеносный горизонт; 5 — борская свита

1970 г., разрабатывается с 1974 г. Открыты две залежи: газонефтяная в низах окобыкайской свиты и нефтяная — в верхней части дагинской свиты. Нефть имеет плотность 839,8 кг/м^3, содержание серы 0,31, парафина 12,24; пластовое давление 199,5 кгс/см^2. Плотность газа 0,5866 кг/м^3, содержание метана 95,8%.

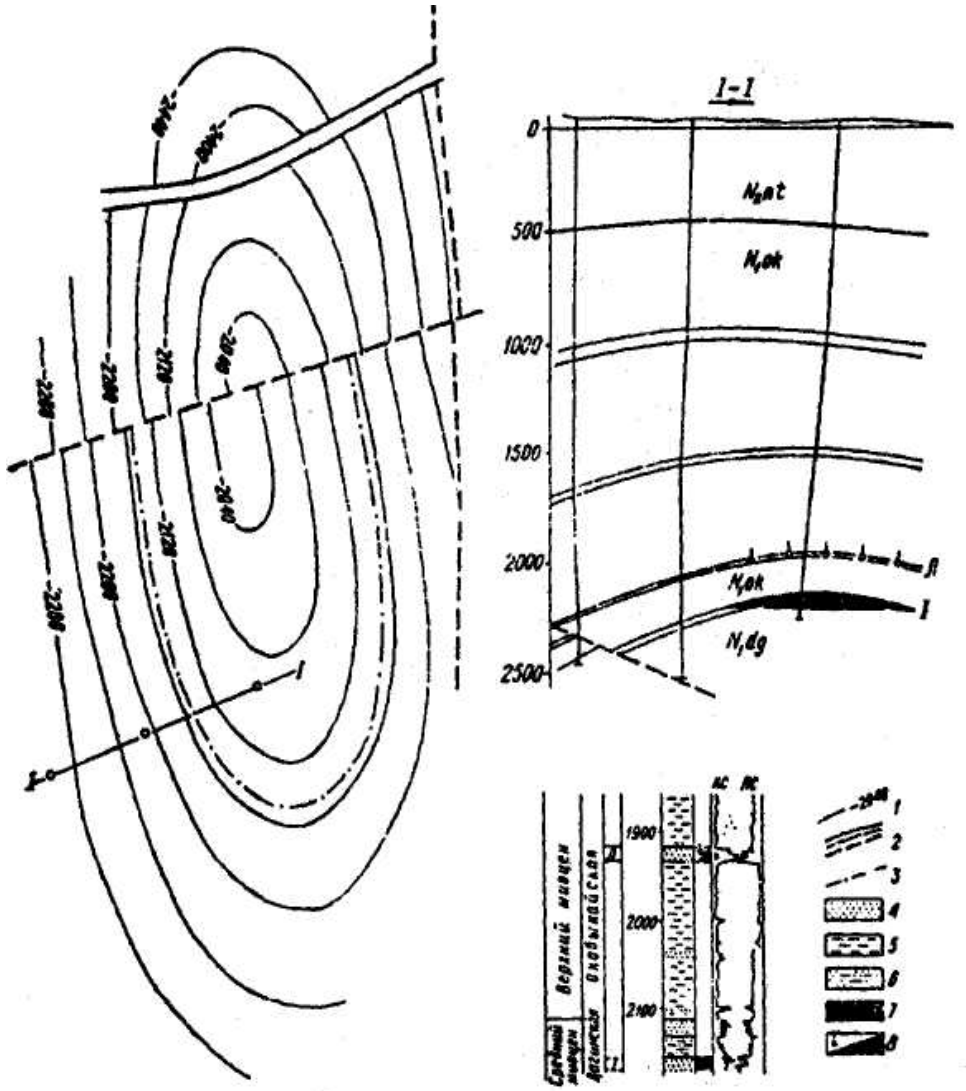


Рис. 253. Восточно-Дагинское газонефтяное месторождение [22]:
1 — изогипсы по кровле дагинской свиты; 2 —. разрывы; 3 — контур нефтегазоносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — нефть; 8 — нефть и газ

Охинское нефтяное месторождение (рис. 255) приурочено к асимметричной, сильно нарушенной сбросами брахиантиклинали с крутым восточным (30—70°) и пологим западным (15—20°) крыльями. Амплитуда и площадь структуры увеличиваются с глубиной соответственно от 400 до 600 м и от 10 до 20 км^2.

Открыто в 1923 г., разрабатывается с 1923 г. Продуктивные пласты характеризуются сильной литологической изменчивостью. Эффективные мощности их меняются от 1 до 90 м, пористость 14—30%, проницаемость составляет (1—1500)-1015 м^2. За-

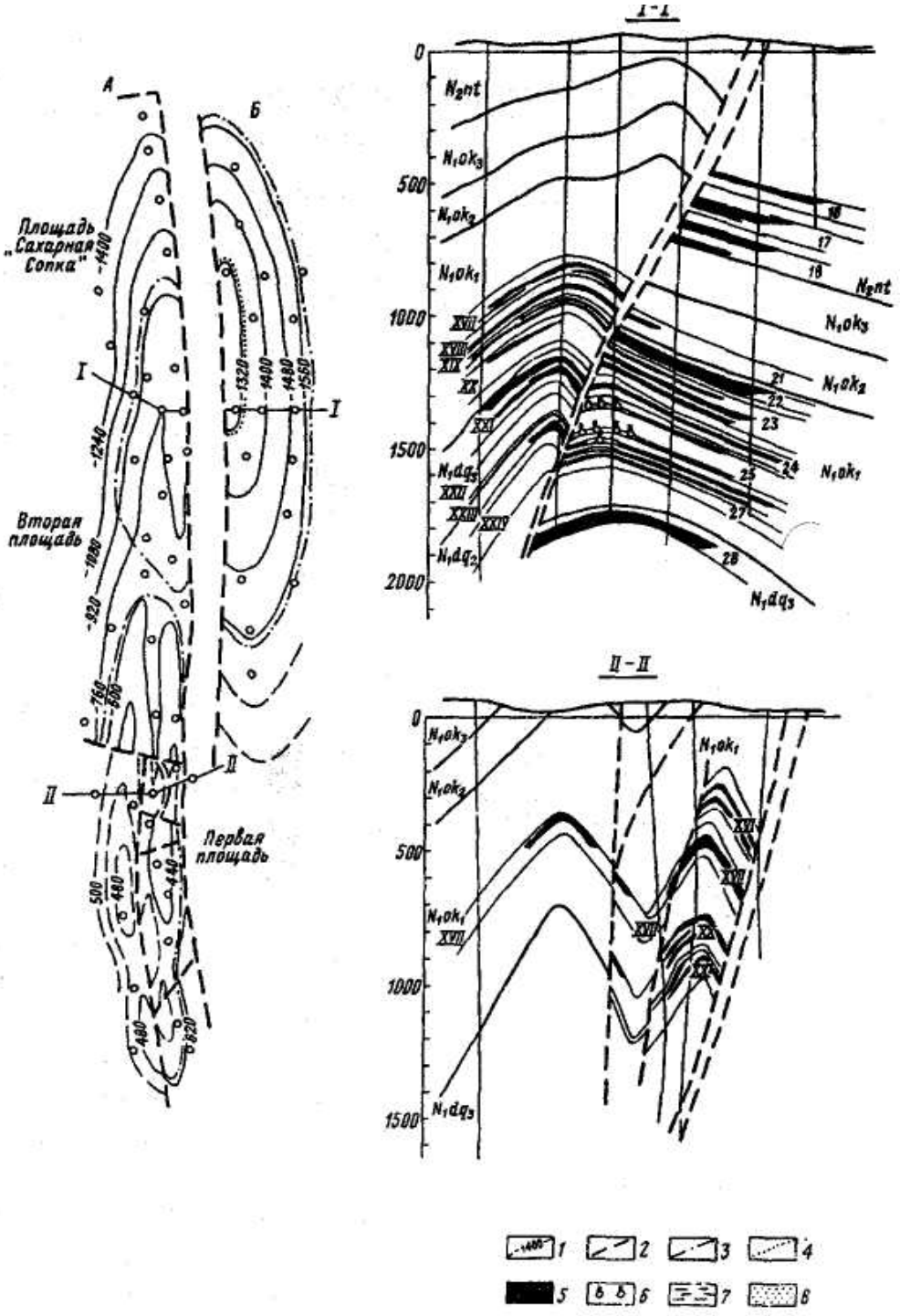


Рис. 254. Восточно-Эхабинское нефтяное месторождение [221:
А - структурная карта надвинутой части структуры по кровле XVII пласта
Б - то же поднадвиговой части структуры по кровле 25-го пласта;
1 - изогипсы по кровле XVII и соответствующего ему 25-го пластов; 2 - разрывы; контуры: 3 - нефтеносности XVII и 25-го пластов, 4-газоносности 25-го пласта; 5 - нефть; 6 - газ; 7 - глинистые, 8 - песчаные породы

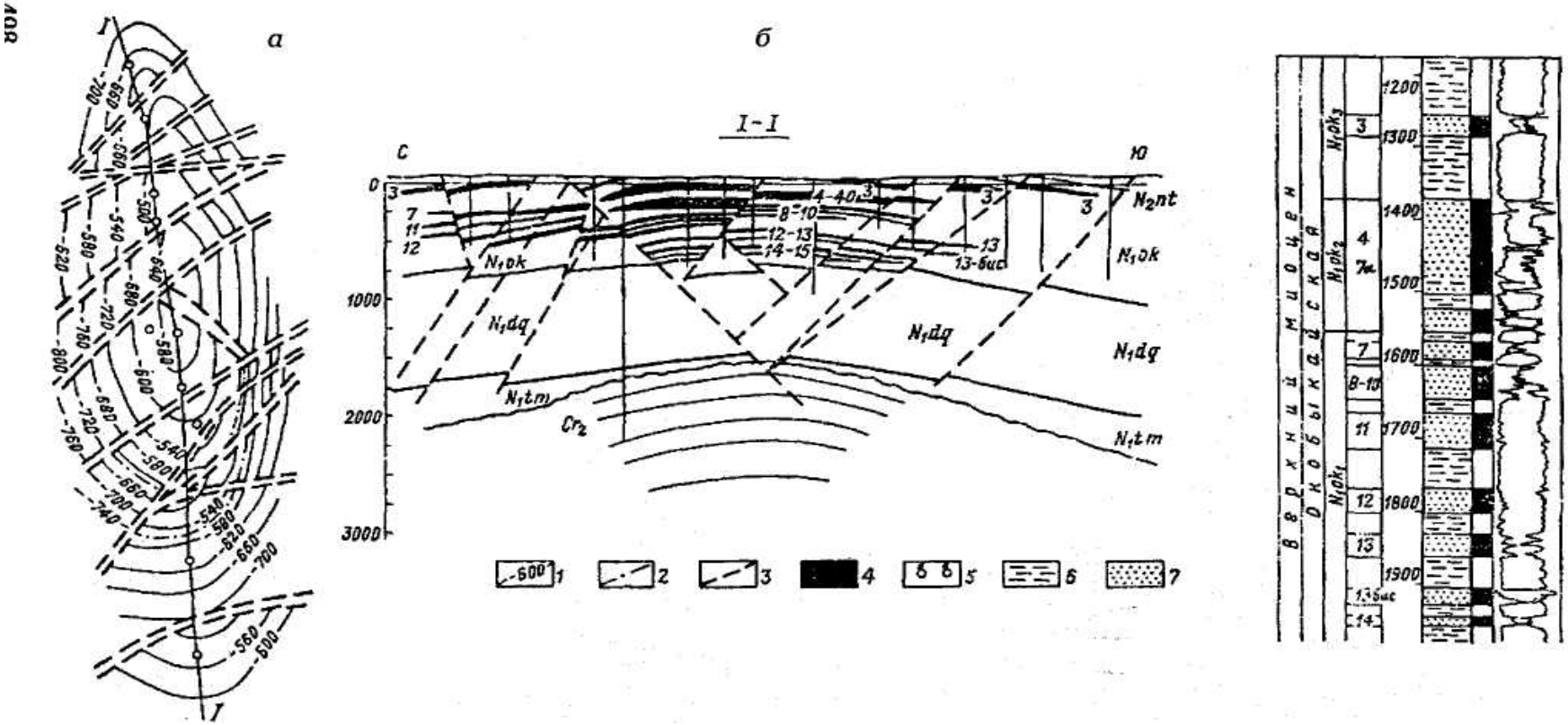


Рис. 255. Охинское нефтяное месторождение [22]:
а — структурная карта по кровле пласта 3; б — геологический разрез; 1 — изогипсы по кровле пласта 3; 2 — контур нефтеносности; 3 — разрывы; 4 — нефть; 5 — газ; 6 — глинистые, 7 — песчаные породы

лежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. В начале разработки все залежи характеризовались режимом растворенного газа, который постепенно перешел в гравитационный. Нефть тяжелая, плотностью 0,91—0,93 г/см^3, смолистая (акцизных смол 20-40%).

Эхабинское нефтяное месторождение (рис. 256) приурочено к антиклинальной складке, в строении которой принимают участие песчано-глинистые отложения миоцен-плиоценового возраста. Открытое 1936 г., разрабатывается с 1937 г. Эхабинская брахиантиклинальная складка северо-западного простирания имеет длину 6 км, ширину 2 км и амплитуду ловушки 250 м, асимметрична, с пологим западным и крутым (до 65°) восточным крылом, осложненным продольным взбросом. Плоскость последнего наклонена на запад, амплитуда смещения 50—250 м. Складка по окобыкайским горизонтам имеет сундучную форму, а по дагинским — гребневидную. На месторождении открыто восемь нефтяных залежей и одна газовая. Коллекторами для нефти и газа служат пески и песчаники, эффективная пористость которых изменяется по площади в очень широких пределах — от 3 до 30%; в среднем по пластам она составляет 17—18%. Проницаемость коллекторов изменяется от 4 до 155 мДарси. Эффективная мощность четырех пластов 12—24 м, остальных — не превышает 9. Все залежи пластовые сводовые и, за исключением трех пластов, срезанные разрывом на восточном крыле.

Тунгорское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 257) приурочено к брахиантиклинали меридионального простирания с углами падения восточного крыла 45°, а западного до 20°. Открыто в 1958 г., разрабатывается с 1960 г. По продуктивному окобыкайскому горизонту амплитуда складки 130 м, площадь 8 км^2. Первый промышленный приток нефти получен в 1957 г. На месторождении открыто 15 залежей: 3 нефтяных, 7 газовых и 5 газоконденсатных, приуроченных к песчаным пластам с эффективной мощностью от 3 до 56 м, открытой пористостью 16—22% и проницаемостью (1—140. 10-14 м^2. Залежипластовые сводовые, высота от 15 до 95 м. Нефтяные залежи характеризуются режимом растворенного газа с влиянием одностороннего напора краевых вод, вследствие чего залежи частично смещены на восточное крыло. Начальное пластовое давление в XX пласте 21,5 МПа, рабочие дебиты в начале эксплуатации 130—160 т/сут, средний газовый фактор 180 м^3/т.

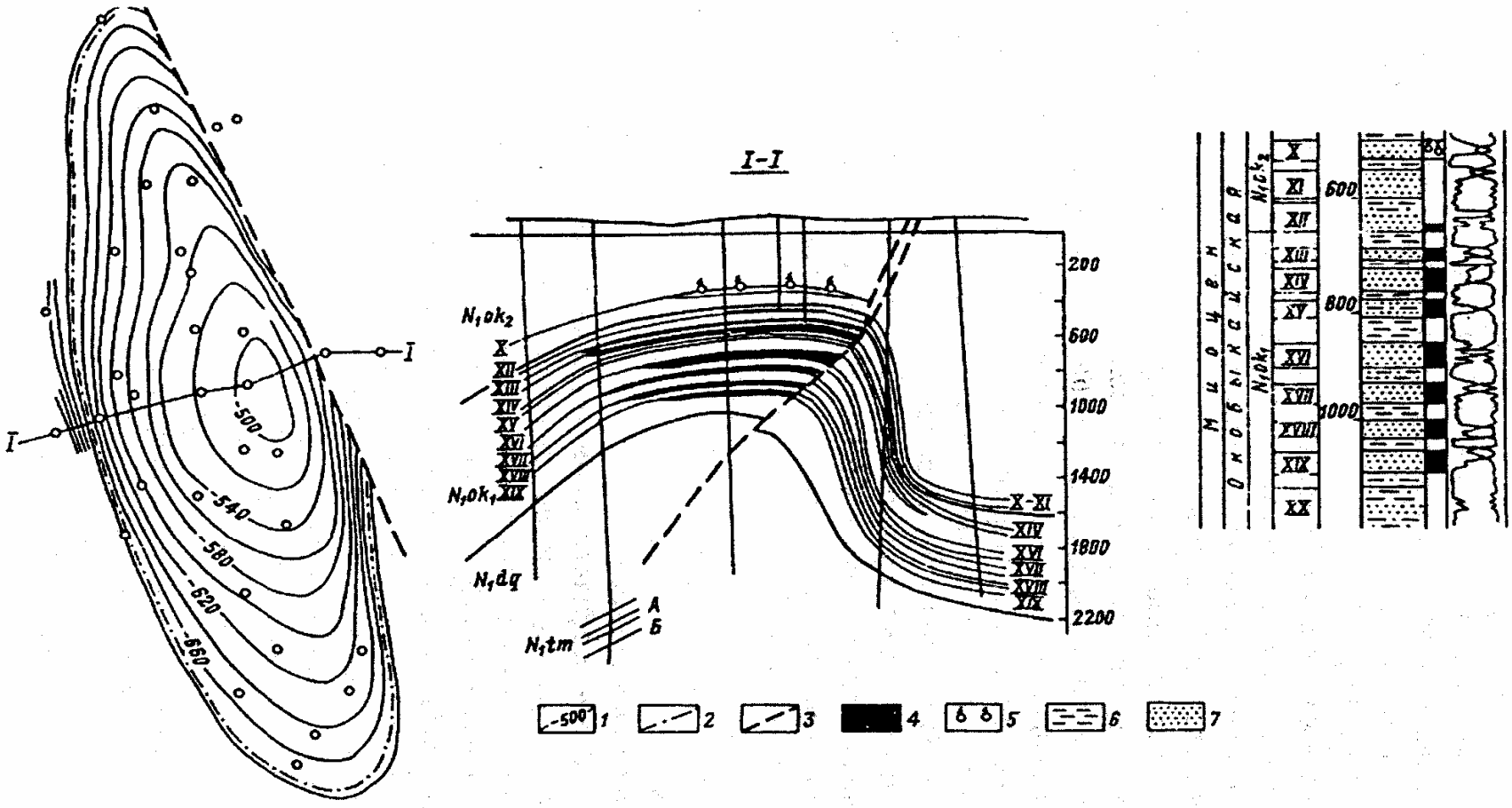


Рис. 256. Эхабинское нефтяное месторождение [22]:
1 — изогипсы по кровле XIII пласта; 2 — контур нефтеносности; 3 — разрывы, 4 — нефть; 5 — газ; 6 — глинистые, 7 — песчаные породы

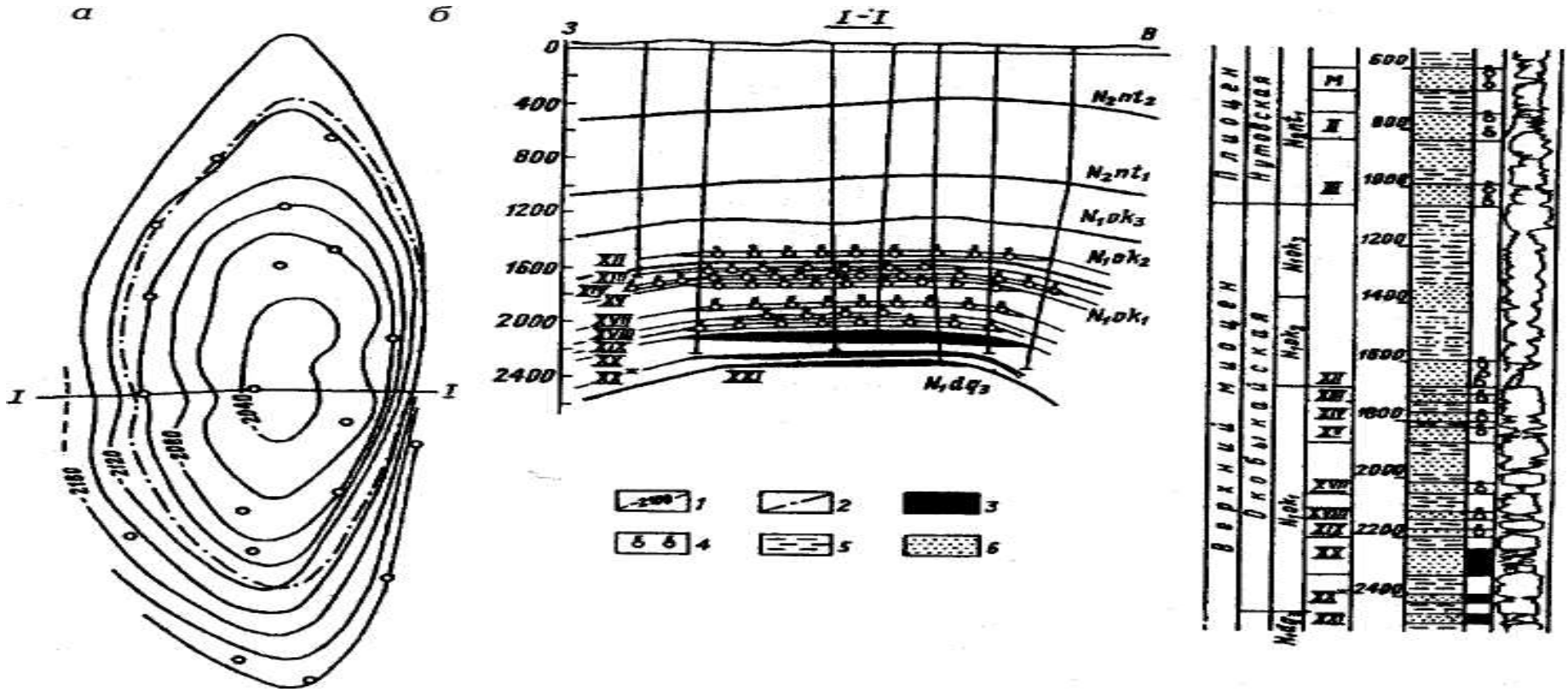


Рис. 257. Тунгорское нефтегазоконденсатное месторождение [22]:
а — структурная карта по кровле пласта XX; б — геологический разрез; 1 — изогипсы кровли XX, м; 2 — контур нефтеносности; 3 — нефть; 4 — газ; 5 — покрышка; 6 — песчаные породы

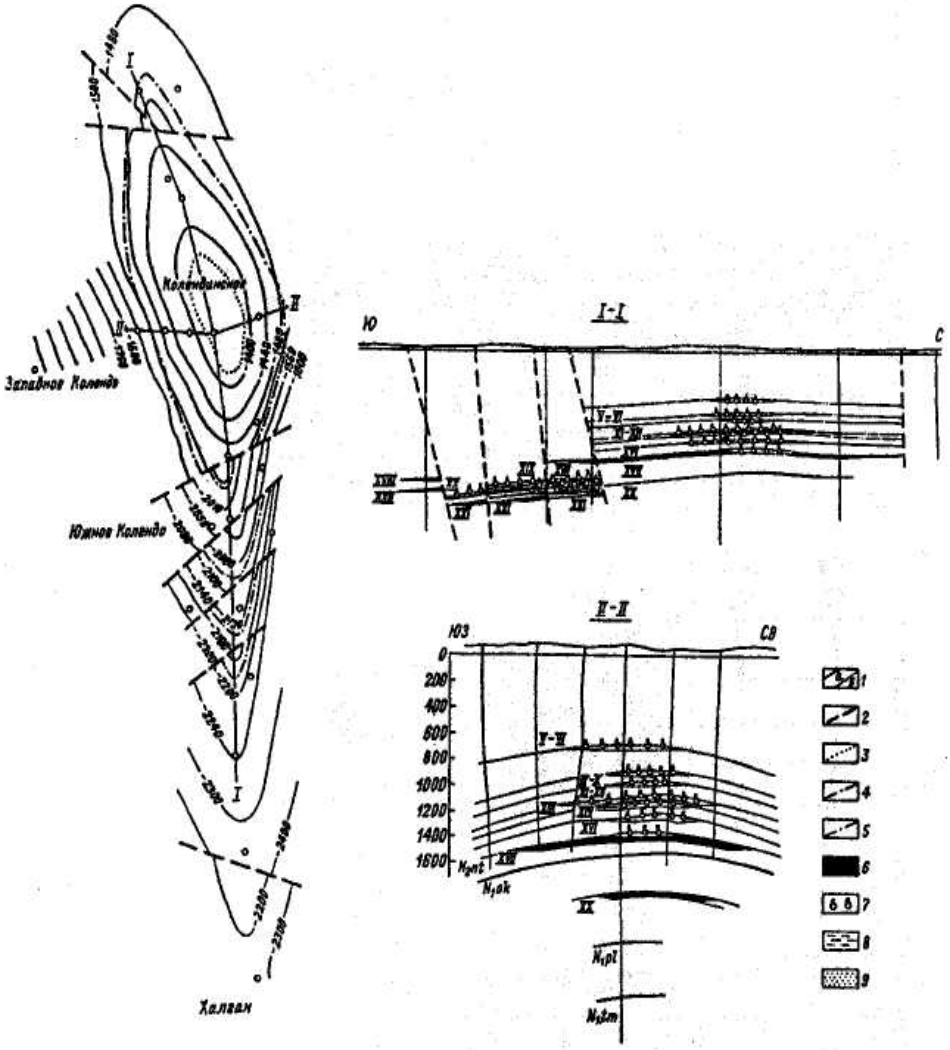


Рис. 258. Колендинское газонефтяное месторождение [22]:
1 — изогипсы: а — по кровле XVII пласта, б — по кровле XXI пласта; 2 - разрывы; контуры: 3 — газоносности XVII пласта, 4 — нефтеносности XVII пласта, 5 — нефтеносности XXI пласта для южной периклинали; 6 — нефть; 7 — газ; 8, 9 — глинистые и песчаные породы соответственно

Колендинское газонефтяное месторождение (рис. 258) приурочено к асимметричной брахиантиклинали северо-западного простирания, с углами падения западного крыла 5—7°, восточного 12—15°. Открыто в 1961 г., разрабатывается с 1964 г. Нефтегазоносны отложения дагинской и окобыкайской свит среднего и верхнего миоцена. В интервале глубин 1000—1600 м установлено шесть газовых залежей и одна газонефтяная. Залежи пластовые сводовые. Газ преимущественно метановый; нефть тяжелая,

плотностью 0,874—0,927 г/см^3, содержит много смол (24—48%) и парафина (2 %).

