В. В. ГЛУШКО, И. Ф. КЛИТОЧЕНКО, В. Н. КРАМАРЕНКО,
С. П. МАКСИМОВ, М. В. ЧИРВИНСКАЯ

ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УКРАИНСКОЙ ССР

ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
МОСКВА 1963

11—5—4

УДК 553.982 (с477)+553.981 (с477)

АННОТАЦИЯ

В книге освещены основные результаты изучения осадочного комплекса пород, известных на территории УССР. Приводится характеристика стратиграфии, тектоники и этапов геологического развития трех нефтегазоносных областей, выделяемых на территории Украины. В специальных главах освещаются вопросы геологии, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Днепровско-Донецкой впадины, Карпат, Предкарпатья и Закарпатья, Львовского палеозойского прогиба, Крыма и Причерноморья.

В заключение на основе анализа всего материала дается относительная оценка как месторождений, так и тектонических зон и приводятся рекомендации по дальнейшему направлению разведочных работ.

Книга рассчитана на широкий круг читателей, занимающихся вопросами нефтегазоносности Украины, — научных работников, геологов-нефтяников, студентов геологических факультетов и вузов.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Для создания материально-технической базы коммунизма в нашей стране XXII съездом Коммунистической партии Советского Союза поставлена одна из задач — увеличить объем промышленного производства в течение 20 лет не менее чем в шесть раз. В успешном развитии производительных сил огромную роль играет обеспечение промышленности сырьевыми ресурсами. В соответствии с решениями XXI и XXII съездов КПСС развитие топливно-энергетического баланса страны должно идти по пути всемерного увеличения добычи нефти и газа. Помимо топливно-энергетического значения, эти полезные ископаемые приобретают все больший вес как химическое сырье.

До последнего времени Украинская ССР была одной из ведущих республик в Советском Союзе по добыче разнообразных полезных ископаемых, из которых главное место занимали угли Донбасса, железная руда Криворожья и марганец Никополя. Добыча нефти и газа долгое время оставалась второстепенной отраслью промышленности; в основном она была сосредоточена в Бориславском и Стрыйском районах Львовской области.

Разведочные работы, проведенные после войны, позволили открыть ряд крупных нефтяных и газовых месторождений на западе республики (Долинское, Угерское, Бильче-Волицкое, Рудковское) и особенно на востоке (Шебелинское, Гнединцевское, Прилукское, Глинско-Розбышевское, Качановское и др.); в последние годы открыты месторождения еще и в южной части республики (Октябрьское, Глебовское, Карлавское). Уже сейчас 30% добычи газа в Советском Союзе приходится на Украину. Геологические условия республики благоприятны для открытия крупных месторождений нефти и газа, а расположение в центре Европейской части СССР ставит ее в выгодные экономические условия.

Предлагаемая работа представляет собой попытку систематизировать большой материал, полученный в результате геофизических и геологоразведочных работ. Наряду с описанием геологических разрезов и литолого-фациальных условий в работе освещаются этапы геологического развития нефтегазоносных областей и на основании этого дается представление о тектонике и закономерностях размещения нефтяных и газовых месторождений. Описание геологического строения и промышленных перспектив приводится по большинству разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений.

Кроме того, освещается состояние разведки отдельных перспективных площадей и структур и дается основное направление дальнейших разведочных работ.

Материал в книге расположен в соответствии с перспективами отдельных нефтегазоносных областей. Сбор и систематизацию его проводил весь авторский коллектив.

Основными источниками подготовки материала явились производственные отчеты бывших объединений «Укрнефть» и «Укргаз», отчеты разведочных трестов «Укрнефтеразведка» и «Укрвостокнефтеразведка», а затем «Львовнефтегазразведка», «Полтаванефтегазразведка», «Харьковнефтегазразведка», «Черниговнефтегазразведка», «Крымнефтегазразведка», «Укргеофизразведка», комплексных тематических экспедиций и партий, а также Львовского и Харьковского совнархозов, УкрНИГРИ, ВНИГНИ, Харьковского филиала ВНИИгаза, АН УССР и других организаций. Кроме того, использованы многочисленные работы, опубликованные в периодической печати и монографиях.

ВВЕДЕНИЕ

По истории геологического развития, осадочного комплекса и перспективам нефтегазоносности в пределах УССР выделяются три нефтегазоносные области (рис. 1).

Восточно-Украинская нефтегазоносная область расположена в северо-восточной части УССР на территории Черниговской, Сумской, Харьковской, Полтавской, Донецкой, частично Киевской, Луганской и Днепропетровской административных областей.

Западно-Украинская нефтегазоносная область включает территории Волынской, Ровенской, Львовской, Тернопольской, Ивано-Франковской (б. Станиславской), Закарпатской и Черновицкой административных областей.

Южно-Украинская нефтегазоносная область находится на территории Одесской, Херсонской, Николаевской, Запорожской и Крымской административных областей.

Общее представление о соотношении отдельных тектонических элементов Украины дает схема, изображенная на рис. 2. Как видно из рисунка, нефтегазоносные области приурочены в основном к впадинам, прогибам и грабенам. При этом перспективность каждого тектонического элемента находится в прямой зависимости от мощности и литологического характера слагающих его терригенных отложений.

В Восточно-Украинской нефтегазоносной области поверхностные признаки нефти и газа отсутствуют.

В 1931 г. Н. С. Шатским была высказана мысль о возможности нахождения нефтяных месторождений в области развития солянокупольной тектоники, и в 1935—1936 гг. поисковым бурением на соль открыто первое на востоке Украины Роменское нефтяное месторождение. Залежь оказалась небольшой, а начальные дебиты скважин не превышали 4—5 *т/сутки*, быстро снижаясь по мере эксплуатации. Неудачи поисков залежей на близлежащих куполах привели к тому, что в 1949 г. рядом геологов ставился вопрос о прекращении поисково-разведочных работ. Однако анализ геологических материалов дал основание продолжить поисковые работы не только на соляных куполах, но и на нормальных брахиантиклиналях. В результате в 1949 г. было открыто Шебелинское газовое месторождение, относящееся к числу наиболее крупных месторождений мира. В 1951 г. обнаружены залежи нефти на Радченковском месторождении, в 1955 г. — на Сагайдакском, в 1959 — на Зачепиловском, Кибинцевском и Глинско-Розбышевском, в 1960 — на Прилукском и Гнединцевском месторождениях. На Радченковском, Зачепиловском и Сагайдакском месторождениях в 1955—1959 гг. вскрыты залежи природного сухого газа. В эти годы закончена разведка небольших газовых месторождений — Михайловского, Спиваковского,



Рис. 1. Схема расположения нефтегазоносных областей на Украине.

Солоховского и Голубовско-Ильичевского. Это позволило уже в 1958 г. перенести центр газодобывающей промышленности Украины из Западно-Украинской в Восточно-Украинскую нефтегазоносную область, которая уже сейчас дает свыше 70% добычи газа на Украине.

В Западно-Украинской нефтегазоносной области нефть, выходящая на дневную поверхность в пределах Карпат и Предкарпатского прогиба, еще в XVI в. использовалась местными жителями как лекарство в медицине и как смазочный материал в хозяйстве; переработка ее началась в 20-х годах прошлого столетия (Micucki, 1938). После изобретения в 1853 г. Львовским

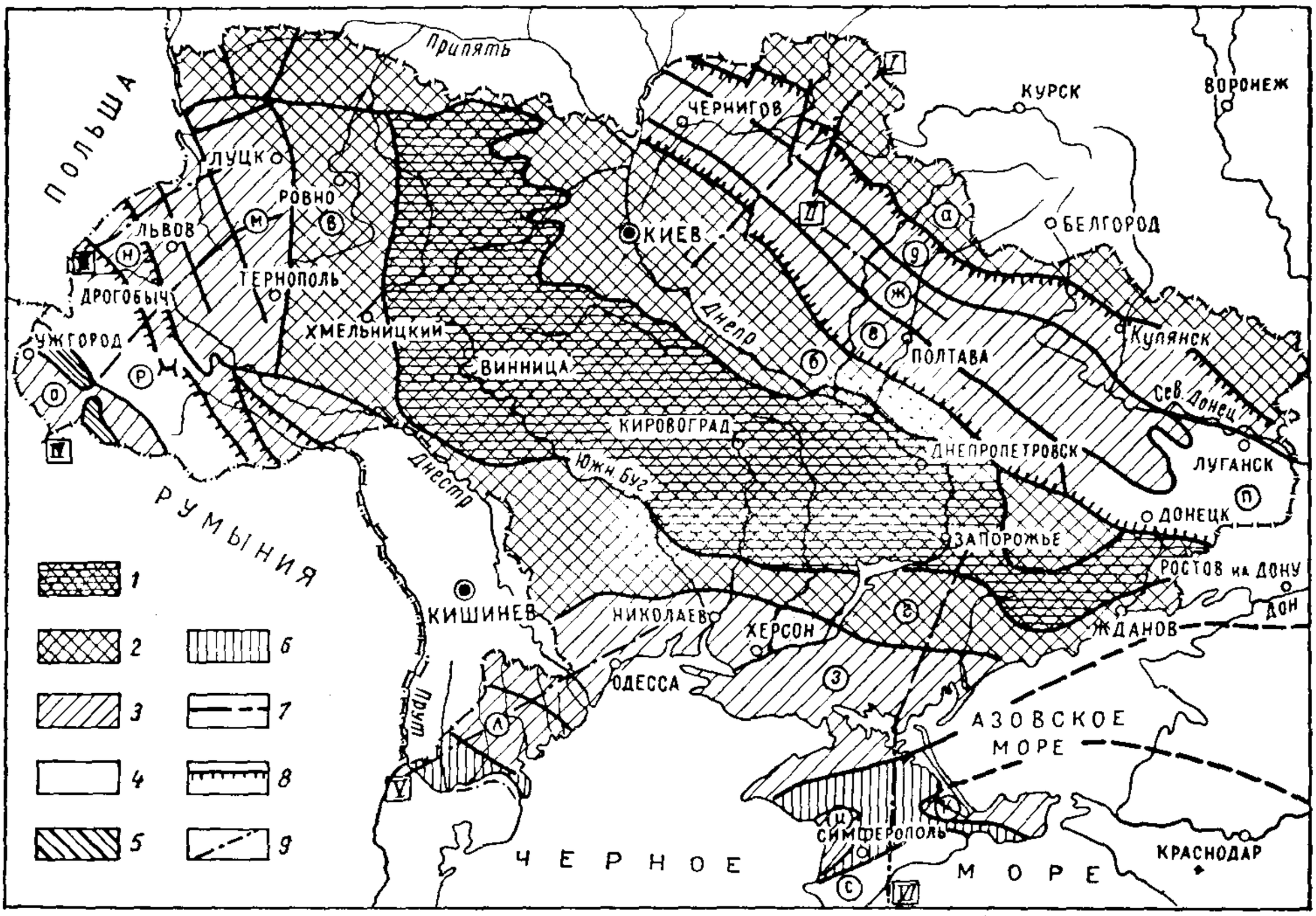


Рис. 2. Тектоническая схема Украинской ССР.

1 — Украинский кристаллический щит; *2* — склоны кристаллических щитов и массивов: *а* — юго-западный склон Воронежского массива, *б—г* — склоны Украинского щита (*б* — северо-восточный, *в* — западный, *г* — южный); *3* — грабены, прогибы и впадины: *д* — северная и *е* — южная краевые части Днепровско-Донецко-Припятского грабена, *ж* — центральная часть грабена, *з* — Причерноморская впадина, *и* — Альминская впадина, *к* — Индольский прогиб, *л* — Преддобруджанский прогиб, *м* — Львовский прогиб, *н* — Предкарпатский прогиб, *о* — Закарпатский прогиб; *4* — (нижн. часть карты) — складчатые области: *п* — Донецкого бассейна, *р* — Карпатская, *с* — Крымская; *5* — эффузивы Выгорлат-Гутинского хребта; *6* — Скифская платформа; *7* — границы тектонических зон; *8* — тектонические нарушения; *9* — линии профилей *I—VI* (на рис. 11, 14, 51, 52, 85, 86).

провизором Лукашевичем более совершенного способа перегонки нефти и лампы для освещения нефтяной промысел начал развиваться. К 1880 г. добыча нефти достигла 240 *т*. Нефть разрабатывалась из колодцев в районе с. Слобода Рунгурская; на остальных площадях добыча была случайной, так, в 1882 г. в районе с. Старуня извлечено около 50 *т* нефти.

Широкое развитие нефтедобывающая промышленность получила в конце XIX в. К этому времени было введено механическое ударное бурение, которое позволило добывать нефть с бóльших глубин более дешевым и быстрым способом. К 1900 г. в пределах Карпат и Предкарпатского прогиба уже разрабатывалось восемь месторождений (Бориславское, Сходницкое, Битковское, Слободы Рунгурской, Космачское, Майданское, Рыпненское и Стрельбичское) с общей добычей свыше 206 тыс. *т* в год. Открытие глубоких горизонтов менилитовой свиты в Бориславе под надвигом Скибовой зоны Карпат позволило быстро развить добычу на этой площади. В результате в 1909 г. из 1,97 млн. *т* нефти, добытых в Западно-Украинской нефтегазоносной

области, 1,92 млн. *т* приходилось на залежи в Бориславе (рис. 3). Хищническая эксплуатация залежей, плохая изоляция водоносных горизонтов при проходке скважин и отставание разведочных работ на новых площадях привели к падению добычи. Только при советской власти стабилизация добычи в Бориславе в результате проведения ряда технических мероприятий, открытие новых залежей в Биткове и Рыпне, а также крупного месторождения Долина вернули былую славу этому перспективному району. Открытие в 1959 г. газовой залежи в складке Глубинной месторождения Битков позволило оценить Внутреннюю зону Предкарпатского прогиба не только как

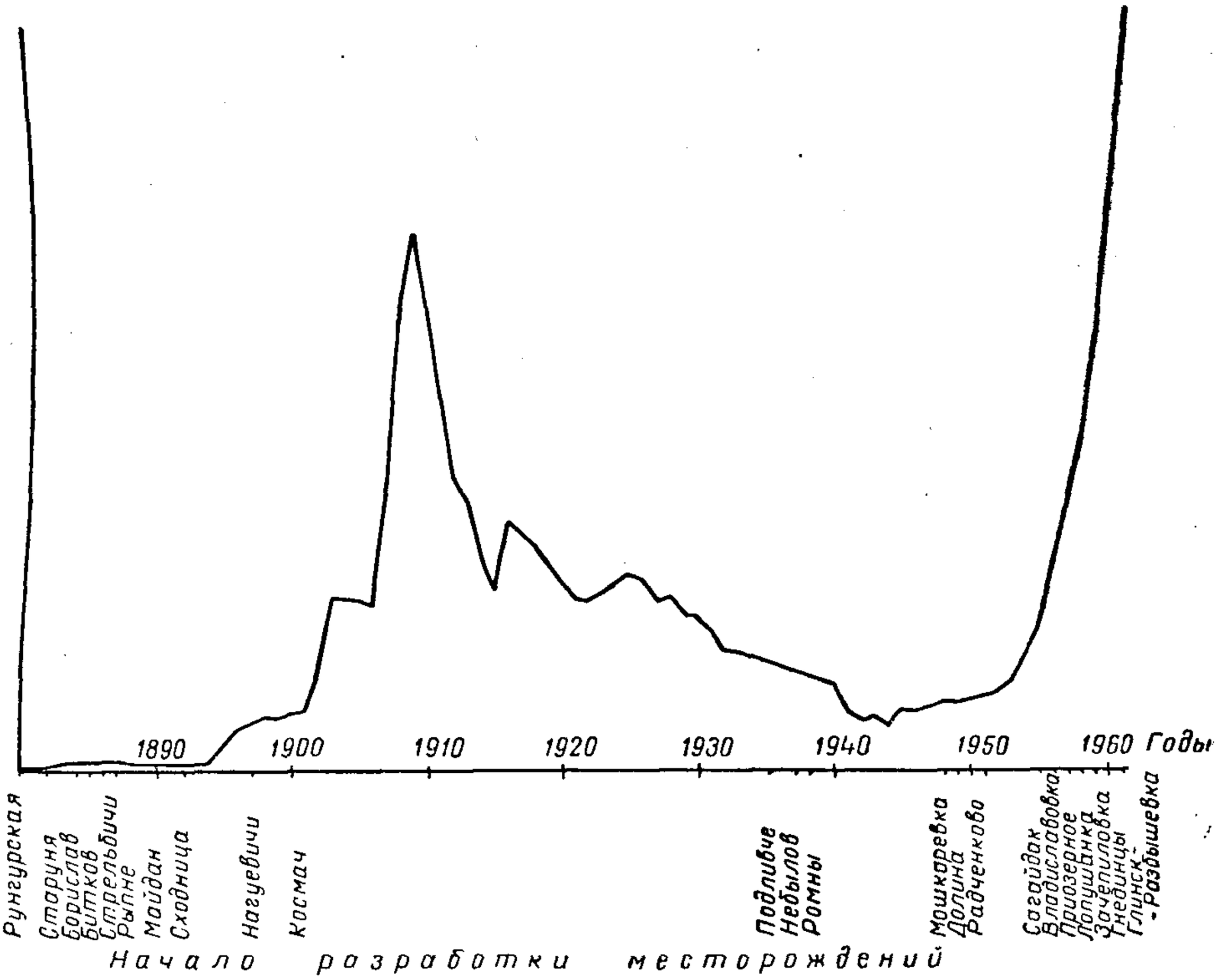


Рис. 3. Динамика добычи нефти на территории Украинской ССР с начала развития нефтяного промысла.

нефтеносную, но и как газоносную. Во Внешней зоне Предкарпатского прогиба газоносная залежь впервые вскрыта в 1912 г. на месторождении Калуш. Сравнительно малый дебит скважины (около 170 тыс. *м³/сутки*) и необходимость крупных капиталовложений на прокладку газопровода остановили предпринимателей. В 1920 г. скважина в Дашаве дала приток до 320 тыс. *м³/сутки*, чем обратила внимание на региональную распространенность газовых залежей и возможность широкого использования газа для бытовых и технических нужд. В 1924 г. месторождение начало эксплуатироваться. С этого времени газовая промышленность на западе республики стала развиваться сравнительно быстрыми темпами, нарастая из года в год. К 1944 г. уже разрабатывалось четыре месторождения (Дашава, Опары, Калуш и Ходновичи) с общей добычей до 593 млн. *м³* в год. Особенно большое развитие газовая промышленность получила после войны, когда были открыты такие месторождения, как Угерское, Бильче-Волицкое, Кадобненское, Рудковское и др. Добыча газа в 1960 г. достигла 4,6 млрд. *м³* (рис. 4). В 1956 г. открыто месторождение Рудки с газовой залежью массивного типа в юрских отложениях, что заставило по-новому оценить перспективность газоносности разреза

этой зоны. В 1958 г. здесь были обнаружены залежи нефти на площади Кохановка. Нефть резко отличается от всех известных карпатских нефтей большим удельным весом (0,98), количеством асфальтенов, превышающим 17%, и содержанием до 8% серы.

В областях Волыно-Подолии и Закарпатья открытых месторождений нет. Тем не менее, выделения нефти и газа при проведении структурных, поисковых и разведочных скважин дают основание оценивать эти области как перспективные. Так, на шахте имени Н. С. Хрущева в г. Солотвино, Закарпатской области, соль на ряде участков оказалась насыщенной нефтью и к употреблению не годилась. Скважина, пробуренная с целью оконтурива-

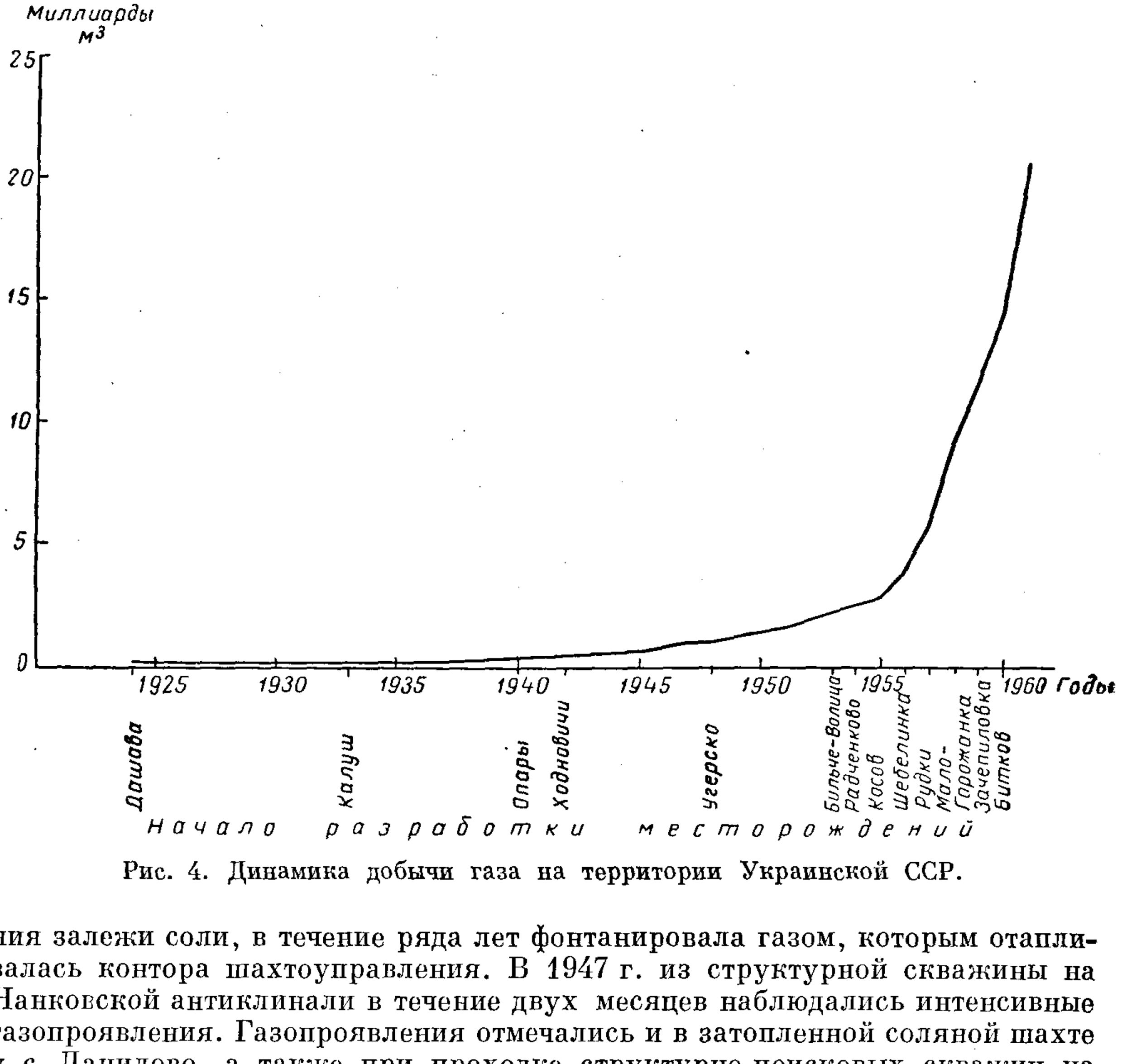


Рис. 4. Динамика добычи газа на территории Украинской ССР.

ния залежи соли, в течение ряда лет фонтанировала газом, которым отапливалась контора шахтоуправления. В 1947 г. из структурной скважины на Нанковской антиклинали в течение двух месяцев наблюдались интенсивные газопроявления. Газопроявления отмечались и в затопленной соляной шахте у с. Данилово, а также при проходке структурно-поисковых скважин на Залужской структуре. В разведочных скважинах на уголь на площади, протягивающейся от городов Сокаль и Новоград-Волынский до городов Буск и Олеско, выходил газ и наблюдались примазки нефти. Жидкая нефть и асфальт в кавернах встречались в керне структурно-поисковых скважин, пробуренных на площади Олеско-Броды в 1946—1948 гг. Наконец, на структуре Великие Мосты скважинами в отложениях карбона и девона были встречены прослои песчаника с обильными газопроявлениями. Давление газа в отдельных случаях превышало 100 *атм*.

Такое положение дает основание высоко оценивать перспективы нефтегазоносности и Западно-Украинской области.

Южно-Украинская нефтегазоносная область характеризуется обильными нефте- и газопроявлениями в пределах Керченского п-ва. Еще в древние

времена на берегу Тобечикского озера нефть добывалась из колодцев; так же, как и на западе, она использовалась главным образом для медицинских нужд и как смазочный материал. Нефтепромышленники еще с середины XIX в. производили бурение скважин непосредственно у выходов нефти на дневную поверхность. Однако скважины только в отдельных случаях выделяли промышленные притоки нефти; так, в 1912 г. на площади Приозерное одна из скважин имела начальный суточный дебит нефти до 33 *т*. Систематические исследования начались в 1926 г. Разведочными работами на полуострове были изучены и введены в разработку небольшие нефтяные месторождения, в частности Мошкаревское в 1948 г., Владиславовское в 1956 г. и Приозерное в 1957 г. Добыча нефти на них производилась с 1956 по 1960 г., после чего в связи с обводнением стала быстро снижаться и из-за нерентабельности эксплуатация была прекращена. Газопроявления, сопутствующие нефти, практического значения не имели. После войны было открыто два месторождения газа в районе Мелитополя (Приазовское и Мелитопольское), имеющих местное значение. В последнее время начали проводиться разведочные работы на Тарханкутском п-ве в пределах южного борта Причерноморской впадины. За 1961—1963 гг. здесь открыто много газонефтяных месторождений. На ряде структур в структурно-поисковых и разведочных скважинах получены промышленные притоки газа. Установлена промышленная газонефтеносность в олигоценовых (майкопская свита), палеоценовых и меловых отложениях. Причем газонефтеносность палеоценовых отложений носит региональный характер, промышленные притоки газа встречены почти по всей северной части Степного Крыма.

Такие результаты несколько по-иному освещают перспективы Причерноморской впадины, а недостаточная изученность ее заставляет в ближайшие годы развернуть здесь комплексные геофизические исследования наряду со структурно-поисковым и поисково-разведочным бурением.

ЧАСТЬ I

ВОСТОЧНО-УКРАИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Восточно-Украинская нефтегазоносная область на севере граничит с Белорусской ССР, на северо-востоке — с Курской, Белгородской, Воронежской и Ростовской областями Российской Федерации, на юго-западе — с Киевской, Черкасской, Кировоградской и Запорожской областями УССР. В этих границах нефтегазоносная область протягивается с северо-запада на юго-восток на расстояние свыше 800 *км*, занимая общую площадь около 100 тыс. *км*^{2}.

Орографически Восточно-Украинская нефтегазоносная область приурочена к долине р. Днепр, протягивающейся по Приднепровской и Полесской низменностям с северо-запада на юго-восток и юг между Средне-Русской и Приднепровской возвышенностями.

Приднепровская и Полесская низменности представляют относительно выположенную равнину, на всем протяжении наклоненную на юго-запад. Бóльшую часть ее занимают террасы Днепра и многочисленных его притоков — Припяти, Десны, Сулы, Псла, Хорола, Ворсклы, Орели и др. с абсолютными отметками от 80 до 130 *м*. На водоразделах отметки увеличиваются до 140—160 *м* и лишь вдоль северо-восточной границы Восточно-Украинской нефтегазоносной области и в Донецком бассейне превышают 200 *м*.

Врезанность рек в Приднепровской низменности обычно большая, особенно в верхней и средней частях течения, где превышение рельефа достигает 100 *м* и более. Благодаря этому правые склоны долин крутые и изрезаны густой сетью оврагов. Многие водоразделы прорезают проходные долины.

Наиболее активная эрозия наблюдается на участках развития соляных куполов, которые нередко выражены в рельефе в виде холмов —Роменский, Исачковский и др.

На участках активной соляной тектоники отмечены отклонения течения рек, сильно меандрирующих здесь.

Своеобразным, резко расчлененным рельефом характеризуются районы Каневских гор, Пивихи, Калитвы и др., а также открытая (обнаженная) часть Донецкого бассейна.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ИСТОРИИ ИЗУЧЕННОСТИ

Первые сведения о характере рельефа, гидрографической системе и природных богатствах восточных областей Украины относятся к 1627 г. и приведены в описании карты Российского государства и прилегающих земель.

В связи с развитием капитализма во второй половине XIX в. резко возрос интерес к изучению геологического строения Днепровско-Донецкой впадины как сырьевой базы для развития металлургической и топливной промышленности.

До создания в 1882 г. Всероссийского Геологического комитета большую исследовательскую работу провели кафедры геологии Киевского, Харьковского и Одесского университетов. К этому времени относятся работы К. М. Феофилактова и Н. Д. Борисяка, а также исследования А. В. Гурова, М. П. Барбата де Марни, А. С. Роговича, И. Ф. Леваковского, П. Я. Армашевского, А. Гедройца, П. Н. Чирвинского и др.

Исключительное значение имеют работы А. П. Карпинского (1883, 1887), который впервые высказал предположение о блоковом строении фундамента Северо-Украинской мульды (Днепровско-Донецкой впадины), рассматривая ее как систему грабенов, возникших в древнем фундаменте платформы и развивавшихся по мере накопления осадков. Вслед за Б. К. Бледе, А. П. Карпинский предполагал, что Донецкий кряж не ограничивается только своей обнаженной частью, а простирается как на восток, так и на запад, входя в зону так называемого «зачаточного кряжа», протягивающегося от Мангышлака в Западную Европу. В пределах этой полосы А. П. Карпинский ожидал проявления «кряжеобразовательных процессов, возникавших в результате колебательных движений в не вполне одинаковое время», что полностью подтвердилось в последующие годы.

Изучением Донецкого складчатого сооружения занимались К. П. Ковалевский (1827—1829), Р. Мурчисон (1854), Г. П. Гельмерсен (1864—1869), Л. С. Жолтоножкин (1870), А. В. Гуров (1883) и другие исследователи.

В 1892 г. началось составление геологической карты Донецкого бассейна, проводившееся сначала под руководством Ф. М. Чернышева, а затем — Л. И. Лутугина. В составлении карты принимали участие И. А. Морозевич, И. И. Шмальгаузен, М. А. Родыгин, А. И. Степанов, М. М. Яковлев, Н. Д. Залесский, К. И. Лисицын, В. А. Наливкин, А. А. Борисяк и др.

Широкий размах геологические исследования получили после Великой Октябрьской социалистической революции. На основе набросков плана научно-технических работ, составленного В. И. Лениным в апреле 1918 г., на Украине были созданы Академия наук и Украинское геологическое управление, занявшие ведущее место в изучении геологического строения территории и размещения полезных ископаемых.

До 1930 г. в Днепровско-Донецкой впадине проводились преимущественно гидрогеологические исследования и геологическое картирование, которые были связаны в основном с изучением стратиграфии третичных и четвертичных образований. В годы первых пятилеток изучением территории занимается большой коллектив геологов.

В 1931 г. опубликована работа Н. С. Шатского, в которой он высказал мысль, что «диабазовые глыбы, встречающиеся в районе г. Ромны, могли быть вынесены солью с больших глубин через нижнемеловые и третичные отложения при образовании соляных штоков и куполов». С солянокупольной тектоникой Н. С. Шатским связывалась возможность нахождения нефтяных месторождений. Это предположение подтвердилось, когда на Роменском куполе при бурении ряда скважин, заложенных с целью поисков каменной соли, была обнаружена нефть.

Большую работу по изучению стратиграфии в эти годы провели сотрудники Института геологии АН УССР.

Вопросы тектоники, в ряде случаев не потерявшие своей ценности и сейчас, освещались в работах Д. Н. Соболева (1939, 1941), В. Г. Бондарчука (1937) и Л. Ф. Лунгерсгаузена (1941).

В конце 30-х годов были подведены первые итоги геофизических исследований, нашедших отражение в статьях В. С. Завистовского, П. Я. Га-

лушко, В. А. Сельского, С. И. Субботина, И. А. Балабушевича и К. Г. Бронштейна.

В послевоенные годы широко развернулись геофизические и буровые работы, направленные на поиски нефтяных и газовых залежей. Возросло число обобщающих теоретических исследований, в связи с чем по-новому начало вырисовываться глубинное строение Днепровско-Донецкой впадины.

Большое теоретическое значение имеют работы Н. С. Шатского, В. Г. Бондарчука и С. И. Субботина. Н. С. Шатский (1952, 1955) наглядно показал, что Днепровско-Донецкую впадину подобно Пачелмскому прогибу следует относить к весьма своеобразным тектоническим структурам. По определению Н. С. Шатского, — это грабенообразный прогиб в теле Русской платформы, возникший в палеозое и превратившийся в мезозое в мульду — синеклизу. Характерной чертой подобных структур является унаследованность тектонических движений, что обусловлено планетарным распределением тектонических швов (ортогональной и диагональной систем) и определяется неравномерным вращением Земли.

Позже (1960) Н. С. Шатский назвал такие структуры авлакогенами, а А. А. Богданов (1961) дал их описание и предложил классификацию. В. Г. Бондарчук (1946, 1949, 1955, 1959, 1960 гг.) придерживается почти той же точки зрения на условия образования структур типа Днепровско-Донецкой впадины, но называет их ровообразным прогибом — субгеосинклиналью.

С. И. Субботин (1960) создает теорию формирования прогибов земной коры, объясняя причины вертикальных движений процессами сжатия и растяжения подкорового вещества. В качестве примера он приводит Днепровско-Донецкую впадину, в пределах которой вследствие неравномерного сжатия подкорового вещества возникла система продольных и поперечных разрывов, обусловивших сложную блоковую структуру докембрийского фундамента.

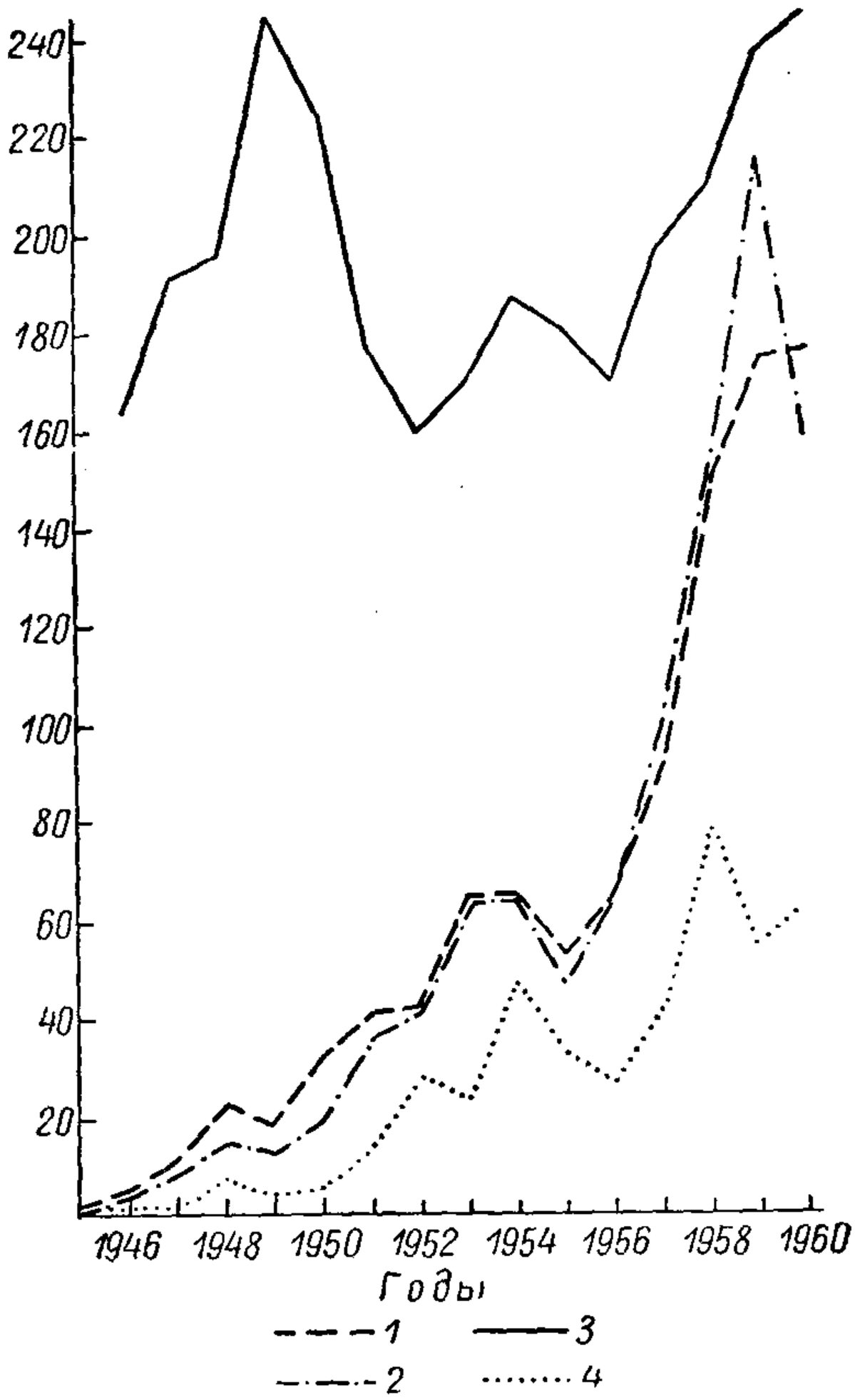


Рис. 5. Развитие разведочного бурения в восточных областях Украинской ССР в 1945—1960 гг. По В. Н. Крамаренко, 1962.

1 — расход в сотнях тысяч рублей; *2* — проходка в тысячах метров; *3* — средние глубины законченных скважин в десятках метров; *4* — количество законченных скважин.

Ценный фактический материал по стратиграфии и тектонике мезозойских и кайнозойских отложений собран в результате полевых работ коллектива геологов ГПК треста «Укрвостокнефтеразведка». В итоге этих работ в 1954—1955 гг. составлены геологическая карта дотретичных отложений и структурная карта по подошве мергелей киевского яруса палеогена для всей территории Днепровско-Донецкой впадины.

Разведочное бурение в пределах восточных областей УССР начало развиваться только с 1945 г. (рис. 5).

До 1957 г. разведка нефтяных и газовых месторождений велась трестом «Укрвостокнефтеразведка», который в последующие годы был реорганизован в тресты «Черниговнефтегазразведка», «Полтаванефтегазразведка» и «Харьковнефтегазразведка» Главгеологии УССР.

Более точному стратиграфическому расчленению разреза и выделению продуктивных горизонтов способствовали материалы промыслово-геофизических исследований треста «Укрнефтегеофизика», а также материалы палеонтологических и литологических исследований сотрудников Геологического института АН УССР, УкрНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИГРИ и ВНИИгаза.

Современное представление о глубинной тектонике Днепровско-Донецкой впадины основано на геофизических исследованиях, интерпретируемых с учетом всех геологических данных.

В 1957 г. завершено обобщение и составление сводной магнитной карты (Р. И. Андреева, 1958). Электроразведочные и сейсморазведочные работы выполнялись большим коллективом инженеров-геофизиков треста «Укрнефтегеофизика».

Сводные тектонические построения по материалам геофизических исследований осуществлялись в период с 1944 по 1947 г. И. А. Балабушевичем, а с 1948 г. до настоящего времени М. В. Чирвинской.

Несмотря на кажущееся многообразие взглядов на тектонику Днепровско-Донецкой впадины, в основу всех их положены следующие представления.

1. Плавное погружение фундамента и, следовательно, мульдообразное строение.

2. Возникновение вследствие герцинского орогенеза крупной межгорной синклинали.

3. Наличие сложного складчатого сооружения, возникшего в результате тангенциальных движений, направленных со стороны Украинского кристаллического щита.

4. Вертикальные колебательные движения — дифференцированные перемещения блоков фундамента по ограничивающим их глубинным разломам.

П е р в о е представление возникло в начале изучения впадины и связано с именами Н. Д. Борисяка, А. В. Гурова, А. Ф. Феофилактова, П. Н. Чирвинского. Долгое время оно являлось господствующим, поскольку фактический материал пополнялся в основном лишь для верхней части разреза, которая действительно залегает на большей части территории мульдообразно. Еще в 1941 г., судя по статьям, опубликованным в сборнике по нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины, многие исследователи продолжали придерживаться этих взглядов (А. Д. Сергеев и И. М. Ямниченко «Геологическое строение Днепровско-Донецкой впадины»).

В т о р о е направление связано с именем М. М. Тетяева, высказавшим еще в 1912 г. и развивавшем в последующие годы мысль о том, что «Украинский и Воронежский массивы являются ядрами размытых герцинских горных сооружений». Днепровско-Донецкую впадину М. М. Тетяев рассматривал как синклиналь, в пределах которой линейная складчатость Донбасса переходит в систему куполов, образующих полосы северо-западного простирания, располагающиеся на крыльях геоантиклиналей.

В 1925 г. близкой точки зрения на образование Днепровско-Донецкой впадины придерживался Б. Л. Личков.

Т р е т ь е представление наиболее ярко отражено в работах К. И. Макова (1936—1947 гг.) и Ф. Г. Лунгерсгаузена (1944). В первые послевоенные годы их взгляды разделяли многие геологи. Однако, в связи с широким развитием буровых и геофизических работ стала очевидной несостоятельность такого объяснения природы дислокаций и сейчас эти взгляды, также как и первые два направления, отстаивают лишь очень немногие исследователи — Е. П. Брунс (1956), З. А. Мишунина (1955, 1958), А. А. Мартынов (1962).

Четвертое представление на современном уровне знаний наиболее обосновано и логично. Возникло оно почти одновременно со взглядами на мульдообразное строение впадины, однако стало общепринятым лишь в последние годы. Основоположником этого представления является А. П. Карпинский (1883, 1894, 1919 гг.), а дальнейшее его развитие отражено в работах Д. Н. Соболева (1910—1949 гг.), Н. С. Шатского (1952—1955 гг.), В. Г. Бондарчука (1956—1960 гг.), С. И. Субботина (1938—1960 гг.), А. А. Богданова (1947—1961 гг.), И. А. Балабушевича (1946—1949 гг.), теоретически обосновавших это направление.

Всего с 1950 г. до настоящего времени было опубликовано десять вариантов тектонических схем Днепровско-Донецкой впадины, базирующихся на представлении о грабенообразном строении ее фундамента. Принципиально схемы мало различаются. В связи с этим большинство тектонических схем очень схоже. Различие заключается главным образом в наименовании отдельных тектонических элементов и в несколько иной трактовке их геологической природы, а поэтому и в увязке их между собой.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

В строении Восточно-Украинской нефтегазоносной области принимают участие девонские, каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые осадки, залегающие на размытой поверхности докембрийского кристаллического фундамента, а местами, возможно, и на более древних палеозойских образованиях. Перекрыты они чехлом относительно маломощных (10—60 *м*) четвертичных образований.

Докембрийские образования в пределах Днепровско-Донецкой впадины залегают на глубинах от нескольких десятков до 2000 *м* на южном и до 3500 *м* на северном бортах. В Днепровском грабене они опущены на глубины, местами превышающие 8—10 *км*. Бурением в пределах погруженных частей впадины докембрийские образования вскрыты всего в 20 пунктах: четыре — на южном борту (скважины Крячковская, Зачепиловская, Михайловская и Рейзеровская), девять — на северном (скважины Смеловская, Путивльская, Муромская, Хотмыжская, Шевченковская, Айдарские и Городищенская), семь — в западной части (скважины Тычинская, Червонослободская, Петриковская, Бубновичская, Наровлянская, Брагинская и Черниговская).

Отложения палеозойской группы во впадине развиты широко, но неравномерно. Так, осадки девона, нижнего карбона — турнейские и нижневизейские, верхнего карбона и нижней перми — приурочены преимущественно к области Днепровско-Донецко-Припятского грабена, а отложения карбона — верхневизейские, башкирские, московские и верхней перми — перекрывают все тектонические элементы впадины.

Общая мощность палеозойских образований изменяется как по простиранию впадины, так и вкрест нее. По простиранию она увеличивается в юго-восточном направлении, составляя 3000—4000 *м* в Припятском грабене, 2000—3500 *м* в Черниговско-Брагинском выступе, около 6000 *м* в восточной части Днепровского грабена и свыше 16 000 *м* на востоке Донецкого складчатого сооружения. Вкрест простирания изменение ее происходит скачкообразно, увеличиваясь примерно в два-три раза в области краевых нарушений Днепровско-Донецко-Припятского грабена.

Отложения мезозойской группы во впадине широко распространены. Однако нижнеюрские осадки известны только в северо-западной окраине Донецкого бассейна и в восточной части впадины. Меловые отложения развиты повсюду, кроме юго-восточной части открытого Донбасса и сводовых частей многих локальных поднятий.

Отложения кайнозойской группы в пределах Днепровско-Донецкой впадины характеризуются непостоянным литолого-фациальным составом и резко изменяющейся мощностью. Залегают они с эрозионным и угловым несогласием на различных стратиграфических горизонтах от докембрия и девона до разнообразных ярусов верхнего мела.

Расчленение отложений на отдельные стратиграфические единицы и краткая литологическая характеристика их приводятся в табл. 1. Для удобства пользования таблицей территория Днепровско-Донецкой впадины разбита на семь районов, различных по своей геологической истории и комплексу осадков, принимающих участие в их строении. К таким районам относятся: I — Припятский грабен, II — Черниговско-Брагинский выступ, I I — северный и IV — южный борта Днепровско-Донецкой впадины, V — Днепровский грабен, VI — северо-западная окраина Донецкого бассейна.

Таблица 1

Стратиграфический разрез Восточно-Украинской нефтегазоносной области по выделенным районам

Группа, система	Отдел	Ярус, подъярус	Литологическая характеристика по выделенным районам I—VI
1	2	3	4
Четвертичная (Q)			I—VI: красно-бурые глины, морена, флювиогляциальные образования, лёсс, лёссовидные суглинки. 0—40 *м*.
Неогеновая (N)	Плиоцен (N_2)		III—V: зеленовато-серые пески и пестроцветные глины. 0—20 *м*.
	Миоцен (N_1)	Верхний (N_1^3)	III—V: косослоистые пески, глины. 0—40 *м*.
		Средний (N_1^2)	III—V: пески и глины мелководного морского бассейна, континентальные пестроцветные и косослоистые пески. 0—30 *м*.
		Нижний (N_1^1)	III—V: пески с прослоями углистых глин и бурых углей. 0—50 *м*.
Палеогеновая (Pg)	Олигоцен (Pg_3)	Харьковский (ch)	I—V: песчано-глинистые образования с глауконитом. 30—40 *м*.

1	2	3	4
	Эоцен (Pg_2)	Киевский (kv), бучакский (bu) и каневский (ka)	I—V: песчано-глинистые образования и серо-голубые мергели. 70—670 *м*.
	Палеоцен ? (Pg_1 ?)		V: желтовато-серые и бурые песчаники и глины. 30—50 *м*.
Меловая (Cr)	Верхний (Cr_2)		I — VI: грубозернистые глинистые песчаники, мелоподобные мергели, писчий мел. 150—700 *м*.
	Нижний (Cr_1)		III, IV: пески и песчаники разнозернистые. V: пестроцветные глины и разнозернистые пески. 7—345 *м*.
Юрская (J)	Верхний (мальм) (J_3)	Кимериджский (km)	V: мелководные песчано-глинистые образования буроватой и коричневатой окраски. 0—74 *м*.
		Оксфордский (ox)	I—V: на северо-западе преобладают глинистые образования, на юго-востоке — карбонатные. 40—200 *м*.
		Келловейский (cl)	I—V: серые глины с пропластками известняков на отдельных участках. 80—260 *м*.
	Средний (доггер) (J_2)	Батский (bt) и байосский (bj)	I—V: плотные серые глины морского происхождения, разрез заканчивается континентальными песчано-глинистыми образованиями. 50—250 *м*.
		ааленский (a)	I—V: глины темно-серые, песчанистые, с прослоями песчаников, реже известняков. 40—90 *м*.
	Нижний (лейас) (J_1)		III, IV: грубозернистые пески и рыхлые песчаники. V, VI: в юго-восточной части Днепровского грабена и северо-западной окраине Донбасса разнозернистые рыхлые песчаники, 30—70 *м*.
Триасовая (T)	Верхний (T_3)		III, IV: галечники, грубозернистые пески, песчаники и глины, известняки с конкрециями. V: *протопивская свита (pr)* — пески и песчаники мелко- и разнозернистые с прослоями пестроцветных глин кирпично-красных, голубовато-серых, лиловых и коричневых. 0—20 *м*.