Паромайское нефтяное месторождение (рис. 259) приурочено к одноименной антиклинальной складке. Открыпо в 1951 г., разрабатывается с 1951 г. Вскрытый скважинами разрез сложен песчано-глинистыми отложениями, расчлененными на нутовскую и окобыкайскую свиты. Паромайская антиклиналь имеет длину около 20 км и осложнена несколькими более мелкими складками. Западное крыло структуры с углами падения в присводовой части 60—80° нарушено продольным взбросо-надвигом, по которому сводовая часть надвинута на относительно пологое западное крыло. Плоскость разрыва наклонена на восток, амплитуда смещения достигает в своде 700 м и уменьшается к югу. Нефтяные залежи приурочены к поднадвиговой части структуры, разбитой поперечными и диагональными нарушениями (преимущественно сбросового характера) на многочисленные блоки. Амплитуды сбросов изменяются от 10 до 200 м. На месторождении открыты 12 залежей нефти, причем две залежи имеют газовые шапки. Песчаные пласты, содержащие нефть и газ, имеют эффективную мощность от 2 до 15 м и пористость 27—19%, которая уменьшается вниз по разрезу. Все залежи по типу ловушек относятся к пластовым тектонически экранированным (поднадвиговым) и, кроме того, осложненным поперечными и диагональными разрывами. Нефти месторождения относительно легкие, с плотностью 815,7—840,6 кг/м^3. Содержат парафина 0,19—3,48, серы 0,14—0,31 %; выход легких фракций (до 300°С) составляет 75—84 %. Газы метановые, плотностью 0,6553—0,7632 кг/м^3, с содержанием тяжелых углеводородов до 10—23 %.

Шхунное газонефтяное месторождение (рис. 260) приурочено к самой северной антиклинальной складке Гыргыланьинской зоны нефтегазонакопления. Открыто в 1964 г., разрабатывается с 1972 г. Структура имеет широкий свод, относительно крутое (25—30°) восточное крыло и пологое (15—20°) западное. Диагональными разрывами она разбита на ряд блоков. Наиболее крупным является разрыв северо-западного простирания, по которому опущена северная периклиналь. Амплитуда этого нарушения достигает 240 м, плоскость разрыва наклонена на юго-запад под углом около 60°. На месторождении открыто 4 газовые и 5 нефтяных залежей. Все они приурочены к коллекторам нижнеокобыкайской подсвиты, имеющим эффективную мощность от 12 до 53 м, пористость 25—26% и проницаемость до 433 мДарси. Глубина залегания промышленных

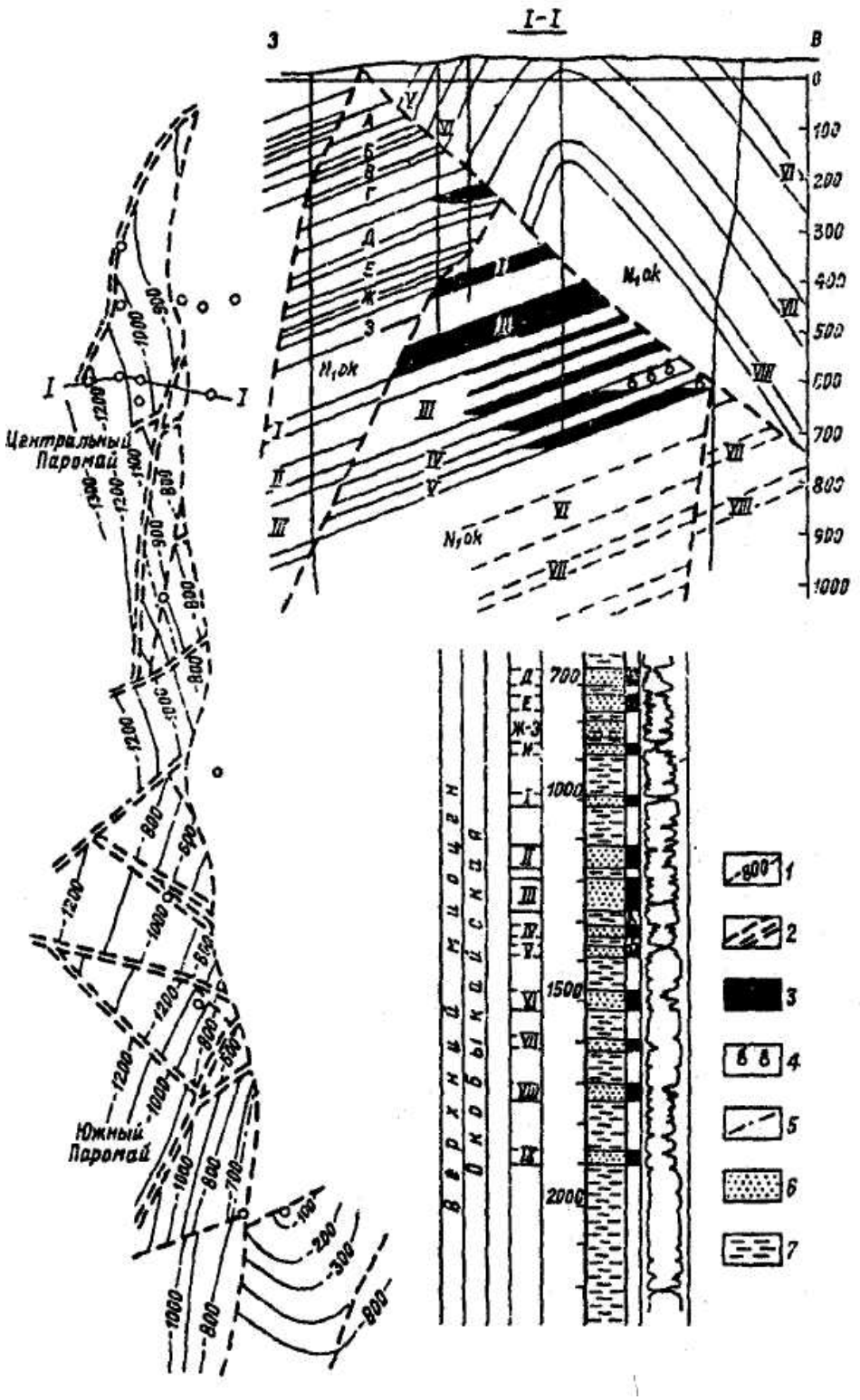


Рис. 259. Паромайское нефтяное месторождение [22]:
1 — изогипсы по кровле VIII пласта; 2 — разрывы; 3 — нефть; 4 — газ;
5 - контур нефтеносности; 6 — песчаные, 7 — глинистые породы

скоплений нефти и газа — от 650 до 1260 м. Все залежи нефти и одна залежь газа находятся в северном блоке и относятся к пластовым тектонически экранированным (на периклинали). В центральном блоке открыты залежи газа, которые по типу ловушек относятся

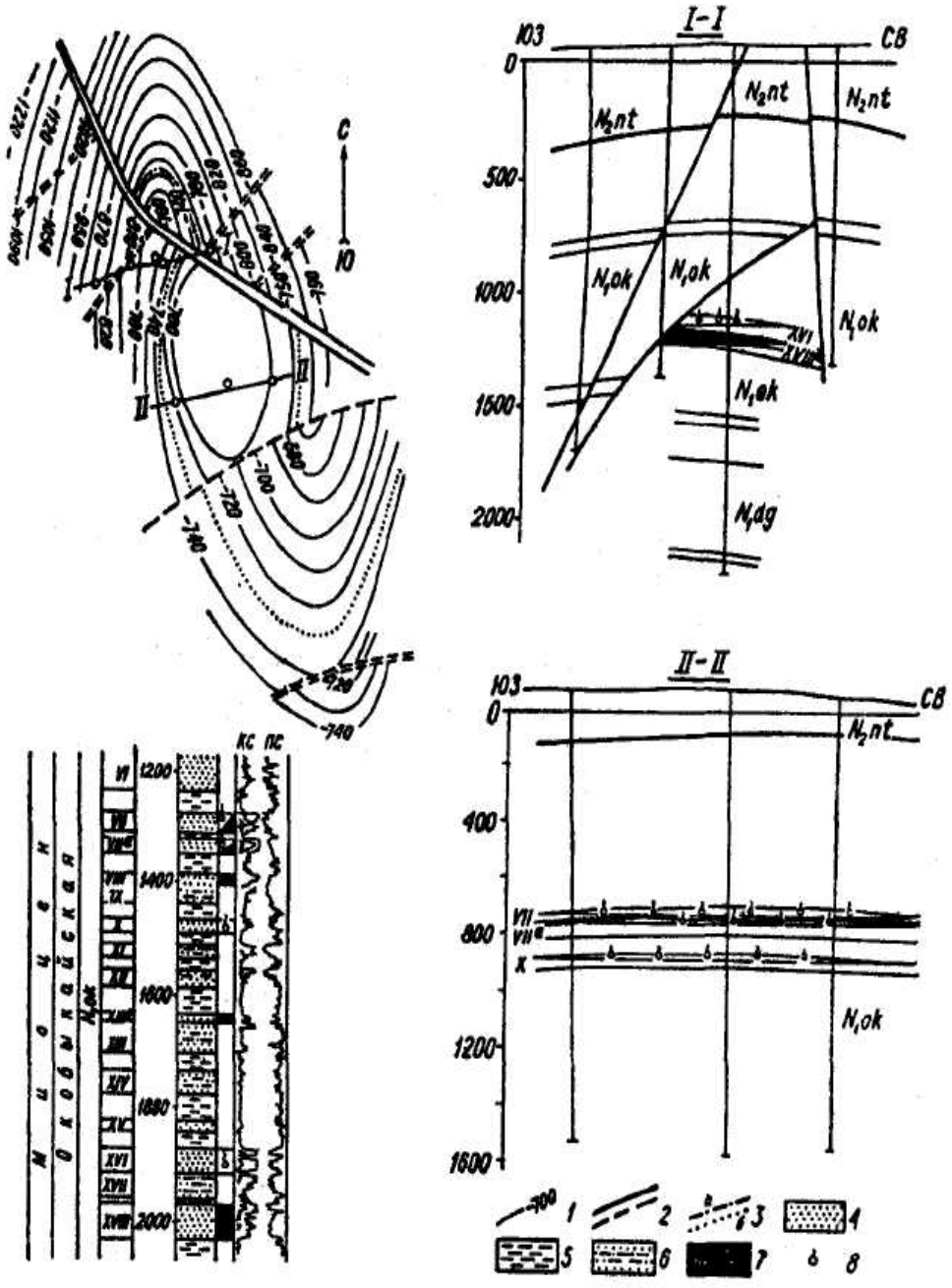


Рис. 260. Шхунное газонефтяное месторождение [22]:
1 — изогипсы по кровле VII пласта; 2 — разрывы; 3 — контуры: а — нефтеносности, б — газоносности; 4, 5, 6 — песчаные, глинистые и песчано-глинистые породы; 7 — нефть; 8 — газ

к пластовым сводовым, разбитым разрывами на блоки. Высота залежей в своде не превышает 25 м, а на периклинали - 50 м. Нефть месторождения тяжелая, с плотностью 928,4—932,8 кг/м^3; содержит акцизных смол до 12, серы - 0,21-0,32, парафина - 0,44—0,62 %. Газ метановый, плотностью 0,5662—0,6 233 кг/м^3, с содержанием тяжелых углеводородов до 2,8%.

Некрасовское газонефтяное месторождение (рис. 261) приурочено к брахиантиклинальной асимметричной складке с крутым восточным (до 40°) и пологим западным (10—15°) крыльями, Откры-то в 1957 г., разрабатывается с 1963 г. Строение складки на глу-бине (по отложениям окобыкайской свиты) значительно усложнено большим количеством разрывных нарушений с амплитудами до 300 м. Открыто 10 залежей: 2 нефтяные, 3 газонефтяные и 5 газовых. Нефти месторождения легкие, плотность их колеблется от 775 до 843 кг/м^3. Содержание серы составляет 0,1—0,3, парафина — до 2%. Выход легких фракций (до 300° С) достигает 70—90 %. Установлена высокая растворимость нефти в газе, наличие конденсата. Начальный газовый фактор достигает 2000 м^3/т. Все залежи относятся к пластовым сводовым, разбитым разрывами на блоки.

Коллектором для нефти и газа служит разнозернистый песчаник с эффективной пористостью около 18%, проницаемостью до 150 мДарси. Дебиты нефти изменяютсяот 10—15 до 42 т/сутки, дебиты газа достигают 75—100 тыс.м3/сутки. Нефтьлегкая, плотность 797—821,2 кг/м3, содержание акцизныхсмол 6—7, парафина 1-2, серы 0,1-0,2 %. Выход легких фракций 77—94 %. Начальное пластовое давление 242,5 кгс/см2, пластовая температура 84,5°С. Газовый фактор колеблется от 475 до 1600 м^3/т. В составе газа преобладает метан (85,4—90,0%), отмечено большое содержание этана и высших углеводородов (до 10%).

Западно-Сабинское газонефтяное месторождение (рис. 262) расположено западнее Сабинского и приурочено к антиклинальной складке, осложняющей западное крыло антиклинальной зоны. Открыто в 1961 г., разрабатывается с 1966 г. Представляет собой куполовидное поднятие размером 3,3х5,5 км, нарушенное мно-до 200 м. Углы падения пород на крыльях не превышают 5—6°. Открыто 6 залежей: 4 нефтяные, одна газонефтяная и одна газовая. Нефтяная залежь VIII пласта по запасам является наибольшей. Пласт, залегающий на глубине 1263—1407 м, представлен чередо-

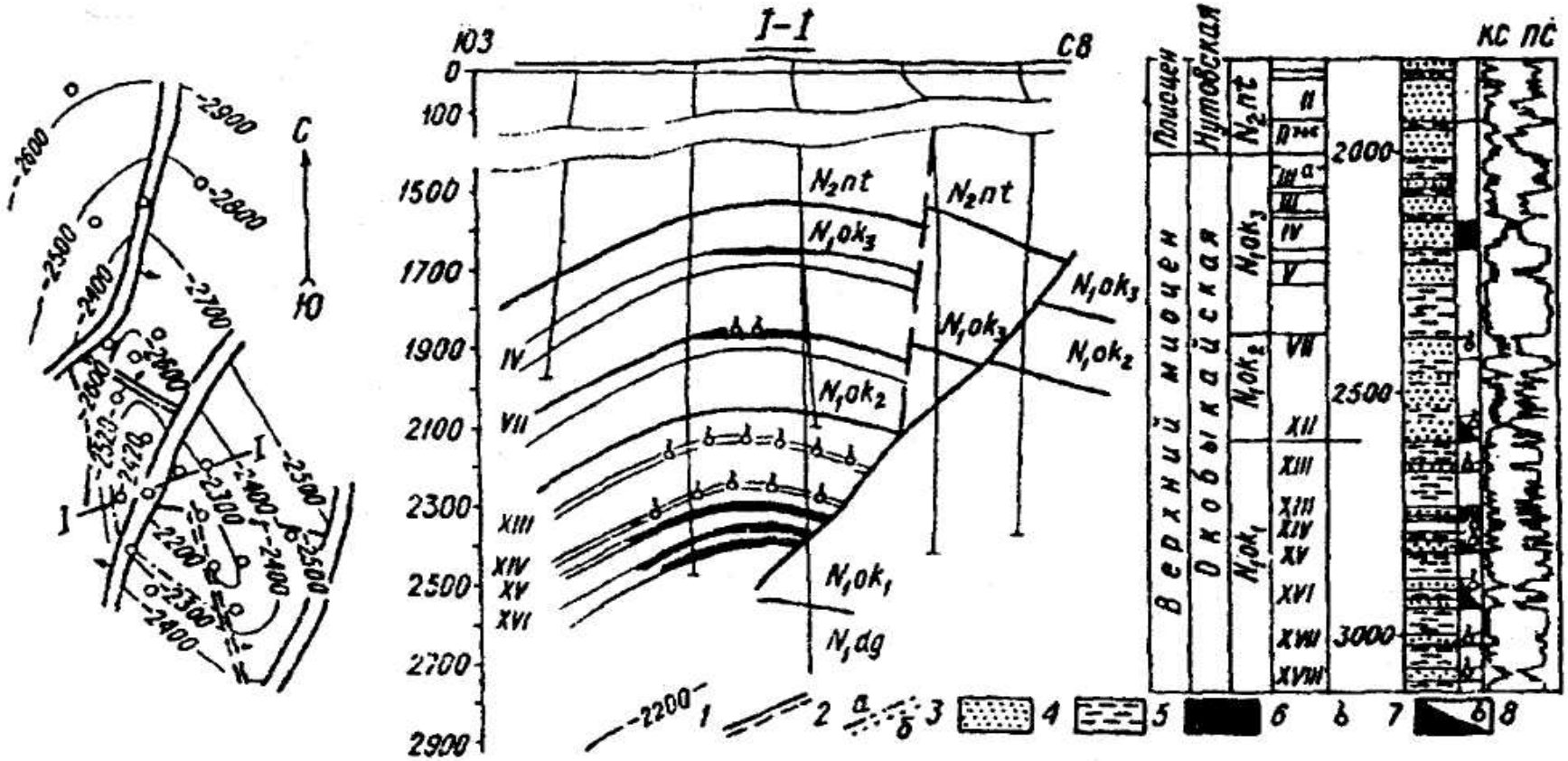


Рис. 261. Некрасовское газонефтяное месторождение [22]:
1 — изогипсы по кровле XV1а пласта; 2 — разрывы; 3 — контуры: а — нефтеносности, б — газоносности; 4, 5 – песчаные и глинистые породы; 6 — нефть; 7 — газ; 8 — нефть и газ

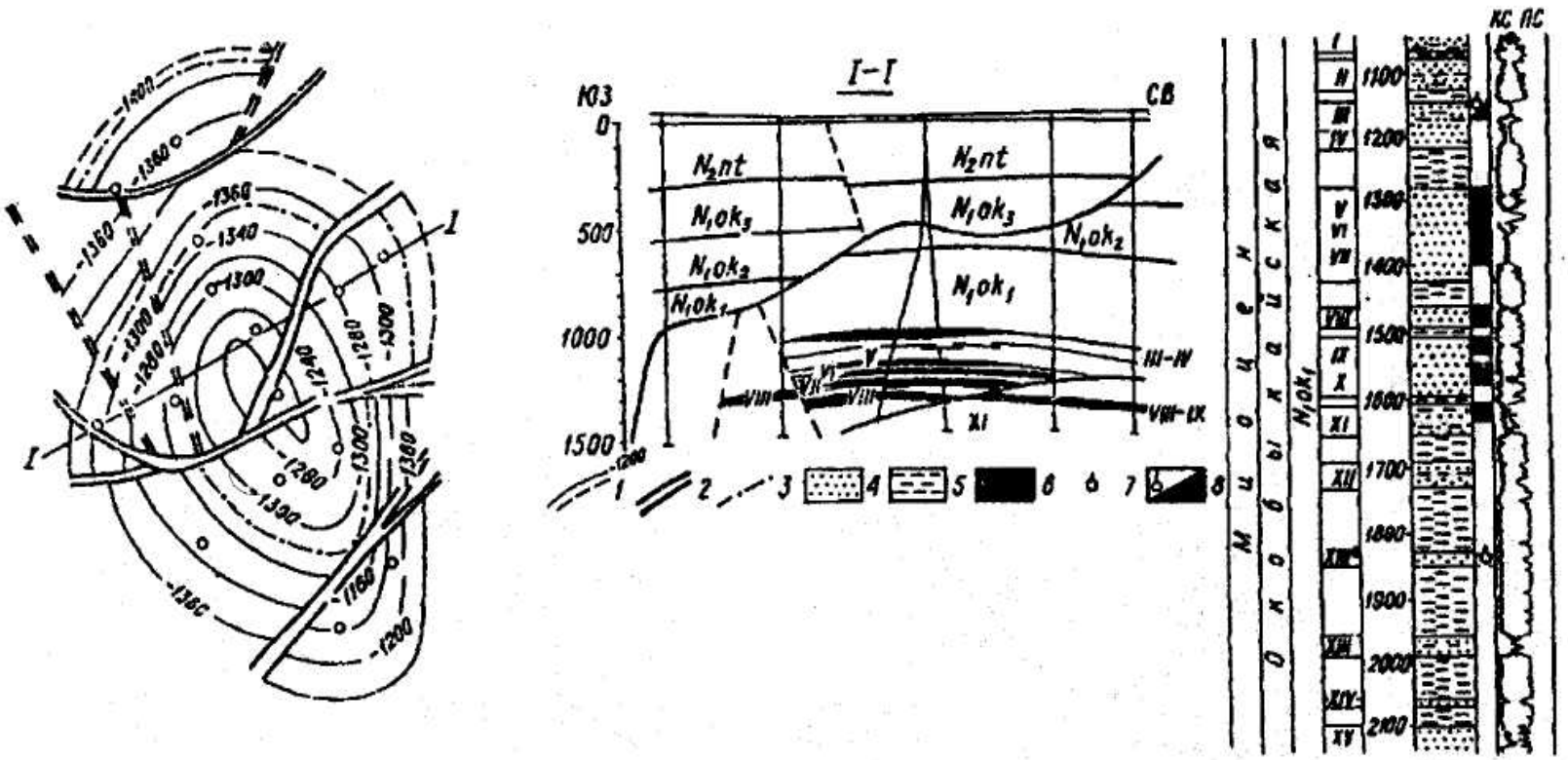


Рис. 262. Западно-Сабинское газонефтяное месторождение [22]:
1 — изогипсы по кровле VIII пласта; 2 — разрывы; 3 — контур нефтеносности; 4, 5 — песчаные и глинистые породы; 6 — нефть; 7 — газ; 8 — нефть и газ

ванием тонких песчаных и глинистых прослоев общей мощностью до 39 м. Средняя эффективная мощность 11 м. Пористость пес-чаных коллекторов составляет 20 %, проницаемость в среднем — 300 мДарси. Нефтеносность VIII пласта впервые была установлена в скв. 1, при испытании которой получен приток нефти с дебитом 12 т/сутки (через 6-миллиметровый штуцер). Пластовое давление в залежи 125,2 кгс/см^2, начальный газовый фактор 30—40 м^3/т. Нефть тяжелая (плотность 973 кг/м3), слабопарафинистая (1,8%), бессернистая. Высота нефтяной залежи 110 м.