Продолжение табл. 1

1	2	3	4
Триасовая (T)	Средний (T_2)		V: *глинская свита (gl)* — кирпично-красные, голубовато-серые, лиловые и коричневые глины с редкими прослоями мелко- и разнозернистых песков и песчаников. 10—100 *м*.
	Нижний (T_1)		V: *миргородская и радченковская свиты (mg — rd)* — чередование зеленовато- и розовато-серых мелко- и разнозернистых известковистых песчаников и песков с пластами пестроцветных глин; являются хорошими коллекторами, вмещающими залежи нефти и газа. 20—67 *м*.
Пермская (P)	Верхний ? (P_2)		III, IV: *дроновская свита (dr)* — пески и песчаники с галькой гранитов и гранитоидов. V: *кореневская свита (kn)* — песчаная толща; грубозернистость материала увеличивается в южном направлении, 100—212 *м*; *шебелинская свита (sch)* — пестроцветные глины, песчаники, пески и алевролиты, 165—355 *м*; *пересажская свита (p)* — красно-бурые с голубовато-серыми пятнами глины и алевролиты, 45—100 *м*.
	Нижний (P_1)	Сакмарский (s)	V: *швагериновый горизонт (sch)* — известняки, мергели, каменная соль, гипсы, глины, алевролиты, доломиты, 10—1000 *м*; глинисто-песчаная толща, 300—470 *м*; глинистая толща с редкими песчаными прослоями, 100—2000 *м*. VI: *крамоторская свита (kr)* — глины, ангидриты, гипсы, доломиты, известняки; *соленосная (артемовская) свита* ($C_1^s - S$) — красноцветные глины, мергели, алевролиты, каменная соль, ангидриты, гипсы, доломиты, известняки; *известняково-доломитовая (никитовская) свита* ($P_1^t - R$) — красноцветные глины, алевролиты, песчаники с редкими прослоями известняков, доломитов, ангидритов, гипсов; *свита медистых песчаников (картамышская)* ($P_1^{gr} - O$) — однообразная песчано-глинистая пачка с тонкими прослоями известняков и доломитов. 500—1200 *м*.
Каменноугольная (C)	Верхний (C_3)	Гжельский (g), касимовский (k)	V: в наиболее погруженных частях на юго-востоке — пестроцветные песчано-глинистые образования с тонкими прослойками известняков и углей, аналогичные донбасским с сокращенной мощностью. 50—1300 *м*. VI: *араукаритовая ($P(C_3^3)$), авиловская ($P(C_3^2)$), исаевская ($N(C_3^1)$) свиты* — песчано-глинистые, преимущественно пестроцветные образования с тонкими прослойками известняков и углей. До 2500 *м*.

1	2	3	4
Каменноугольная (C)	Средний (C_2)	Московский (m)	I: песчаники с маломощными аргиллитами и алевролитами. 200 *м*. III, IV: грубозернистые и разнозернистые пески и песчаники с пропластками аргиллитов и алевролитов. V: разнозернистые песчаники с редкими прослоями небольшой мощности аргиллитов и алевролитов. 360 *м*. VI: *лисичанская* (M (C_2^7)), *алмазная* (L (C_2^6)), *каменская* (K (C_2^5)) *свиты* — песчаники с прослоями глинистых сланцев, алевролитов, известняков и каменных углей, являющихся основными рабочими пластами Донбасса. 180—2550 *м*.
		Башкирский (b)	I: только в наиболее крупных депрессиях Припятского грабена — песчаники, алевролиты, глинистые сланцы. V: глинистые сланцы, алевролиты, мелкозернистые песчаники с прослоями известняков и углей в нижней части разреза (аналог свит *F*, *G*, *H*). 400—900 *м*. VI: *белокалиновская* (J (C_2^4)), *смолянинов-ская* (H (C_2^3)), *нагольченская* (G (C_2^2)), *чистяковская* (F (C_2^1)) свиты — ритмичное чередование глинистых сланцев, алевролитов и песчаников с известняками и угольными пластами рабочей мощности. 1600—4800 *м*.
	Нижний (C_1)	Намюрский (n)	I: базальный песчаник, глинистые сланцы и известняки с обуглившимися растительными остатками. 40—50 *м*. V: глинистые сланцы и известняки с растительными остатками; в основании базальный песчаник. 46—300 *м*. VI: *нандрыкинская*, *кутейниковская*, *султанбайская*, *бешевская*, *прохоровская* свиты — глинистые сланцы с тонкими прослоями песчаников, известняков, обилием обуглившихся растительных остатков и углей. До 1500 *м*.
		Визейский (v)	III, IV: песчано-глинистая терригенная фация мелкого моря. V: аргиллиты и известняки, реже глинистые песчаники, песчаные сланцы и прослои известняков. Песчаники часто содержат нефтяные и газовые залежи промышленного значения. 100—600 *м*. VI: *стыльская* ($C_1^v e$), *скелетовая* (C_1^v *a—d*) свиты — известняки, реже мергели, песчано-глинистые породы, глинистые и песчанистые сланцы, прослои известняков, песчаников и углей. До 1000 *м*.

1	2	3	4
		Турнейский (t)	I: прослои известняков и мергелей, пестроцветные пески и глины. 80—300 *м*. III, IV: конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты. V: *карповская* (C_1^t *d*), *волноважская* (C_1^t *c*), *каракубская* (C_1^t *b*), *зачепиловская* (C_1^t *a*) свиты — конгломераты гранитов и гранитоидов, гравелиты, песчаники, алевролиты, реже темно-бурые, фиолетовые аргиллиты, известняки. 600 *м*.
Девонская (D)	Верхний (D_3)	Фаменский (fm)	VI: на юго-западной окраине Донбасса — грубообломочные породы, серые сливные известняки, реже доломиты, еще реже аркозовые песчаники. 300—400 *м*. I: *задонско-елецкие* (*ze*), *данково-лебедянские* (*dl*) *слои* — известняки, доломиты и ангидриты с каменной солью и глинисто-мергельной толщей. 400—2500 *м*. II: эффузивно-пирокластический комплекс, вулканогенные породы и туфы. 200 *м*. V: *колайдинская свита* (*kl*) — темноцветные аргиллиты, мергели и алевролиты. 700—1600 *м*.
		Франский (fr)	I: *евлановские* (*e*), *воронежские* (*v*), *ливенские* (*lv*), *семилукские* (*sl*) и *щигровские* (*sch*) слои—каменная соль, известняки и доломиты, доломитовые глины, глинистые сланцы, мергели, песчаники, аргиллиты. 200—1500 *м*. II: эффузивно-пирокластический комплекс. 700—800 *м*. V: гипсоносные мергели с каменной солью и редкими прослоями алевролитов. До 1500 *м*. VI: юго-западная окраина Донбасса — эффузивно-осадочные образования — покровы, дайки, межпластовые интрузии, перемежающиеся с туфами, туфитами, аргиллитами, алевролитами, песчаниками. 750—800 *м*.
	Средний (D_2)	Живетский (gv)	I, II: сероцветные песчаники, аргиллиты, доломиты и пестроцветные глины. 80—200 *м*. V: разнозернистые кварцевые песчаники. VI: *белый девон* — ритмично чередующиеся кварцевые разнозернистые песчаники и глины с карбонатными прослойками. 20—30 *м*.

Продолжение табл. 1

1	2	3	4
Девонская (D)	Нижний (D_1)	Верхний комплекс	I: разнозернистые кварц-полевошпатовые песчаники с прослоями алевролитов и глин темно-зеленого, почти черного цвета; туфогенная толща. 40—50 *м*.
Рифейская (R)			I: *синийский комплекс* (*sn*) — терригенные и эффузивные образования. 500 *м*. IV: *синийский комплекс* (*sn*?) — слюдисто-серицитовые сланцы типа филлитов, переслаивающиеся с метаморфизованными песчаниками. 40—50 *м*.
Протерозойская (Pt)			III, IV: *криворожская серия* (*sc*) — песчаники частью аркозовые, филлиты, тальковые сланцы, железистые кварциты и джеспилиты, разделенные прослоями хлоритовых и серицитовых сланцев, глинистые и углистые сланцы, кварцитовые песчаники и карбонатные породы.
Архейская (A)			II: различные по составу гнейсы, граниты кировоградского и житомирского типа. III, IV: граниты и гнейсы различного состава. V: западная часть — интрузии гранитного и гнейсового состава.

ТЕКТОНИКА

Восточно-Украинская нефтегазоносная область находится в пределах весьма своеобразно построенной Днепровско-Донецкой впадины, образовавшейся в теле Русской платформы.

Границы Днепровско-Донецкой впадины (рис. 6) условны: юго-западная граница проводится по выходам на дневную поверхность докембрийских образований Украинского кристаллического щита и на большей части совпадает с течением р. Днепр; западная — определяется Белорусским массивом и проходит примерно по меридиану г. Пинска; северо-восточная — может быть проведена по изогипсе фундамента — 200 *м* примерно через населенные пункты Рыльск, Чернянка, Богучар; восточная — наименее определенная, по-видимому, должна проходить по краю Русской платформы, т. е. в той

зоне, где разломы, определяющие Днепровско-Донецко-Припятский грабен, переходят в пределы эпигерцинской платформы. Площадь Восточно-Украинской нефтегазоносной области значительно меньше (порядка 100 тыс. $км^2$) территории Днепровско-Донецкой впадины, поскольку в ее пределы нельзя включить всю открытую часть Донецкого складчатого сооружения, а также те участки бортовых частей впадины, которые характеризуются относительно неглубоким (до 1000 *м*) залеганием докембрийского фундамента и заведомо попадают в пределы области активного водообмена.

Поскольку основной причиной возникновения Днепровско-Донецкой впадины считают глубинные разломы северо-западного и близкого к ним направлений, рассекающие Русскую платформу и уходящие далеко за ее пределы, для определения основных черт тектоники впадины необходимо прежде

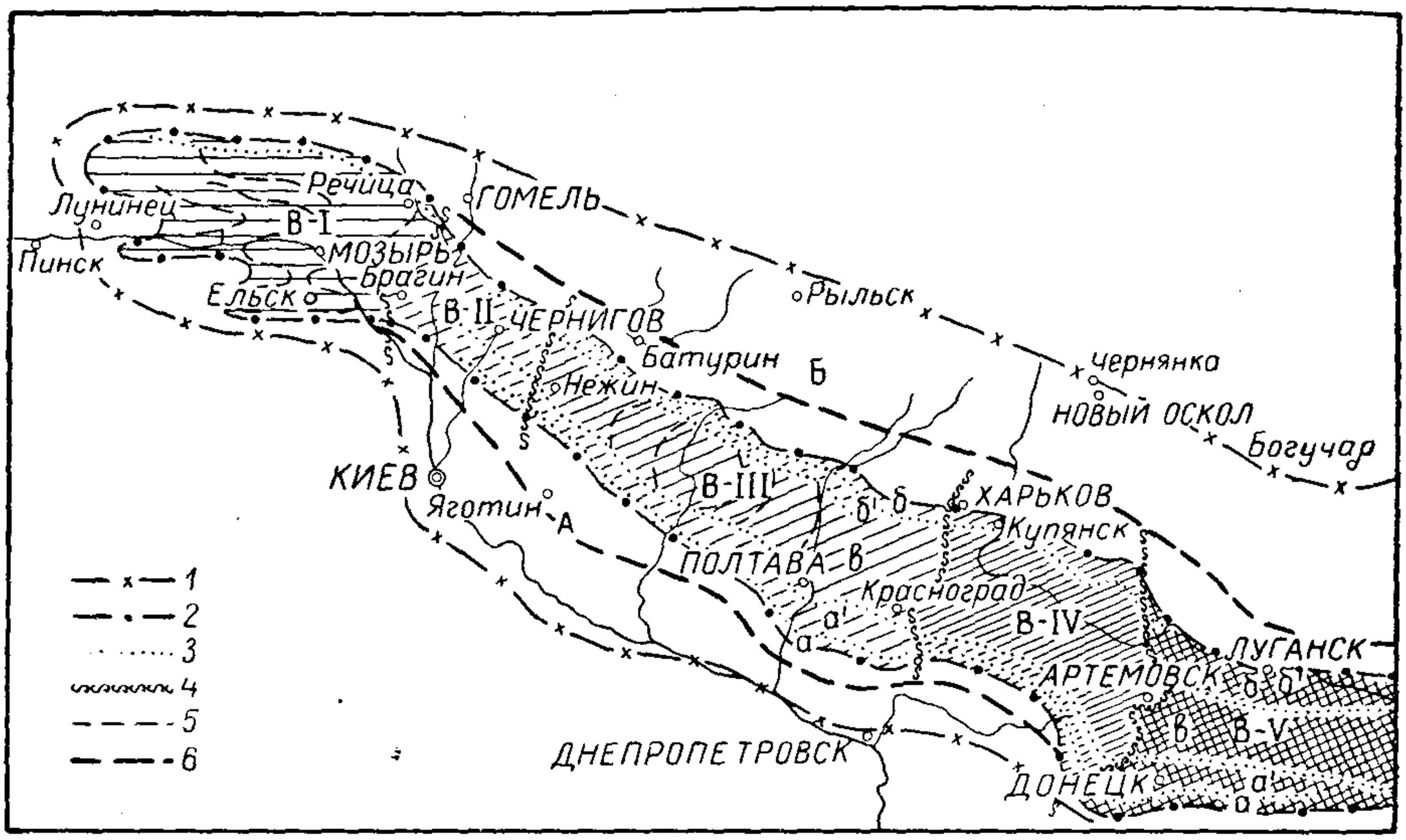


Рис. 6. Схема тектонического районирования Днепровско-Донецкой впадины. По М. В. Чирвинской.

1—5 — границы тектонических элементов: *1* — Днепровско-Донецкой впадины, *2* — Днепровско-Донецко-Припятского грабена, *3—5* — границы элементов внутри грабена: *3* — продольных, *4* — поперечных, *5* — выступов и впадин; *6* — границы Восточно-Украинской нефтегазоносной области. Элементы впадины: *А* — южный борт (склон Украинского щита); *Б* — северный борт (склон Воронежского массива). Элементы грабена: *а* — *а'* — южная краевая часть, *б* — *б'* — северная краевая часть, *в* — центральная часть; *В-I* — Припятский грабен; *В-II* — Черниговско-Брагинский выступ; *В-III* — Днепровский грабен; *В-IV* — зона сочленения Днепровского грабена с Донецким складчатым сооружением; *В-V* — Донецкое складчатое сооружение.

всего выяснить положение этих разломов, определить последовательность их образования и развития. Вследствие огромной мощности осадочной толщи это возможно сделать только с помощью геофизических исследований, поэтому нами принят вариант схемы, составленной по данным геологической интерпретации геофизических материалов (Чирвинская, 1959), с некоторыми изменениями и дополнениями в соответствии с новыми фактическими материалами (рис. 7).

Особенности строения гравитационного поля позволили выделить здесь Днепровско-Донецко-Припятский грабен, а также продольные и поперечные тектонические элементы и ряд выступов и впадин фундамента внутри этого грабена. Дополнительные данные для тектонического районирования дал метод электроразведки, позволивший провести границы грабена на тех участках, где гравитационное поле нельзя понимать однозначно. С получением материалов корреляционного метода преломленных волн (КМПВ) и глубокого бурения правильность тектонического районирования, предложенного на основании гравиметрических материалов, была окончательно доказана.

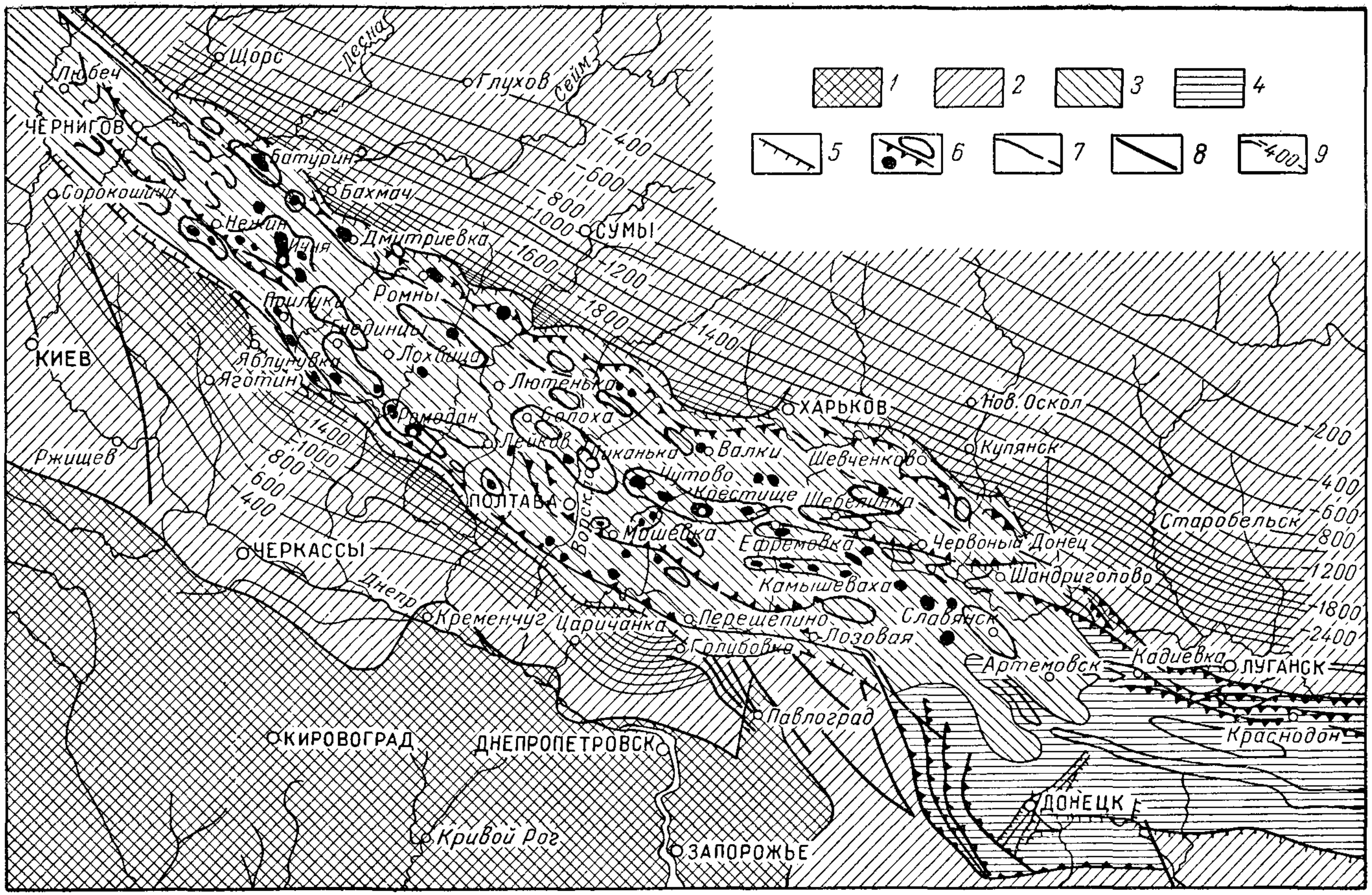


Рис. 7. Тектоническая карта Днепровско-Донецкой впадины. По М. В. Чирвинской.

1 — Украинский щит; *2* — бортовые части (северная и южная) — склоны Украинского щита и Воронежского массива; *3* — Днепровско-Донецко-Припятский грабен; *4* — Донецкое складчатое сооружение; *5* — зоны краевых разломов; *6* — брахиантиклинали, флексуры и надвиги, соляные штоки; *7* — границы тектонических зон; *8* — разломы фундамента в пределах бортовых частей; *9* — изогипсы поверхности фундамента.

Многочисленные данные сейсморазведки (метод отраженных волн — МОВ) и разведочного бурения позволили значительно уточнить и дополнить характеристику выделенных ранее тектонических элементов. Эти элементы, намеченные в основном по фундаменту, четко выражены и в осадочной толще, что указывает на существование прямой связи тектоники фундамента и чехла.

В пределах осадочной толщи Днепровско-Донецкой впадины развито большое количество локальных структур. Сейчас их известно более 200. Генетическая классификация структур весьма затруднена из-за отсутствия достаточного количества данных о строении осадочной толщи на глубине свыше 3000—3500 *м*. Поэтому приходится ограничиваться морфологической классификацией этих структур с использованием, по возможности, генетических особенностей.

По морфологическим признакам складчатые структуры осадочной толщи Днепровско-Донецкой впадины могут быть подразделены на три группы: линейные складки, брахиантиклинальные складки, структурные террасы и выступы (носы).

Линейные складки для Днепровско-Донецкой впадины нехарактерны. Представителями этой группы структур являются лишь Главный антиклинал и его западное продолжение — Дружковско-Константиновская складка, приуроченные в основном к открытой части Донецкого складчатого сооружения. В сечении она (группа структур) гребневидная, узкая (8—10 *км*), протяженностью свыше 350 *км*, ограничена с юга и севера узкими, линейно вытянутыми синклиналями.

Брахиантиклинальные складки широко распространены в пределах всех тектонических элементов Днепровско-Донецкой впадины. Характерными отличительными чертами их являются:

1) преобладание северо-западного и близкого к нему простирания, всегда синхронного с положением краевых разломов Днепровско-Донецко-Припятского грабена;

2) отношение длины и ширины, изменяющееся в пределах от 3 до 5;

3) осложнение различных частей складок дополнительными вздутиями и куполами;

4) широкое развитие мелких разрывных нарушений, затухающих от свода к погруженным частям структуры;

5) асимметрия в поперечном разрезе;

6) наличие многочисленных границ перерывов осадконакопления, часть из которых сопровождается угловыми несогласиями (1—2°, иногда 5—7°);

7) увеличение амплитуды складок и углов наклона крыльев с глубиной;

8) сравнительно незначительное (до 0,5—1 *км*) смещение сводов вдоль короткой оси при существенном изменении структурного плана вдоль продольной оси.

Несмотря на общие черты, брахиантиклинали Днепровско-Донецкой впадины внешне существенно различаются. Основное различие их заключается в размерах, степени асимметрии и уровне размыва осадков в периоды основных контрастных движений. Последний фактор зависит от темпов роста той или иной структуры в определенные периоды исторического развития и от степени осложнения ее соляной тектоникой; он присущ каждой структуре в отдельности и не может служить критерием для классификации структур, хотя и имеет решающее значение для нефтегазонакопления. Первые два фактора находятся в прямой связи с положением структур в пределах различных тектонических элементов Днепровско-Донецкой впадины и с общей мощностью осадочной толщи. Они могут быть положены в основу подразделения структур на типы, однако со значительной долей условности, поскольку и размеры, и асимметрия складок изменяются в очень широких пределах. По существу в Днепровско-Донецкой впадине нет двух тождественных структур; поэтому можно говорить лишь о некотором их подобии, позволяющем наметить генезис и перспективность структур на нефть и газ.

В пределах впадины можно выделить четыре типа брахиантиклинальных складок, существенно различающихся по размерам и степени асимметрии (михайловский, солоховский, радченковский и гнединцевский), и три типа этих складок, различающихся в зависимости от условий формирования (октябрьский, краснопоповский и крячковский) (рис. 8).

Структурные террасы и выступы (носы) распространены в пределах Днепровско-Донецкой впадины наряду с брахиантиклинальными складками весьма широко. Среди них можно выделить пять типов, из которых два (яновско-любечский и торско-шандриголовский) представляют собой незамкнутые с одной стороны антиклинали, развивающиеся в условиях интенсивного подъема слоев, а три других типа (талалаевский, бубновский и сверидовский) являются, по-видимому, останцами между компенсационными или другой природы прогибами.