Южно-Охинское газонефтяное месторождение приурочено к одноименной куполовидной складке размером 2х1,5 км и ампли-тудой поднятия около 80 м. В северной ее части проходит сброс северо-восточного простирания с амплитудой 400 м. Два других разрыва, но уже северо-западного простирания, с амплитудой 40 и 140 м, осложняют свод и южную периклиналь структуры. Склад-ка по верхним горизонтам асимметрична: углы падения западного крыла 10—15°, восточного до 45°. Свод складки с глубиной смеща-ется к западу на 800—900 м. Открытое 1949 г., разрабатывается с 1952 г. На месторождении открыто 6 залежей: 3 газовые, 2 газовые с нефтяными оторочками и одна нефтяная. Все продуктивные пласты сложены песками со средней пористостью 19—27 % и эффективной мощностью от 1 до 22 м. Газ месторождения сухой, метановый, с плотностью 0,575—0,645 кг/м^3. Нефти имеют плот-ность 838—852 кг/м^3, содержат акцизных смол до 10, парафина до 6 %. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевые, с минерализа-цией около 14 г/л.

Северо-Охинское газонефтяное месторождение приурочено к небольшой антиклинальной складке, осложняющей северную периклиналь Охинской структуры. Свод ее сложен глинисто-песчаными осадками нижненутовской подсвиты, под которыми за-легают песчано-глинистые отложения окобыкайской свиты мощ-ностью 1100 м. Открытое 1967 г., разрабатывается с 1967 г. От-крыто 5 залежей: одна газовая, две нефтяные с газовыми шапками и две нефтяные. Промышленные скопления залегают на глуби-нах 900—1400 м. Эффективная мощность пластов колеблется от 8 до 23 м, пористость — от 20 до 23%. Пласты характеризуются резкой литологической изменчивостью. Нефти месторождения имеют плотность от 842,1 до 869,3 кг/м^3, содержат 12—28 % ак-цизных смол и 0,6—2,8% парафина. Газы метановые, с плотностью 0,5871—0,5945 кг/м^3, увеличивающейся вниз по разрезу.

Мухтинское газонефтяное месторождение является самым крупным месторождением Паромайской зоны нефтегазонакопления. Приурочено к антиклинальной структуре. Открыто в 1959 г., разрабатывается с 1963 г. Мухтинская антиклиналь отделена от Паромайской небольшим седловидным прогибом. Углы падения по-род ее западного крыла в присводовой части составляют 50—85, восточного — 20—30°. Вдоль западного крыла складки проходит региональный взбросо-надвиг с амплитудой 600—800 м, по которому восточный блок надвинут на западный; кроме того, поперечными и диагональными разрывами типа взбросов складка разбита на ряд блоков. Открыто 14 залежей: 3 газонефтяные, остальные нефтяные. По типу ловушек залежи тектонически экранированные на периклинали и пластовые сводовые, разбитые на самостоятельные блоки. Эффективная мощность пластов-коллекторов изменяется обычно в пределах 5—20 м. Пористость коллекторов 21—30 %, проницаемость — до 500 мДарси. Нефти месторождения в четырех верхних пластах имеют плотность 830—906,6, в нижних — 829,9-874,0 кг/м^3; содержание серы 0,1-0,2, парафина 0,7-3,2%.
Газ метановый, с плотностью 0,5944—0,6232 кг/м^3 и содержанием тяжелых углеводородов 3,2—3,5 %. Воды гидрокарбонатно-натриевые, с минерализацией 6—28 г/л, возрастающей вниз по разрезу.

Волчинское газонефтяное месторождение связано с крупной антиклинальной складкой, осложненной в южной части более мелкими локальными структурами. Открыто в 1963 г., разрабатывается с 1972 г. Месторождение многопластовое: в дагинской свите в отдельных тектонических блоках выявлены нефтяные залежи. На Северинской и Ключевской площадях (свод и южные пе-риклинальные блоки структуры) в окобыкайской свите установлено 10 газоносных пластов и, кроме того, в дагинской свите обнаружена залежь газа. В пределах месторождения выявлен ряд сбросов с амплитудами до 200 м, которые часто служат текто-ническими экранами для нефтяных и газовых скоплений. Коллек-торами нефти и газа являются пачки пород, представленные пе-реслаиванием песчаных разностей, мощностью до первых десятков метров, с глинистыми и алеврито-глинистыми разностями. Открытая пористость песчаников составляет 20—25 %, а проницаемость — 500—600 мДарси.

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалина в 67 км к ЮВ от г. Оха и в 17 км от берега. Открыто в 1986 г., по запасам

относится к категории крупных. Приурочено к Одоптинской антиклинальной зоне. Месторождение контролируется крупной антиклинальной складкой, осложненной тремя куполами — Пильтунским, Южно-Пильтунским и Астохским. Амплитуда каждого — от 100 до 200 м. Антиклиналь осложнена сбросами амплитудой 20-40м, которые разделяют структуру на ряд блоков и контролируют распространение залежей по площади. Углы падения слоев на западном крыле 10—12°, навосточном — 8—10°. Нефтегазоносны терригенные отложения нижненутовской подсвиты нижнею миоцена. Доказана продуктивность 13 пластов. Глубина кровли верхнего 1300 м, нижнего — 2334 м. Пористость от 22 до 24%, t — 50,5—73°С. Плотность нефти 0,874—0,876 г/см3, вязкость 0,11—0,5 МПа-с, содержа-ние серы 0,12—0,27%, парафина 0,21—2,56%, смол и асфальтенов 2,5-4,3 %. Плотность газа по воздуху 0,604—0,638; газ содержит ме-тана 94,11-91,75 %, углекислого газа 0,52%, азота 0,28-0,84 %.

Аркутун-Дагинское нефтегазоконденсатное месторожде-ние расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалина в 123 км восточно-юго-восточнее отг. Оха, в 26 км от береговой линии. Приурочено к Одоптинской антиклинальной зоне. Открыто в 1986 г., по запасам относится к категории средних. Залежи контролируются тремя антиклинальными складками — Аркутунской, ДагинскойиАйяшской. Размеры общей структуры 56х10км (по кровле нижненутовского подгоризонта), амплитуда — до 500 м. Нефтегазонос-ны терригенные отложения нижненутовского подгоризонта нижнего миоцена (10 пластов); глубина кровли верхнего — 1700 м, нижнего — 2300 м. Пористость коллекторов в среднем 23%, t — от 60 до 71°. Плотность нефти 0,824—0,844 г/см^3, вязкость 0,41—0,5 МПа-с, содержание серы 0,18-0,38 %, парафина 0,15—2,59 %, смол и асфальтенов 2,2—5,73 %. Плотность газа по воздуху 0,614—0,660. Конденсатный фактор — 108,5. Газ содержит метана 94,44—90,85 %, углекислого газа 0,23-1,03 %, азота 0,30-0,35 %.

Одопту-море нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалина в 6—8 км от берега и 40—50 км к югу от г. Оха. Открыто в 1977 г. Приурочено к Одоптинской антиклинальной зоне. По кровле нутовской свиты (N1nt) размеры 6,5х32 км, амплитуда 200 м. Свод структуры ослож-нен тремя куполами — северным, центральным и южным, размеры от 6 до 12 км. Западное крыло складки более крутое, чем восточ-ное, углы падения слоев 5-17° и 3-7°. Разрывных нарушений не ус-тановлено. Нефтегазоносные отложения нижненутовской под-

свиты нижнего миоцена представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Установлено 13 продуктивных пластов-коллекторов. Глубина кровли верхнего пласта 1250 м, нижнего 1972 м. Пористость коллекторов от 19 до 25%, проницаемость в среднем 0,56 мкм^2. Начальные пластовые давления 17,1—21,3 МПа, t=62—72°С. Начальные дебиты нефти от 10,5до 90 т/сут. Плотность нефти 0,839-0, 871 г/см^3, вязкость 0,74—1,18 МПа-с, содержание серы 0,2—0,4%, парафина 0,5—1,3%, смол и асфальтенов 3,91—8,8%. Плот-ность газа по воздуху 0,584—0,636. Газ содержит метана 94,85— 96,4 %, углекислого газа 0,12 %, азота 0,51—1,10 %.

Лунское-Море нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалина в 335 км к югу от г. Охи и 12—15 км от берега. В тектоническом отношении приурочено к Ныйской антиклинальной зоне. Открыто в 1984 г. Контролируется крупной брахиантиклинальной складкой размером 8,5х26 км (по кровле дагинской свиты) и амплитудой 600 м. Структура пересечена серией сбросо-сдвиговых нарушений с амплитудой смещения от нескольких до 200 м. Углы падения слоев на крыльях структуры 8-10°. По верхним горизонтам складка выполаживается, углы падения уменьшаются до 3—4°. Нефтегазонос-ный комплекс приурочен к дагинской свите нижнего-среднего ми-оцена, сложенной терригенными песчаниками, алевролитами и аргиллитами. На месторождении установлена продуктивность 15 пластов-коллекторов. Это газоконденсатные залежи, нефтяные оторочки открыты в 4 из них. Кровля верхнего пласта на глубине 2082 м, нижнего — 2843 м. Пористость коллекторов от 24 до 26%, t — от 72 до 82°С. Плотность нефти 0,816 г/см3, вязкость 0,25— 0,7 МПа-с, содержание серы 0,13%, парафина 1,44—1,79%, смол и асфальтенов 1,2—1,45%. Плотность газа 0,621—0,630. Газ содер-жит метана 93—92,06 %, углекислого газа 0,28%, азота 0,65-1,14%.

Киринское газоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалина в 65 км к востоку от пос. Ноглики и 20 км от берега. В тектоническом отношении оно приурочено к Ныйской антиклинальной зоне. Открыто в 1992 г., по запасам относится к категории средних. Залежи газоконденсата ограничены антиклинальной структурой, представляющей собой вытянутую складку, осложненную поперечным сбросом небольшой амплитуды. Размеры складки 10х1,5км (по кровле дагинского горизонта), амплитуда 200 м. Газоносны терригенные отложения дагинского горизонта нижнего-среднего миоцена, в которых откры-

то 4 газоконденсатных пласта. По данным испытаний предполагается, что в верхних трех пластах существует одна массивная залежь с единым газоводяным контактом. Глубина кровли верхне-го пласта 2820 м, нижнего — 2968 м. Пористость коллекторов — 18-22%.

Чайво-Море нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе о. Сахалина в 120 км к юго-востоку от г. Оха и в 12 км от берега. Приурочено к безымянной седловине между Чайвинской и Пильтунской синклинальными зонами. Открыто в 1979 г. Залежи контролируются брахиантиклиналлной складкой простого строения размером 4х8 км по кровле нижненутовского подгоризонта и амплитудой до 150 м. Ось склад-ки ориентирована на северо-запад. Нефтегазоносные нижнемио-ценовые отложения нижненутовского подгоризонта представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Установлена продуктивность 10 пластов-коллекторов. Глубина залегания верхнего пласта 1175 м, нижнего 2787 м. Пористость 19—25%, проницае-мость 0,163-0,458 мкм^2. t 68-87°С. Плотность нефти 0,832-0,913 г/ см^3, вязкость 0,640—0,642 МПа-с, содержание серы 0,1—0,4%, па-рафина 0,5—1,3 %, смол и асфальтенов 5—13,1 %. Плотность газа по воздуху 0,624-0,673. Газ содержит метана 93,6—93,8 %, углекис-лого газа 0,3-0,52 %, азота 0,3-0,6%.

ЮЖНО-САХАЛИНСКАЯ НГО площадью 47,5 тыс. км^2 (в том числе перспективная площадь суши — 4 тыс. км2) отличается значительно меньшими толщинами неогеновых отложений и сокращенным разрезом палеогена. Выделяется Макаровский прогиб с мощностью кайнозойского осадочного чехла 6 — 7 км и расположенный к востоку Владимирский прогиб с мощностью осадочных отложений до 3 — 4 км. Ресурсы углеводородов связаны, в основ-ном, с окобыкайско-нутовским нефтегазоносным комплексом. От-крыты три небольших месторождения газа: Восточно-Луговское, Южно-Луговское и Золоторыбинское. Общий потенциал НГО оце-нивается невысоко.

ЗАПАДНО-САХАЛИНСКАЯ НГО площадью 135 тыс. км^2 в своей субаквальной части приурочена к акватории Татарского про-лива и смежных районов Японского моря. Перспективная площадь акватории в пределах шельфа о. Сахалин составляет 23,6 тыс. км^2. Высокая степень эродированности отложений на островной части области, неблагоприятный для аккумуляции лито-фациальный состав неогеновых отложений и на большей части площади облас-

ти высокая степень литофикации палеогеновых и верхнемеловых отложений, значительно снижает перспективы нефтегазоносности области.

Крупнейшей геологической структурой Западно-Сахалинской НГО является — Западно-Сахалинский прогиб, охватывающий акваторию Татарского пролива (северные широты г. Чехова), Амурского лимана и смежные районы Северо-Западного Сахалина. В осадочном чехле мощностью до 4 — 5 км выделяются верх-немеловой, палеоген-среднемиоценовый и верхнемиоценовый комплексы, отличающиеся смещением структурных планов. Более сложно устроена южная часть Западно-Сахалинского прогиба, где на восточном крыле развиты крупные, довольно крутые асимметричные брахиантиклинали, нарушенные значительными продольными разрывами (Красногорская, Старомаячнинская).

Большая часть начальных суммарных ресурсов УВ отнесена к Нутовско-Окобыкайскому НГК и уйнинско-дагинскому комплек-сам. Около 74% начальных суммарных ресурсов составляют нефть и конденсат. В целом на долю Западно-Сахалинской ПНГО прихо-дится лишь около 8% начальных суммарных ресурсов УВ Сахалин-ского шельфа. В пределах ПНГО основные УВ приурочены к глу-бинам до 3 км.

На западном шельфе Сахалина в отложениях окобыкайско-нутовского комплекса (маруямская свита) открыто Изыльметьев-ское газовое месторождение.

ЗАПАДНО-КАМЧАТСКАЯ НГО площадью 70 тыс. км^2 занима-ет прогибы западного побережья п-ва Камчатка и прилегающей акватории (Западно-Камчатский, Охотско-Колпаковский, Воям-польский и др.). Крупнейшей тектонической структурой области является Западно-Камчатский синклинорный прогиб с мощностью осадочного чехла 6,5 км. Основная часть разреза представлена палеоген-неогеновыми терригенными и кремнисто-глинистыми отложениями, среди которых развиты пласты с удовлетворительными емкостно-фильтрационными свойствами и изолирующие достаточно мощные пачки. Нижнюю часть осадочного чехла слагают песчано-глинистые верхнемеловые отложения.

Перспективы нефтегазоносности связываются (в порядке убывания) с неогеновыми, палеогеновыми и верхнемеловыми комплексами. Вторая крупная отрицательная структура Западно-Камчатской НГО — Охотско-Колпаковский тыловой прогиб — имеет осадочный чехол мощностью до 8 км. Он практически це-

ликом представлен неогеновыми отложениями, в верхней части разреза которых имеются мощные пласты хороших поровых коллекторов,

На суше открыто четыре небольших по запасам газоконденсатных месторождения (Кшукское и др.) наглубине 1200— 1600м, приуроченных к нижнемиоценовому и средне-верхнемиоценовому комплексам; газопроявления отмечены в отложениях эоцена и верхнего мела.

Кшукское газовое месторождение—первое месторождение, открытое на Камчатке, расположено на ее юго-западном побережье и приурочено к антиклинальной складке размером 8х5 км, с амплитудой около 100 м. Продуктивны вулканомиктовые песча-ники кавранской серии (верхний миоцен-плиоцен), обладающие от-крытой пористостью 12—32 % и проницаемостью 0,02—0,15 мкм^2 и более. Глубина залегания продуктивного горизонта 1149—1560 м. Дебиты скважин составляют от 70—207 тыс. м^3/с на штуцере 12 мм, до 706 тыс. м^3/с газа на штуцере 27 мм и 4,1 м3/с газоконденсата.

В целом, по Западно-Камчатской НГО основная часть прогнозных ресурсов нефти и газа приурочена к неогеновым и палеогеновым отложениям.

Ульянско-Мареканская, Северо-Охотская, Центрально-Охотская и Южно-Охотская перспективные нефтегазоносные области выделены в акватории Охотского моря и на прилегающих участках суши по аналогии с областями доказанной нефтегазоносности. По геофизическим и геологическим данным в их пределах предполагаются крупные осадочные бассейны, выполненные преимущественно терригенными, реже кремнисто- вулканогенными породами суммарной толщиной 5000 — 8000 м (Голыгинский прогиб и др.) палеогенового, неогенового и четвертич-ного возрастов.

Месторождения Сахалина в основном приурочены к ловуш-кам структурного типа. Наиболее широко развиты месторождения, связанные с антиклинальными складками с нарушенными сводами (Охинское, Узловое, Сабинское, Катанглинское и др.). Ограниченное распространение имеют месторождения связанные с антиклинальными и брахиантиклинальными складками с ненарушенными сводами (Прибрежное, Тунгорское и др.) и месторождения, приуроченные к моноклиналям (Паромайское, Се-верное Колендо). Большая часть залежей пластовые с эффектив-

ной мощностью 5 — 25 м, иногда до 50 — 60 м с открытой пористостью 13-20%.

Подавляющее большинство залежей осложнено разрывными нарушениями, литологическим выклиниванием, стратиграфичес-ким срезанием. Основные запасы нефти 84% приурочены к глу-бинам 0 — 2 км, газа — 1 — 3 км, газоконденсата (90%) - 2 — 3 км.

Перспективные территории Дальнего Востока

Орогенические области в пределах России изучены в отноше-нии нефтегазоносности крайне неравномерно и в целом лабее, чем платформенные области. Имеются крупные территории и участки шельфа, о перспективах которых на нефть и газ можно судить с большей или меньшей уверенностью на основании общегеологических соображений и аналогии с провинциями и областями, где нефтегазоносность доказана практическими результатами геологоразведочных работ. На соверменной стадии изученности в качестве перспективных элементов нефтегазогеологического районирования может быть выделен ряд самостоятельных (не входящих в провинции или области) перспективных нефтегазоносных районов (Момо-Зырянский прогиб, группа дальневосточных впадин). Кро-ме того, известно несколько межгорных впадин (Кузнецкая, Севе-ро- и Южно-Минусинская, Селенгинская, Байкальская, Тункинская, Баргузинская), которые уже вовлечены в сферу геологоразведоч-ных работ, но из-за неопределенности геологических материалов обоснованной количественной оценки не имеют.

Момо-Зырянский прогиб входит в состав Верхояно-Колымс-кой складчатой области. Прогиб имеет перспективную площадь по мезо-кайнозойским отложениям около 50 тыс. км2. В разных рай-онах прогиба отмечались довольно обильные выходы углеводород-ных газов с высоким содержанием тяжелых гомологов, а также битумы в отдельных горизонтах юрского разреза. В последние годы пробурено несколько скважин, в одной из них (Индигирская пло-щадь) из отложений неогена получен слабый приток газа дебитом 1,7 тыс. $м^3$/сут. Изученность прогиба остается крайне слабой, оцен-ка перспектив нефтегазоносности неопределенная.

Самостоятельный перспективный объект представляют впа-дины и прогибы на юге Дальнего Востока: Зее-Буреинская, Сред-неамурская, Ханкайская и другие. Они находятся в области распространения мезозойской складчатости, имеют мезо-кайнозой-

ский осадочный чехол, включающий отложения континентального и морского генезиса. Впадины различны по строению, размерам, условиям формирования.

Интерес к южно-дальневосточным впадинам связан во многом с тем, что в приграничных с Россией районах Китая и Монго-лии континентальные толщи характеризуются региональной нефтегазоносностыо (впадина Сунляо и др.). В Зее-Буреинской, Среднеамурской, Ханкайской, Верхнебуреинской впадинах уже проведены, хотя и в небольшом объеме, специальные работы нефтя-ного профиля, включая разведочное бурение.

ВЕРХНЕБУРЕИНСКИЙ ГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН (площадь 10,5 тыс. км2) расположен в пределах Хабаровского края и связан с мезозойской впадиной, входящей в систему Монголо-Охотского складчатого пояса (рис. 263).

О геологическом строении впадины известно, главным обра-зом, по работам, производимым в связи с изучением твердых (в первую очередь угля) полезных ископаемых. Специальные работы на нефть и газ проведены в небольшом объеме в последние годы; в результате открыто Адниканское газовое месторождение с за-пасами 2 млрд. $м^3$.

Потенциал нефтегазоносности Верхнебуреинской впадины оценивается в целом невысоко и связывается с мезозойскими отложениями, представленными двумя комплексами: юрским морским терригенным толщиной до 3000 м и верхнеюрско-меловым континентальным терригенно-угленосным толщиной до 4000 м. На Адниканском месторождении продуктивны меловые (кындальская свита) песчаники, перекрытые алеврито-глинистыми породами; залежи, повидимому, являются пластовыми, тектонически экрани-рованными. Прогнозные ресурсы углеводородов сосредоточены, в основном, в меловом комплексе (62%), остальные - в юрском (38%).

Один из интересных объектов поисков нефти и газа связан с впадинами Прибайкалья и Забайкалья — Тункинской, Гусиноостровской, Байкальской, Баргузинской и Селенгинской. Эти меж-горные впадины, входящие в состав Монголо-Охотской складчатой системы, морфологически образуют крупные грабены, выполненные преимущественно пресноводными отложениями мезозоя, миоцена и плиоцена. В разные годы в них было пробурено несколь-ко скважин, не давших положительных результатов. Перспективы этих впадин в настоящее время могут быть оценены только на предположительном качественном уровне.