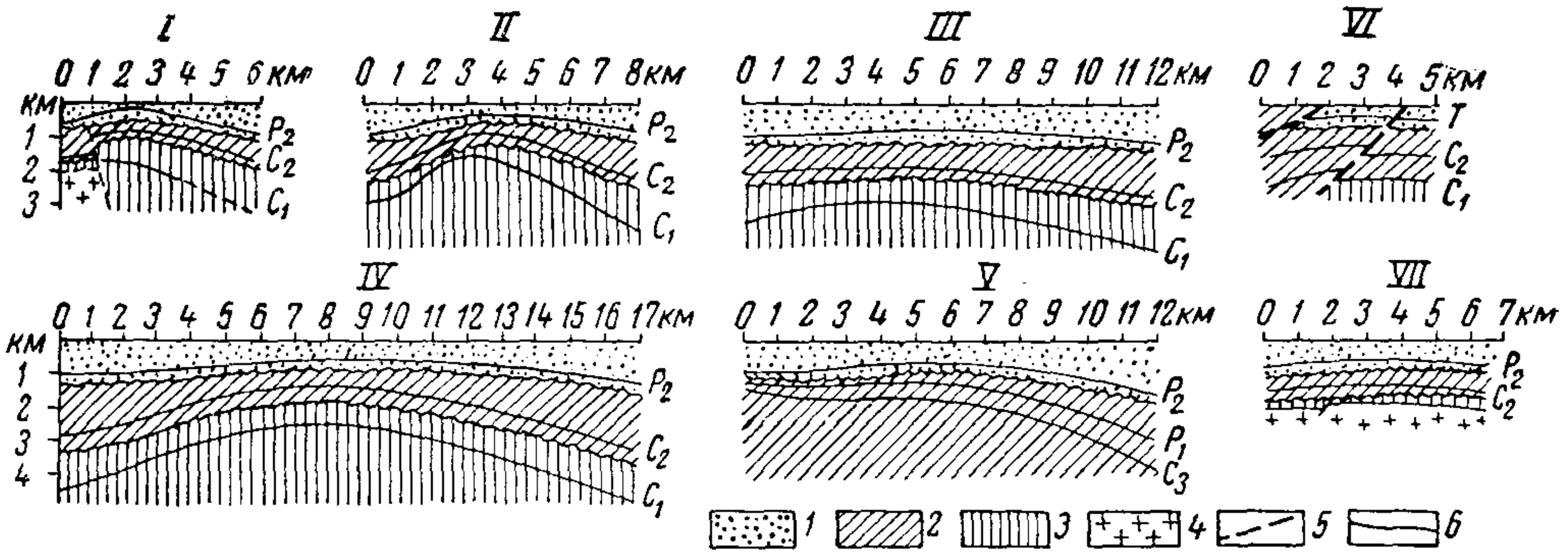


Рис. 8. Сравнительная характеристика различных типов брахиантиклинальных складок. По М. В. Чирвинской.

I — михайловский; *II* — радченковский; *III* — гнединцевский; *IV* — солоховский; *V* — октябрьский; *VI* — краснопоповский; *VII* — крячковский.
1 — мезозой и верхняя пермь; *2* — нижняя пермь, верхний и средний карбон; *3* — нижний карбон; *4* — кристаллический фундамент; *5* — зоны разломов и надвиги; *6* — маркирующие горизонты.

Помимо описанных типов структур, в Днепровско-Донецкой впадине широко развиты соляные штоки (ядра протыкания), осложняющие брахиантиклинальные складки и создающие самостоятельные куполовидные поднятия (рис. 9). Соляные штоки находятся на различной глубине, однако всегда на строго определенных стратиграфических уровнях. Непосредственно их перекрывают осадки только четырех стратиграфических комплексов — карбона (турнейские или визейские), верхней перми, палеогена (бучакские и каневские) и четвертичные. По-видимому, в эпохи, предшествовавшие образованию этих осадков, происходила наибольшая активизация соляной тектоники и штоки достигали дневной поверхности. Следует отметить, что такие эпохи отличаются общей активизацией контрастных вертикальных движений и отражают основные этапы формирования всех структур Днепровско-Донецкой впадины.

Исходя из этих особенностей, А. А. Билык (1962) предложил классификацию соляных штоков по времени их максимальной активности. Им выделено пять типов соляных структур: предкаменноугольные, предверхнепермские, предмеловые, предтретичные и третично-современные. По-видимому, необходимо дополнительно учитывать и форму соляного штока, поскольку в ней отражаются условия его формирования, что позволяет хотя бы приближенно восстановить возраст и имеет значение при решении вопросов нефтегазоносности.

Наиболее древний возраст соляных штоков Днепровско-Донецкой впадины — предкаменноугольный. Однако не все возникшие в то время соляные интрузии продолжали активно развиваться в последующие эпохи. Некоторые

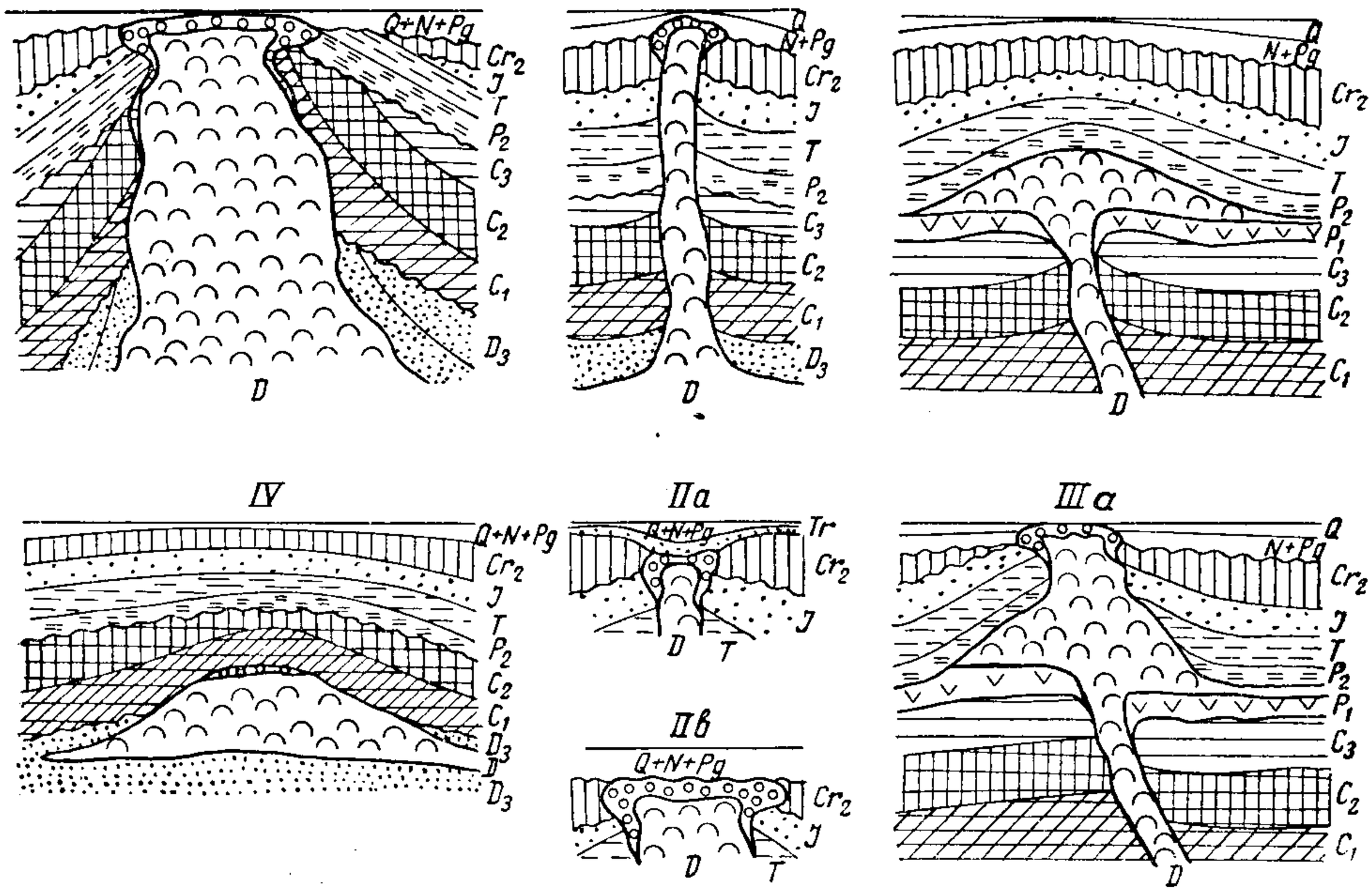


Рис. 9. Типы соляных штоков (по М. В. Чирвинской).

I — роменский тип; *II* — солоницкий тип: *а* — нежинский подтип, *б* — синевский подтип; *III* — машевский тип: *а* — распашновский подтип; *IV* — сагайдакский тип. (Вертикальные и горизонтальные масштабы равны).

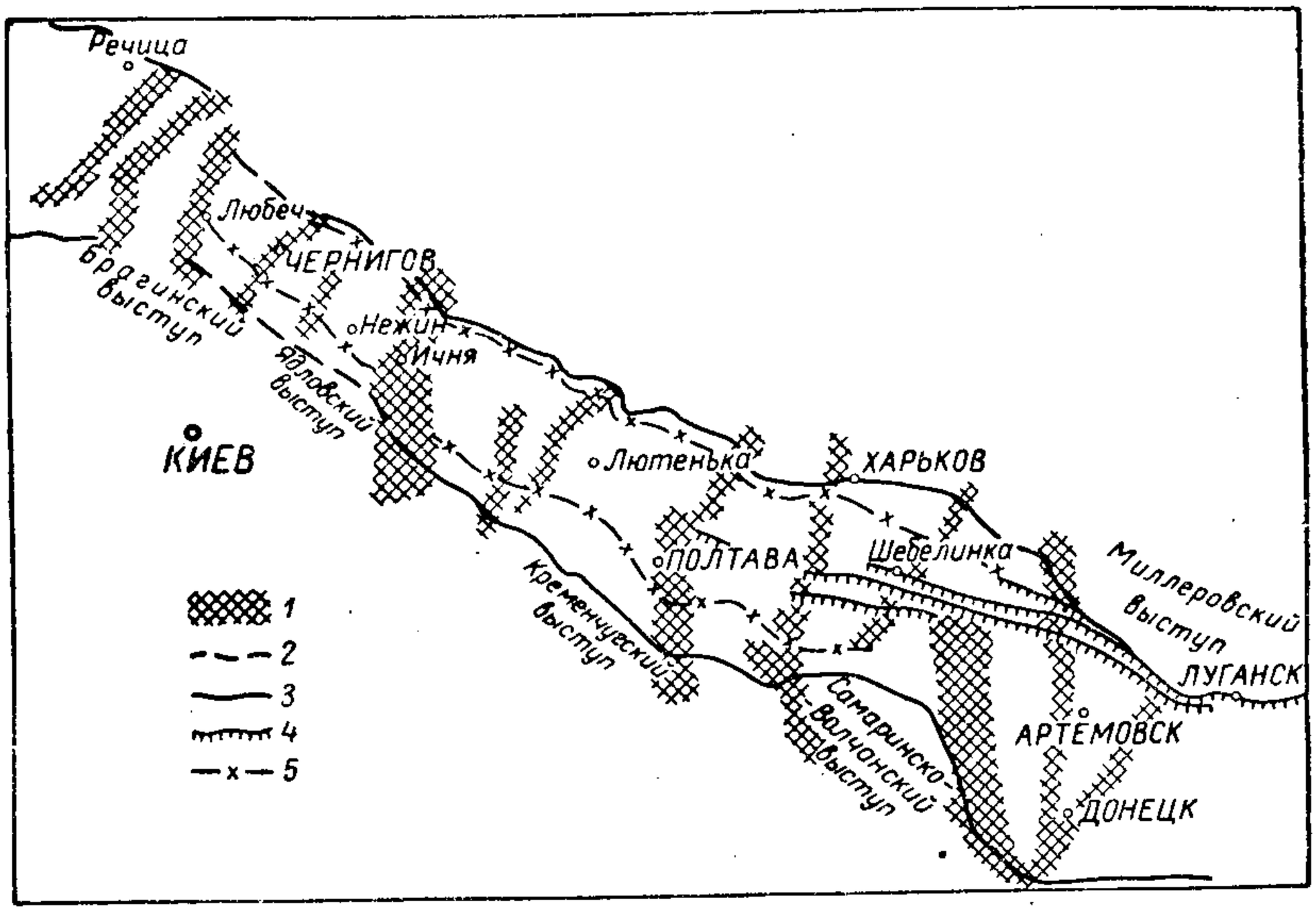


Рис. 10. Схема основных зон разрывных нарушений Днепровско-Донецкой впадины. По М. В. Чирвинской.

1 — зоны наиболее ярко выраженных разрывных нарушений, поперечных к простиранию Днепровско-Донецкой впадины; *2* — зоны древних краевых разломов (сбросы в девоне и нижнем карбоне); *3* — зоны древних краевых разломов, омоложенные (сбросы в девоне и нижнем карбоне, преимущественно надвиги предверхнепермского и предтретичного времени); *4* — зоны предверхнепермских надвигов и сбросов, омоложенные в мезозое и в предтретичное время; *5* — зоны продольных разломов, возникших в предтретичное время.

из них (сагайдакский тип) лишь приподнимали лежащие выше осадки, тогда как другие (роменский тип) прорывали их и неоднократно выходили на дневную поверхность, являясь очагами разгрузки и рассеивания огромных масс соли. Кроме того, в каждый последующий этап контрастных вертикальных движений возникали новые соляные штоки. Большинство их связано с предверхнепермской эпохой (машевский тип) и предтретичной (солоницкий тип). В свою очередь, и среди этих штоков одни оказывались активными (распашновский подтип), другие — пассивными и даже деградирующими (нежинский подтип). Это явление А. А. Билык совершенно справедливо объясняет объемами источников девонских соляных масс, а ослабление энергии соляных штоков — отрывом их от питающих пластов.

Большую роль в развитии соляной тектоники играли также разрывные нарушения. Из общегеологических представлений создается впечатление, что все молодые штоки приурочены к участкам пересечения продольных и поперечных разрывных нарушений, которые создали новые, более удобные пути для движения пластичных соляных масс. Предкаменноугольные же штоки, очевидно, возникли в результате различной гравитационной нагрузки на соляные пласты в прогибах и в пределах денудированных сводов антиклинальных складок. При неограниченном поступлении соли из нижележащих пластов рост таких штоков мог продолжаться во все эпохи активизации тектонических движений (роменский тип).

ЮЖНЫЙ БОРТ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ — СКЛОН УКРАИНСКОГО КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ЩИТА

К южному борту впадины отнесена область сравнительно спокойного погружения кристаллического фундамента — от выходов его на дневную поверхность до зоны резкого погружения в пределы Днепровско-Донецко-Припятского грабена. Ширина этой зоны весьма непостоянна и колеблется от 10—15 *км* на северо-западе до 100—120 *км* в центральной части (рис. 6).

Судя по данным электроразведки, магниторазведки и структурно-поискового бурения, наиболее приподнятыми участками борта являются его северо-западная часть (Брагинский и Ядловский выступы), междуречье Псла и Ворсклы (Кременчугский выступ) и юго-восточная часть (Самаринско-Волчанский выступ), где глубина залегания кровли фундамента составляет соответственно 200—300 *м* и 1000—1300 *м*. Наиболее погружен фундамент на участке между населенными пунктами Яготин — Оболонь и к северо-востоку от сс. Царичанка — Петриковка, где он опускается вблизи краевых нарушений до глубин 2000—2500 *м*.

Общее погружение кристаллического фундамента в пределах южного борта происходит в северо-восточном направлении под углами сначала 1—2°, затем до 2,5—3° и вблизи краевых нарушений до 5—6°.

Фундамент южного борта наиболее нарушен на участках, непосредственно примыкающих к краевым разломам, где, по-видимому, широко развиты горстообразные поднятия типа Крячковского.

Осадочные образования, покрывающие кристаллический фундамент, залегают также моноклинально и повторяют все его мелкие неровности. В строении их принимают участие комплекс осадков от нижнекарбоновых до четвертичных.

СЕВЕРНЫЙ БОРТ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ — СКЛОН ВОРОНЕЖСКОГО МАССИВА

Строение северного борта впадины в основном аналогично южному. В разрезе осадочной толщи здесь также отсутствуют отложения девона, турнейские и нижневизейские образования, а верхневизейские залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте, который плавно погружается

в сторону центральной части впадины. Подобно южному борту здесь происходит увеличение градиента наклона поверхности фундамента по мере приближения к зоне краевых разломов Днепровско-Донецко-Припятского грабена. Осадочная толща также залегает моноклинально с многочисленными границами несогласий.

Отличительной особенностью северного борта является увеличение (почти в два раза по сравнению с южным бортом) мощности осадочной толщи. Это происходит в значительной мере за счет сохранения в разрезе мощных толщ верхнего мела, размытых в пределах большей части южного борта.

Фундамент северного борта также нарушен системой мелких разломов, причем наибольшее их число приурочено к области, примыкающей к грабену. Здесь установлены сбросы, обращенные в противоположную сторону от краевых разломов Днепровско-Донецко-Припятского грабена и образующие мелкие горстообразные поднятия (Смеловское и др.) типа крячковского.

ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКО-ПРИПЯТСКИЙ ГРАБЕН

К Днепровско-Донецко-Припятскому грабену отнесена вся центральная часть впадины, резко дислоцированная и погруженная по сравнению со склонами Украинского щита и Воронежского массива, от которых она отделена системой крупных сбросов северо-западного простирания.

Общая протяженность грабена около 1200 *км*. Ширина его в районе Мозыря составляет 135 *км*, в пределах Черниговско-Брагинского выступа она уменьшается до 75 *км*, а затем снова увеличивается до 130 *км* вблизи зоны сочленения с Донецким складчатым сооружением. Амплитуда краевых нарушений, ограничивающих грабен, также не остается постоянной, и соответственно меняется четкость проявления грабена. Наименее четко он выражен в Черниговском пересечении, где амплитуда краевых сбросов уменьшается до 500—1000 *м*, тогда как в Белоруссии она составляет 3000—4000 *м*, а на юго-востоке, вблизи зоны сочленения с Донбассом — 4000 — 6000 *м*.

Краевые разломы, ограничивающие Днепровско-Донецко-Припятский грабен, представляют систему кулисообразно расположенных сбросов, вдоль которых неоднократно происходили противоположно направленные вертикальные перемещения блоков фундамента и покрывающей их осадочной толщи. В связи с этим местоположение зоны краевых разломов не могло оставаться строго постоянным. Судя по имеющимся материалам, можно сказать, что область грабена со временем сужалась за счет залечивания в первую очередь крайних разломов (рис. 10). В настоящее время мы можем надежно фиксировать только те разломы, которые еще выражены в рельефе фундамента. По времени образования они верхнедевонские и более молодые.

По определениям И. С. Усенко (1954), в пределах Днепровско-Донецкой впадины развиты также эффузивы нижнепалеозойского, рифейского (?) возраста. Возможно, что магнитные аномалии — Хорольская, Свидовецкая и др., по которым первоначально трассировали краевые нарушения (Балабушевич, 1947), — являются отражением этих эффузивных тел. Если это так, то зоны самых древних разломов, не выраженных уже в рельефе фундамента, можно проводить на 10—30 *км* к югу от верхнедевонских.

Если исходить из особенностей рельефа фундамента, то границу Днепровско-Донецко-Припятского грабена надо проводить по крайним, наиболее ярко выраженным уступам, т. е. по верхнедевонским или предверхневизейским. В осадочной толще им отвечает линия, разделяющая пологие моноклинали бортовых частей от интенсивно дислоцированной области грабена. С ними совпадают в общих чертах границы распространения осадков девона, верхнего карбона и нижней перми.

В пределах Днепровско-Донецко-Припятского грабена выделяются тектонические элементы двух типов (см. рис. 6): продольные — южная и северная краевые и центральная части грабена и поперечные — Припятский гра-

бен, Черниговско-Брагинский выступ, Днепровский грабен, зона сочленения Днепровского грабена с Донецким складчатым сооружением и Донецкое складчатое сооружение. Продольные тектонические элементы связаны с особенностями проседания грабена и возникли одновременно с его заложением; поперечные — оформились, очевидно, в конце палеозоя и обусловлены неравномерностью развития грабена в последующие эпохи. Они делят грабен на отдельные звенья и являются как бы наложенными на продольные тектонические элементы, придавая им специфические черты строения. Нам представляется более удобным привести описание Днепровско-Донецко-Припятского грабена по этим поперечным звеньям, давая внутри последних характеристику продольных зон.

Описание начинаем с Днепровского грабена, как наиболее характерного и имеющего основное значение в нефтегазоносном отношении. Попутно отметим, что поперечные тектонические элементы связаны постепенными переходами, поэтому границы их условны.

Днепровский грабен

Днепровский грабен занимает центральное положение среди поперечных тектонических элементов, от которых отличается устойчивым погружением в течение мезозоя и палеогена. Протяженность его составляет примерно 350 *км* при ширине 75—130 *км*.

В пределах Днепровского грабена продольные тектонические элементы проявляются наиболее четко.

Южная краевая часть грабена

К южной краевой части грабена отнесена зона шириной в 20—30 *км*, в пределах которой кристаллический фундамент резко нарушен системой разломов, а осадочная толща собрана в многочисленные складки. На гравитационном поле эта зона прослеживается по южной полосе региональных минимумов силы тяжести, ориентированных в северо-западном направлении.

Достоверных данных о рельефе фундамента в пределах южной краевой части грабена еще нет, однако можно полагать, что степень нарушенности его системой разломов неравномерна: на отдельных участках зоны их больше, на других меньше. Также непостоянна амплитуда сбросов и разнообразен их возраст — от девона до неогена, причем наиболее молодые нарушения расположены ближе к центру впадины. Погружение фундамента от южного борта к центральной части грабена происходит ступенеобразно по системе сбросов, амплитуда которых постепенно возрастает. Однако наряду с этим возможно существование в фундаменте краевой части грабена местных грабенообразных опусканий. Одна из таких впадин — Прилукская — зафиксирована по профилю Яготин — Батурин (рис. 11). Судя по данным гравиметрии, аналогичные впадины можно ожидать и к юго-востоку от нее (Антоновская, Исачковская, Сагайдакская, Ливенцевская и др.). В пределах отдельных этих впадин фундамент может оказаться даже более погруженным, чем в центральной части грабена.

Строение осадочной толщи южной краевой части грабена резко отличается от строения толщи склона Украинского кристаллического щита. Здесь возрастает общая мощность осадочного комплекса за счет появления в разрезе девонских, нижнекаменноугольных (турнейских и нижневизейских) образований и полноты разреза всех других стратиграфических комплексов. Кроме того, значительно увеличивается степень дислоцированности всех этих отложений.

Вдоль границы со склоном Украинского кристаллического щита, по-видимому, на всем ее протяжении проходит зона краевых дислокаций, в пределах которой развиты структуры михайловского типа. К настоящему

времени в этой зоне, по данным сейсморазведки и бурения, зафиксировано 10 поднятий, из которых наиболее приподнятые и четко выраженные следующие: Голубовско-Ильичевское, Михайловское, Зачепиловское, Петривцевское и Колайдинское.

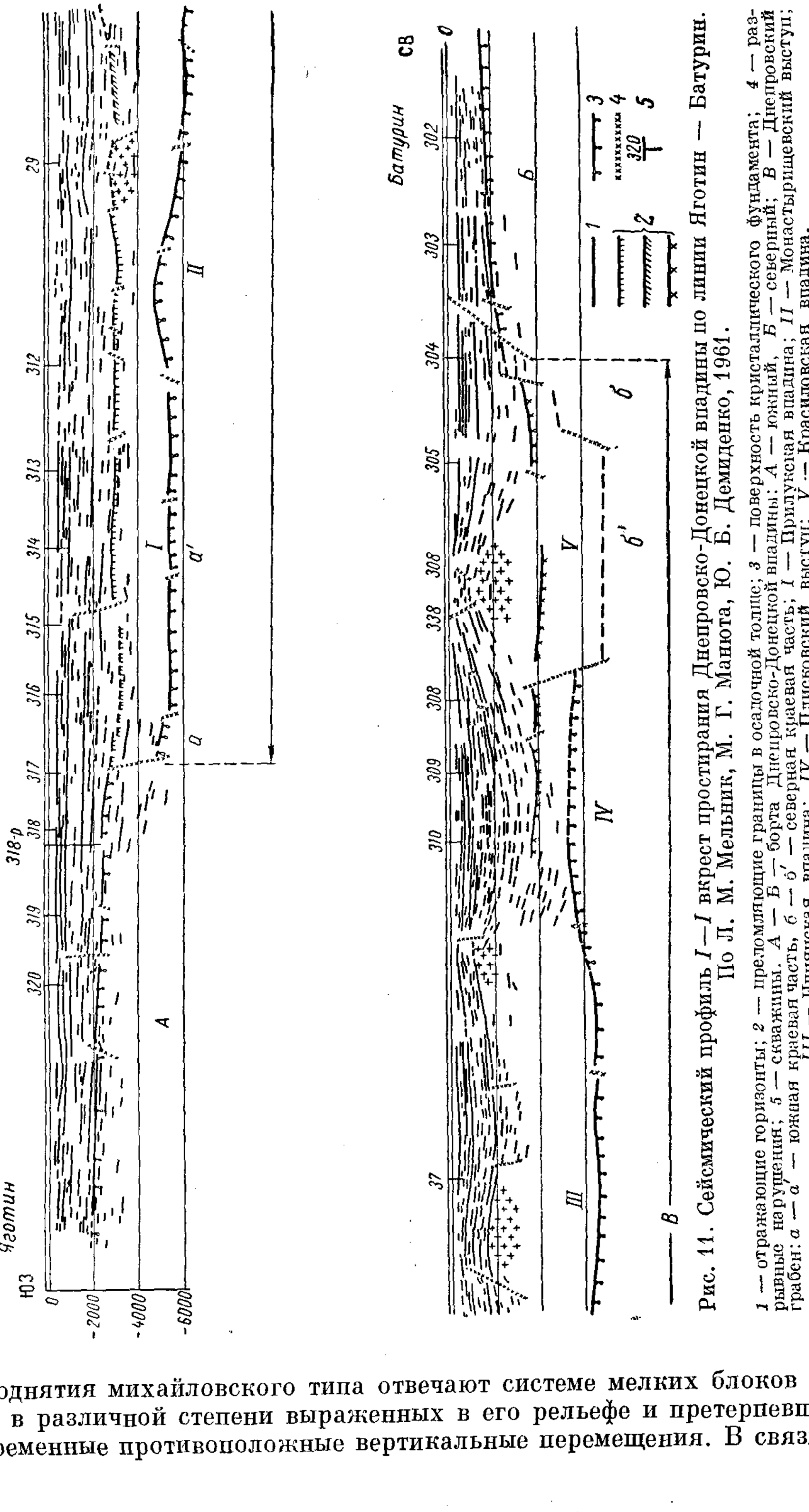


Рис. 11. Сейсмический профиль *I—I* вкрест простирания Днепровско-Донецкой впадины по линии Яготин — Батурин.
По Л. М. Мельник, М. Г. Маннота, Ю. Н. Демиденко, 1961.

1 — отражающие горизонты; *2* — преломляющие границы в осадочной толще; *3* — поверхность кристаллического фундамента; *4* — разрывные нарушения; *5* — скважины. *А* — южный, *Б* — северный; *I* — Днепровско-Донецкой впадины: *а — а'* — южная краевая часть; *б — б'* — северная краевая часть; *I* — Прилукская впадина; *II* — Монастырищевский выступ; *III* — Ичнянская впадина; *IV* — Плисковский выступ; *V* — Красилювская впадина.

Поднятия михайловского типа отвечают системе мелких блоков фундамента, в различной степени выраженных в его рельефе и претерпевших неодновременные противоположные вертикальные перемещения. В связи с по-

следним в пределах этих блоков наблюдаются различная мощность и полнота отдельных стратиграфических комплексов осадочной толщи. Так, в своде Михайловского поднятия в разрезе отсутствуют отложения среднего и верхнего карбона, нижней перми и мела. Резко сокращена (за счет отсутствия верхней части разреза) мощность отложений юры и триаса. В пределах Петривцевского и Колайдинского поднятий, по сравнению с Михайловским, значительно увеличена мощность мезозойских отложений, в то время как девонские образования залегают на меньших глубинах и подверглись значительно большей денудации.

Все поднятия михайловского типа осложнены системой разрывных нарушений как сбросового, так и надвигового характера. Амплитуда перемещений вдоль этих нарушений изменяется в пределах от 20—40 до 200—300 *м*. Возраст их также непостоянен — наряду с нарушениями, захватившими только образования палеозоя, наблюдаются разломы, пересекающие также и отложения мезозоя. В западном направлении число молодых разломов уменьшается.

Активного проявления соляной тектоники в пределах краевых дислокаций не установлено. Штоки соли типа сагайдакского (соляные подушки) выявлены бурением на Колайдинском и Зачепиловском поднятиях. Здесь прорваны лишь надсоляные девонские отложения, и на дневную поверхность соль выходила, по-видимому, только в предкаменноугольное время. Аналогичные древние недоразвитые соляные штоки, возможно, имеются и в пределах других структур зоны краевых дислокаций. Тем не менее, дальнейший рост этих штоков, так же как и возникновение новых, здесь, по-видимому, был невозможен, поскольку вся эта территория находится в пределах краевой части девонского бассейна, где мощность соленосных образований относительно небольшая. Более молодые соляные штоки появляются только на удаленных частях северных крыльев краевых структур, где образуют структурные осложнения в виде террас или небольших по площади куполов (Солонецкий, Ореховщенский, Ново-Григорьевский, Южно-Перещепинский и др.).

Еще дальше на север в пределах более опущенных частей фундамента соляная тектоника получает наибольшее развитие. Здесь наблюдаются брахиантиклинальные складки радченковского типа, осложненные всеми разновидностями соляной интрузии. Известно пять таких складок — Красно-Партизанская, Прилукско-Антоновская, Исачковская, Радченковская и Сагайдакская и предполагается еще одна — Мало-Девицкая. Располагаются они друг против друга кулисообразно и в большинстве случаев приурочены к центральной части зоны региональных минимумов силы тяжести, т. е. к предполагаемым грабенообразным впадинам фундамента. Все они вдоль оси осложнены соляными штоками обычно сагайдакского типа (предкаменноугольными), залегающими на глубине от 1300 *м* (Красно-Партизанская складка) до 2400—2560 *м* (Прилукская, Радченковская, Сагайдакская) и образующими отдельные своды.

Судя по изменениям мощностей в пределах этих сводов, рост их неоднократно возобновлялся, что свидетельствует о движении соляных масс, однако активность их была недостаточной для прорыва осадков. Исключение составляет Исачковская складка, осложненная двумя штоками (Исачковским и Ромодановским) роменского типа, т. е. активными на протяжении всех этапов развития впадины. Амплитуда компенсационных прогибов, ограничивающих Исачковскую складку с севера и юга, показывает, что через эти штоки произошла разгрузка огромного количества соли. По-видимому, в девонское время здесь была одна из наиболее крупных лагун с максимальным соленакоплением.

В пределах рассматриваемой зоны развиты и более молодые штоки: предпалеогеновые в центральной ее части и предверхнепермские — в восточной. Обычно эти штоки (Лейковский, Гасенковский, Каплинцевский)

осложняют наиболее погруженные части периклиналей брахиантиклинальных складок, а иногда создают самостоятельные купола (Старо-Сенжарский, Мало-Перещепинский, Ново-Сенжарский).

Северная краевая часть грабена

Аналогично южной, к северной краевой части грабена отнесена сравнительно узкая (15—20 *км*) полоса, в пределах которой кристаллический фундамент интенсивно нарушен системой разломов, ограничивающих на севере Днепровский грабен. Характеризуется она зоной региональных минимумов силы тяжести, вытянутых в северо-западном направлении.

Глубина залегания палеозоя и кристаллического фундамента здесь значительно больше, в связи с чем создается впечатление о более слабой дислоцированности осадочной толщи. Кроме того, здесь наблюдается определенная ритмичность в расположении локальных структур, в разной степени осложненных соляной тектоникой, которая не свойственна южной краевой части грабена.

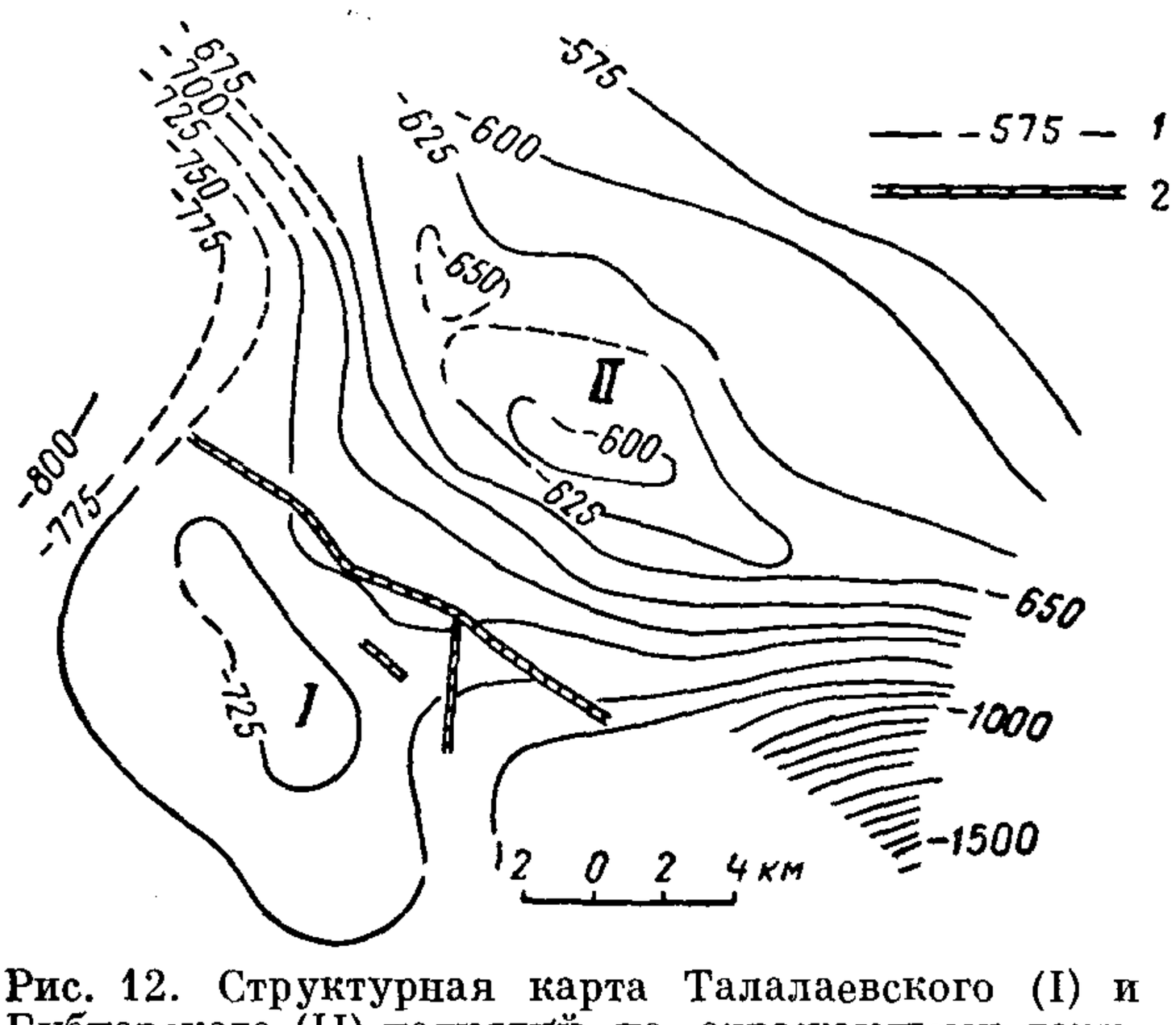


Рис. 12. Структурная карта Талалаевского (I) и Бубновского (II) поднятий по отражающему горизонту (юра). По Ю. Б. Демиденко, Е. П. Пуздровскому.

1 — изогипсы поверхности отражающего горизонта; *2* — зоны потери отражений.

Несколько иначе проявляются в осадочной толще и краевые разломы, ограничивающие северную краевую часть грабена с севера. Здесь установлена флексура, обращенная в сторону центральной части грабена и выраженная во всех стратиграфических комплексах. Четкость ее проявления увеличивается с глубиной. В нижних слоях осадочной толщи она, по-видимому, переходит в сброс, выраженный уступом, так же как и в кристаллическом фундаменте. Эта флексура, ориентированная в целом в северо-западном направлении, делает ряд изгибов, которые полностью повторяют поведение изоаномал силы тяжести, ограничивающих северную зону региональных минимумов.

К изгибам флексуры, направленным в сторону бортовой части, приурочены структуры типа соляных куполов (Дмитриевская, Роменская, Синевская и др.) и брахиантиклинальных складок, осложненных соляными подушками (Холмская, Качановская). На этих участках четкость проявления флексуры увеличивается — обычные для нее углы пластов 1—2° в мезозое и 5° в более глубоких горизонтах возрастают соответственно до 6—7° и 25°. Это явление, по-видимому, связано с компенсационными прогибами, образовавшимися за счет выжимания соли в пределы солянокупольных структур.

К изгибам флексуры, направленным в сторону центральной части грабена, приурочены структуры, ощутимо не осложненные солью (типа Талалаевской). Эти структуры в отложениях мезозоя обычно имеют форму структурных носов или небольших террас, а в более глубоких горизонтах представляют собой систему приподнятых блоков или резко асимметричных складок со слабо выраженным северным крылом. Размеры их обычно небольшие — от 10 × 6 *км* до 14 × 8 *км*, форма неправильная (рис. 12).

Строение соляных куполов и соляных антиклиналей подобно таковым в южной краевой части грабена; разница состоит лишь в том, что мощность

и полнота стратиграфического разреза осадочного комплекса здесь больше.

Помимо описанных типов структур, в пределах северной части рассматриваемой зоны установлены поднятия типа Михайловского (Адамовское, Березнянское, Бубновское, Ново-Троицкое, Шевченковское и др.). По-видимому, они развиты вдоль всей зоны краевых нарушений, однако замаскированы мощным покровом верхнемеловых, палеогеновых и неогеновых осадков, в пределах которых, как правило, не проявляются.

Исходя из особенностей расположения различных типов структур, а также косвенных данных геофизических исследований (количественные расчеты Р. И. Андреевой, 1958 г.), можно предполагать, что фундамент северной краевой части грабена осложнен, помимо продольных разломов, создающих ступенеобразное погружение его от бортовой части к центральному грабену, еще системой грабенообразных впадин. Последнее подтверждается региональным профилем Яготин — Батурин (М. Г. Манюта, 1961 г.; см. рис. 11).

По данным гравиметрии, в расположении этих впадин наблюдается определенная ритмичность и закономерное увеличение размеров и, по-видимому, амплитуды с северо-запада на юго-восток. Всего может быть отмечено семь таких впадин (Красиловская, Степановская, Дмитриевская, Роменская, Синевская, Ахтырская и Шевченковская) и такое же число разделяющих их выступов.

Очевидно, заложение этих впадин относится к девонскому периоду и с ними связано максимальное скопление соленосных отложений, в то время как в пределах разделяющих их выступов мощность девонской соли резко уменьшена или соль полностью отсутствует.

Центральная часть грабена

Центральная часть Днепровско-Донецко-Припятского грабена по сравнению с краевыми характеризуется некоторым увеличением мощности осадочной толщи, появлением в разрезе на отдельных участках мощных скоплений нижнепермской соли и развитием более крупных складок (Солоховская, Глинско-Розбышевская, Чернухинская, Леляковская и др.), отличающихся от складок краевых частей более широкими (в 2—2,5 раза шире) и плоскими сводами и поэтому иным соотношением длины к ширине (3—4 вместо 5).

Граница центральной части грабена определяется в основном по изменению характера складчатости, однако, поскольку это изменение часто бывает весьма постепенным, провести ее достаточно уверенно не всегда удается. Дополнительными критериями являются особенности строения гравитационного поля — переход от зон региональных минимумов силы тяжести к зонам развития крупных положительных аномалий. На юге эта граница в значительной степени совпадает с Видельцевско-Октябрьской флексурой, отражающей систему самых молодых глубинных разломов.

Следует отметить, что центральная часть грабена отвечает области наиболее активного прогибания в предпалеогеновое и более позднее время, в связи с чем только в ее пределах развиты осадки палеоцена и заметно увеличена общая мощность палеогеновых и неогеновых отложений.

Фундамент в центральной части грабена, так же как и в краевых частях, разбит на блоки, однако размеры их, по-видимому, значительно крупнее. Исходя из особенностей строения гравитационного поля и косвенных данных электроразведки и магнитометрии, здесь могут быть выделены три крупные грабенообразные впадины — Ичнянская, Петровско-Роменская и Чутовская и два относительно приподнятых блока — Лохвицкий и Лютеньский. Судя по данным регионального профиля Яготин — Батурин, Ичнянская впадина отделена от впадин краевых частей грабена небольшими

выступами (амплитудой около 1000 *м*) — Монастырищевским и Плисковским. Глубина залегания кровли фундамента в пределах Ичнянской впадины достигает 6—7 *км*. Фундамент Лохвицкого и Лютеньского блоков предположительно находится на глубине 5,5—6,5 *км* и 6—7 *км*. Петровско-Роменская впадина опущена до 7—8 *км*, а Чутовская, — более чем на 9 *км*. Таким образом, общий уклон ложа Днепровского грабена имеет восточное направление, в связи с чем наибольшую мощность осадочной толщи (8—10 *км*) можно ожидать в восточной его части на участке Зеньков — Чутово — Красноград.

Большинство из известных структур осадочной толщи приурочено к периферийным частям предполагаемых приподнятых блоков фундамента и разделяющим их впадинам. Особенно насыщена соляными штоками Ичнянская

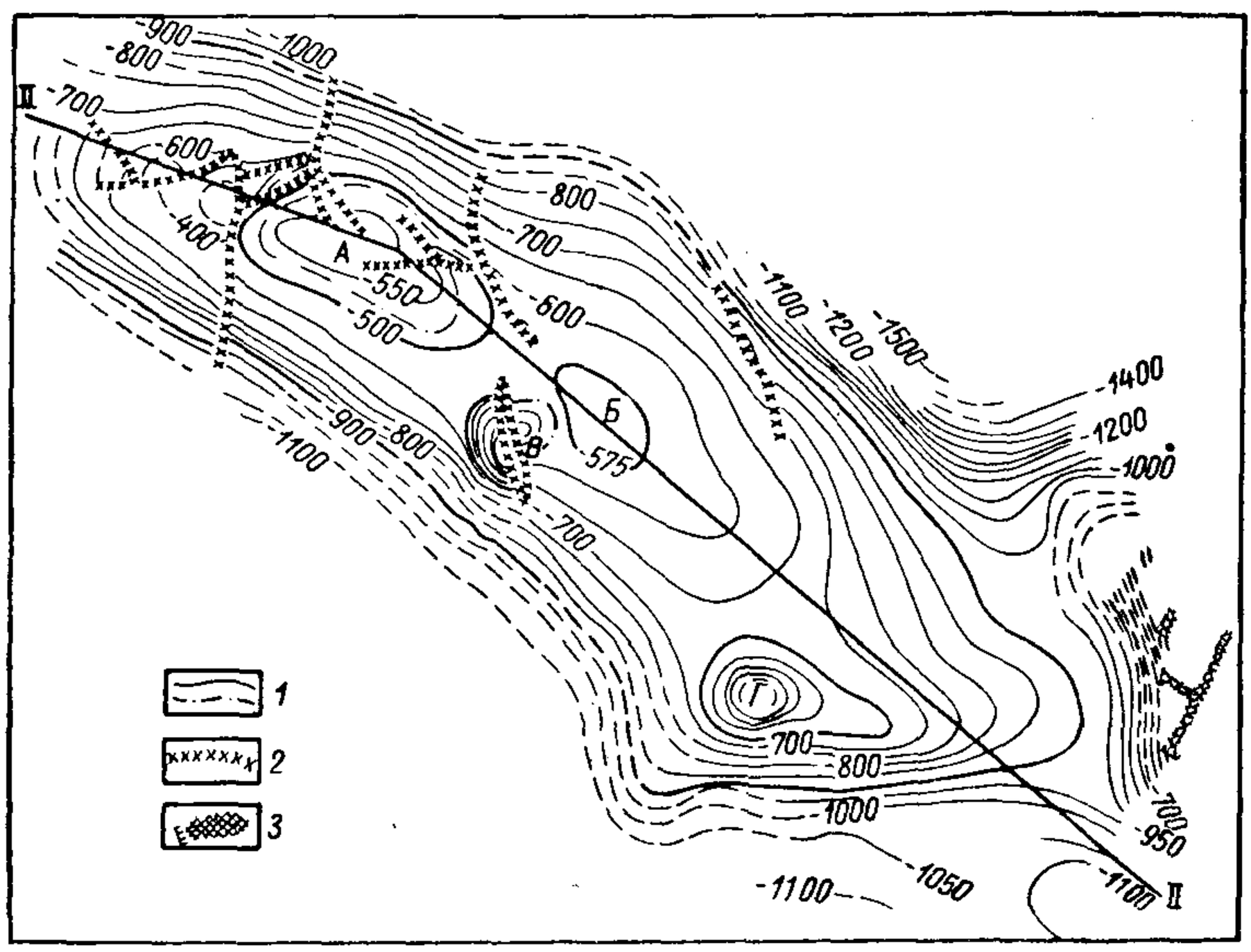


Рис. 13. Структурная карта Солоховско-Диканьской складки. По Б. А. Райхер, Н. Т. Турчаненко, О. З. Кононенко, В. А. Гордиевичу.

1 — изогипсы отражающего горизонта (подошва оксфордского яруса верхней юры); *2* — разрывные нарушения; *3* — зона потери отражений. *II—II* — направление сейсмогеологического профиля (см. рис. 14). *А* — Солоховский свод; *Б* — Диканьский свод; *В* — Будищенский шток; *Г* — Руновщинский шток.

и Чутовская депрессии, тогда как в области Лохвицкого и Лютеньского блоков проявления соляной тектоники не обнаружены. По-видимому, в центральной части грабена, так же как и в краевых его частях, расчленение фундамента на основные блоки произошло еще в девонский период. Тогда приподнятые блоки являлись островами с интенсивной вулканической деятельностью, а погруженные участки между ними заполнялись лагунными образованиями, среди которых основное значение имела каменная соль.

Брахиантиклинальные складки центральной части Днепровского грабена весьма разнообразны по размерам. Самые крупные из них — Солоховско-Диканьская (рис. 13, 14) и Глинско-Розбышевская, достигающие по длине 60—70 *км* при ширине 17—20 *км*, — занимают центральное положение. Расположены они далеко одна от другой и разделены широкими прогибами неправильных очертаний. Структуры гнединцевского типа отличаются от них значительно меньшими размерами, однако сохраняют то же соотношение короткой и длинной осей. Они располагаются вблизи границы центральной и краевых частей грабена и обычно приурочены к зоне больших градиентов силы тяжести. Здесь известны Леляковско-Озерянская и Гнединцевско-Чернухинская складки (рис. 15), находящиеся у южной границы,

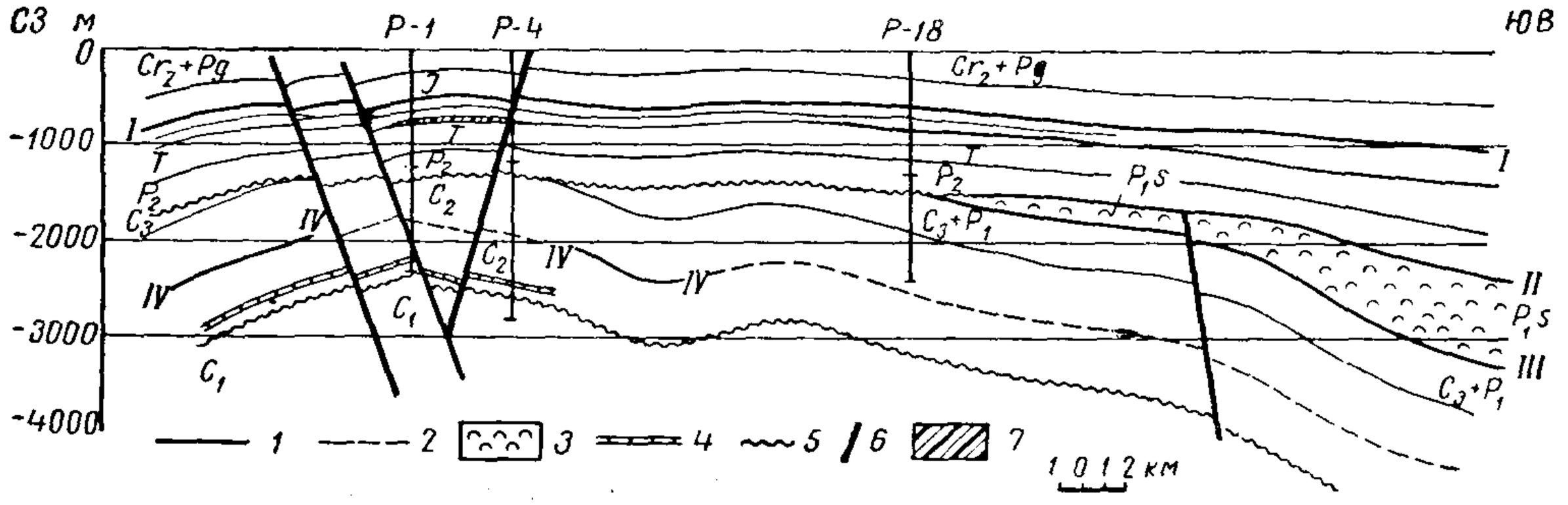


Рис. 14. Сейсмогеологический профиль *II—II* по простиранию Солоховско-Диканьской структуры (см. рис. 13). По М. В. Чирвинской.