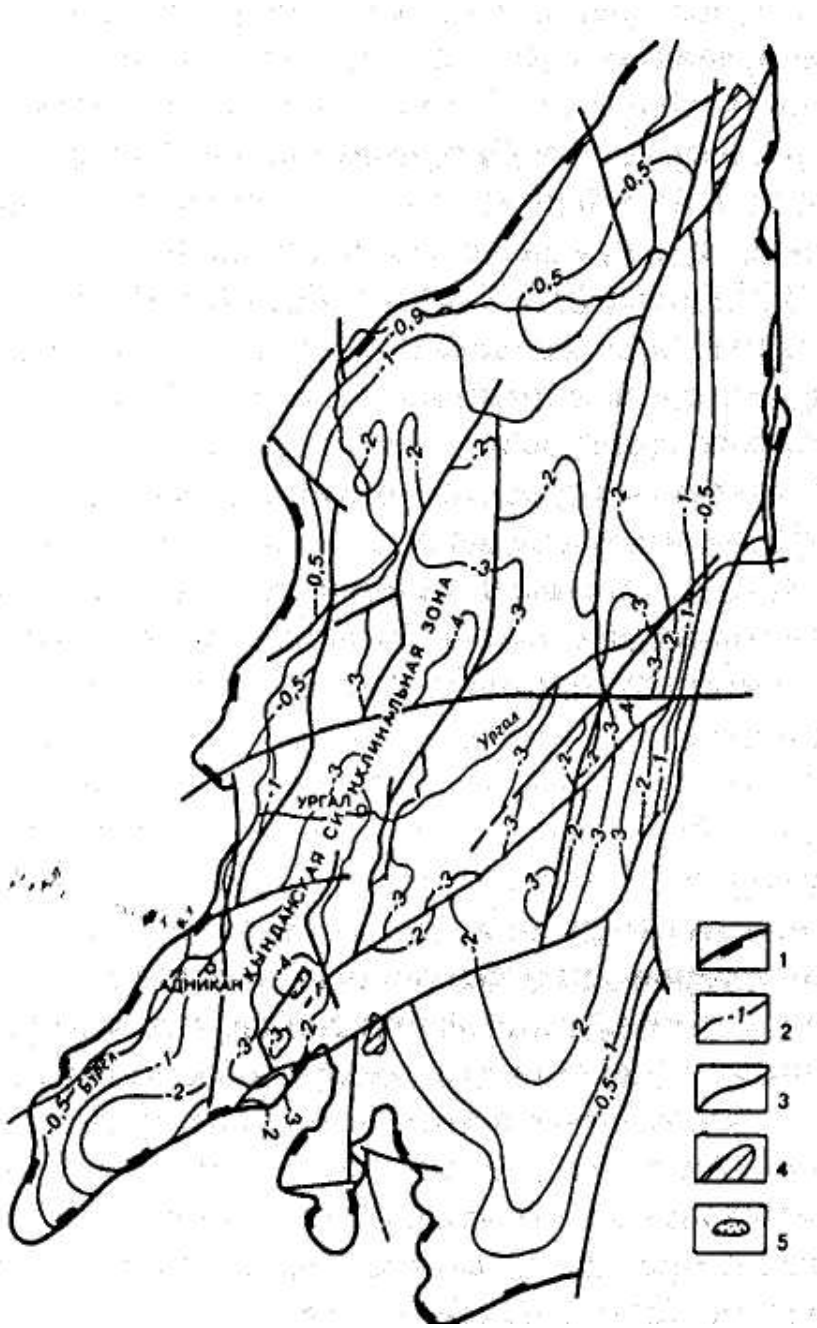


Рис. 263. Верхнебуреинский нефтегазоносный бассейн [46]:
1 — границы бассейна; 2 — изогипсы поверхности фундамента (палеозоя); 3 — тектонические нарушения; 4 — выходы фундамента на поверхность; 5 — Адниканское газовое месторождение

Кузнецкая, Северо- и Южно-Минусинская впадины находятся на юге Западной Сибири в системе горных сооружений Кузнецкого Алатау и Саян. Впадины имеют размеры от 10 до 50 тыс. км^2, резко выражены в рельефе, имеют чехол терригенных и кар-бонатных пород палеозоя и мезо-кайнозоя толщиной до 5000 м. Начиная с 1940-х гг., во впадинах ведутся, хотя и с перерывами, буровые и геофизические работы, ориентированные преимуще-ственно на девонские и верхнепалеозойские отложения, в резуль-тате чего в них установлены прямые проявления нефти и газа,

Так, в Кузнецкой впадине притоки газа, использованные для местных нужд, были получены на Плотниковской, Борисовской, Абашевской и других площадях; на первой из них наблюдалось выделение светлой нефти.

В Минусинских впадинах небольшие притоки газа с дебитами 2 — 3 тыс. м^3/сут были получены на Западно-Тагарской и ряде других площадей, а на Быстрянской площади в скв. 1 дебит газа составил примерно 180 тыс. м^3/сут, но промышленный характер этого газового скопления бурением последующих разведочных скважин не подтвердился. На Алтайской, Сользаводской площадях были получены притоки нефти по 10 — 20 л/сут.

Несмотря на продолжительность изучения, достоверная оцен-ка перспектив нефтегазоносности рассмотренных впадин отсут-ствует. В свете новых геолого-геофизических данных, полученных в Минусинских впадинах в последние годы, предполагается боль-шая, чем ожидалась раньше, роль литологических факторов в распределении нефти и газа, что требует корректировки методики ведения поисково-разведочных работ.

Контрольные вопросы к главе 5

1. Какие особенности геологического строения характерны для провинций складчатых территорий?
2. Каково значение провинций складчатых территорий в современной добыче нефти и газа?
3. В каких провинциях складчатых территорий отмечен гря-зевой вулканизм?
4. Роль Закавказской провинции в становлении нефтегазовой промышленности мира.
5. Назовите нефтегазоносные комплексы Закавказской провинции.
6. Какие нефтегазовые месторождения Закавказской провин-ции открыты на Каспийском шельфе?
7. Каковы перспективы нефтегазоносности Каспийского шельфа в Западно-Туркменской провинции?
8. Назовите нефтегазоносные области, входящие в Тяньшань-Памирскую провинцию.
9. Какова роль Сахалинской нефтегазоносной области d Охотской провинции?
10. Перечислите нефтегазоносные комплексы Камчатской нефтегазоносной области Охотской провинции.

Глава 6
Нефтегазогеологическое районирование шельфов и акваторий арктических и дальневосточных морей

Геолого-геофизические работы в шелmфовой зоне северных морей, в основном в Западной Арктике, были начаты в конце 70-х годов, а поисково-разведочное бурение — в 1982 г. За короткий период их проведения на шельфе северных морей и прежде всего в Баренцевоморской провинции и прилегающих шельфах севера Тимано-Печорской (Печороморская нефтегазоносная область) и Западно-Сибирской (Южно-Карская газонефтеносная область) провинций открыто 19 нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений. По величине запасов четыре месторождения относятся к уникальным (более 500 млрд. $м^3$ газа), четыре к крупным, остальные к средним (рис. 7).

По оценкам отечественных и зарубежных исследователей, в недрах континентального шельфа морей России сосредоточено свыше 45% общих начальных суммарных ресурсов углеводородов шельфа всего Мирового океана. Большая часть этих ресурсов приходится на арктические моря со сложными природно-климатическими условиями. В северных морях сконцентрировано до 90% потенциальных ресурсов углеводородов российского шельфа. Этот регион еще недостаточно изучен, однако результаты исследований последних лет позволяют предполагать, что они огромны. На шельфе арктических морей геофизическими методами выявлено более 70 перспективных на нефть и газ структур. Также могут быть перспективны 95% площадей, выявленных на шельфах Баренцева и Карского морей.

Наибольшими запасами и эксплуатационными возможностями обладают продуктивные терригенные горизонты юры Восточно-Баренцевского мегапрогиба, мела Южно-Карской впади-

ны и карбонатные отложения пермо-карбона акватории Печорской плиты.

Высокие филmтрационно-емкостные свойства этих горизонтов (пористость колеблется от 10 — 17% до 24%) позволили получать из отложений мела и юры дебиты газа до 2 млн.м^3 /сут и из карбонатных отложений дебиты нефти до 650 м^3/сут.

Результаты поисково-разведочных работ, проведенных на шельфе Западной Арктики, открытие здесь таких крупнейших месторождений, как Мурманское, Северо-Кильдинское, Штокмановское, Лудловское, Ледовое в Баренцевоморской газонефтеносной провинции; Приразломное, Северо-Гуляевское, Поморское, Песчаноозерское, Таркское на Печорском шельфе (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция); Русановское и Ленинградское в Южно-Карском море (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция), позволяют считать этот регион новой весьма значительной по углеводородному потенциалу сырьевой базой России.

Однако помимо указанных нефтегазоносных провинций и областей Западной Арктики большими перспективами обладают такие пока слабоизученные провинции и области северных морей, как Северо-Карская, Лаптевская, Восточно-Арктическая, Южно-Чукотская, Притихоокеанская (Хатырская и Анадырская впадины).

В связи с этим представляется целесообразным нефтегазонос-\ные и перспективные нефтегазоносные провинции арктических и дальневосточных морей России выделить в отдельную группу.

6.1. Баренцевоморская газонефтеносная провинция

Баренцевоморская газонефтеносная провинция расположена в пределах шельфа Баренцева моря западной Арктической части России (рис. 264). В геотектоническом отношении приурочена к эпикаледонской окраинно-континентальной шельфовой плите общей площадью свыше 1,3 млн км^2. С севера она обрамляется протяженной линейно вытянутой системой геоантиклиналей и срединных массивов Гренландско-Карской зоны, на западе и северо-западе Свальбардской антеклизой, включающей поднятия островов Медвежий, Северо-Восточная Земля. На юго-западе провинция ограничена северо-восточным склоном Балтийского щита,

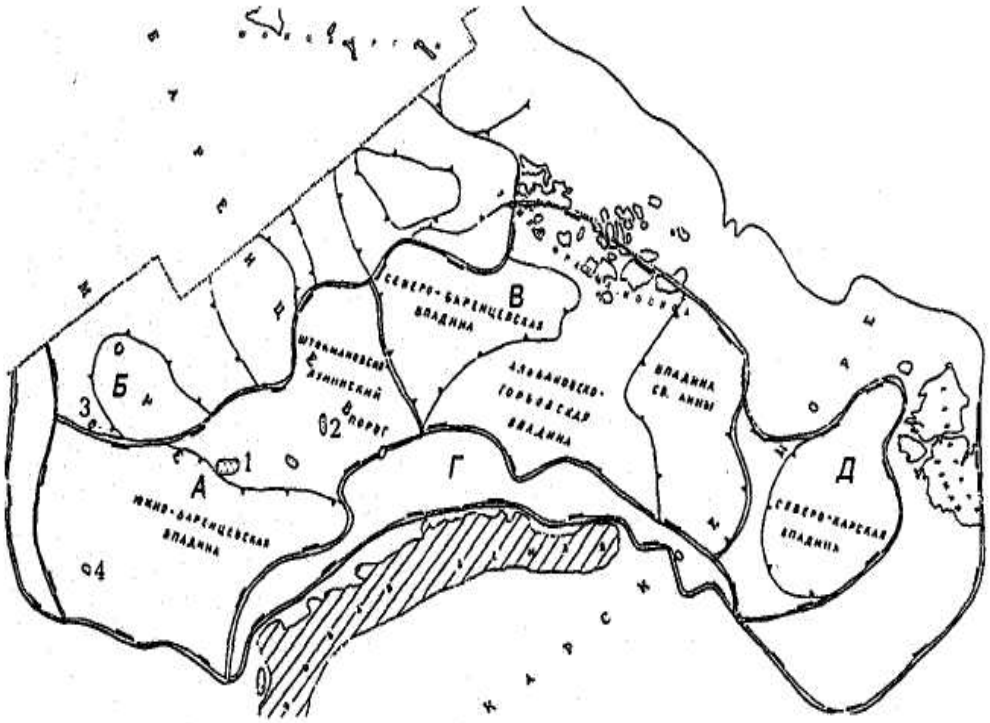


Рис. 264. Баренцевоморская газонефтеносная провинция [45].
Нефтегазоносные области: А — Южно-Баренцевская, Б — Центрально-Баренцевская, В — Северо-Баренцевская, Г — Адмиралтейская, Д — Северо-Карская.
Месторождения: 1 — Штокмановское, 2 — Лудловское, 3 — Северо-Кильдинское, 4 — Мурманское

на юге системой протяженных ступенчатых сбросов отделяется от Тимано-Печорской синеклизы, аьна юго-востоке и востоке Ура-ло-Новоземельской орогенной зоной отделяется от Западно-Си-бирской плиты (рис. 265).

В 1982 г. в Баренцевоморской газонефтеносной провинции в триасовых отложениях были открыты Мурманское и Северо-Кильдинское газовые месторождения. Однако последующие годы показали, что основные перспективы газонефтеносности следу-ет связывать с юрскими терригенными отложениями. Открытие в 1988 г. в центральной части Баренцева моря уникального Шток-мановского газоконденсатного месторождения (с запасами око-ло 3 трлн м3) в этих отложениях положило начало концентрации поисково-разведочных работ на поиски углеводородов в средне-верхнеюрских породах-коллекторах, имеющих более высокие по сравнению с триасовыми емкостные свойства. В этих же отло-жениях в 1990 г. было открыто крупнейшее Лудловское газовое месторождение.

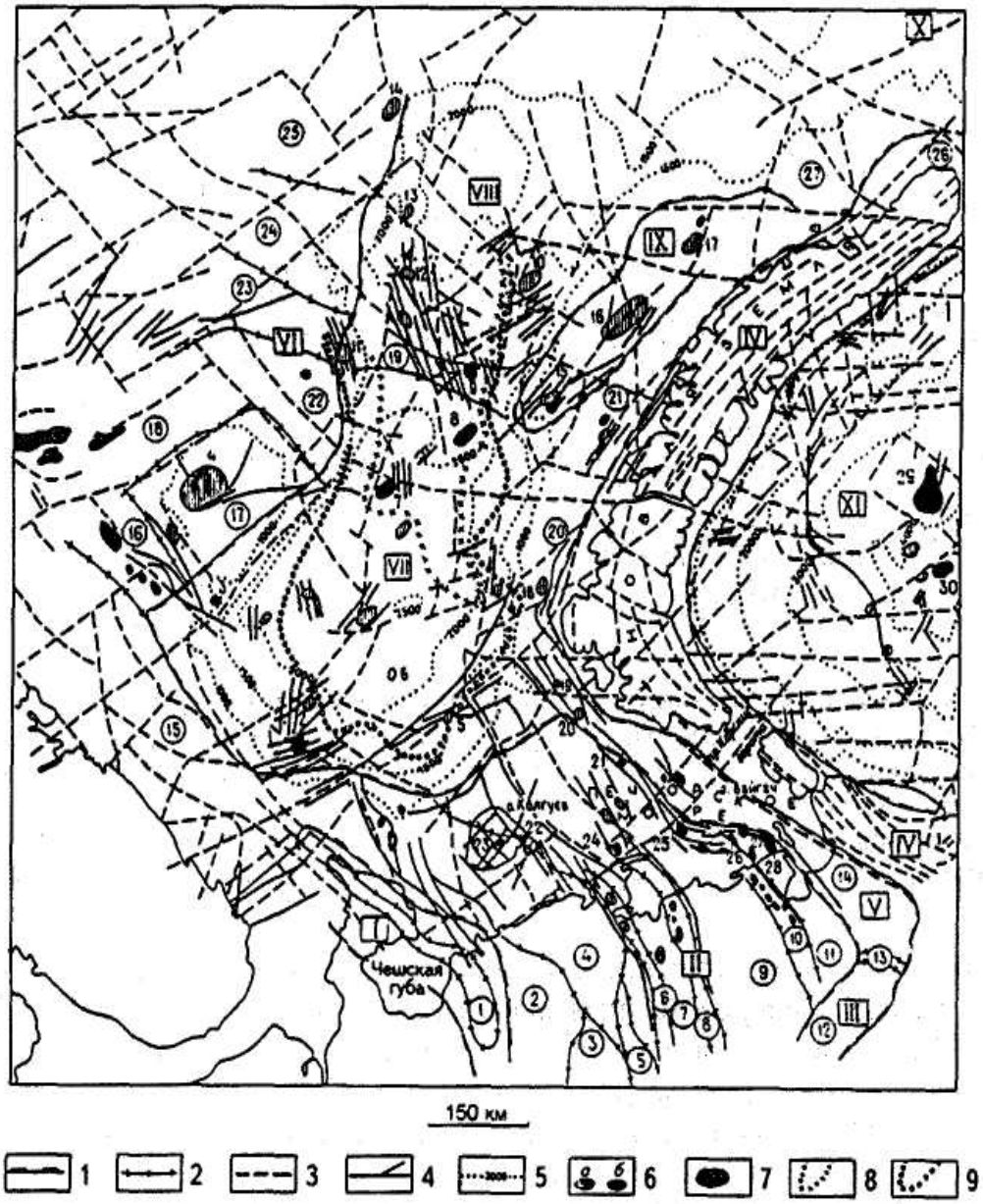


Рис. 265. Структурно-тектоническая схема и месторождения УВ Западно-Арктического шельфа (Э.В. Шипилов, Р.Р. Мурзин, 2001)

1 — границы структурных элементов I порядка (цифры в квадратах): I — Тиманский кряж, II -Печорская синеклиза, III — Предуральский прогиб, IV — Пайхой-Новоземельская складчатая система, V - Предпайхойский прогиб, VI — область Центрально-Баренцевских поднятий, VII — Южно-Баренцевская впадина, VIII — Северо-Баренцевская впадина, IX – зона Адмиралтейских поднятий, X — впадина Святой Анны, XI — Южно-Карская впадина; 2 — границы структурных элементов II порядка (цифры в кружках): 1 — Канино-Северо-Тиманский мегавал, 2 — Нерицкая моноклиналь, 3 — Ижемская впадина, 4 — Малоземельско-Колгуевская

моноклиналь, 5 — Печоро-Колвинский мегавал, 6 — Шапкино-Юрьяхинский мегавал, 7 — Денисовский прогиб, 8 - Колвинский мегавал, 9 — Хорейверская впадина, 10 — вал Сорокина, 11 — Варандей-Адзьвинская структурная зона, 12 — Косью-Роговская впадина, 13 — поднятие Чернова, 14 — Коротаихинская впадина, 15 — Кольская моноклиналь, 16 — Кольская седловина, 17 — свод Федынского, 18 — Нордкапский прогиб, 19 — Лудловская перемычка, 20 — Предновоземельский прогиб, 21 – прогиб Седова, 22 — вал Элдхольма, 23 — Малыгинская седловина, 24 — прогиб Ольги, 25 — сводовое поднятие Персея, 26 - поднятие мыса Желания, 27 — прогиб Панкратьева; 3 — глубинные разломы по гравимагнитным данным; 4 — крупнейшие нарушения по материалам МОВ ОГТ; 5 — изоглубины кровли юрского комплекса, м; 6 — основные антиклинальные поднятия (а) и месторождения УВ (б): 1 — Мурманское, 2 — Северо-Мурманское, 3 — Северо-Кильдинское, 4 — поднятие Федынского, 5 — Куренцовское, б — Арктическое, 7 — Штокмановское, 8 — Ледовое, 9 — Лудловское, 10 — Лунинское, 11 — Ферсмановское, 12 — Шатского, 13 — Вернадского, 14 — Северное, 15 — Крестовое, 16 — Адмиралтейское, 17 — Пахтусовское, 18 — Гусиноземельское, 19 - Западно-Гусиноземельское, 20 — Междушарское, 21 — Папанинское, 22 — Песчаноозерское, 23 — Ижимка-Таркское, 24 — Поморское, 25 — Северо-Гуляевское, 26 — Приразломное, 27 — Варандей-море, 25- Медын-море, 29 — Русановское, 30 — Ленинградское; 7 — соляно-купольные поднятия; 8 — контуры распространения складчатости магматических силлов в триасовом комплексе; 9 — контуры распространения траппового магматизма в осадочном чехле

Осадочный чехол Баренцевоморской провинции залегает на гетерогенном складчатом преимущественно докембрийском фундаменте. Строение и возраст его остаются не вполне ясными. Глубина залегания фундамента изменяется от 3 — 5 км в краевых частях провинции до 16—18 км в центральной части.

В связи с Недостаточностью фактического материала разрез осадочного чехла, как и фундамента, изучен фрагментарно. В его строении принимают участие осадочные породы: нижне-верхнепалеозойского терригено-карбонатного, верхнепермско-триасового преимущественно терригенного и юрско-мелового терригенного комплексов суммарной мощностью по данным сейсморазведки до 18 км.

Основной объем осадочного чехла Баренцевоморской провинции связан с зоной распространения крупнейших отрицательных структур разного ранга, расположенных в центральной ее части: Южно- и Северо-Баренцевской синеклизы (впадины), Нордкапский прогиб и др. (рис. 265). Эти структуры обрамляются и раз-

деляются поднятиями и седловинами: Центрально-Баренцевская область поднятий, Адмиралтейский мегавал, Лудловская седловина и др. Некоторые исследователи всю центральную часть провинции объединяют в региональный Восточно-Баренцевский мегапрогиб, протягивающийся в широтном направлении параллельно Новоземельской гряде на расстояние свыше 2000 км и имеющий ширину от 150 до 600 км. Он отличается от примыкающих к нему тектонических элементов большой мощностью осадочных толщ, особенно верхнепермско-триасовых. Мегапрогиб осложняют отрицательные структуры: Южно-Баренцевская, Северо-Баренцевская синеклизы и др., которые чередуются с приподнятыми структурными зонами, такими как Штокмановско-Лунинский порог и др.

В Баренцевом море породы фундамента исследованы в основном в бортовых частях впадин, где они выходят на поверхность (архипелаг Шпицберген, Новая Земля, север Скандинавии и др.). Он представлен в основном архейско-протерозойскими кристаллическими породами.

В Карском море (на Таймыре, Новой Земле и Северной Земле) складчатый фундамент представлен протерозойскими гранито-гнейсами и сланцами.

Палеозой по данным глубоких скважин и выходам на поверхность представлен терригенными и карбонатными отложениями кембрия, ордовика, силура, девона, карбона и перми различной мощности. Особенно широко в акватории Баренцева моря развиты мезозойские отложения: триаса, представленного почти всеми отделами, юры, терригенные отложения которой наиболее полно вскрыты в южной части Баренцева моря, и мела.

Кайнозой распространен неравномерно. Мощные разрезы терригенных отложений палеогена и эоцена изучены только в северо-западных и западных районах Баренцева моря. Для Баренцева моря характерны нерасчлененные отложения плиоцена и четвертичной системы мощностью 0 — 50 м.

В Баренцевоморской провинции можно выделить Западно-Баренцевскую, Южно-Баренцевскую, Центрально-Баренцевскую, Восточно-Баренцевскую газонефтеносные области и перспективную Северо-Баренцевскую, связанные с крупными тектоническими элементами: Свальбардской антеклизой, поднятиями острова Медвежий, Сев.-Врст. Земли, Персея, Западно-Баренцево-Североморской синеклизой, с Лунинским порогом, Нордкапским прогибом; Южно-Баренцевской синеклизой, Лудловской седловиной,

Кольской моноклиналью; Центрально-Баренцевской областью поднятий, Штокмановско-Лунинским порогом, Адмиралтейским мегавалом; Восточно-Баренцевским мегапрогибом, впадиной святой Анны; Северо-Баренцевской синеклизой.

Значительные объемы осадочного чехла, сосредоточенные в отрицательных структурах, позволяют предполагать высокий нефтегазогенерирующий потенциал провинции, а обширные поднятия, примыкающие к этим очагам генерации и содержащиеся в разрезе региональные коллекторы и покрышки, говорят о больших аккумулирующих возможностях в пределах всей Баренцевоморской провинции, что дает основание рассматривать ее как одну из наиболее перспективных акваториальных провинций России. Особый интерес представляет Штокмановско-Лунинский газонефтеносный район, в который входят Штокмановско-Ледовая, Лудловская и Лунинская седловины, отделенные друг от друга погруженными Западно-Северо-Штокмановским и Южно-Лунинским прогибами.

ШТОКМАНОВСКО-ЛУНИНСКИЙ ГНР (рис. 266). Максимальная мощность осадочного чехла в этом газонефтеносном районе оценивается сейсморазведкой в 14—15 км. Бурением изучены 4070 м. Вскрытый скважинами разрез представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойского, мелового, юрского и поздне-среднетриасового возраста. Газовые и газоконденсатные залежи, имеющие промышленное значение, выявлены в отложениях средней юры (Штокмановское, Лудловское и Ледовое месторождения), интенсивные газопроявления (вплоть до открытых выбросов) наблюдались на ряде площадей в песчаниках нижнего мела. Месторождения, как правило, многозалежные. Залежи установлены в интервалах глубин 1380 — 2625 м.

Типы залежей — пластовые сводовые и пластовые, тектонически экранированные. Коллекторы-песчаники с гранулярной открытой пористостью от 16 до 26%, газопроницаемость ряда пластов достигает 2 мкм^2. Средние эффективные толщины продуктивных пластов изменяются от 8 до 45 м, общие мощности достигают 85 м.

По величине запасов два месторождения района (Штокмановское, Ледовое) относятся к уникальным и одно (Лудловское) — к крупным. Газ всех месторождений метановый (93 — 97%), бессернистый, низкоуглеродистый (до 1,2%), низкогелиеносный (0,021 — 0,027%). Содержание конденсата низкое — от 5 до 12,5 г/м^3. Кон-

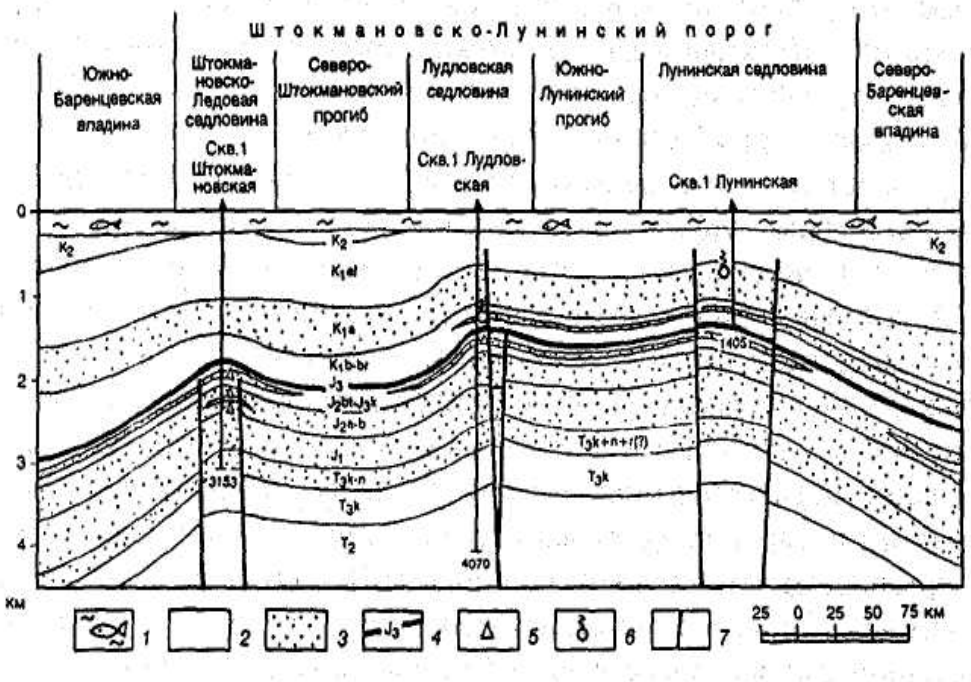


Рис. 266. Штокмановско-Лунинский газонефтеносный район (по А.В. Борисову и др.).

Геологический профиль:

1 — море +кайнозойские отложения: 2 — глинистые, 3 — песчаные, 4 — черные битуминозные глины верхней юры; 5 — газовые и газоконденсатные залежи; 6 — газопроявления, выявленные в процессе бурения; 7 — разрывные нарушения

денсат малосмолистый (0,14-0,19%), малосернистый (0,013-0,015%), плотностью 0,798-0,820 г/см^3.

Изученность района, особенно бурением, низкая. В поисковое бурение введены четыре структуры. На трех из них открыты месторождения, на одной (Лунинской) первая бурящаяся поисковая скважина законсервирована на глубине 1405 м. Начато бурением 12 скважин, закончено - 11 скважин, из них в восьми получены промышленные притоки газа. Коэффициент успешности бурения (отношение продуктивных скважин к общему их числу) равен 0,9. Плотность бурения - 1 скв./7,9 тыс. км^2, плотность сейсмических исследований изменяется от 0,16 до 2,55 км/км^2 (Штокмановское месторождение), составляя в среднем 0,5 км/км^2.

Концентрация в среднеюрских породах Штокмановско-Лунинского района наиболее крупных месторождений Баренцевоморского шельфа как из числа российских, так и норвежских обус-

ловлена сочетанием многих благоприятных факторов и, в первую очередь, структурного и литологического.

По литологическим особенностям разрез подразделяется на два обособленных комплекса: апт-верхнемеловой и верхнетриасово-неокомский. Верхнюю часть комплексов образуют глинистые породы, а нижнюю алевритопесчаные. Наиболее продуктивными являются пласты $Ю_0$ (келловей), $Ю_1$(ааленский-байосский), $Ю_{2-3}$ (нижняя юра).

Мурманское газовое месторождение (рис. 267) приурочено к локальному структурному поднятию, сформированному над системой нарушений юго-западного борта бассейна. Месторождение имеет сложное многопластовое строение. Всего выделено около 20 продуктивных пластов песчаников ранне-среднетриасового возраста. Все выявленные залежи литологически экранированы, причем большинство из них выклиниваются в сводовой части структурного поднятия. Газ по составу метановый с низким содержанием неуглеводородных компонентов. По запасам месторождение относится к крупным.

Штокмановское газоконденсатное месторождение (рис. 268) расположено в акватории в 560 км к северо-востоку от г. Мурманска. Открытое 1988г. Месторождение по запасам УВ уникальное. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -2075 м ($Ю_3$) 48х36 км, амплитуда 295 м, по замкнутой изогипсе -2470 м ($Ю_2$) — 47х33 км, амплитуда 305 м. Приурочено к одноименному валу в северной части Южно-Баренцевской впадины. Ловушка пластовая сводовая. Основной газоносный комплекс — юрские и нижнемеловые отложения, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Глубина залегания продуктивных пластов в сводовой части структуры 600—2920 м. Продуктивные пласты в средней и верхней юре расположены на глубине 2317 м (J_2 пл. $Ю_3$), 2237 м (J_2 пл. $Ю_2$), 2108м (J_2 пл. $Ю_1$) и 1814м (J_3 пл $Ю_0$). Площадь газоносности их соответственно 28,7; 169,2; 947,6; 812,3 км^2. Газонасыщенная толщина — 5,7; 16,3; 44,9 и 43,3. Коллекторы кварцевые светло-серые песчаники с высокими емкостными характеристиками, пористость 17—24 %. Пластовое давление 23,9 МПа ($Ю_2$,$Ю_3$), 23,7 МПа ($Ю_1$) и 20 МПа ($Ю_0$), t — от 48 до 60°С. Максимальные дебиты газа получены из пласта $Ю_0$ 1665 тыс. м^3/сут. Конденсатный фактор в пластах $Ю_2$ и $Ю_3$ — 14,1 г/м^3, в пласте $Ю_1$ — 12,4, в пласте $Ю_0$ — 4,8 г/м^3. Содержание метана от 93 до 96 %, углекислого газа — 0,27—0,53%, азота 1,52-2,3 %.

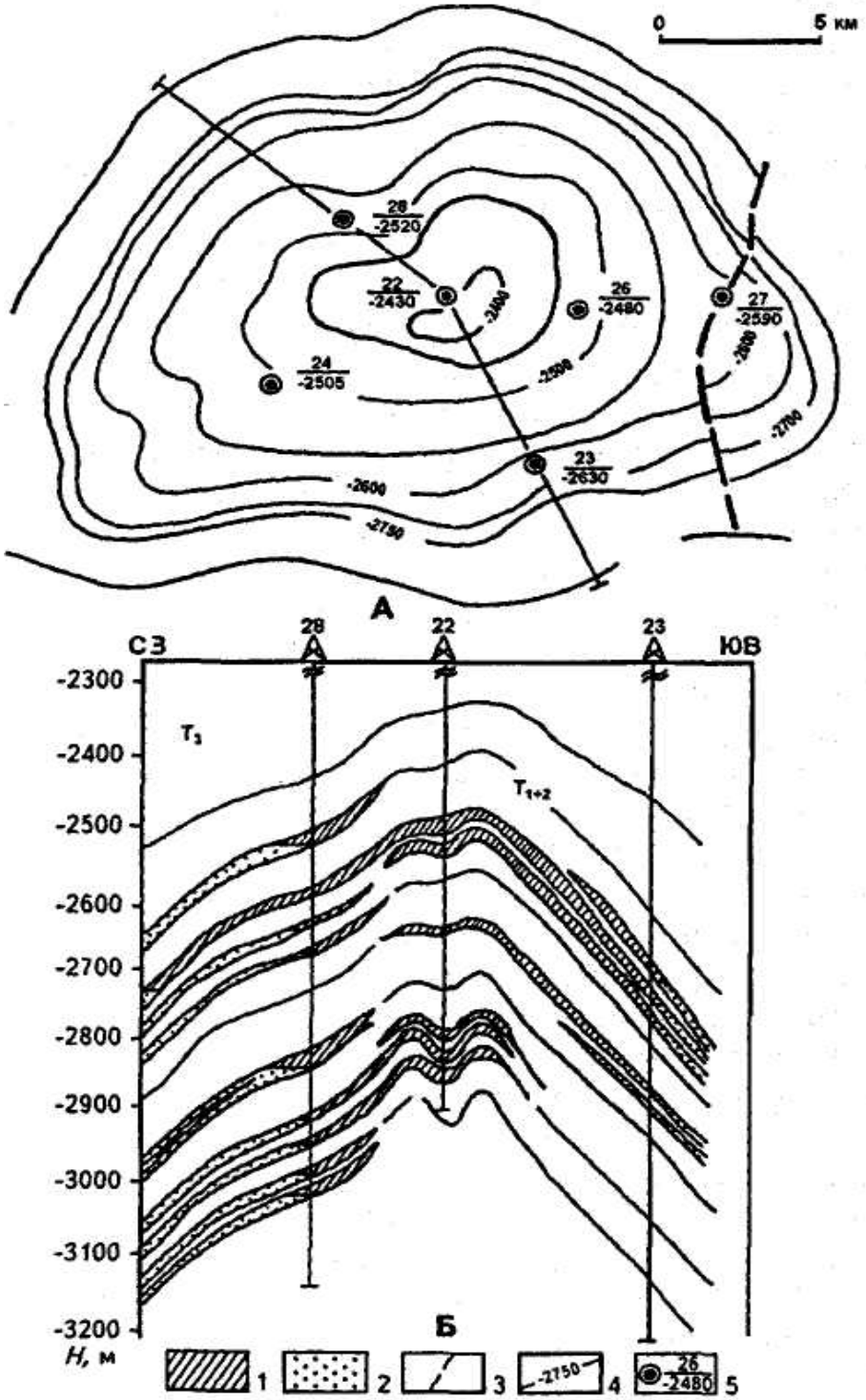


Рис. 267. Мурманское газовое месторождение в плане (А) и разрезе (Б) (Э.В. Шипилов, Р.Р. Мурзин, 2001).

1 - газ; 2 - песчаники; 3 — разломы; 4 — изогипсы кровли продуктивных отложений, м; 5 — скважина: числитель — номер, знаменатель — глубина кровли продуктивной толщи, м

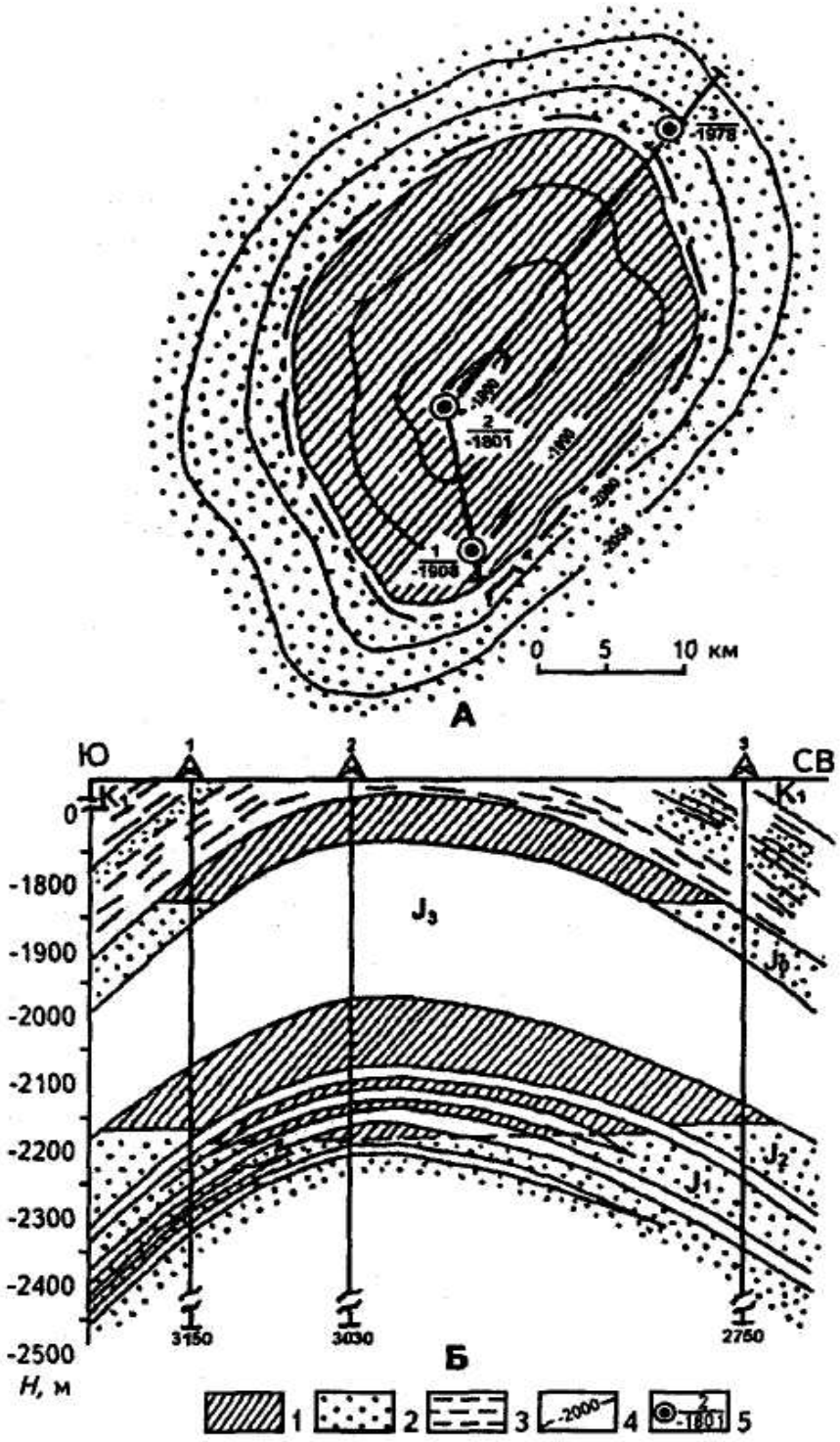


Рис. 268. Штокмановское газоконденсатное месторождение в плане (А) и разрезе (Б) (Э.В. Шипилов, Р.Р. Мурзин, 2001).
1 — газ; 2 - песчаники; 3 — аргиллиты; 4 — изогипсы кровли продуктивных отложений, м; 5 — скважина: числитель — номер, знаменатель — глубина кровли продуктивной толщи, м

6.2. Северо-Карская перспективная нефтегазоносная провинция

Северо-Карская ПНГП (рис. 7) расположена в северной части Карского моря. Приурочена к одноименной краевой плите. Изучена крайне слабо. Сейсморазведка практически не проведена. По аэромагнитным данным здесь выделена впадина Уединение, Северо-Карский мегавал, Шмидтовский прогиб, Ушаковское поднятие и обрамляющий их Северо-Земельский выступ и Северо-Таймырская моноклиналь. Впадина Уединение и Шмидтовский прогиб рассматриваются как продолжение системы впадин Баренцевского шельфа. Мощность осадочного чехла в их пределах достигает 10 — 12 км на севере Таймырской моноклинали и б км на Северо-Земельском выступе.

6.3. Лаптевская перспективная нефтегазоносная провинция

Лаптевская нефтегазоносная провинция, занимает большую часть акватории моря Лаптевых и приурочена к одноименной краевой плите. На западе провинция ограничена бесперспективными землями Таймырско-Североземельской складчатой системы, на востоке — зонами неглубокого залегания мезозоид и более древних массивов, на юге — складчатыми сооружениями ответвления мезозоид Северо-Востока России. На юго-западе она системой разрывных нарушений отделяется от Анабаро-Хатангской области, а на севере условно ограничивается изобатой 500 м (рис.7).

Представления о строении этого региона основываются на гравимагнитных данных, материалах единичных сейсмических профилей и геологических наблюдений на суше.

Считается, что Лаптевская плита расположена на древнем массиве, являющемся одним из блоков Сибирской платформы, и в ее фундаменте преобладают архейские и нижнепротерозойские образования. В то же время высказывается мнение о гетерогенности основания Лаптевского бассейна. Предполагаемая глубина залегания фундамента изменяется от 1 — 2 км в приподнятых зонах до 6 — 8 км во впадинах.

В осадочном чехле провинции с учетом разрезов сопредельных структур суши — Анабарской антеклизы, Лено-Анабарского и Енисей-Хатангского прогибов и Анабаро-Хатангской седловины — прогнозируется три структурно-формационных и соответствующих им перспективных нефтегазоносных комплекса. В состав нижнего комплекса входят отложения от верхнего протерозоя до среднего палеозоя включительно, представленные морскими и лагунными терригенными и терригенно-карбонатными отложениями, возможно с пластами галогенных пород. Мощность комплекса порядка 3 км. Средний комплекс включает терригенные отложения от позднепалеозойского до раннемелового возраста. Мощность его не более 3 км. Верхний (синокеанический) комплекс, мощность которого может достигать 4 км, имеет, по-видимому, возрастной интервал от позднего мела до кайнозоя включительно и характеризуется терригенным составом.

Новая информация о геологическом строении этого региона отсутствует, что затрудняет оценку перспектив нефтегазоносности.

Основными структурами, имеющими большой объем осадочного чехла и наиболее высокие перспективы, являются Южно-Лаптевская впадина и Усть-Ленский грабен: во впадине при площади порядка 35 тыс. км2 мощность осадочного чехла достигает 6 — 8 км, в грабене при площади около 41 тыс. км2 мощность осадочного разреза до 4 км. На каждую из этих структур приходится примерно по 40% извлекаемых суммарных ресурсов области. В пределах Южно-Лаптевской впадины на основании сопоставления характера поля силы тяжести и сейсмических данных предполагается наличие валов, депрессий и отдельных более мелких поднятий. Усть-Ленский грабен, по сложившимся представлениям, является продолжением рифтогенной зоны срединно-арктического хребта на континентальной окраине. Рифтогенная природа и приуроченность к нему дельты Лены обуславливают его достаточно высокие перспективы.

Наибольшие перспективы в пределах провинции связываются с верхне-палеозойско-нижнемеловым перспективным комплексом, в котором ожидается до 47% ресурсов области. Он перспективен в пределах Усть-Ленского грабена и в Южно-Лаптевской впадине, в которых к нему приурочиваются соответственно 48 и 70% ресурсов этих структур. Немногим более половины (52%) ресурсов Усть-Ленского грабена приходится на верхнемеловой-па-

леогеновый комплекс, в Южно-Лаптевской впадине в нем предполагается около 9 % ресурсов.

В ресурсах всей провинции этот комплекс составляет 24%. На долю нижнего верхнепротерозойско-среднепалеозойского комплекса приходится 29% ресурсов области. С ним связываются перспективы во всей зоне поднятий области и около 20% ресурсов Южно-Лаптевской впадины. Соотношение извлекаемых суммарных ресурсов нефти и конденсата к газу по области ожидается 1:2. На глубинах до 3 км прогнозируется немногим более 50% ресурсов области, в интервале 3 — 5 км — порядка 30% и в интервале 5 — 7 км — около 14% ресурсов. Около 5% ресурсов предполагается на участках с глубинами моря до 100 м, в том числе примерно 60% в интервале 10 — 50 м.

Северо-западная часть провинции, включающая Западно-Лаптевский прогиб и Хребтовское поднятие, в связи с крайне слабой изученностью получила лишь качественную оценку. В качестве перспективного комплекса здесь рассматриваются верхнепалеозойско-нижнемеловые отложения. Небольшая часть акватории (18 тыс. км2) моря Лаптевых (Хатангский залив) относится в тектоническом отношении к Анабаро-Хатангской седловине, выделенной в качестве самостоятельной области. Здесь перспективны верхнепротерозойско-среднепалеозойский и верхнепалеозойско-нижнемеловой комплексы. Около 70% извлекаемых суммарных ресурсов прогнозируются как газовые.

6.4. Восточно-Арктическая перспективная нефтегазоносная провинция

Восточно-Арктическая ПНГП расположена в северной части Восточно-Сибирского и Чукотского морей и приурочена к Восточно-Арктической краевой плите. На западе, юго-западе и юго-востоке она зонами неглубокого залегания мезозоид отделяется от Лаптевской, Усть-Индигирской и Южно-Чукотской ПНГО, а на северо-востоке продолжается за пределы российского сектора Чукотского моря. На основании результатов сейсмических исследований США предполагается наличие структурных связей этого региона с промышленно-нефтегазоносными района-

ми арктического склона Аляски и допускается возможность объединения этих земель в единую провинцию (см. рис. 7).

Осадочный чехол провинции залегает на древнем гетерогенном фундаменте и имеет широкий возрастной диапазон — от позднего протерозоя до кайнозоя включительно. Мощность его изменяется от 1 — 3 км на поднятиях до 5 — 8 км в прогибах. В его составе предполагается три перспективных нефтегазоносных комплекса. Нижний (верхнепротерозойско- среднепалеозойский) представлен преимущественно морскими терригенно-карбонатными отложениями мощностью 2,5 — 4 км. Средний комплекс (верхнепалеозойско-нижнемеловой) сложен морскими терригенными и терригенно-карбонатными отложениями мощностью до 3 — 4 км. Верхний комплекс (верхнемеловой-палеогеновый) терригенный. В его разрезе присутствуют угленосные породы морского и континентального генезиса мощностью до 2,5 км.

В пределах провинции выделяются две обширные области поднятий (так называемая глыба Де-Лонга и Северо-Сибирская область поднятий) и система окаймляющих и разделяющих их прогибов (Новосибирский, Северный, Северо-Чукотский прогибы и Восточная впадина).

В составе провинции в известной мере условно выделены две области: Де-Лонга и Северо-Чукотская. К первой области отнесены глыбы Де-Лонга и окаймляющие ее с юга Новосибирский и Северный прогибы. В Северо-Чукотскую ПНГП включены Восточно-Сибирская область поднятий и обрамляющие ее Северо-Врангелевский и Северо-Чукотский прогибы, Восточная впадина и Северный склон. На севере провинции вне выделенных областей прослеживается система окраинно-шельфовых прогибов и валов, которые в связи с крайне скудной информацией об их строении получили лишь качественную оценку.

В пределе области Де-Лонга наибольшие перспективы (около 60% ресурсов области) связываются с Северным прогибом, площадь которого составляет примерно 72 тыс. км^2, а мощность осадочного чехла предположительно достигает 8 км; немногим менее 30% ресурсов области приходится на Новосибирский прогиб (площадь 47 тыс. км^2, мощность осадочного чехла около 5 км); доля глыбы Де-Лонга в ресурсах области при площади 146 тыс. км^2 составляет всего около 10%, что связано с небольшими мощностями осадочного чехла, изменяющимися от 0 до 3 км.

В пределах глыбы Де-Лонга все ресурсы прогнозируются в верхнепротерозойско-среднепалеозойском комплексе, а в прогибах перспективны все три комплекса, при этом основная часть ресурсов ожидается в верхнепалеозойско-нижнемеловом комплексе (65 — 76% ресурсов всех этих структур). Последний является основным и для всей области в целом (64% ресурсов области), 29% ресурсов области приходится на нижний комплекс и 7% — на верхнемеловой-палеогеновый. Ожидаемое соотношение извлекаемых ресурсов нефти и конденсата к газу составляет 37 и 63% соответственно.

Значительную часть Северо-Чукотской ПНГО занимает Восточно-Сибирская область поднятий, которая в связи со слабой изученностью оценена качественно. Предполагается, что осадочный чехол ее мощностью 1 — 3 км залегает на байкальском фундаменте, а перспективными в его разрезе могут быть верхнепалеозойско-нижнемеловые отложения. Количественную оценку в пределах области получили прогибы и Северный свод. Основная часть ресурсов прогнозируется в Северо-Чукотском прогибе и Восточной впадине, мощность осадочного чехла в которых достигает 6 — 8 км. По аналогии с бассейнами Северного склона Аляски и моря Бофорта перспективы нефтегазоносности здесь связываются со всеми тремя комплексами, при этом основным (более 50% ресурсов) предполагается верхнепалеозойско-нижнемеловой.