1 — отражающие горизонты I—IV; *2* — границы стратиграфических горизонтов; *3* — нижнепермские хемогенные отложения; *4* — известняки башкирского яруса среднего карбона; *5* — граница размыва; *6* — линии разломов; *7* — газовая залежь.

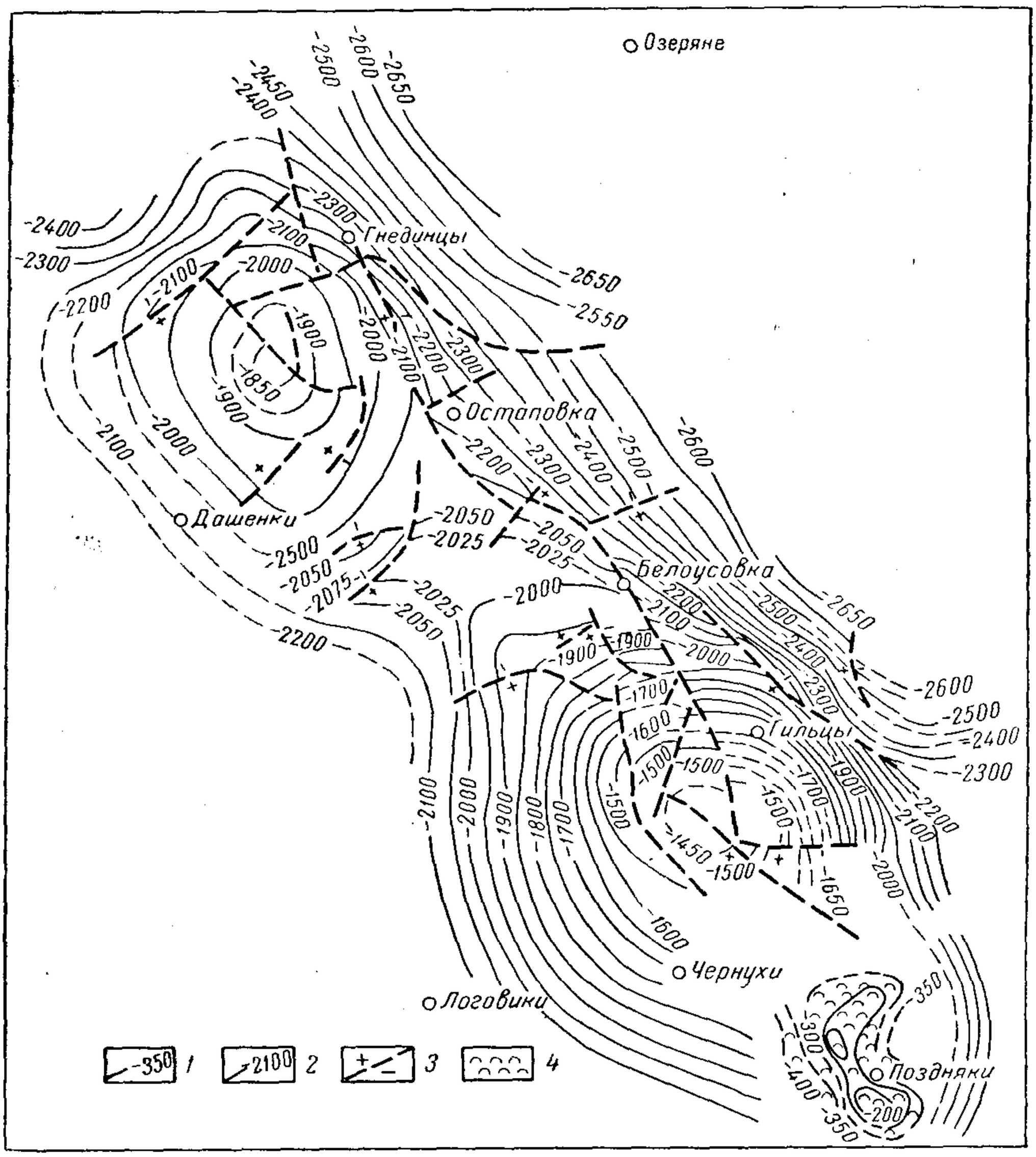


Рис. 15. Структурная карта Гнединцевско-Чернухинской складки. По А. Е. Клименко и Т. А. Гончаровой.

1 — изогипсы кровли мергелей киевского яруса (эоцен); *2* — изогипсы по отражающим горизонтам среднего карбона; *3* — разрывные нарушения; *4* — шток соли.

а также Бельская и Колонтаевско-Трудолюбовская — вдоль северной. На тех участках грабена, где отмечается перепад мощностей каменноугольных и нижнепермских осадков, развиты складки октябрьского типа. Вдоль южной границы к складкам этого типа относятся Семенцевская и Октябрьская, а вдоль северной, по-видимому, Коломакская.

Большинство складок центральной части грабена осложнено как пологими сводами, так и штоками соли. Последние обычно приурочены к крыльевым или периклинальным частям складок и относятся к солоницкому типу или его нежинскому подтипу (рис. 16), представляющему собой наглядный пример деградирующего предпалеогенового штока. Пологие своды на глубине, вероятно, осложнены соляными подушками сагайдакского типа, но, поскольку подошва каменноугольных отложений даже в пределах самых приподнятых структур залегает здесь на глубине свыше 4 *км*, они нигде не вскрыты бурением. В пределах этих брахиантиклинальных складок, так

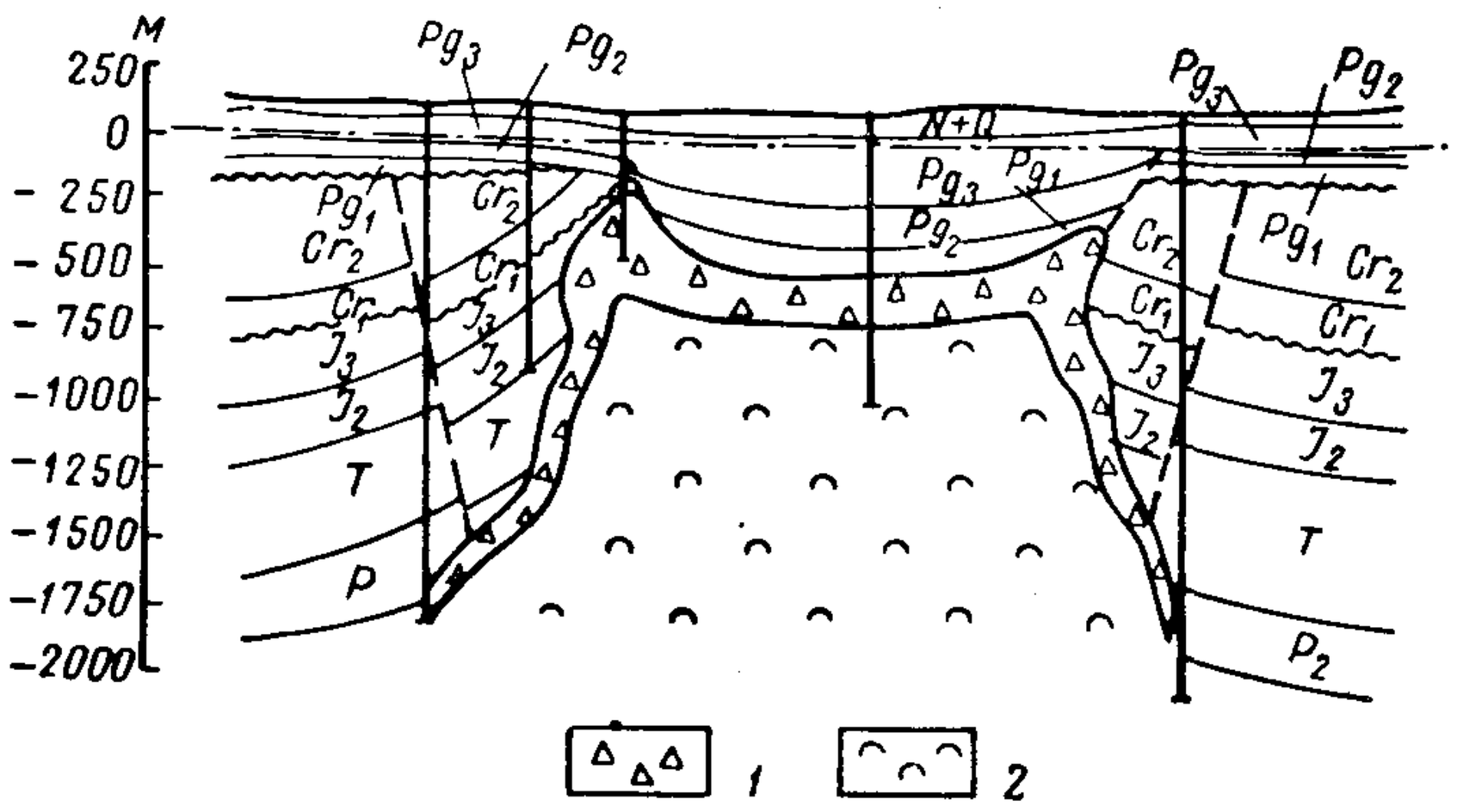


Рис. 16. Геологический профиль через Петровско-Роменский соляной шток (деградирующий предпалеогеновый шток). По А. А. Билыку.

1 — брекчия; *2* — соль девонская.

же как и в краевых частях грабена, устанавливаются многочисленные границы перерыва осадконакопления и широко развита сеть разрывных нарушений, разбивающих складки на отдельные блоки, из которых опущенные, как правило, приурочиваются к сводовым частям.

На тех участках грабена, где развиты мощные скопления нижнепермской соли, помимо описанных складок, распространены солянокупольные структуры машевского типа, у которых шток не поднимается выше нижнепермских осадков и перекрыт плащом красноцветных образований верхней перми. Очевидно, в данном случае происходит смешивание соленосных образований девонского и пермского возраста, и по мере поступления новых порций девонской соли последняя не прорывает лежащие выше мезо-кайнозойские отложения, а, внедряясь в соленосную толщу нижней перми, лишь приподнимает их, образуя куполовидное поднятие. Этим объясняется установленное сейсморазведкой еще в 1956 г. (Н. Т. Турчаненко, О. З. Кононенко) резко выраженное несогласие в залегании кровли и подошвы соленосной толщи нижней перми, которое наблюдалось только вблизи соляных куполов восточной части Днепровского грабена (рис. 17). В связи со специфическими условиями формирования соляные купола данного типа имеют грибообразную форму с широкой, крупной «шляпой», сливающейся с пластом нижнепермских хемогенов, и узкой неправильной формы «ножкой».

В редких случаях (Распашное, Колонтаев) происходит прорыв и покрывающих нижнюю пермь осадков (вплоть до четвертичных), что приводит к образованию штоков очень сложной конфигурации (распашновский подтип).

Соляные штоки машевского типа и распашновского подтипа развиты преимущественно восточнее меридиана г. Полтавы (Чутовская депрессия), где образуют многочисленные куполовидные поднятия. В настоящее время нет достоверных данных о том, какие из этих штоков осложняют палеозойские поднятия, а какие развивались в прогибах, поскольку значительные искажения, которые они вносят в строение осадков мезозоя, маскируют палеозойский структурный план.

Не менее сложно из-за активного проявления соляной тектоники строение осадочной толщи также и в западной части рассматриваемой зоны — в Ичнянской депрессии. Здесь выявлено Гужевско-Ичнянское обширное поднятие, перфорированное солью с четырех сторон, что придает ему форму квадрата с приподнятыми бортами. Соль здесь внедрялась, по-видимому,

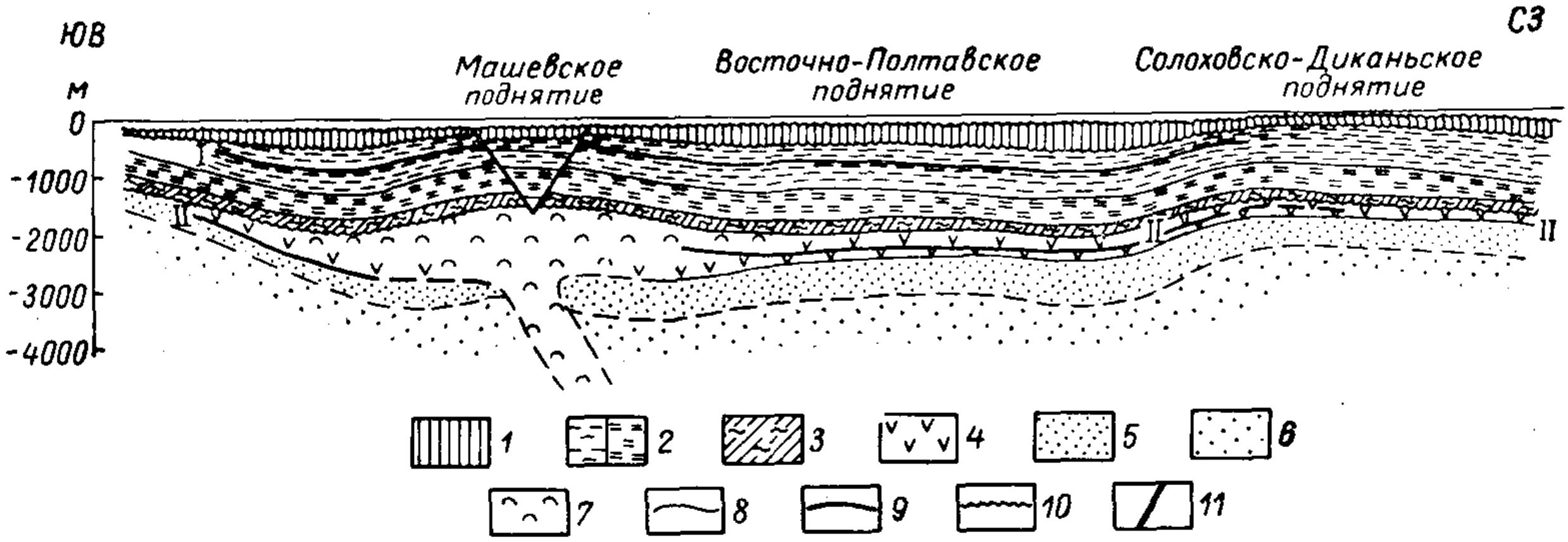


Рис. 17. Сейсмогеологический разрез Солоховского-Диканьского и Машевского поднятий. По Н. Т. Турчаненко и М. В. Чирвинской.

1 — мел; *2* — юра и триас; *3* — верхняя пермь; *4* — нижняя пермь, хемогенные отложения; *5* — нижняя пермь и верхний карбон, терригенные образования; *6* — средний карбон; *7* — девон (соль); *8* — отражающий горизонт (*I*) в отложениях верхней юры (оксфордский ярус); *9* — отражающие горизонты *I* и *II* в отложениях нижней перми; *10* — размыв; *11* — разломы.

не только в области пересечения продольных и поперечных нарушений, но и полностью заполнила все трещины. Так, Буромский и Ивангородский соляные штоки сливаются и образуют близкую к отвесной соляную стенку меридионального простирания. На глубине, очевидно, также соединяются Иваницкий и Парафиевский штоки, Парафиевский и Ивангородский, Иваницкий и Буромский. Следует отметить, что указанная часть грабена попадает в пределы региональной Кировоградской зоны поперечных нарушений. Этим, по-видимому, и объясняется столь сложное ее строение.

Еще далее на запад прослежена полоса приподнятого залегания каменноугольных и мезозойских отложений, по-видимому, являющаяся продолжением Ичнянской структуры, в пределах которой выявлены Дорогинские поднятия и группа соляных штоков нежинского типа. Широкое развитие этих деградирующих соляных штоков, возможно, объясняется близостью границы соленосного девонского бассейна.

Таким образом, при чрезвычайном разнообразии складчатых структур в центральной части Днепровского грабена наблюдается строгая закономерность их размещения по площади, обусловленная характером строения поверхности фундамента и особенностями перемещения отдельных его блоков, а также мощностью и составом покрывающих их осадков.

Черниговско-Брагинский выступ

Черниговско-Брагинский выступ расположен непосредственно на западном продолжении Днепровского грабена.

В рельефе фундамента по продольному сечению выступ имеет форму асимметричного горста протяженностью не меньше 170 *км*. Восточное

погружение более плавное, чем западное и сопровождается рядом продольных разломов, из которых наиболее вероятны Днепровский, Черниговский и Нежинский. На западе Черниговско-Брагинский выступ ограничен системой крупных северо-восточных разломов, проходящих примерно по линии Гомель — Хвойники. Самым приподнятым участком является район г. Брагина, где глубина кровли фундамента составляет всего 1200 *м*. В поперечном сечении, в отличие от продольного, Черниговско-Брагинский выступ, по-видимому, на всем протяжении имеет форму грабена, четкость проявления которого увеличивается в восточном направлении по мере нарастания амплитуды краевых разломов.

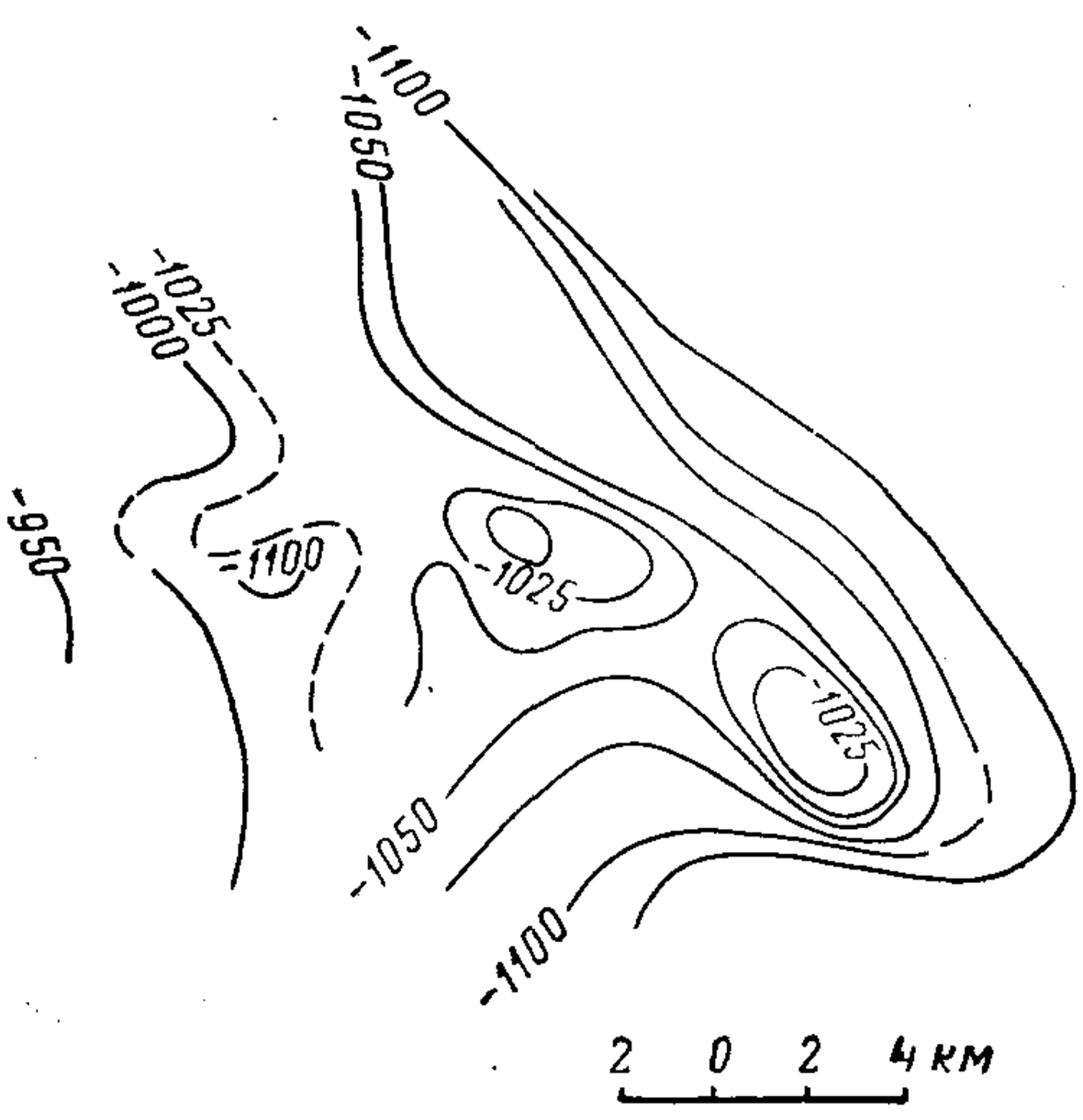


Рис. 18. Структурная карта Олишевского поднятия по кровле нижнепермских хемогенных отложений. По М. И. Буцевой и К. П. Супрунюку.

Осадочная толща дислоцирована значительно слабее, чем в пределах всех других тектонических элементов Днепровско-Донецко-Припятского грабена. Здесь развиты структурные террасы и носы яновско-любечского типа. Они характеризуются более пологими, чем у брахиантиклиналей Днепровского грабена, углами наклона крыльев и отсутствием, либо слабо выраженной западной периклиналью, что объясняется региональным подъемом слоев в сторону г. Брагина. В краевой части структурные носы (Олишевский, рис. 18; Видельцевский) несколько меньше по размерам, чем в центральной части (Яновско-Любечская зона). Все они вытянуты в северо-западном, параллельном краевым разломам направлении.

Исключение из общего плана составляет Анисовская структура, внешне очень похожая на брахиантиклинальную складку южной краевой части Днепровского грабена, нарушенную солью. Складка узкая (8—10 *км*), асимметричная, длиной 35 *км*, с протяженной восточной и укороченной (осложненной разрывными нарушениями) западной периклиналями. Пробуренная в ее своде скважина вскрыла на глубине 2085 *м* девонские эффузивы, из которых не вышла при забое 3074 *м*. Если считать, что вскрытые скважиной эффузивы распространены в пределах всей складки, то очень трудно объяснить ее форму. Вероятно, скважина попала в дайку девонских эффузивов. Возможно, здесь развиты и соленосные отложения девона, но более древние, чем эффузивы, являющиеся, судя по данным скважины, продуктом самых молодых здесь (девонских) извержений. Прямых признаков соляной тектоники нигде в пределах Черниговско-Брагинского выступа не установлено. По-видимому, здесь повсеместно, за исключением залива в районе Анисовской структуры, развиты девонские отложения, лишенные крупных скоплений каменной соли. Судя по данным магнитометрии и электроразведки, обогащение разреза девонских осадков эффузивами характерно для Черниговского и частично Олишевско-Анисовского и Нежинского блоков, тогда как на остальных участках рассматриваемой территории девон представлен преимущественно терригенными образованиями.

Припятский грабен

Западная часть Днепровско-Донецко-Припятского грабена (рис. 19) (Припятский прогиб, по Дикенштейну и др., 1957; Припятская впадина по Рынгу, 1956 г.; Полесская впадина, по Лапкину и Люткевичу, 1956) харак-

теризуется некоторыми специфическими чертами строения, в связи с чем многими исследователями рассматривается как самостоятельный тектонический элемент. Поскольку западная часть генетически очень тесно связана со всей остальной частью Днепровско-Донецко-Припятского грабена, представляется логичным рассматривать ее в составе последнего.

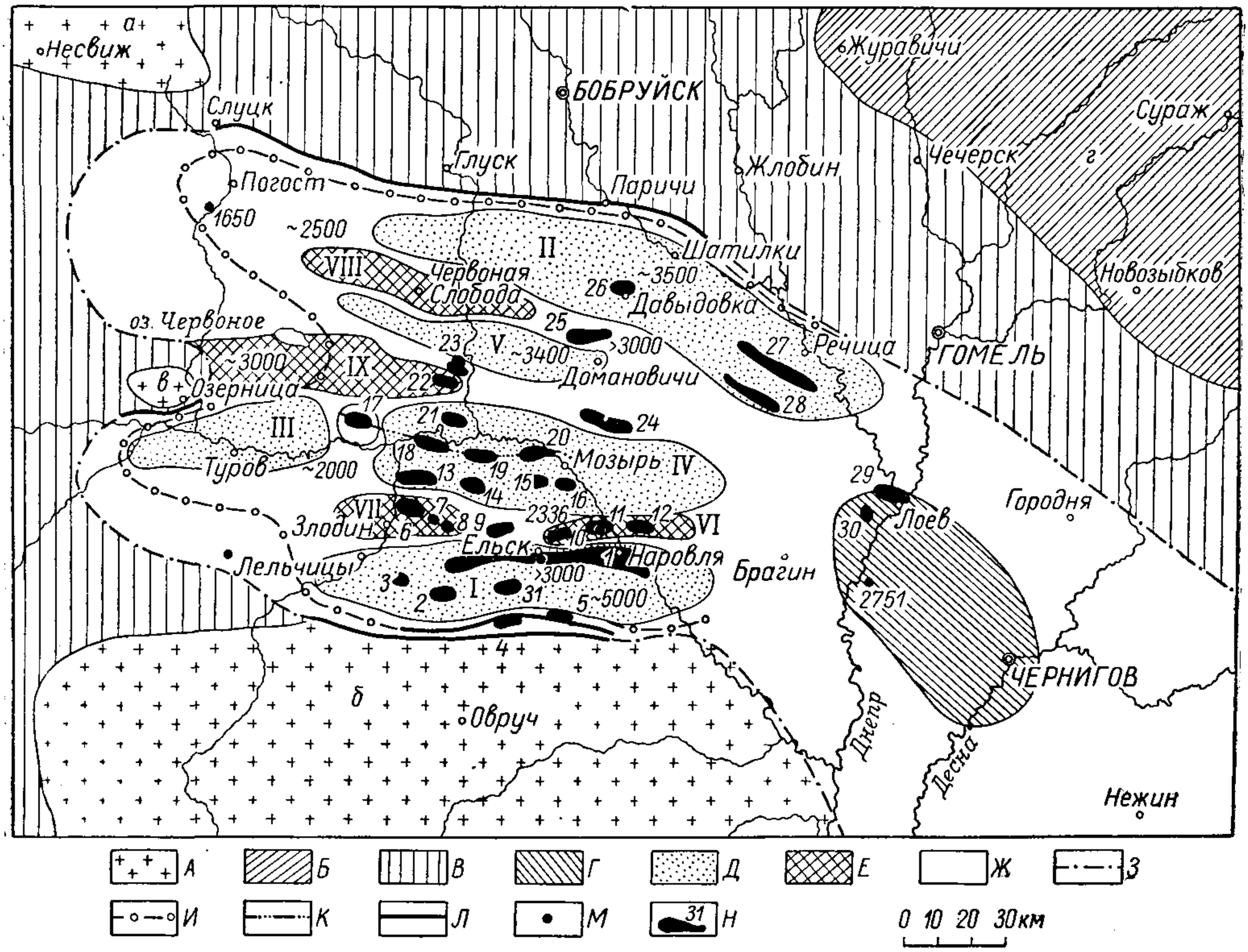


Рис. 19. Схема тектоники Припятского грабена. По Г. Х. Дикенштейну, В. Д. Киреичеву, И. П. Смилге, И. Н. Шебуевой, 1957.

А — Г — выступы фундамента: *А* — не перекрывающиеся палеозоем: *а* — Белорусский выступ, *б* — Украинский кристаллический щит, *в* — Микашевичский выступ; *Б* — перекрывающиеся палеозоем: *г* — Воронежский щит; *В* — склоны перечисленных выступов; *Г* — Черниговско-Брагинский выступ с развитием эффузивных пород в девоне.
Д — наиболее погруженные части (депрессии) Припятского грабена (3000—5000 *м* от поверхности): *I* — Ельская, *II* — Шатилковская, *III* — Туровская, *IV* — Мозырская, *V* — Копаткевичская.
Е — относительно приподнятые части (выступы) Припятского грабена (2000—3000 *м* от поверхности): *VI* — Наровлянский, *VII* — Злодинский, *VIII* — Червонослободской, *IX* — Центральный,
Ж — склоны выступов и депрессий Припятского грабена;
З — контуры Припятского прогиба.
И — контуры распространения соленосных отложений девона;
К — осевые линии локальных поднятий, объединяемых в тектонические зоны;
Л — линии крупных нарушений.
М — буровые скважины (цифрами показана глубина залегания фундамента по данным бурения и геофизики).
Н — локальные поднятия: *1* — Ельское, *2* — Валовское, *3* — Западно-Валовское, *4* — Выступовичское, *5* — Восточно-Выступовичское, *6* — Буйновичское, *7* — Буда-Софиевское, *8* — Анисимовское, *9* — Заозерное, *10* — Кустовницкое, *11* — Наровлянское, *12* — Обуховское, *13* — Сколодинское, *14* — Казимировское, *15* — Каменское, *16* — Мозырское, *17* — Петриковское, *18* — Шестовичское, *19* — Скрыгаловское, *20* — Прудковское, *21* — Конковичское, *22* — Южно-Копаткевичское, *23* — Копаткевичское, *24* — Дудичское, *25* — Кореневское, *26* — Давыдовское, *27* — Речицкое, *28* — Южно-Речицкое, *29* — Лоевское, *30* — Сепское, *31* — Ново-Руденское.

Основными отличительными особенностями Припятского грабена являются: 1) небольшая мощность отложений карбона и мезо-кайнозоя, в связи с чем девонские отложения здесь составляют основную часть разреза; 2) изменение простирания краевых разломов и складчатых форм осадочной толщи с северо-западного на близкое к широтному и 3) значительно менее четко проявленная складчатость в отложениях мезозоя и почти полное отсутствие соляных штоков, столь широко развитых в Днепровском грабене.

Все эти особенности являются следствием того, что рассматриваемая область испытывала интенсивное, синхронное с областью Днепровского грабена, погружение только в девоне, а в последующие эпохи темпы погружения ее значительно замедлялись.

Кристаллический фундамент здесь, так же как и во всех остальных частях Днепровско-Донецко-Припятского грабена, интенсивно нарушен системой продольных и поперечных разломов.

Наиболее полное представление о гипсометрии его поверхности составлено И. А. Балабушевичем (1959) на основании количественной интерпретации материалов гравиметрических исследований (рис. 20). Согласно этим данным в пределах Припятского грабена устанавливается большое число

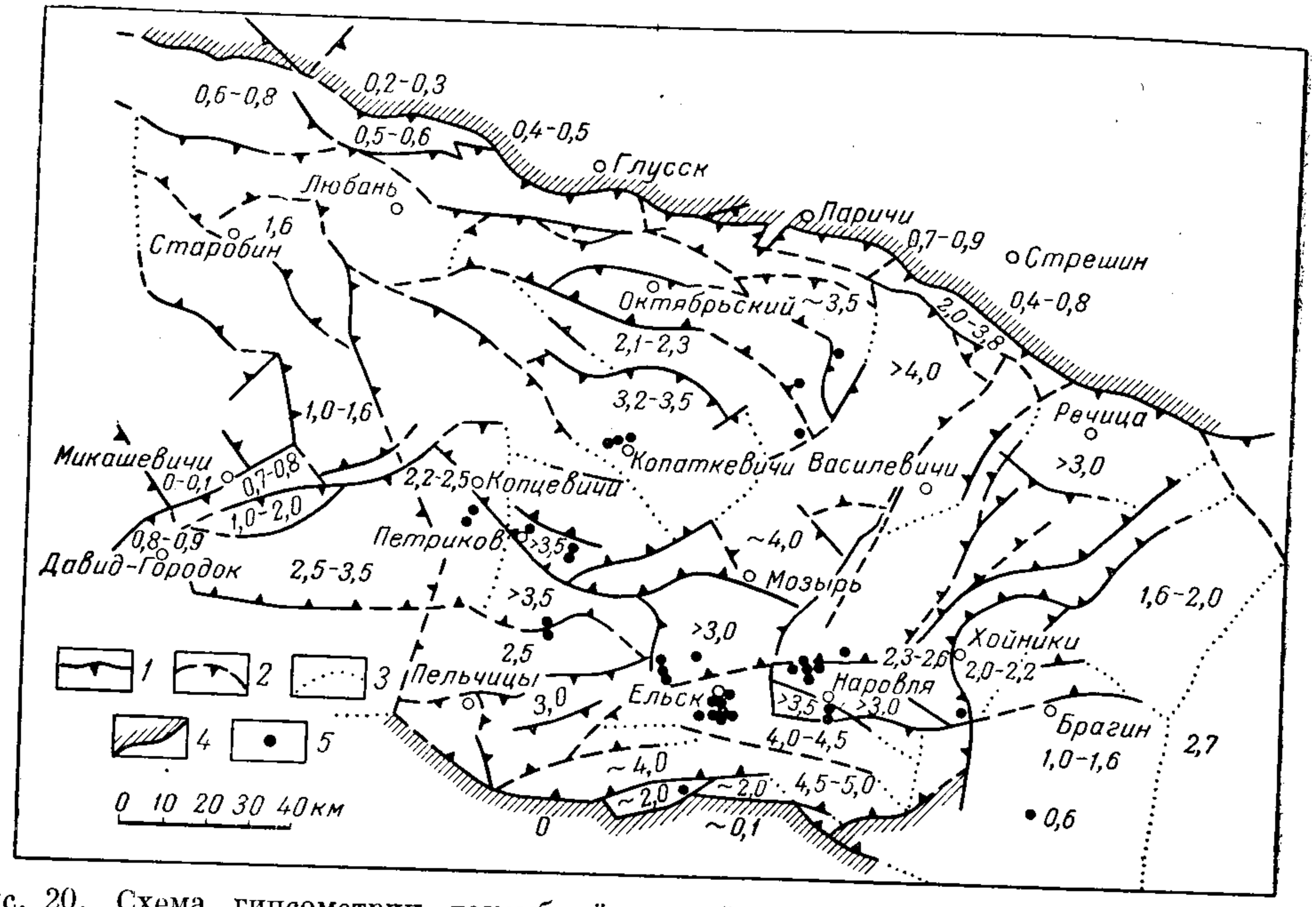


Рис. 20. Схема гипсометрии докембрийского фундамента Припятского грабена. По И. А. Балабушевичу.

1 — нарушения в кристаллическом фундаменте, достоверно выделяемые по второй вертикальной производной; *2* — нарушения в кристаллическом фундаменте, менее достоверно выделяемые по второй вертикальной производной; *3* — наименее достоверные нарушения, выделяемые по совокупности геолого-геофизических данных; *4* — краевые нарушения Припятского грабена; *5* — роторные скважины (цифрами обозначены глубины залегания докембрия в пределах блоков).

нарушений, как правило, криволинейных, существенно изменяющих свое простирание на сравнительно небольших расстояниях. В восточной части доминируют разломы северо-северо-восточного простирания, ограничивающие Припятский грабен от Черниговско-Брагинского выступа. Они обусловливают общее погружение блоков фундамента в западном направлении. В центральной и западной частях Припятского грабена доминируют нарушения северо-западного и близкого к широтному простираний. Взаимное пересечение их образует систему блоков аналогичного простирания, в разной степени выраженных в рельефе фундамента. Амплитуда смещения отдельных блоков достигает 1,5—2 *км*. Наиболее четко выделяются относительно приподнятые (см. рис. 19): Червонослободской (*VIII*), Микашевичский (*в*), Злодинский (*VII*) и Наровлянский (*VI*) блоки, а также Шатилковская (*II*), Копаткевичская (*V*), Мозырская (*IV*), Туровская (*III*) и Ельская (*I*) впадины.

Краевые разломы здесь, так же как и в Днепровском грабене, имеют сложное ступенчатое строение, однако локализуются в пределах более уз-

кого пространства, и погружение фундамента вдоль них происходит более резко. Суммарная амплитуда южных краевых разломов 4—5 *км*, северных — 3,5—4 *км*. К западу амплитуда краевых разломов постепенно уменьшается вплоть до полного затухания. В этом же направлении происходит общее воздымание фундамента внутри грабена и уменьшение амплитуды перемещения отдельных блоков.

Таким образом, западная граница Днепровско-Донецко-Припятского грабена может быть проведена примерно по меридиану с. Ганцевичи.

Осадочные отложения, выполняющие Припятский грабен, интенсивно дислоцированы. Здесь выделено более 30 локальных структур, среди которых преобладают антиклинальные складки, вытянутые в широтном и северо-западном направлениях. Пространственно они приурочены как к выступам (Брагинская, Стреличевская, Буйновичская, Червоно-Слободская и др.), так и к впадинам (Валовская, Новорудниковская, Дудичская и др.). При этом большинство структур либо приурочено к разломам фундамента, либо располагается вблизи них. Следовательно, и здесь намечается взаимосвязь тектоники кристаллического фундамента и покрывающего его осадочного чехла.

Структуры, расположенные в центральных частях приподнятых блоков, характеризуются неправильной конфигурацией, а амплитуда их составляет 200—300 *м* (Брагинская, Буйновичская, Червоно-Слободская), в то время как структуры, приуроченные к разломам, ограничивающим блоки, имеют строго линейную форму, весьма протяженны (до 50—60 *км*) и характеризуются амплитудой в 800—1000 *м* (Ельская, Петриковско-Стрыгаловская зоны и др.). Наряду с протяженными антиклинальными зонами здесь наблюдаются мелкие, но четко выраженные (амплитуда 700—800 *м*) куполовидные поднятия (Наровлянское, Кустовницкое, Казимировское, Мозырское и др.).

В зоне краевых разломов установлены небольшие по размерам поднятия неправильной формы, амплитудой в 200—250 *м* (Выступовичское, Моисеевское и др.), напоминающие краевые дислокации михайловского типа.

Эти поднятия проявляются в осадочной толще в различной степени. Так, Ельская структура выражена только в соленосных отложениях девона. Подсолевые осадки залегают здесь моноклинально, так же как верхнепермские и мезозойские. По-видимому, формирование ее закончилось к предверхнепермскому времени, а образовалась она благодаря внедрению в зону разломов соленосных отложений девона, заполнявших ранее Ельскую депрессию.

Наровлянская структура также не выражена в мезозойских отложениях, однако в осадках карбона и всей лежащей ниже толщи девона и даже по кровле фундамента она проявляется достаточно четко. Наиболее крутые углы, достигающие 70°, наблюдаются в межсолевой толще, тогда как подсолевые отложения образуют пологий свод с падением крыльев в 20—40°.

Копаткевичское поднятие проявляется только по верхней соли и мезозойским образованиям, а межсолевая толща залегает моноклинально.

Все эти примеры свидетельствуют о том, что условия формирования структур Припятского грабена были весьма разнообразными.

Следует отметить, что установленные в области Припятского грабена расхождения структурных планов подсолевых, межсолевых и надсолевых осадков должны быть свойственны и другим частям Днепровско-Донецко-Припятского грабена. Однако эти расхождения в силу слабой изученности девонских отложений в Днепровской части грабена пока не выявлены.

Зона сочленения Днепровского грабена и Донецкого складчатого сооружения

Выделение этого тектонического элемента наиболее спорно, поскольку он действительно не имеет каких-либо своих специфических черт строения, а представляет область постепенного перехода от Днепровского грабена к Донецкому складчатому сооружению. В пределах этой полосы протяжен-

ностью более 150 *км* (от меридиана г. Краснограда до меридиана г. Артемовска) происходит наиболее интенсивное нарастание мощности каменноугольных осадков в восточном направлении при столь же резком уменьшении мощности мезозойских и кайнозойских.

Такое изменение мощности свидетельствует о том, что эта область в карбоне испытала интенсивное погружение, синхронное с областью Донецкого складчатого сооружения, а в мезозое, точнее, с верхнепермской эпохи, находилась на границе противоположных колебательных движений, в основном восходящих в пределах Донбасса и нисходящих в области Днепровского грабена. Этим обстоятельством объясняется то, что в пределах зоны сочленения осадочные отложения испытывают интенсивный подъем в юго-восточном направлении, наиболее резко выраженный для осадков перми и всего мезозоя. Отложения карбона (особенно нижняя их часть) имеют менее интенсивный подъем, а осадки девона и кровля фундамента, возможно, залегают горизонтально или даже с уклоном в сторону Донецкого складчатого сооружения. Общая мощность осадочной толщи здесь составляет 8—10 *км*.

Второй отличительной чертой зоны является наблюдаемое здесь существенное изменение простирания краевых разломов и сдвиг оси Днепровско-Донецко-Припятского прогиба. Свойственное Днепровскому грабену северо-западное простирание меняется за меридианом г. Краснограда на широтное, восточнее же линии Близнецы — Купянск становится северо-северо-западным, а за меридианом г. Артемовска — снова близким к широтному, характерному для открытой части Донецкого бассейна.

В связи с таким изменением простирания осевая линия Днепровского грабена оказывается смещенной на 100 *км* к югу по отношению к оси Донецкого складчатого сооружения. Решающую роль в этом отношении, по-видимому, сыграл Самаринско-Волчанский выступ, который, согласно данным Р. М. Пистрак (1962), выделялся как приподнятый блок южного борта уже в девоне и особенно четко — в предверхнепермское время, т. е. являлся устойчивым элементом земной коры. С востока и запада он ограничен системой разрывных нарушений северо-северо-западного простирания, фиксируемых в отложениях карбона и, очевидно, проявляющихся в рельефе фундамента.

Третьей особенностью зоны сочленения является повышенная по сравнению с Днепровским грабеном степень метаморфизации, а следовательно, и плотности осадков, увеличивающаяся с приближением к открытой части Донецкого бассейна. В связи с этим данные гравиметрии для большей части территории зоны сочленения не могут быть использованы при выяснении характера блокировки фундамента. Можно лишь предполагать, что, помимо продольных нарушений, он разбит многочисленными поперечными. Косвенным критерием являются интенсивная дислоцированность осадочной толщи внутри зоны сочленения и особенности расположения складок и прорывающих их соляных штоков.

В пределах зоны сочленения удается проследить северную и южную краевые и центральную части. Однако, несмотря на то, что они являются прямым продолжением одноименных тектонических элементов Днепровского грабена, полного тождества в их строении не наблюдается.

Ю ж н а я к р а е в а я ч а с т ь зоны сочленения, по-видимому, значительно суживается, особенно в районе населенных пунктов Лозовая — Близнецы, где Самаринско-Волчанский выступ дальше всего внедряется в нее. Здесь же резко меняется мощность каменноугольных отложений, в связи с чем южное крыло Мечебиловского поднятия по отложениям мезозоя выражено более четко, чем по каменноугольным. Это позволяет отнести его к октябрьскому типу поднятий и проводить здесь северную границу южной краевой части зоны сочленения.

Ц е н т р а л ь н а я ч а с т ь зоны сочленения по каменноугольным отложениям представляется более приподнятой, чем краевые. В западной

части, непосредственно примыкающей к Днепровскому грабену, хорошо вырисовывается линейность в расположении складок и разделяющих их прогибов, тогда как восточнее линии Близнецы — Петровское эта линейность нарушена. Здесь, в районе Барвенково — Камышеваха, происходит сближение всех складчатых линий, которые затем расходятся по трем направлениям.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что сближение линий складчатости происходит в пределах самого узкого участка зоны сочленения, где ширина ее уменьшается со 120—130 *км* до 90 *км* за счет внедрения на ее территорию с юга Самаринско-Волчанского, а с севера — Северо-Голубовского выступов. Для этой области также характерно широкое развитие соляной тектоники и активное проявление гидротермальных процессов. Все это свидетельствует о наличии здесь крупных поперечных нарушений, возможно, продолжающих сбросы, ограничивающие с востока упомянутые выше выступы фундамента.

Помимо своеобразия в пространственном расположении складчатых дислокаций, для центральной части зоны сочленения характерно также и большое разнообразие их типов. Здесь развиты брахиантиклинали гнединцевского типа, к которым можно отнести Шебелинскую, Славяновскую, Петровско-Волвенковскую, Червонодонецкую и Спиваковскую. Они характеризуются отношением длины к ширине около 4, широкими сводами, не прорванными соляной интрузией, и сравнительно большими размерами. Эти складки отчетливо проявляются во всех осадках от карбона до четвертичных без существенного смещения структурных планов. По сравнению с близкими по типу брахиантиклиналями Днепровского грабена они имеют более крутые углы наклона крыльев. Есть здесь и линейные складки такие, как Дружковско-Константиновская, и мелкие брахиантиклинали краснопоповского типа, присущие зоне мелкой складчатости Донбасса. Благодаря уменьшению амплитуды Северо-Донецкого и сопровождающих его надвигов они выражены более четко в виде брахиантиклиналей и к западу увеличиваются в размерах, в связи с чем их не всегда удается отличить от структур гнединцевского типа (Спиваковская, Протопоповская). В тех случаях, когда такие складки попадают в область резкого подъема слоев в сторону Донбасса (при переходе к зоне мелкой складчатости), вместо брахиантиклинальных форм наблюдаются структурные носы торско-шандриголовского типа (Медвежанско-Первомайский, Карповский, Торский, Шандриголовский и др.).

На западе описываемой зоны в центральной ее части развиты две складки — Алексеевско-Ефремовская и Мироновско-Павловская, внешне напоминающие брахиантиклинали краевых частей Днепровского грабена. Они узкие (6—8 *км*), протяженные (более 50 *км*), осложнены вдоль оси системой соляных штоков машевского типа, образующих отдельные своды. Располагаются эти складки параллельно, разделяясь узкими глубокими синклиналями, что не свойственно Днепровскому грабену.

Образование их, по-видимому, связано с зонами продольных разломов, сопровождающихся в предверхнепермское время надвигом и внедрением вдоль него соленосных масс девона. В мезозойскую эру в связи с поступлением новых порций девонской соли эти складки приобрели более четкие очертания.

Помимо соляных штоков машевского типа, в пределах центральной части зоны сочленения широко развиты штоки, напоминающие солоницкий тип (Картамышский, Берекский, Адамовские, Балтышевский и др.). Многие из этих штоков относятся к нежинскому подтипу. Воронки над ними заполнены допалеогеновыми осадками и достигают 400—600 *м* глубины. Приурочены они к зонам поперечных нарушений, которые сопровождаются разнообразными гидротермальными проявлениями.

Северная краевая часть в пределах зоны сочленения претерпевает наименьшие изменения. Здесь по фундаменту, так же как и

в Днепровском грабене, намечаются выступы (Харьковский и Северо-Голубовский) и впадины (Шевченковская). В осадочной толще вдоль краевых нарушений развиты структуры михайловского типа, к которым следует относить Шевченковскую и, как разновидность ее, Дувановскую структурные террасы. Есть здесь структуры талалаевского (Северо-Голубовская) и октябрьского (Балаклеевско-Савинцевская) типов. Последняя приурочена уже к границе северной краевой части с центральной, совпадающей с областью резкого уменьшения мощности верхнекаменноугольных и нижнепермских осадков (северная окраина бассейна). Восточнее р. Оскол развиты структурные носы и флексуры, которые являются отражением системы продольных и поперечных разломов на фоне интенсивного подъема слоев в восточном направлении. При приближении к зоне мелкой складчатости Донбасса этот подъем слоев особенно резко выражен и достигает 800—1000 *м* на протяжении 4—5 *км*. Судя по данным сейсморазведки, таких флексур с 1000-метровой амплитудой намечается не менее трех, причем ориентировка их близка к меридиональной. Они примерно совпадают с границей распространения юрских отложений, хорошо заметной на геологической карте доверхнемеловых отложений, и определяют западный край Миллеровского выступа.

Донецкое складчатое сооружение

Обнаженная, или открытая, часть Донецкого бассейна ограничена на западе выходами нижнепермских отложений, залегающих под палеогеновыми отложениями, а на востоке — выходами меловых отложений. Она имеет протяженность около 250 *км* при ширине 120—130 *км*.

Основную часть разреза составляют отложения карбона, верхние горизонты которых денудированы. В сводах антиклинальных структур здесь обнажаются различные горизонты башкирского яруса, а верхнекаменноугольные осадки сохранились лишь в самых погруженных частях отдельных синклиналей. Из разреза выпадает толща осадков перми и всего мезозоя, которые отлагались на основной части территории, но впоследствии были смыты. В целом общая мощность денудированных осадков составляет не менее 3—3,5 *км*, что свидетельствует о длительном, периодически повторявшемся подъеме этой территории. Тем не менее, глубина залегания поверхности докембрийского фундамента, исходя из общей мощности сохранившихся от размыва осадков, все еще должна быть не менее 10—11 *км*, а на востоке открытой части Донбасса (район Горное — Садки), очевидно, и еще больше.