6.5. Южно-Чукотская перспективная нефтегазоносная провинция

Южно-Чукотская ПНГП занимает южную часть Чукотского моря и частично заходит в пределы Восточно-Сибирского моря, а на северо-востоке продолжается за пределы российского сектора Чукотского моря. Провинция приурочена к межгорным прогибам Верхоянско-Чукотской мезозойской складчатой системы (рис. 7).

В Южно-Чукотском мегапрогибе выделяются три впадины, мощность преимущественно терригенных пород чехла в них достигает 3—4,5 км.

В разрезе мегапрогиба нефтегазоносность связывается с нижнемеловым комплексом мощностью около 1,5 км и верхнемело-

вым- палеогеновым комплексом мощностью порядка 2 — 2,5 км, основной объем комплекса составляют палеогеновые отложения.

Южно-Чукотская ПНГП обладает сравнительно невысокими перспективами. Прогнозные ее ресурсы примерно поровну распределяются между верхним и нижним перспективными комплексами, причем более 55% извлекаемых суммарных ресурсов, по-видимому, составит газ. Почти все ресурсы приурочены к глубинам моря 10 - 50 м.

6.6. Усть-Инлигирская перспективная НЮ

Усть-Индигирская ПНГО выделяется в качестве самостоятельной области и имеет весьма сходные черты строения с Южно-Чукотской ПНГП, они обрамляются и разделяются между собой бесперспективными землями.

Усть-Индигирская ПНГО расположена в южной части Восточно-Сибирского моря. Усть-Индигирская область, также как и Южно-Чукотская провинция, приурочена к межгорным прогибам Верхоянско-Чукотской мезозойской складчатой системы. Южный мегапрогиб, являющийся основной структурой Усть-Индигирской ПНГО, отделен на севере от Восточно-Арктической провинции зоной погребенных передовых хребтов мезозоид. Предполагаемая мощность осадочного чехла в нем порядка 4 км.

Нефтегазоносность в области связана с нижнемеловым комплексом мощностью около 1,5 км и верхнемеловым-палеогеновым комплексом мощностью 2 — 2,5 км. В южном мегапрогибе основную роль в разрезе верхнего комплекса играют, по-видимому, верхнемеловые отложения.

Перспективы области оцениваются сравнительно невысоко. Мощность верхнего комплекса Усть-Индигирской области довольно значительная.

6.7. Притихоокеанская нефтегазоносная провинция

Притихоокеанская НГП выделена в пределах Камчатской области, Корякского и Чукотского автономных округов, прилегающих акваторий Берингова моря и Тихого океана (рис. 269).

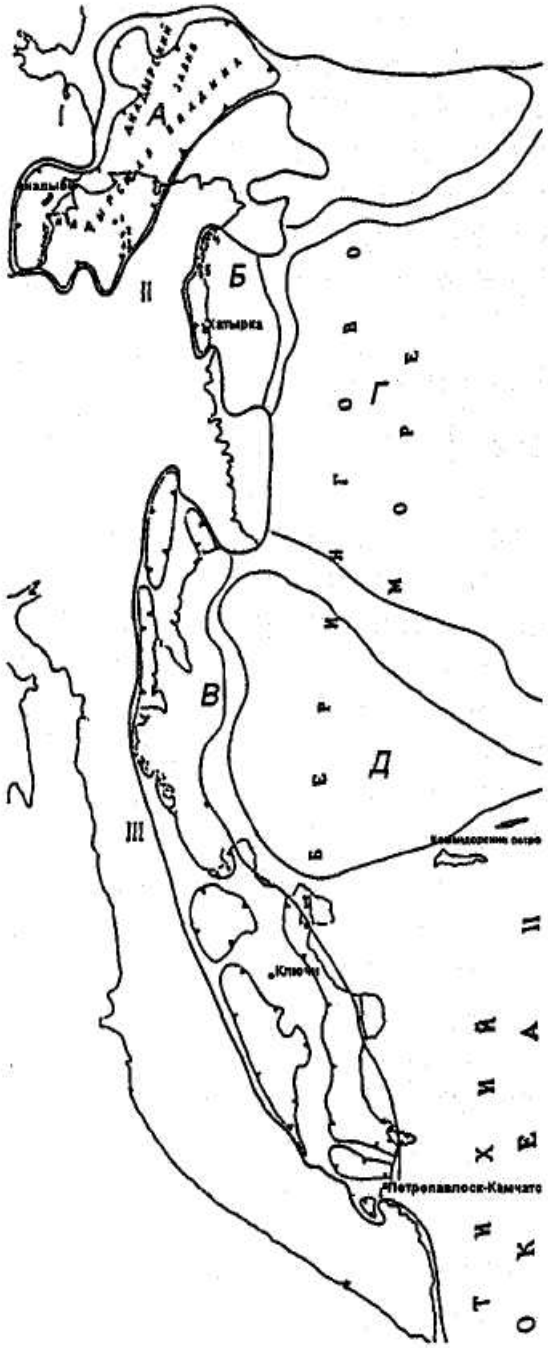


Рис. 269. Притихоокеанская нефтегазоносная провинция [45].
Крупнейшие тектонические элементы обрамления: I — Восточно-Азиатский вулканогенный пояс, II — Центральнокорякский антиклинорий, III — Центральнокамчатский мегантиклинорий.
Нефтегазоносные области: А — Анадырско-Наваринская, Б — Хатырская, В — Восточно-Камчатская, Г — Алеутская, Д - Командорская

Перспективная площадь НГП оценивается в 226 тыс. км^2, включая 94 тыс. км2 на суше и 172 тыс. км2 — в акваториях. На суше открыто пять небольших месторождений нефти и газа; разработка их не ведется.

Притихоокеанская НГП соответствует современной геосинклинали и кайнозойской складчатой области. Большую часть площади суши в пределах Камчатки и Чукотки занимают складчатые

сооружения антиклинорного типа и лишь в прибрежных районах развиты орогенные впадины, раскрывающиеся в шельфовые зоны (Анадырская, Наваринская, Хатырская, Олюторская и др.). В акватории Берингова моря выделяются Алеутская и Командорская глубоководные котловины, обрамленные с юга Алеутской островной дугой.

Осадочное выполнение впадин представлено преимущественно молассами палеоген-четвертичного возраста: только в отдельных бассейнах чехол включает верхнемеловые терригенные и вулканогенно-обломочные породы. Карбонатные породы представлены в разрезе ограниченно; доля вулканогенных пород не превышает 10 — 30%.

Перспективы нефтегазоносности Притихоокеанской НГП связаны с кайнозойскими отложениями. Общий потенциал ресурсов углеводородов невысокий и характеризуется преобладанием (до 70%) газовой составляющей. Обосновано выделение в осадочной толще двух нефтегазоносных комплексов: эоцен-олигоценового и миоценового.

Эоцен-олигоценовый НГК представлен пачками переслаивания песчаников, глин, углей общей толщиной до 3000 м. Коллекторами служат песчаники, зональными покрышками — глины олигоценового возраста. Из этих отложений получены притоки горючего газа дебитом порядка 100 тыс. $м^3$/сут на Поворотной площади в Анадырской впадине и около 60 тыс. $м^3$/сут на Янракоимской площади в Хатырской впадине.

Миоценовый НГК имеет сходный терригенно-угленосный состав, толщина его до 5000 м. Резервуар представлен песчаниками, перекрытыми глинистыми пачками верхнемиоценового (Анадырская впадина) и среднемиоценового (Хатырская впадина) возрастов. С этим комплексом связаны все открытые месторождения нефти и газа.

В Центрально-Камчатском прогибе выделяется меловой перспективный комплекс, в котором проницаемые терригенные породы экранированы глинами палеоцен-олигоцена.

В составе Притихоокеанской НГП намечаются две нефтегазоносные области: Анадырско-Наваринская и Хатырская. В Беринговом море предполагаются Алеутская и Командорская НГО, однако, пока они достоверно не обоснованы.

АНАДЫРСКО-НАВАРИНСКАЯ НГО (рис. 270) занимает одноименные впадины, раскрытые в акваторию Берингова моря. Пло-

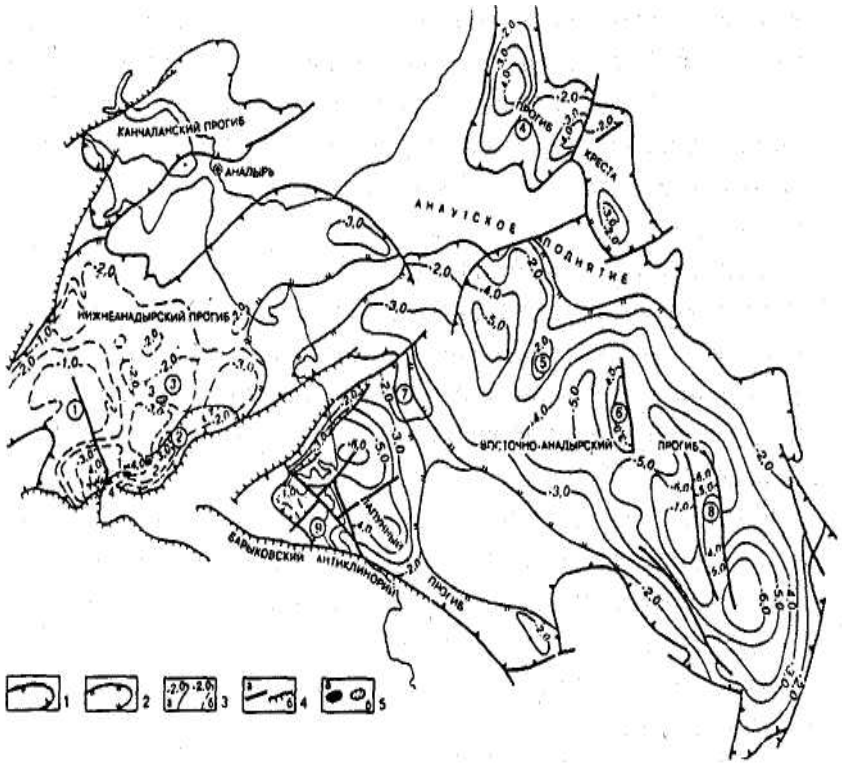


Рис. 270. Анадырская нефтегазоносная область [46]:
Границы: 1 — бассейна, 2 — прогибов; 3 — изогипсы (а — подошвы палеоцена-эоцена, б — подошвы миоцена); 4 — разломы (а — сбросы, сдвиги, б — надвиги и взбросы); 5 — месторождения: (а — нефти, б — газа). Антиклинальные зоны: 1 — Чиринкайская, 2 — Поворотно-Телекайская, 3 - Озерновская, 4 — Центрально-Крестовская, 5 — Васильевская, 6 — Беринговская, 7 — Туманская, 8 — Центральная, 9 — Прибрежная. Месторождения: 1 — Верхнеэчинское, 2 — Верхнетелекайское, 3 — Западно-Озерное, 4 — Ольховое

щадь НГО составляет 110 тыс. км^2, из них на суше 27 тыс. км^2. В Анадырской впадине открыты Верхнеэчинское нефтяное, Верхнетелекайское нефтегазоконденсатное и Западно-Озерное газовое месторождения в миоценовом нефтегазоносном комплексе. На этот комплекс приходится основная часть прогнозируемых ресурсов нефти и газа.

ХАТЫРСКАЯНГО (рис. 271) (площадь 27 тыс. км^2) соответствует одноименной впадине, большая часть которой располагается на шельфе. Толщина осадочного чехла в наиболее прогнутых частях впадины достигает 7000 м. В Хатырской впадине открыто Угловое нефтяное месторождение, где коллектором служат миоценовые песчаники, приуроченные к небольшим блокам на нарушенном участке региональной моноклинали.

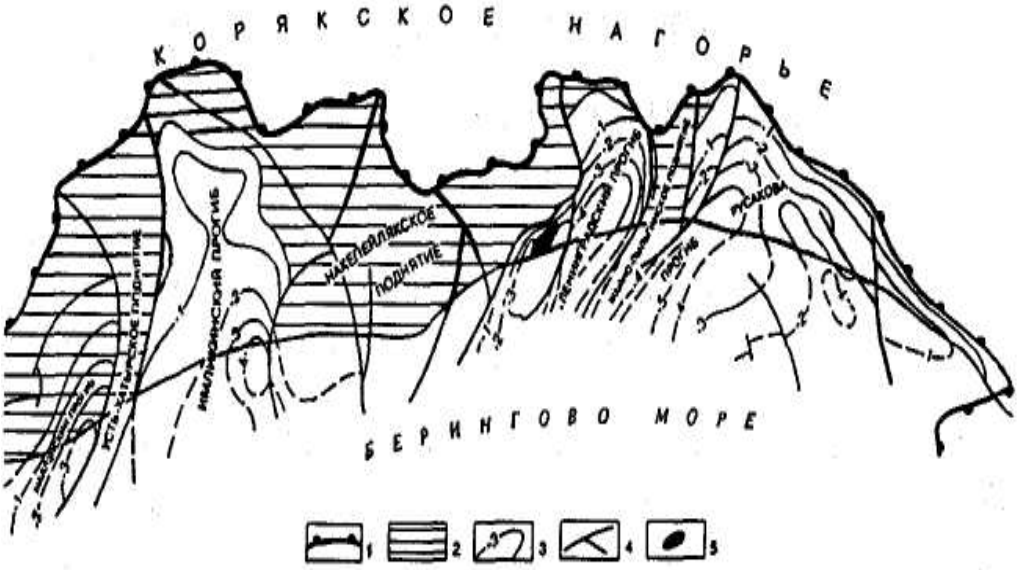


Рис. 271. Хатырская нефтегазоносная область [46]:
1 — границы бассейна; 2 — выходы на поверхность палеогеновых отложений; 3 — изогипсы по подошве неогеновых отложений; 4 — разрывные нарушения; 5 — Угловое месторождение нефти

В отличие от Анадырской впадины миоценовый комплекс в Хатырской впадине не рассматривается как ведущий и концентрирует около 30% прогнозируемых ресурсов углеводородов. Более высоко (70%) оценивается эоцен-олигоценовый комплекс, из отложений которого получены притоки газа (Янракоимская площадь). Предполагается, что в Хатырской впадине большое влияние на формирование и размещение месторождений нефти и газа оказывают разломы. На шельфе, как ожидается, характер тектоники будет более спокойным.

В Притихоокеанской провинции выделяется также Восточно-Камчатская перспективная НГО, включающая ряд прогибов Восточной Камчатки, шельфа Берингова моря и Тихого океана (Олюторский, Вывенский, Литкенский, Пылговаямский и др.). Их общая площадь 75 тыс. км^2, в том числе на суше 21 тыс. км^2.

Осадочный чехол этих прогибов сложен морскими терригенными и вулканогенными образованиями палеогена и неогена толщиной от 2000 до 6000 м. Перспективными являются меловые, палеогеновые и неогеновые отложения. Отмечаются многочисленные прямые и косвенные признаки нефти и газа в Центрально-Камчатском и Восточно-Камчатском прогибах.

6.8. Основные направления геологоразведочных работ

С учетом различных уровней геолого-геофизической изученности отдельных секторов арктических морей России должны быть различными и основные направления планируемых здесь работ на нефть и газ.

В центральном, наименее изученном секторе арктических морей (сюда входят моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и западная часть Чукотского моря) необходимо выполнить региональные геолого-геофизические исследования по существу рекогносцировочного содержания, направленные на уточнение контуров намеченных здесь осадочных бассейнов, определение мощности осадочного чехла в целом и его важнейших литолого-стратиграфических комплексов в пределах этих бассейнов. Эти исследования предлагается выделять как рекогносцировочную стадию регионального этапа.

В остальных секторах арктических акваторий важнейшей задачей будет оставаться выполнение региональных работ стадии прогноза нефтегазоносности. Арктический шельф по существу является крупным резервом углеводородного сырья России, поэтому количественная оценка его перспектив нефтегазоносности является чрезвычайно актуальной.

На относительно ограниченных площадях южных и центральных районов Баренцевоморской и Северо-Карской провинций и субаквального продолжения Западно-Сибирской провинции, отличающихся достаточно высоким уровнем геолого-геофизической изученности, в качестве первоочередной стоит задача оценки уже выявленных зон нефтегазонакопления. Здесь особую важность приобретают вопросы прогнозирования типа залежей, фазового состояния углеводородов, вероятного размера ожидаемых месторождений нефти и газа.

Соответственно характеру решаемых задач региональные работы различных стадий будут осуществляться разными методическими комплексами. На рекогносцировочной стадии основную роль будут играть высокопроизводительные методы дистанционных исследований — региональные съемки аномальных геофизических полей на базе авиационных носителей. Большое место в этом комплексе принадлежит бурению опорно-параметрических сква-

жин и отработке опорных геофизических геотраверзов на базе профилей МОВ-ОГТ и КМПВ.

На стадии прогноза нефтегазоносности ведущая роль в методическом комплексе перейдет к прибрежно-островному, а в отдельных районах — морскому опорному параметрическому бурению, сейсмопрофилированию МОВ и МПВ и ГСЗ. В отдельных случаях комплекс может дополняться площадными среднемасштабными съемками аномальных геофизических полей и геологической съемкой шельфа.

Работы стадии оценки зон нефтегазонакопления будут преимущественно площадными. Главенствующая роль будет принадлежать сейсмопрофилированию по сети до 5х10 км, в отдельных случаях — в комплексе с морским параметрическим бурением и, возможно, геологической съемкой шельфа.

Реализация перечисленных выше общих положений в виде постановки соответствующих геолого-геофизических исследований позволит практически для всего арктического шельфа дать количественную оценку прогнозных ресурсов нефти и газа, а на наиболее перспективных и доступных участках определить главнейшие зоны нефтегазонакопления и изучить необходимые параметры этих зон. В перспективе предстоит выявить и изучить все основные зоны нефтегазонакопления на Арктическом шельфе и тем самым решить в первоочередных и наиболее перспективных регионах северной континентальной окраины Евразии главнейшие задачи региональных исследований, оценив не только кайнозойско-мезозойскую, но и палеозойскую часть разреза осадочного чехла.

Следующий, поисковый этап геологоразведочных работ на нефть и газ в Арктическом шельфе по существу уже начат. В дальнейшем работы этого этапа будут по-прежнему сосредоточены в наиболее доступной, южной части Баренцева моря и проводиться на локальных структурах Южно-Баренцевской впадины и прилегающей к ней северной части Печорской плиты. Осуществление этих работ должно обеспечить оценку запасов по более высоким категориям.

Контрольные вопросы к главе 6

1. Какие нефтегазоносные или перспективные нефтегазонос-ные провинции входят в понятие шельфов Арктических и дальневосточных морей?

2. Каковы перспективы нефтегазоносности Арктических и дальневосточных морей России?

3. Какие месторождения и в каких нефтегазоносных комплек-сах открыты в Баренцевоморской провинции?

4. Как влияют сложные природно-климатические условия на освоение арктических морей?

5. Сколько к настоящему времени выявлено на шельфах арк-тических морей геофизическими методами перспективных на нефть и газ структур?

6. Какие нефтегазоносные области можно выделить в Барен-цевоморской провинции?

7. К какому тектоническому элементу приурочена Лаптевская перспективная нефтегазоносная провинция?

8. Чему в современном структурном плане соответствует При-тихоокеанская нефтегазоносная провинция?

9. Какие нефтегазоносные области выделяют в Притихооке-анской нефтегазоносной провинции?

10. Какие первоочередные направления геологоразведочных работ в северных и дальневосточных морях?

АББРЕВИАТУРА

АВПД —аномальное высокое пластовое давление
АЗН — активные запасы нефти
ВНЗ — водонефтяная зона
ВНК — водонефтяной контакт
ВНФ — водонефтяной фактор
г — газовые месторождения
ГВК — газоводяной контакт
ГИС — геофизические исследования скважин
гк — газоконденсатные месторождения
ГК — гамма-каротаж
ГКЗ — Государственная комиссия запасов
га — газонефтяные месторождения
ГНК — газонефтяной контакт
ГНО — газонефтеносная область
ГНП — газонефтеносная провинция
ГНР — газонефтяной район
ГО — газоносная область
ГРП — гидравлический разрыв пласта
ГРР — геологоразведочные работы
ГС — горизонтальные скважины
ЗВП - зона высокой продуктивности
ЗНГ - зона нефтегазонакопления
ЗНГК- зона нефтегазоконденсатонакопления
ЗНП - зоны низкой продуктивности
КИЗ - коэффициент извлечения запасов
КИН - коэффициент извлечения нефти
МГП - мегапровинция
МОВ - метод отраженных волн
МОГТ — метод общей глубинной точки
МУН -методы увеличения нефтеотдачи
н -нефтяные месторождения
НБЗ - начальные балансовые запасы
нг -нефтегазовые месторождения
НГЗ нефтегазовая залежь
НГК -нефтегазоконденсатные месторождения
НГК -нефтегазоносный комплекс
НГМП -нефтегазоносная мегапровинция

Нго - нефтегазоносная область

Нгп - нефтегазоносная провинция

НГР - нефтегазоносный район

нгсп- нефтегазоносная субпровинция

Низ - начальные извлекаемые запасы

Но - нефтеносная область

НСР - начальные суммарные ресурсы

Оиз - остаточные извлекаемые запасы

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ПБ - природный битум

Пзп - призабойная зона пласта

Пнгк- перспективный нефтегазоносный комплекс

ПНГО перспективная нефтегазоносная область

ПНГП перспективная нефтегазоносная провинция

Ппд поддержка пластового давления

ПТВ паротепловое воздействие

ПЦО пароциклическая обработка

РК - радиоактивный каротаж

РНГК- региональный нефтегазовый комплекс

сввн- сверхвысоковязкая нефть

Сп - субпровинция

Тиз - трудноизвлекаемые запасы

Тэп - технико-экономические показатели

УВ - углеводород

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А

Абазовское 154
Абино-Украинское 384
Аблингское 165
Авваль 473
Агалеевское 188, 189
Аганское 233, 245, 261
Адамташское 465, 466, 468
Адживели Восточное 430
Аджидере 430, 435
Адниканское 517, 518
Ази Асланова 430
Азовское 384
Айваседопурское 229
Айпимское 229
Айрактинское 479
Айранкуль 120
Айритан 473
Акбаш-Адыр 465, 468
Акджарское 317, 323
Акжар 119, 129
Акингень 120
Аккудук 120
Аккуинское 317
Аккумское 317
Ак-Патлаух 457
Аксу-Кендерлинское 334
Актасское 334
Актюбе 120
Александровское 149
Александровское 392
Алинское 192
Алтыколь-Кзылкала 120
Аманата 465, 468
Амангельдинское 479, 481
Амирарх 452
Амударьинское 465, 468
Анабайское 479
Анарт 435
Анастасиевско-Троицкое 382, 384, 385, 389
Анастасьевское 147, 153
Андижан 473, 478
Андыгенское 465, 466, 467, 468
Андылахское 207
Антипаютинское 229
Аняунгское 237
Ардалинское 85, 110
Аресское 93
Арктическое 229
Аркутун-Дагинское 492, 494, 511
Арланское 38, 43, 63
Армавирское 349
Арманское 337
Артюховское 153
Арчединское 77
Арыскумское 484
Арыстановское 317, 337
Асарское 334
Астаховское 154,163
Астраханское 120, 121, 123, 127, 128, 134
Асфальтовая Гора 382, 385
Атабайское 317, 332
Атовское 182, 187
Аукетайшагыл 134
Ахтырско-Бугундырское 382, 384, 385
Ачакское 317, 322, 323

Ачикулакское 349, 361, 369
Ачису 473
Аянское 182

Б

Бавлинское 43, 51
Багаджинское 322, 325
Баганское 85
Бадаранское 182, 207
Байрамалийское 317, 323, 329
Байтуганское 63
Байчунас 120, 129, 138
Бакланий 120
Балаханы-Сабунчи-Раманы 430, 434, 436, 442, 444
Балахнинское 182, 216, 217
Банка Апшеронская 430
Банка Губкина 458, 462
Банка Дарвина 430, 436, 445, 447
Банка Жданова 457, 458, 459, 460, 461, 462
Банка Лам 457, 462
Банка Ливанова Восточная 457, 460, 462
Баракаевское 383
Барса-Гельмес 457, 460
Барсуковское 149
Бахар 430, 456
Безводненское 348
Безопасненское 356
Бекбеке-Испулай 119
Бектурлы 334
Белокаменское 350
Белоусовское 153
Вельское 154
Береговое 292, 300
Бережовское 153
Березанское 349, 351
Березинское 149
Березовское 153
Березовское 182
Березовское 229, 231, 235
Бесюряхское 192
Беурдешикское 317
Бешкент-Тогап 473
Бешкульское 120
Бештентяк 465, 471
Биби-Эйбат 430, 434, 436, 438
Бильче-Волицкое 409, 411, 412
Бильчирское 187
Бинагады 430
Биркинское 187
Бисбулюк 120
Битков-Бабченское 410, 412, 414
Битковское 410, 411
Бобровское 79
Бованенковское 229, 234, 303, 305, 313
Богатойское 154
Богдановское 153
Богородчанское 409, 415
Бозоба 119
Болганмола 133
Большекотухтинское 229
Боранколь 120
Борзовское 350, 382
Бориславское 409, 410, 411, 412, 413
Боровское 154,163
Боровское 63
Борщевское 149
Бостон 473
Ботахан 120
Брагунское 382, 384, 399, 402
Братское 182
Бугдайли 457
Бугреватовское 153
Бугринское 120
Бугурусланское 63
Бузовны-Маштаги 430, 436, 440
Булла-море 430, 449
Буранкуль 129, 138
Бурун 457
Бухта Ильича 430
Быстринское 229, 233
Быстрицкое 410
Бысыхтахское 182, 205

В

Вакунайское 192
Ванейвисское 85, 95
Ваньеганское 229, 280
Варандейское 85, 115
Вартовское 239
Вартовско-Соснинское 229
Варык 473 Варык-П 473
Варьеганское 229, 234, 279, 313
Василковское 85, 91, 95, 109, 110
Васильевское 154
Ватинское 245, 253
Ватьеганское 229, 245, 264
Вахское 239
Великобубновское 153
Величаевское 348, 349
Величаевско-Колодезное 361, 372
Вергунское 154
Верхневилючанское 181,187,192,197
Верхневозейское ПО
Верхнегрубешорское 85, 94
Верхнеколикъеганское 292
Верхнеляминское 229
Верхнеомринское 93
Верхнесалымское 229
Верхнетелекайское 540
Верхнетиутейское 303
Верхнечонское 181, 187, 192, 193
Верхнечусовское 42, 419, 423
Верхне-Эчинское 540
Верх-Тарское 237
Веселовское 165, 167
Ветхинское 149
Вилькичайское 165, 167, 168
Вилюйско-Джербинское 192
Вишанское 147, 149, 150
Вишневское 79
Владиславское 350
Водный Промысел 91
Вожайчяйское 165
Возейское 85, 90, 91, 96, 99, 115
Войвожское 85, 92
Волостновское 421, 423
Волоховское 153
Волчинское 492, 510
Вонтерское 242
Воробьевское 361,371
Воропаевское 120
Восточная Камышлджа 457
Восточно-Безводненское 361
Восточно-Выступовичское 150
Восточно-Гремячинское 119, 130
Восточно-Дагинское 494
Восточное 351, 364
Восточно-Лутовское 488, 513
Восточно-Медведовское 154
Восточно-Новоселовское 154
Восточно-Первомайское 149
Восточно-Полтавское 154
Восточно-Савиноборское 85
Восточно-Северское 384
Восточно-Тазовское 292
Восточно-Талаканское 182, 192
Восточно-Таркосалинское 229
Восточно-Чаладидское 453
Восточно-Шиханлинское 317
Восточно-Эхабинское 492, 494, 497
Восточный Авваль 473
Восточный Избаскент 473
Восточный Челекен 457
Восьмое Марта 436
Вуктыльское 85, 420, 421, 422, 426
Выгода-Витвицкое 410
Вэнгапурское 229

Г

Гаджакское 465, 466, 468, 469
Гадячское 153
Гаевское 165
Газлинское 317, 322, 323, 325
Гарасу 430
Гарбузовское 385, 387
Гаршинское 79
Гаша 401,403
Гвиздецкое 410
Гежское 423

Гездек 430
Геофизическое 229, 302, 303
Глазовское 382
Глебовское 349,350
Глинско-Розбышевское 146,154
Глубокинское 154
Гнединцевское 153,154
Гоголевское 147,154
Гограньдаг 457, 460
Голиковское 153
Голицинское 350
Голубовское 154
Горное 69
Гороховское 361, 365
Гоусаны 430
Гран 120,138
Грачикское 154
Гремячинское 119,130
Грушевское 409, 415
Грыновское 409
Грязевая Сопка 430
Губкинское 229,278, 313
Гугуртлинское 317, 322, 323
Гумбулакское 465, 466, 468
Гумхана 473
Гунеганское 229
Гусевское 165,167, 169
Гыданское 229
Гюрзундаг 435

А

Давыдовское 147, 149, 150
Дагогнинское 383
Даниловское 181
Даниловское 229
Дарвазинское 317, 332
Дарьинское 130
Датыхское 383
Даулетабад-Донмезское 322, 329, 330
Даулеталы 119
Дашавское 409, 411, 412
Дашгиль-Деляниз 430
Даяхатынское 317
Дегляйское 165
Дейминское 165
Декабрьское 229
Денгизкульское 317
Дербетовское 356
Дерябинское 182,216, 217
Джангодское 182,217
Джанкойское 349, 350
Джаралтакырское 417
Джаркакское 317
Джьерское 85,90
Димитровское 401, 402
Днепровское 149
Довбушанское 410
Долинское 410, 411, 412, 414
Досмухамбетовское 120
Доссор 120, 121, 129, 137
Дружелюбовское 153
Дубровское 149
Дуванный-суша 430
Дузлакское 383
Дулисьминское 181,192, 202
Дунга-Жозаскан-Спемесай 334
Дунганское 317
Дуровдаг 430
Дэвинячское 410
Дюсушевское 110

Е

Еланское 317
Емъеговское 242
Етыпурское 229
Ефремовское 147, 154, 157

Ж

Жаксыкоянкулакское 323, 337
Жаксымай 119
Жаманкоянкулакское 323, 337
Жанажол 119, 121, 128, 138, 140
Жанаталап 120,138
Ждановское 119
Женгельды 120
Жетыбайское 317, 322, 334, 336
Жиланкабак 119
Жирновское 77

Жолдыбай 119
Жолдыбай Северный 119
Журавское 356, 361, 370

З

Забурунье 120, 138
Заводовское 409
Задорненское 350
Зайкинское 79
Зайцевское 153
Залужанское 409, 415
Заманкульское 383
Западно-Барсагельмесское317, 337
Западное Чаладиди 435
Западно-Ефремовское 154
Западно-Красноборское 165, 169
Западно-Крестищенское 146,154,160
Западно-Минчимкинское 229
Западно-Нефтяное 385, 389
Западно-Озерное 540
Западно-Октябрьское 349, 350, 351
Западно-Ровенское 119,121, 126, 129
Западно-Сабинское 492, 494, 506, 508
Западно-Сеяхинское 303
Западно-Соплесское 85, 421
Западно-Сосновское 154
Западно-Софиевское 153
Западно-Староверовское 154
Западно-Сургутское 234, 245, 261
Западно-Тамбейское 307
Западно-Таркосалинское 229, 283
Западно-Тенгинское 334
Западно-Тепловское 119, 121, 130,132
Западно-Тишковское 149
Западно-Тэбукское 85, 90, 93, 115
Западно-Хоседаюское ПО
Западно-Чаладидское 454
Западный Палванташ 473
Заполярное 229, 292, 294, 313
Зардоб 430, 452
Зачепиловское 154
Зеагли-Дарвазинская Группа 332
Зеаглинское 332
Зевардинское 317
Зимнее 182, 216, 217
Зимняя-Ставка 348, 349, 361
Зимовское 77
Золоторыбинское 513
Золотухинское 149
Зольненское 69
Зыбза-Глубокий Яр 382, 385
Зыря 430
Зых 430, 436, 441,443

И

Иванниковское 409
Ивановское 356
Игровское 56, 59
Избаскентское 473, 474, 476, 477
Изыльметьевское 488
Иктэхское 181, 192
Илыгирское 187
Имбинское 188
Им. 26 Бакинских комиссаров (Азе-ри) 436, 448
Им. 28 апреля (Гюнешли) 430, 436, 456
Им. А. Титова (Оленье) 85, 110
Им. Баринова 457
Им. Р.С. Мирзоева 492
Им. Р. Требса (Варкнавтское) 85, 110,111
Ингинское 242
Инзырейское 85
Интинское 85, 421
Инчхе-море 382
Иреляхское 181, 187, 192
Исаковское 165
Искине 120, 129
Ишимбайское 42, 419, 423

К

Кабаклинское 317
Кавское 409
Кадобнянское 409
Казанбулаг 430, 435, 452, 453
Казанцевское 182, 217
Казино-Грачевское 356

Казинское 356
Кала 430
Каламадын 430
Каламкас 337, 338
Калининградское 167
Калмас 430, 449
Калужское 384
Каменнобалковское 357
Каменское 130
Камыскуль Южный 120
Камышитовый Юго-Восточн. 120, 138
Камышитовый Юго-Западн. 120,138
Камышлджа 457, 460
Камышовое 361
Каневское 348, 349, 351,352
Канибадам 473
Кансуйское 334
Капиевское 361, 367
Капитановское 154
Караарна 120
Карабаглы 430
Карабаирское 317
Карабах 456
Карабашское 229
Карабильское 323
Карабулак-Ачалукское 384
Карагачи 473
Карадаг 430, 436, 440
Каражанбасское 337
Караизское 317
Каракгайское 317
Каракудукское 337
Каракумское 317
Карамандыбасское 334
Карамовское 229
Карасязьтаспазское 317
Каратал 120
Каратепе 457
Каратон 120, 129
Каратюбе 119, 121, 129
Караулбазарское 317
Карачаганак 119, 121, 123, 127, 128, 130
Карачухур 430, 436, 439, 441
Караэйбат 430
Каримское 317
Карловское 350
Карпенское 119
Картопьинское 229
Каспийское 348, 375, 377
Катанглинское 492, 515
Качановское 147, 153, 155
Кашаган 143
Кегичевское 154
Кедровское 421,423
Кеймир 457
Келийское 317, 323, 329
Кемачи-Зекринское 317
Кенкияк 119, 121, 128, 129, 140
Кергез-Кызылтепе 430
КзылОйское 323
Кибартайское 165,167
Кибинцевское 154
Киевъеганское 242
Ким (Сельрохо) 473
Кинзебулатовское 423, 426
Кирикилинское 120
Киринское 492, 512
Кирмаку 430
Кировское 350
Кирпичлинское 325
Кисимбай 120
Кичик-Бель 465, 468
Клинско-Краснознаменское 154, 157
Ключевское 384
Коба 119
Ковалевское 409, 415
Ковыктинское 182, 187, 203
Когалымское 229
Кожасай 119
Кожевниковское 216
Кожимское 85, 421
Козиевское 153
Кокайты 465, 466, 468, 469
Кокарна Восточная 120
Кокжиде 119

Колвинское 85
Колендинское 492, 494, 502
Колодезное 348, 349, 361
Колькудукское 491
Комаровичское 149
Комсомольское 119
Комсомольское 229, 277
Комсомольское 337
Комсомольское 465, 466, 467, 468, 470
Кондрашевское 154, 163
Кондымское 317
Конитлорское 229
Копанское 69, 70
Коробковское 43, 76, 77, 78
Коробочкинское 147, 153
Коровинское 85, 95
Королевское 120
Корпедже 457
Корсак 120
Космачское I 410
Космачское II 410
Косовское 409
Косчагыл 120, 129, 138
Котелевское 153
Котуртепе 457, 459, 460, 461
Кохановское 409, 411
Кошабулакское 317
Кошевойское 154, 157
Кошехабльское 383, 392, 393
Кошкар Южный 120
Кошкудукское 465, 468
Коштар 465, 468
Коюнское 317
Красноборское 165, 167, 168, 169
Красновское 154
Краснокамское 56
Краснокамышанское 375
Краснокутское 119, 129
Красноленинское 242
Краснополянское 350
Краснопоповское 154, 163
Красносельское 149
Кременовское 154
Крестищенское 147
Кружиловское 154
Крузенштерновское 303, 304, 313
Крыловское 348
Куаныш 337
Кутутское 356
Кудымкарское 61
Кузнецовское 392, 394
Куйбышевское 350
Куйджик 457, 460, 462
Кулдигское 165, 167, 168
Кулешевское 43, 69, 73
Куличихинское 153
Кулсары 120, 129
Култукское 317
Кульбешкакское 317
Кум-Даг 457, 460
Кумжинское 85, 91, 95
Кумкольское 484, 485
Кумсай 119, 129
Куриловское 120
Курукское 317, 332
Курьинское 421
Кучерлинское 356
Кущевское 349, 351, 355
Куюмбинское 182, 187, 189, 190
Кшукское 488, 515
Кыдыланьинское 492
Кызылалама 473
Кызылкум 457, 459
Кызылрабатское 317
Кызыл-Тумшук 465, 468
Кыртаельское 85, 90, 94
Кэдергинское 205
Кюрдаханы 430
Кюровдаг 430, 449
Кюрсангя 430, 449, 451

Л

Лабинское 383
Лабоганское 115
Ладушкинское 165, 167, 169
Ланновское 154
Лаявожское 85, 91, 95, 109

Лебяжье 242
Лебяжье 351
Левенцовское 154
Левчунковское 121
Ледовое 522, 525, 527
Леляковское 146, 153, 155
Лемьинское 229
Ленинградское 348, 351
Ленинградское 9, 234, 312, 313, 522, 525 Лиманское 154
Линейное 242
Лобатюганское 229
Лобачевское 154, 163
Лободинское 119, 121, 127
Локбатан-Пута-Кушхана 430, 434, 436, 443, 444, 447
Лугинецкое 229, 239
Лудловское 522, 523, 525, 527, 528
Луквинское 410
Лунское море 488, 492, 494, 512
Луценковское 153, 157
Ляль-Микар 465, 468
Лянторское 229, 245, 269

М

Маданият 473
Майданское 410
Майкопское 392, 396
Майкорское 61
Майлисай 473
Майлису-Ш 473
Майлису-IV 473
Майли-Харанское 361, 363
Майское 317, 323, 329
Макаръельское 93
Макат 120, 129
Максимокумское 348
Макуневское 409
Малгобек-Вознесенско-Алиюртовское 403, 404, 406
Малгобек-Горское 382, 383, 384
Малиновское 165
Малобабчинское 350, 382
Малобалыкское 233, 245, 258
Малогорожанское 409
Малодевицкое 154
Малодушинское 149
Малоичское 237
Малосорочинское 154
Малоямальское 229, 303
Малыгинское 308
Мамаджургатинское 317
Мамонтовское 229,234,245,259, 313
Манчаровское 63, 66
Марковское 181, 192
Мартыши 120, 138
Масабай 120
Масазыр 430
Мастахское 207, 213, 214
Матвеевское 154
Махачкалинское 382, 384
Маччобинское 181, 192
Машевское 147, 154
Мегионское 231, 313
Медведовское 154
Медвежье 229
Медыничское 409
Межводненское 350
Межевое 375
Межевское 237
Мелиховское 154
Мессояхское 182, 216, 217, 219
Метеджанское 317
Мильковское 153
Минховское 302
Мирбашир 430, 435
Мирзаани 430, 435, 453
Мирненское 181, 192
Мирненское 349, 356, 359, 360
Миролюбовское 154
Михайловское 154
Мичаюское 85
Мишкинское 61
Мишовдаг 430
Мишпарминское 421
Мокроусовское 119
Моктаконское 187, 188

Монастырищенское 146, 154
Монгинское 492
Мормовичское 149
Морское 120
Мортымья-Тетеревское 235
Мошкаревское 350
Мунайли 120
Муравленковское 289
Мурадханлы 430, 451, 452, 454
Муратовское 154
Мурманское 522, 523, 525, 529, 530
Мухановское 43, 69
Мухтинское 492, 510
Мыльджинское 239
Мысовое 350
Мядсейское 115

Н

Набильское 492
Нагуевичское 409
Надвинское 149
Надейюсское 115
Надымское 229
Наипское 323, 325
Наманган 473
Нармунданак (Комсомольское) 120
Наульское 85, 90, 115
Нафталан 430, 435, 452
Небит-Даг 457, 459, 460
Небыловское 410
Неджелинское 209
Нейтинское 229
Некрасовское 351
Некрасовское 494, 506, 507
Нелбинское 182, 192
Непское 187
Нефтеабад 473
Нефтегорское 384
Нефтечала 430, 449
Нефтяные Камни 430, 436, 439
Нибельское 93
Нижневилюйское 207, 214
Нижнекавкикское 488
Нижне-Омринское 85, 93
Нижнесартымское 229
Нижнетюкянское 207
Нижнехамакинское 182, 192
Нижнехетское 216, 217
Низевое 93
Никловичское 409
Николаевское (Новониколаевское) 154
Николаевское 153
Николаевское 353, 357
Ниноцминда 435
Ниязбек-Каракчикум 473
Новогригорьевское 154
Новодмитриевское 384
Ново-Елховское 43, 47
Новопортовское 229, 232, 303, 305, 313
Новоселковское 409, 415
Новоселовское 154
Новосходницкое 409
Новотроицкое 153
Новоукраинское 154
Ногай 457
Нордвикское 216, 217
Норио 430, 453
Нурминское 229, 303, 308
Нынивское 153

О

О-в Артема 430
О-в Жилой 430
Одопту-море 492, 494, 511
Озек-Суатское 349, 361, 372, 373
Оземлинское 149
Озерное 182, 192
Озерщинское 149
Озерянское 153
Оймашинское 317, 322
Окарем 457, 460, 463
Окружное 492, 494, 495
Октябрьское 120
Октябрьское 350, 351
Октябрьское 382, 384, 405
Олейниковское 349, 375, 376

Оленекское 222
Оленьевское 350
Ольховое 540
Ольховское 154
Ольховское 410
Оморинское 182, 188, 189
Опарское 409, 411
Опошнянское 154
Оренбургское 38, 43, 67
Оров-Уличнянское 409
Орысказган 119
Орьебаш-Чераульское 61
Останкинское 229
Осташковичское 146, 149, 150
Отрадненское 382
Охинское 492, 494, 496, 498

П

Павловское 119
Падимейское 421
Пайгинское 182, 191
Пайяхское 181
Палванташ 473, 478
Памукское 317
Паромайское 492, 494, 503, 504, 515
Пасечнянское 410
Патара-Шираки 430, 453
Пачкамар 465, 468
Пашнинское 85, 90
Пашшорское 94
Пеляткинское 182, 216, 217, 221
Первомайское 149
Первомайское 237
Первомайское 56
Перекоповское 153
Перещепинское 154
Песцовое 229, 284
Песчаноозерское 85, 116, 117, 522, 525
Песчано-Уметскоё 77, 79
Песчаный-море 430, 449, 450
Петровско-Благодарненское 356
Печорогородское 85, 94
Печоро-Кожвинское 85
Пильтун-Астохское 488,492,494,510
Пилюдинское 181, 192
Пирсагат 430
Плотинское 154
Плунгеское 165
Пнивское 410
Повховское 229, 245
Подсолнечное 361, 368
Покачевское 229, 245, 267
Покровское 69, 76
Полазненское 56
Полесское 149
Поморское 116, 117, 522, 525
Попельское 409
Порт-Артур 134
Потичанское 154
Поточное 233
Поцяйское 165
Правдинское 229
Правобережное 384
Прасковейское 349
Прибрежное 120
Прибрежное 515
Приграничное 130
Придорожное 479, 481, 482
Прилукское 154
Приобское 245, 255
Приозерное 350, 382
Приразломное 258
Приразломное 85, 112, 116, 522, 525
Причелекенский купол 457
Пришиихское 317
Прокопенковское 153
Пролетарское 154
Промысловское 349, 375, 376
Прорва Западная 120, 138
Прорва Центральная и Восточная 120, 138
Прорвинское 121, 129
Пунгинское 229, 235
Пустынное (Калмыкия) 120
Пустынное 120 Пынянское 409

Р

Рашат 473
Равнинное 120, 138
Радаевское 63
Радченковское 146, 154
Радыковское 356
Ракушечное 322, 375, 378
Распашновское 154
Рассольненское 410 Рассохинское 421
Расшеватское 356
Речицкое 146, 149, 150, 151
Решетняковское 154
Ровное 120
Рожнятовское 410
Ромашкинское 38, 43, 45
Роменское 145, 153
Росташинское 79
Ростовцевское 309
Ростошинское 130
Рудавецкое 410
Руденковское 147, 154, 162
Рудковское 409, 411, 415, 417
Руновщинское 154
Русановское 9, 234, 310, 312, 313, 522, 525
Русский Хутор 348
Русское 229, 234, 292, 297, 298, 299
Рыбальское 147, 153
Рыпнянское 410

С

Сабинское 492, 515
Сагайдакское 154
Сагиз 120, 129
Садковичское 409
Сакарское 317
Сакарчагинское 317, 332
Сакучяйское 165
Салымское 229, 245, 266
Салюкинское 85, 110
Самантепинское 317, 325, 327, 340
Самбургское 284
Самгори-Патардзеули 430, 435, 453, 454, 455
Самотлорское 229, 231, 234, 245, 248, 313
Сангачалы-море-Дуванный-море-о-в Булла 430, 449
Сандивейское 85
Саратовское 421, 423, 424
Сарыкамыш 473
Сарыташское 317
Сарыток 473
Сацхениси 430, 435, 453, 454
Светличное 153
Свидницкое 409
Северная Курганча 465
Северный Аламышик 473
Северный Канибадам 473
Северный Риштан 473
Северных Сох 473, 474, 475
Северо-Ачакское 317
Северо-Белянское 154
Северо-Брагунское 399, 402
Северо-Бузачинское 337
Северо-Варьеганское 229
Северо-Голубовское 153
Северо-Губкинское 285
Северо-Гуляевское 112, 116, 522,525
Северо-Долинское 410
Северо-Камышанское 375
Северо-Кильдинское 522, 523, 525
Северо-Кожвинское 94
Северо-Колендинское 515
Северо-Комсомольское 229, 286
Северо-Красноборское 165
Северо-Крымское 384, 385, 386
Северо-Лиманское 119
Северо-Мубарекское 317, 323
Северо-Нагутско-Веселовское 356
Северо-Нелбинское 192
Северо-Охинское 509
Северо-Покачевское 233
Северо-Покурское 245, 266
Северо-Ракушечное 334
Северо-Савиноборское 85

Северо-Саимлорское 229
Северо-Сарембойское 85, 115
Северо-Соленинское 182, 216, 217, 220
Северо-Ставропольско-Пелагиадинское 349, 353, 356, 358, 359
Северо-Тамбейское 229
Северо-Уренгойское 229, 275
Северо-Хоседаюское 85, 110
Северо-Часельское 286
Северо-Ярошевское 153
Седиевское 154
Седьельское 92
Седьягинское 115
Сельское 356
Семаковское 229, 302
Семенцовское 154
Семигиновское 409
Сенгилеевское 348, 349, 353, 356
Серафимовское 54
Серебрянское 349, 350
Сеталантепинское 317
Сианьшор 430
Синявское 351,354
Скосырское 154
Славинское 165
Славское 165, 167
Славяносербское 154
Сладковское 385, 388
Слобода-Рунгурское 410
Собинское 182, 187, 191
Соболиное 242
Соболох-Неджелинское 182, 207, 211,213,214
Собохаинское 182, 207, 214, 427
Советское 245
Советское 392, 395
Совхозное 120
Соколовогорское 77
Соколовское 392, 397
Солдатско-Степновское 119
Солотвинское 410
Солоховское 147,154
Сосновское 149
Сотчемьюское 93
Софиевское 153
Спасское 410
Спасское Глубинное 410
Спиваковское 154
Спортивное 120, 129
Среднеботуобинское 181, 192, 195
Средневилюйское 182,207, 209, 212,213,214
Среднекунжикское 488
Среднемакарихинское 85,110
Среднетюнгское 182, 207, 209, 213
Среднеямальское 229
Староверское 147
Старогрозненское 382- 384, 402, 404
Старо-Минское 349, 351, 353
Старосамборское 409, 412
Старшиновское 120, 129
Степное 361
Степовое 153
Столяровское 421, 423, 425
Стрелковское 350
Стрельбичское 410
Струтыньское 410
Стынавское 409
Субурское 421
Судовицкое 149
Судутепе 430
Сузак 473
Сузунское 229
Султангуловское 63
Сульдузы 465, 466, 471
Супса-Омпарети 435, 453, 454
Сураханы 430, 436, 442, 446
Суторминское 287
Суходоловское 154
Сухокумское 349, 361, 362
Сходницкое 410

Т

Тевлинско-Русскинское 232, 245, 269
Тагринское 233
Таебулатское 317

Тажигали Юго-Западное 120
Тазовское 229, 292, 294, 313
Тайбинское 229
Тайлаковское 237
Такырское 317, 332
Талаканское 181, 187, 192, 197
Талалаевское 153
Талинское 232, 242
Таловое 237
Таловское 120, 129
Тамчи 473
Танатар 120
Таначинское 188
Танявское 409
Тарибани 430, 435, 453
Таркское (Ижимка-Таркское) 85, 112,522,525
Тарсадалляр 435
Тасеевское 187
Тасийское 303, 309
Тас-Юряхское 181, 187, 192, 198
Татьяновское 349, 350
Тахта-Кугультинское 349, 356
Ташкудукское 317
Тевлинское 229
Тедженское 329
Телети 430, 435
Темиргоевское 382, 383
Тенгиз 120, 121, 123, 127, 134, 136
Тенгинское 317, 334
Тенгутинское 375
Тентяксор 120
Тепловское 130
Тергачи 473
Тереньузюк 120
Термокарстовое 300
Терновское 356
Терское 181, 189
Тимофеевское 153
Тишкинское 154
Тишковское 149, 150
Тобойское 115
Токаревское 130
Толон-Мастахское 182, 207
Толонское 213
Топджульбинское 317
Топорджульбинское 317
Торавейское 85, 115
Тортай 120, 138
Туймазинское 43, 49
Тунгорское 492, 494, 499, 501, 515
Тымпучиканское 192
Тюбеджикское 317
Тюлегень 120
Тюлюс Южный 120, 129
Тюменское 229
Тянское 245, 272

У

Угерское 409, 411, 412, 415, 416
Угловое 541
Узеньское 317, 322, 334
Узловое 515
Узунхор 465, 471
Углекутское 492
Ульяновское 130
Умбаки 430
Уньвинское 423
Уренгойское 229, 231, 234, 273, 313
Урихтау 119
Урненское 229, 233, 237
Урожайное 348
Уртабулакское 317,322,325, 327,340
Усановское 229
Усинское 85, 90, 91, 96, 115
Усть-Балыкское 231
Усть-Вилюйское 182, 207, 209, 214, 427 Устьикинское 423
Усть-Камовское 189
Усть-Эвайское 492
Утальги 435
Утреннее 229, 302
Учаральское 479
Учкызыл 465, 466, 468
Учкырское 317
Ушаковское 165, 167, 169
Ушкультас 134

Ф

Фарабское 317
Федоровское 232, 234, 245, 250, 313
Фонталовское 385, 390

Х

Хадыженское 382, 385, 391
Халганское 120
Ханкыз 473
Ханты-Мансийское 242
Ханчейское 301
Харампурское 292, 297
Харасавейское 229, 303, 313
Харбижинское 383
Хартум 473
Харьковцевское 154,157
Харьягинское 85, 96, 106
Хасырейское 85
Хаудакское 465, 466, 468
Хаян-Кортовское 383, 384
Хвалынское 375, 378
Хиллы 430
Ходжаказганское 317
Ходжаосман 473
Ходжа-Сартис 465, 466, 471
Ходжихайрамское 317
Ходновичское 409, 415, 417
Холмогорское 229, 245, 270
Хосолтинское 115
Хосырейское 115
Хотого-Мурбайское 182, 192
Хошмензильское 383
Христофоровское 187
Хуторское 149
Хыльчуюское 85

Ц

Царынское 120 Цубукское 375
Цыгановское 130

Ч

Чайво-море 488, 492, 513

Чалджульбинское 317, 332
Чангырташ 473
Чаур-Яркутан-Чимйон 473
Чахнагляр 430
Чашкинское 423
Чашхынское 317, 332
Чаяндинское 187,192, 199
Чекмагушевское 63
Челбасское 348, 351
Челекен 457, 459, 460
Ченкиямское 187
Червоноярское 154
Черногузское 409
Черноморское 350
Чернухинское 153
Четырманское 61
Чечвинское 410,412
Чибьюсское 89, 91
Чигирчик 473
Чикишляр 457, 460
Чиммерлинское 317,332
Чинаревское 130
Чираг 456
Чонгара-Гальча 473
Чутовское 154
Чутырско-Киенгопское 61

Ш

Шаамбары 465, 467, 468
Шабандаг-Шубаны-Ясамальская
долина-Аташки 430
Шаджинское 120
Шаимское 231
Шапкинское 91,109
Шараплинское 317, 329
Шарихан-Ходжаабад 473
Шатлыкское 322, 323, 329
Шаукенское 167
Шах Дениз 456
Шахмал-Булакское 382, 399, 402
Шахпахтинское 317, 322, 334
Шебелинское 146, 154, 157
Шехитлинское 317
Шиихское 317, 332

Шилальское 165
Ширинкум 452
Шиханлинское 317
Шихбаги 452
Шкаповское 43, 54
Шонгар 430
Шорбулак 473
Шорсу-IV 473
Штокмановское 9, 522, 523, 525, 527, 528, 529, 531
Шубаркудук 119
Шумское 154
Шуртанское 322
Шуртепинское 317
Шурчинское 317, 323
Шхунное 494, 503, 505
Шюпаряйское 165

Щ

Щуровское 153

Э

Экиз-Ак 457
Эниторское 242
Эрдекли 457
Эрринское 494
Эхабинское 492, 494, 499, 500

Ю

Юбилейное 229, 287
Юбилейное 317, 361, 366, 383
Югидское 90, 94
Южно-Буйнакское 348
Южно-Гремячинское 130
Южное 430
Южное Бутдайли 457
Южное-2 430
Южно-Иолатаньское 317
Южно-Кисловское 119
Южно-Луговское 513
Южно-Лыжское 94
Южно-Монастырецкое 409, 412
Южно-Мубарекское 317
Южно-Мыльджинское 229
Южно-Осташковичское 149
Южно-Охинское 509
Южно-Радыковское 356
Южно-Русское 229, 234
Южно-Советское 392, 398
Южно-Соленинское 182, 217, 220
Южно-Сосновское 149
Южно-Тамбейское 229
Южно-Тандырчинское 465,468
Южно-Тереховейское 85
Южно-Тигянское 216
Южно-Угерское 409, 415
Южно-Хыльчуюское 109
Южно-Шапкинское 85,91, 95
Южно-Шюпаряйское 165,168
Южно-Юрьяхинское 94
Южно-Ягунское 245
Южный Аламурын 334
Южный Аламышшк 473,474,477,478
Южный купол Самгори 430
Юлдузкакское 317
Юрвож-Большелягское 421
Юрубчено-Тохомское 188
Юрубчинское 182, 187, 188, 189
Юрьевское 154

Я

Яблоневоовражное 69
Яблоновское 409
Яблуновское 154, 157
Ягодное 165
Ямбургское 229, 231,234, 276, 313
Ямсовейское 229
Янгиказганское 317
Ярайнерское 229
Ярактино-Аянское 192, 201
Ярактинское 181, 199
Ярегское 85, 89, 91, 92, 115
Ярейюское 85,96
Ярино-Каменноложское 56
Ярмолинское 375
Яровское 157
Ярошевское 153
Яунлорское 229

ЛИТЕРАТУРА

1. Айзберг Р.Е., Гарецкий Р.Г. Общие особенности доплитных и плитных этапов развития древних платформ // Геология запада Восточно-Европейской платформы. — Минск, 1981, с. 273 — 286.

2. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / Под ред. Ю.А. Арсирия, В.А. Витенко, А.М. Палия, А.К. Ципко. - Киев: Картфабрика МГ УССР, 1984.

3. Бабазаде Б.К. Классификация залежей и месторождений нефти и газа Азербайджана и рациональная методика их разведки. — М.: Недра, 1964.

4. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. — М.: Недра, 1973.

5. Бакиров А.А., Варенцов М.И,Бакиров Э.А. Нефтегазоносные про-винции и области зарубежных стран. — М,: Недра, 1971.

6. Богданова СВ. Земная кора Русской плиты в раннем докембрии (на примере Волго-Уральского сегмента). — М.: Наука, 1986.

7. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. — М.: Недра, 1990.

8. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 1979.

9. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Учебник для техникумов. — М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000.

10. Гавриш В.К. Платформенный рифтогенез и нефтегазоносность. // Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М., 1985, с. 74 — 80.

11. Гарецкий Р.Г., Конищев В.С., Синичка АМ. Нефтегазоносность авлакогенов древних платформ // Глобальные тектонические за-кономерности нефтегазонакопления.— М., 1985, с. 64 — 74.

12. Гарецкий Р.Г., Шлезингер А..Е., Яншин АЛ. Основные типы плат-форменных структур Неогея // Геотектоника, 1985, № 3, с. 104 — 105.

13. Геологические формации осадочного чехла Русской платформы / Н.С. Иголкина, В.П. Кириков, Г.Г. Кочин и др. — Л.: Недра, 1981.

14. Геология, геохимия, геофизика и разработка нефти и газа / Под ред. К.А.Клещева. - М.: ВНИГНИ,1998.

15. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Абдулмазитов Р.Д., Баймурзанбетов К.С., Викторин В.Д. и др. / Издание в 2-х томах под ред. В.Е. Гавуры - М.: ВНИИОЭНГ, 1996.

16. Геология и нефтегазоносность Предкавказья / Орел В.Е., Распопов Ю.В. Скрипкин А.П. и др. / под ред. В.Е. Орла. — М.: ГЕОС, 2001,299 с.

17. Геология и нефтегазоносность карбонатного палеозоя Саратовского и Астраханского Поволжья. — Саратов: Изд-во Сара-товск. ун-та, 1983.

18. Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. — М.: Начный мир, 1977 / Гл. ред. В.Н. Астафьев.

19. Геология нефти и газа и нефтегазоносные провинции / А.К. Мальцева, Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин, Л.В. Каламкаров, Э.Л. Рожков. Учебник для вузов. — М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1998.

20. Геология нефти и газа Восточно-Европейской платформы / СП. Максимов, Г.Х. Дикенштейн, А.Н. Зотов и др. — М.: Недра, 1990.

21. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А.Трофимук. — М.: Недра, 1981.

22. Геология нефтяных и газовых месторождений Сахалина (Тр. ВНИГРИ, вып. 328). Отв. ред. С.Н. Алексейчик. -Л.: Недра, 1981.

23. Гончаренко Б.Д., Кривошея В.А., Тесленко-Пономаренко В.М. Пред-посылки поисков залежей нефти на больших глубинах в ДДВ // Нефтяная и газовая промышленность, 1986, № 2, с. 7 — 10.

24. Губкин И.М. Учение о нефти. 3-е изд. — М.: Наука, 1975.

25. Демидова М.А., Каламкаров Л.В. Использование преобразований гравитационного поля для изучения нефтегазоносных регио-нов. - М.: Недра, 1978.

26. Демидова М.А., Каламкаров Л.В. Прогнозирование нефтегазо-носных структур по гравиметрическим данным / В сб.: Методика комплексного прогнозирования нефтегазоносных локальных структур (на примере Днепровско-Донецкой впадины). — Киев: Наукова думка, 1982, с. 94- 109.

27. Дикенштейн Г.Х., Максимов СП., Иванова Т.Д. Тектоника неф-тегазоносных провинций и областей СССР. Справочник. — М.: Недра, 1982.

28. Закономерности распределения нефти и газа в Прикаспийской впадине / М.М. Чарыгин, Ю.М. Васильев, Л.В. Каламкаров и др. - М.: Недра, 1964.

29. Зиновенко Г.В. Балтийско-Приднестровская зона перикратонных опусканий. — Минск: Наука и техника, 1986.

30. Казанцев Ю.В. Структурная геология Предуральского прогиба. - М.: Наука, 1984.

31. Каламкаров Л.В. Знаменская К.Ф. Особенности глубинного строения Припятской впадины в свете новых геолого-геофизиче-ских данных. — М: Недра, 1974.

32.Каламкаров Л.В. Проблемы изучения областей соленакопления в связи с перспективами их нефтегазоносности / В сб.: Прогнози-рование нефтегазоносности недр — М.: Недра, 1982, с. 82 — 88.

33. Каламкаров Л.В. Основы нефтегазовой геологии. Учебное пособие для вузов. — М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 1999.

34. Каламкаров Л.В. Методология комплексного изучения нефтегазоносности соленосных бассейнов мира. Учебное пособие. М.: ГАНГ, 1997.

35. Каламкаров Л.В., ПавличМ.Ф., Самсонов Ю.В. Нефтегазонос-ные провинции и области России и ближнего зарубежья. Учебное пособие. - М.: ГАНГ, 1997.

36. Каламкаров Л.В., Элланский М.М. Вероятностный подход к про-гнозу нефтегазоносности и проектированию поисково-разведочных работ на нефть и газ. Учебное пособие для вузов. — М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2000.

37. Клещев К.А., Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. — М.: Недра, 1995.

38. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии / под ред. Р.И. Вяхирева. — М.: Изд-во Академии горных наук, 1998.

39. Мельников Н.В. Нефтегазоносные резервуары Лено-Тунгусской провинции. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983.

40. Методика геофизических исследований областей развития соляной тектоники / Л.В. Каламкаров, А.П. Шафранов, Н.И. Тумилович, Г.В. Мартовский. — М.: Недра, 1975.

41. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. — М.: Наука, 1980.

42. Некомпенсированные прогибы Восточно-Европейской платформы / Р.Г. Гарецкий, Л.Г. Кирюхин, И.Н. Капустин, В.С. Кони-щев. — Минск: Наука и техника, 1990.

43. Непско-Ботуобинская антеклиза — новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Под ред. А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука. — Новосибирск: Наука, 1986.

44. Нефтегазоносность подсолевых отложений / А.А. Аксенов, Б.Д. Гончаренко, М.К. Калинко и др. — М: Недра, 1985.

45. Нефтегазоносность России / К.А. Клещев и др. — М.: ВНИГНИ, 1994, 123 с.

46. Нефтегазоносные провинции и области СССР / Под ред. А.А. Бакирова. — М.:Недра, 1979.

47. Нефтегазоносность Северо-Востока Азии / Н.А. Крылов, Т.Т. Юдин В.Ф. Мазанов и др. - М: Изд. ИГиРГИ, 1997.

48. Нефтегазоносные провинции и области СССР / под ред. А.А. Бакирова. — М.: Недра, 1979.

49. Нефтегазоносные провинции СССР/ И.М. Алиев, Г.А. Аржевский, Ю.Н. Григоренко и др. — М.: Недра, 1983.

50. Нефтегазоносные провинции СССР / Г.Х. Дикенштейн, И.М. Алиев, Г.А. Аржевский и др.: Справочник. — М.: Недра, 1977.

51. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник, кн. I и II / Под ред. СП. Максимова. — М.: Недра, 1987.

52. Особенности строения фундамента Прикаспийской впадины по данным комплексной геолого-геофизической интерпретации / Под ред. Л.В. Каламкарова// — Тр. МИНХиГП им. И.М. Губкина, вып. 137, 1978.

53. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа. — М.: Мир, 1994,255 с.

54. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. - М.: Недра, 1991, 359 с.

55. Проблемы нефтегазогеологического прогнозирования / Под ред. А.А. Бакирова, Ю.А. Сударикова, Н.В. Марасанова. — М.: Наука, 1986.

56. Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. — М.: Недра, 1981.

57. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР / Г.А. Габриэлянц, Г.Х. Дикенштейн, И.Н. Капустин, Л.Г. Кирюхин, А.А. Размышляев. Мин-во геол. СССР, ВНИГНИ/Под ред. Г.А. Габриэлянца. — М.: Недра, 1991.

58. Реконструкция континентов и океанов в фанерозое / Л.П. Зоненшайн, М.И. Кузьмин, М.В. Кононов и др. // Геотектоника. — №3, 1985, с. 98-99.

59. Словарь по геологии нефти и газа. — Л.: Недра, 1988.

60. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. — М.: Наука, 1980.

61. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубеж-ных стран. Том I и II / Под ред. В.И. Высоцкого. — М.: Недра, 1976.

62. Справочник по стратиграфии нефтегазоносных провинций СССР / Под ред. Н.В. Безносова, Ф.Г. Гурари, В.Д. Ильин и др. — М: Недра, 1987.

63. Строение и развитие Южного Урала с точки зрения тектоники литосферных плит /Л.П. Зоненшайн, В.Г. Кориневский, В.Г. Казь-мин и др.//История развития Уральского палеоокеана. — М., 1984.

64. Структура платформенного чехла Европейского севера СССР / В.А. Дедеев, В.Г. Гецен, И.В. Запорожцева и др. — Л.: Наука, 1982.

65. Тектоника северо-востока Европейской платформы / Под ред. В.А.Дедеева. - Сыктывкар: КФ АН СССР, 1988.

66. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Паша-ев и др. — М: Высшая школа, 1987.

67. Филиппов В.П., Каламкаров Л.В., Самсонов Ю.В. Поиски и раз-ведка нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. — М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001.

68. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. - М.: МГУ, 1995.

69. Чирвинская М.В., Соллогуб В.Б. Глубинная структура Днепров-ско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным. - Киев: Наукова думка, 1980.

ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСЫ

1. Научная библиотека Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина — www.gubkin/ru
2. Научная библиотека МГУ — www.lib.msu.su
3. Электронная библиотека Московского государственного университета экономики, статистики и информатики (МГУЭСиИ) — www.ibc.mesi.ru
4. Библиотека Санкт-Петербургского университета — www.unilib.neva.ru
5. Научно-техническая библиотека СибГТУ — www.lib.sibstru.kts.ru
6. Российская Государственная библиотека — www.rsl.ru
7. Государственная публичная научно-техническая библиотека — www.gpntb.ru
8. Библиотека естественных наук РАН — ben.irex.ru
9. Всероссийская государственная библиотека иностранной литературы — www.libfl.ru
10. Библиотека Академии наук — spb.org.ru/ban
11. Национальная электронная библиотека — www.nel.ru
12. Библиотека ВНИИОЭНГ — vniioeng.mcn.ru
13. Всероссийский институт научной информации по техническим наукам (ВИНИТИ) — fuji.viniti.msk.su
14. Российская национальная библиотека, г. Санкт-Петербург — www.nlr.ru
15. Геология нефти и газа — www.geoinform.ru
16. Газовая промышленность — www.gas-journal.ru
17. Нефтяное хозяйство — www.oil-industry.ru
18. Нефтегазовая вертикаль. — www.ngv.ru
19. Oil Gas Journal — www.ogj.com
20. Нефть России. Oil of Russia — press.lukoil.ru
21. Нефть и капитал — www.oilcapital.ru
22. Нефть, газ и право — www.oilgaslaw.ru

23. ТЭК России. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность — www.ratex.ru
24. Известия вузов «Геология и разведка» — msgpa.edu.ru
25. Мировая энергетическая политика - www.wep.ru
26. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление — www.geoinform.ru
27. Geological Society of America Bulletin — www.geosociety.org/pubs/journals.ru

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие..... 3

Введение...... .. 4

Глава 1. Генетические основы нефте-газогеологического районирования.........12
1.1. Нефтегазогеологическое районирование территорий России и сопредельных стран..... ..22
Контрольные вопросы к главе 1..... .. 29

Глава 2. Нефтегазогеологическое районирование древних платформ.....30
2.1. Восточно-Европейскаямегапровинция..... 31
2.1.1. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция..... 37
2.1.2. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция..... .82
2.1.3. Прикаспийская нефтегазоносная провинция..... 118
2.1.4. Днепровско-Припятская газонефтеносная провинция..... 143
2.1.5. Балтийская нефтегазоносная провинция..... 164
2.1.6. Самостоятельная перспективная нефтегазоносная область Московской синеклизы..... 169
2.1.7.Самостоятельная перспективная нефтегазоносная область Мезенской синеклизы..... 173
2.2. Восточно-Сибирская мегапровинция..... 177
2.2.1. Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция..... 180
2.2.2. Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция..... .206
2.2.3. Енисейско-Анабарская газонефтеносная провинция..... 214
Контрольные вопросы к главе 2..... .. 223

Глава 3. Нефтегазогеологическое районирование молодых платформ.....224
3.1. Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция..... 225
3.2. Туранская нефтегазоносная мегапровинция..... ..314
3.3. Предкавказско-Крымская (Скифская) нефтегазоносная мегапровинция..... 340
Контрольные вопросы к главе 3.....379

Глава 4. Нефтегазогеологическое районирование переходных территорий.....380
4.1. Предкавказская нефтегазоносная субпровинция..... 380
4.2. Предкарпатская нефтегазоносная субпровинция..... 407
4.3. Предуральская нефтегазоносная субпровинция..... 418
4.4. Предверхоянская нефтегазоносная субпровинция..... 427
Контрольные вопросы к главе 4.....428

Глава 5. Нефтегазогеологическое районирование складчатых территорий.....429
5.1. Закавказская нефтегазоносная провинция..... 429
5.2. Западно-Туркменская нефтегазоносная провинция..... 456
5.3. Тяньшань-Памирская нефтегазоносная провинция..... 464
5.4. Дальневосточная нефтегазоносная мегапровинция..... 486
5.4.1. Охотская нефтегазоносная провинция..... 487
Контрольные вопросы к главе 5.....520

Глава 6. Нефтегазогеологическое районирование шельфов и акваторий арктических и дальневосточных морей......521
6.1. Баренцевоморская газонефтеносная провинция..... .522
6.2. Северо-Карская перспективная нефтегазоносная провинция..... ...532
6.3. Лаптевская перспективная нефтегазоносная провинция.....532
6.4. Восточно-Арктическая перспективная нефтегазоносная провинция.....534
6.5. Южно-Чукотская перспективная нефтегазоносная провинция.....536
6.6. Усть-Индигирская перспективная нефтегазоносная область.....537
6.7. Притихоокеанская нефтегазоносная провинция..... ..537
6.8. Основные направления геолого-разведочных работ..... .542
Контрольные вопросы к главе 6.....544

Аббревиатура......545
Алфавитный указатель месторождений..... ...547
Литература..... .562
Интернет-ресурсы.....567
Оглавление.....569

Учебное издание

КАЛАМКАРОВ Лев Вартанович

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ РОССИИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРАН

Нефтегазоносные
провинции и области России
и зарубежных стран

Издание 2-е, исправленное и дополненное

Редакторы *З.Б. Бацежева и Л.В. Каламкаров*

Иллюстративный материал предоставлен автором

Компьютерная верстка *Т.В. Уткина*

Подписано в печать 10.03.2005. Формат 60x90/16.
Бумага офсетная. Печать офсетная.
Гарнитура Таймс. Усл. п. л. 36.
Тираж 500 экз. Заказ № 57

. . .

Федеральное государственное унитарное предприятие Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Лицензия ИД № 06329 от 26.11.2001
119991, Москва, Ленинский просп., 65.
Тел. (095) 135-84-06, 930-97-11, факс (095) 135-74-16.

Налоговая льгота — общероссийский классификатор продукции
ОК-005-93, том 2: 953000