Учитывая, что с юга и севера открытая часть Донбасса ограничена зонами крупных разломов, образующих систему сложно построенных сбросов и надвигов, можно полагать, что и здесь в рельефе фундамента выделяется грабен, столь характерный для всей остальной части Днепровско-Донецкой впадины. Причем ширина его (120—130 *км*) соизмерима с восточной частью Днепровского грабена, а амплитуда значительно увеличена. Поэтому Донецкий бассейн следует рассматривать как сложно построенное горное сооружение, зажатое между Украинским кристаллическим щитом и Воронежским кристаллическим массивом в пределах узкого и глубокого грабена. Отличие его от более западных частей Днепровско-Донецкой впадины заключается в большем размахе вертикальных перемещений разбитого на блоки докембрийского фундамента, в результате чего здесь накопились осадки значительно большей мощности, что и обеспечило образование более интенсивной складчатости.

По-видимому, совершенно правы исследователи, которые не склонны относить Донецкий бассейн к типичной герцинской геосинклинали (А. А. Богданов, 1947, 1962; В. Г. Бондарчук, Р. И. Пистрак, 1962; Н. С. Шатский, 1946; Э. Л. Эйнор, 1955 и др.), а рассматривают его как внутриплатформенную, весьма своеобразную структуру.

Так же как всюду в Днепровско-Донецко-Припятском грабене, здесь более погружена северо-восточная часть. Асимметрия также проявляется в изменении характера складчатости — усложнении складчатых форм в направлении с юга на север. Вдоль южного края Донецкого складчатого сооружения отсутствует линейная складчатость. Здесь установлены многочисленные мелкие блоки, в различной степени приподнятые и опущенные, часто имеющие обратный грабену уклон. Наиболее крупные из приподнятых блоков прослеживаются к северу, где образуют ряд поднятий (Зуевская антиклиналь, Амвросиевский купол и др.), ранее рассматривавшихся как Южная антиклиналь. От структур южной краевой части Днепровско-Донецко-Припятского грабена они отличаются отсутствием соляной тектоники (поскольку девон представлен эффузивами) и менее четко выраженной антиклинальной формой (из-за отсутствия мезозойских образований). Самые южные структуры следует сопоставлять по типу с михайловскими.

Линейная складчатость присуща только центральной части Донецкого бассейна. Главный антиклинал представляет узкую гребневидную складку, протягивающуюся через всю открытую часть Донбасса и уходящую, по-видимому, далеко на запад и на восток. На востоке, по мнению А. Я. Дубинского (1956), она прослеживается до Каспийского моря, теряя уже, как он подчеркивает, черты типичной линейной складки и, переходя в зону локальных структур, располагающихся примерно по одному направлению. С линией Главного антиклинала, как это следует из работ М. Л. Ливенштейна (1959) и Л. П. Нестеренко (1953, 1959), совпадает область максимальных значений мощности каменноугольных и нижнепермских осадков. Еще в 1947 г. А. А. Богданов высказал впоследствии подтвержденную на практике мысль о развитии Главного антиклинала в центральной части плоского и обширного прогиба главным образом в результате воздействия тангенциальных сил, возникших вследствие «вертикальных перемещений кристаллического фундамента платформы — поднятия Азово-Подольского массива и погружения Днепровско-Донецкой впадины» (1947 г.).

Северная антиклиналь развивалась, по-видимому, в несколько иных условиях. Она уже не представляет типичной линейной складки, а состоит из ряда антиклинальных складок, располагающихся кулисообразно и создающих общую приподнятую зону северо-западного простирания. Сводовая часть ее во много раз шире, чем у Главной антиклинали, а крылья положе. С севера она обрамлена зоной мелкой складчатости.

Сложность зоны мелкой складчатости давно привлекала к себе внимание исследователей. Наиболее полно она описана В. С. Поповым (1936, 1953), рассматривавшим ее как результат многофазовых унаследованных орогенических движений, типичных для геосинклинальной области в примыкающей к платформе краевой ее части.

А. А. Богданов (1947) связывал образование зоны мелкой складчатости с наличием в основании каменноугольной толщи пластичных соленосных масс девона, по которым происходило неравномерное смещение вмещающих образований в северном направлении и образование сложных складок и надвигов.

Противоположной точки зрения придерживается А. Я. Дубинский (1951—1956), рассматривающий зону Северного надвига Донбасса, именуемую им Главным надвигом, как глубинный разлом, несомненно отражающий раскол кристаллического основания. В. Г. Бондарчук (1959) рассматривает зону мелкой складчатости как следствие проявления движений блоков фундамента и увязывает ее со структурами облекания, характерными для Днепровско-Донецкой впадины. Необходимо обратить внимание на то, что подобная складчатость в пределах остальных частей Днепровско-Донецкой впадины не встречена. Следовательно, для ее образования нужны были особые условия.

Наличие соли, как это предполагает А. А. Богданов, в данном случае нельзя считать особым условием, так как она широко распространена и на

других, примыкающих к открытой части Донбасса, участках. По-видимому, такими условиями являются: 1) общая для всего Донецкого горного сооружения особенность — огромная мощность осадков, зажатых в относительно узком и очень глубоком грабене; 2) более резко выраженная, чем на остальных участках Днепровско-Донецкой впадины, асимметричность в строении, которая наметилась, по-видимому, еще в палеозое, но окончательно оформилась в послеверхнемеловое время наиболее резкого подъема Украинского щита (особенно его Приазовской части) по сравнению с Воронежским массивом и крупных опусканий вдоль всей северной половины грабена. Особенности строения (широкое развитие надвигов, форма складок типа скиб), напоминающие тектонику краевых частей типичных горных систем, могут объясняться только наличием резко выраженного уклона рассматриваемой территории в северном направлении. Несомненную роль в образовании зоны мелкой складчатости сыграл Миллеровский выступ докембрийского фундамента. Как приподнятый блок он выделялся уже в каменноугольный период, о чем свидетельствуют изгибы стратиграфических границ отдельных горизонтов карбона. И. Ю. Лапкин (1951) высказал предположение, что в южной части выступа вдоль зоны Северо-Донецкого надвига проходил Преддонецкий краевой прогиб, заполненный нижнепермскими осадками. Когда в результате бурения выяснилось, что здесь эти осадки отсутствуют, высказывалось предположение об их последующем (предтриасовом) размыве. Наличие предгорных краевых прогибов здесь ожидали также И. С. Шарапов (1956), Н. Ф. Балуховский (1954), С. Я. Шерешевская (1956) и другие исследователи. В результате рекогносцировочных сейсморазведочных исследований и бурения в этом районе фиксируется моноклинальное погружение всех слоев от Воронежского массива к Донбассу, на фоне которого изредка выделяются мелкие структурные террасы, или носы (Городищенский и др.). Не обнаружены пока и девонские образования. Надо полагать, что отрицательные аномалии силы тяжести, по которым этот прогиб выделяется, отражают процессы гранитизации, связанные с воздыманием Донецкого складчатого сооружения. Область Миллеровского выступа следует рассматривать как часть северного борта Днепровско-Донецкой впадины, которая в виде мыса вдается в Днепровско-Донецко-Припятский грабен и, подобно Самаринско-Волчанскому выступу южного борта, представляет собой более устойчивый элемент земной коры.

ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ

Достоверных данных о начальной стадии формирования описываемой территории пока нет. Предполагают, что в рифее здесь уже существовали разрывы, косвенным доказательством которых служат эффузивы, встреченные в виде обломков в брекчии соляно-купольных структур и, по определениям И. С. Усенко (1954) и др., относящиеся по возрасту не только к девону, но и к рифею. Однако положение этих разрывов и их роль в формировании впадины неясны.

Более или менее надежный фактический материал, позволяющий судить об истории развития впадины, относится ко второй половине девонского периода. С этим периодом и надо связывать образование Днепровско-Донецко-Припятского грабена.

Судя по литолого-фациальному составу, условиям залегания и распространению осадков, накопившихся в течение живетского, франского и фаменского веков, можно говорить об определенной ритмичности и закономерности колебательных движений этого времени. Морская обстановка повторялась дважды — в середине франского и в начале фаменского времени, тогда как лагунно-континентальная — не менее трех раз — в живетское и нижнефранское время; в конце франского и в конце фаменского веков.

В периоды преобладания морской обстановки накапливались осадки фациально выдержанные в пределах всех частей грабена, свидетельствую-

щие о равномерном погружении всей этой огромной территории. В остальное время отлагались осадки чрезвычайно непостоянные как по литолого-фациальному облику, так и по мощности, содержащие в своем составе не менее трех соленосных и двух эффузивно-терригенных толщ. Одновременность накопления столь разнообразных по мощности и составу осадков была возможна лишь при условии расчлененного рельефа дна бассейна — при наличии выступов и впадин, контролирующих распределение осадков. Иначе говоря, в это время уже происходили противоположные перемещения блоков фундамента. Причем этими движениями была охвачена, по-видимому, только область грабена, поскольку девонские осадки лагунно-континентального типа за его пределами отсутствуют (Андреева, Чирвинская, 1961).

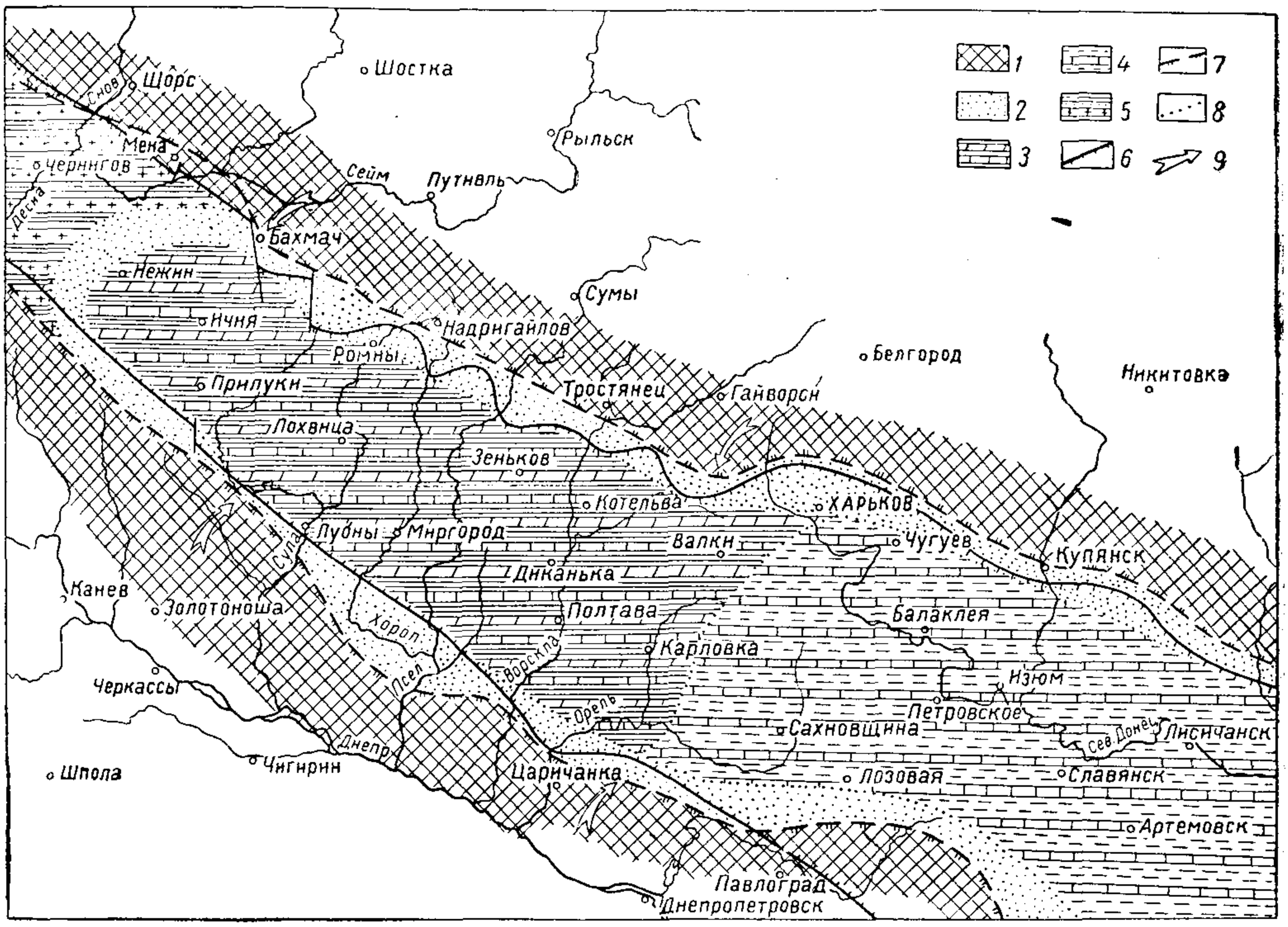


Рис. 21. Литолого-фациальная схема отложений фаменского яруса Днепровско-Донецкой впадины. По Ю. А. Арсирию, И. Г. Баранову, С. С. Васенчук, Е. К. Гончарову.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — песчаная прибрежно-морская фация; *3* — доманиковая фация эпиконтинентального моря; *4* — глинисто-карбонатная фация эпиконтинентального моря; *5* — эффузивно-континентальная фация; *6* — глубинные разломы и сбросы; *7* — границы распространения отложений; *8* — границы фациальных зон; *9* — направление сноса.

Характерно, что уже в девонский период наметилась унаследованность тектонических движений. Так, вулканическая деятельность каждый раз (и в конце франского, и в конце фаменского веков) проявлялась в пределах одних и тех же приподнятых блоков (Черниговско-Брагинского, Каракубского и, возможно, Лохвицкого и Лютеньского), которые являлись, по-видимому, в это время островами среди лагун и морских заливов. Соленосные отложения приурочивались к местным впадинам, которые также устойчиво сохраняли свое местоположение, лишь несколько сокращаясь или расширяясь каждый раз (Ельская, Мозырско-Шатилковская и др. — в Припятском грабене; Ичнянская, Чутовская — в центральной части Днепровского грабена; Прилукская и другие впадины — в краевых его частях).

Как видно из литолого-фациальной схемы отложений фаменского яруса (рис. 21), бассейн в это время имел все черты, характерные для эпиконтинентальных условий. На северо-западе область Черниговско-Брагинского

выступа, возвышающегося над Днепровским и Припятским грабенами, испытывала интенсивный вулканизм и являлась поставщиком эффузивного материала. Прибрежноморская песчаная фация, примыкая к склонам Украинского щита и Воронежского массива, закрывалась на северо-западе у Черниговско-Брагинского выступа. Внутри бассейна получила широкое развитие доманиковая фация, переходящая к юго-востоку в глинисто-карбонатную.

В конце девона произошло общее воздымание всей рассматриваемой территории и частичная денудация накопившихся осадков, о чем свидетельствует несогласное залегание каменноугольных отложений на различных горизонтах девона. К этому времени, по-видимому, приурочено образование первых соляных штоков (Сагайдакский, Зачепиловский, Радченковский, Кибенцевский, Прилукский и др.). А. А. Билык (1962 г.) связывает образование их с интенсивными складкообразовательными процессами, благодаря которым возникли условия для различной гравитационной нагрузки на пласты девонской соли, приведшие к течению ее в область размытых сводов антиклинальных складок. Неравномерность гравитационной нагрузки могла возникнуть и вследствие различной степени подъема и денудации отдельных блоков.

Возобновление движений вдоль краевых разломов, сопровождавшееся крупными опусканиями фундамента в Днепровском грабене, устанавливается в начале карбона — в турнейское и нижневизейское время. При этом, судя по минералогическому составу отложений, в начале турнейского века, подобно тому, как это было установлено для девона, краевые разломы играли существенную роль в распределении осадков. Затем движения вдоль разломов временно прекратились, погружением была охвачена более значительная территория и открытое, относительно глубоководное море распространилось со стороны Донбасса и Приазовской части Украинского щита в пределы Днепровского грабена.

В конце нижневизейского времени происходило общее воздымание территории грабена и образование отдельных блоков, но уже в условиях сугубо континентальных, что не повлияло на распределение осадков. Можно полагать, что в это время дневной рельеф был резко расчленен, поскольку верхневизейские осадки залегают несогласно на самых различных горизонтах нижневизейских и турнейских известняков, вплоть до их полного выпадения из разреза.

Верхневизейское время знаменует собой начало нового этапа в историческом развитии рассматриваемой территории, который охватил весь каменноугольный период и закончился лишь в нижней перми (сакмарский век). Для него характерно накопление осадков в условиях неглубокого, эпиконтинентального моря с переменным режимом ритмичных колебательных движений, часто приводящих морское дно к осушению, но происходящих на фоне общего погружения. В верхневизейское время преобладали еще морские условия. Погружением была охвачена не только Днепровско-Донецкая впадина, но и прилегающие к ней части Украинского щита и Воронежского массива. Движения внутри грабена в это время, по-видимому, полностью замерли.

Мощность нижнекаменноугольных отложений возрастала с северо-запада на юго-восток, достигая более 2000 *м* (рис. 22). Основную часть Днепровско-Донецкой впадины занимают терригенные отложения мелкого моря, постепенно изменяющиеся от песчано-глинистых до терригенно-карбонатных. Дно моря наиболее интенсивно прогибалось на юго-востоке. К этой части впадины приурочены карбонатные образования глубокого моря.

В намюре границы бассейна несколько сократились, снова расширившись в башкирский век. Однако в отличие от верхневизейского века в это время снова проявилась дифференциация движений. Украинский щит и Воронежский массив приподнялись, освобождаясь от осадков, а область Днепровско-Донецкой впадины продолжала опускаться. При этом восточная

(Донецкая) ее часть испытывала исключительно быстрое погружение, благодаря чему здесь накапливалась мощная (до 6 *км*) толща ритмично чередующихся аргиллитов, песчаников, углей и известняков среднего карбона (рис. 23). В это же время в области северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины образовались аналогичные осадки, однако значительно меньшей мощности.

Напряжения в фундаменте, вызванные неравномерностью его погружения, отразились в образовании поперечных разломов (Р. М. Пистрак, 1962), причем часть из них была заложена ранее, а в карбоне испытывала лишь оживление. С этими разломами фундамента связаны перепады мощности

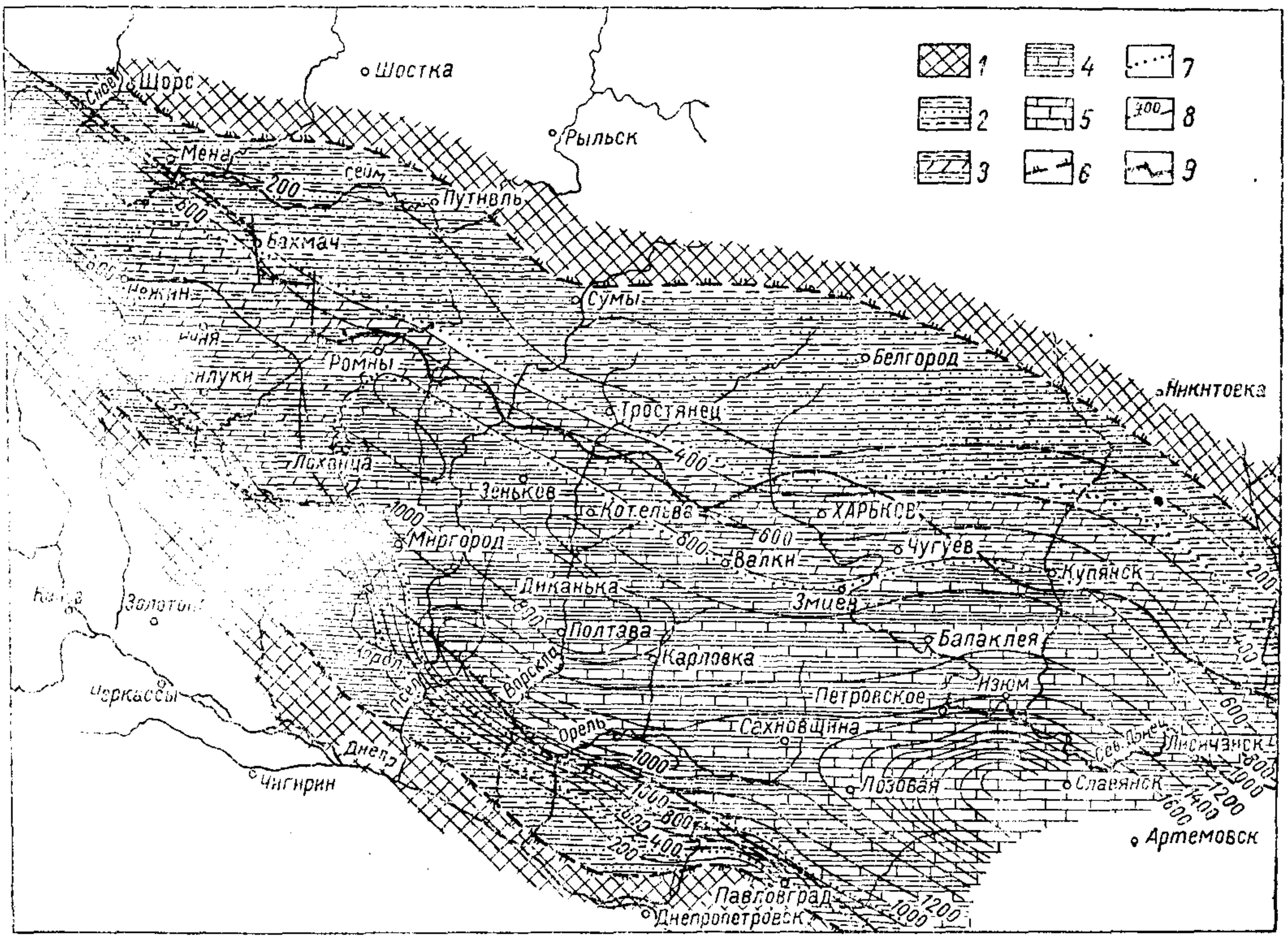


Рис. 22. Литолого-фациальная схема нижнекаменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. По Ю. А. Арсирию, И. Г. Баранову, С. С. Васенчук, Е. К. Гончарову.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — песчано-глинистая терригенная фация мелкого моря; *3* — карбонатно-терригенная фация мелкого моря; *4* — терригенно-карбонатная фация мелкого моря; *5* — карбонатная морская фация; *6* — границы распространения отложений; *7* — границы фациальных зон; *8* — изолинии мощностей; *9* — глубинные разломы и сбросы.

накопившихся в то время осадков, которые особенно ярко выражены для пород московского яруса в пределах Донецкого складчатого сооружения. Кроме того, в области Днепровско-Донецко-Припятского грабена и особенно в его северо-западной части происходили движения и вдоль продольных разломов, смявшие осадочную толщу, по-видимому, в очень пологие антиклинали и создавшие условия для возобновления соляной тектоники. Эта активизация дифференцированных вертикальных движений внутри грабена, очевидно, совпадала с периодами общего подъема и перерыва осадконакопления, поскольку для этого этапа роста структуры одновременно с осадконакоплением еще нигде не установлено. Такие перерывы отмечены между нижним и средним карбоном и внутри среднего карбона (между башкирским и московским ярусами) Из них на локальных структурах наиболее крупное

угловое несогласие (порядка 2—3°) устанавливается между нижним и средним карбоном. На тех участках впадины, где непрерывность осадконакопления не нарушалась (а именно в восточной части Днепровского грабена и в Донбассе), роста структур в это время, по-видимому, не было.

В конце этапа (верхний карбон, нижняя пермь) обстановка несколько изменилась. Границы бассейна все больше и больше сокращались, ограничиваясь примерно рамками грабена; сероцветные породы мелководного моря сменялись пестроцветными лагунно-континентальными, а затем и галогенными осадками (рис. 24). В северо-западной части грабена увеличилась дли-



Рис. 23. Литолого-фациальная схема среднекаменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. По Ю. А. Арсирию, И. Г. Баранову, Е. К. Гончарову, А. Н. Мазур.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — песчано-глинистая лагунно-континентальная фация; *3* — терригенно-карбонатная фация; *4* — границы распространения отложений; *5* — границы фациальных зон; *6* — изолинии мощностей; *7* — глубинные разломы и сбросы.

тельность перерывов осадконакопления. Сюда доходили лишь отдельные, наиболее устойчивые трансгрессии, однако, не далее области Черниговско-Брагинского выступа, оставившие, например, маркирующие известняки нижней перми. В это время ожили движения внутри грабена вдоль блоков фундамента, в связи с чем начали расти локальные структуры и образовываться разломы, вызывавшие новую волну проявления соляной тектоники, на этот раз уже весьма активной. Амплитуда вертикальных перемещений постепенно нарастала, достигая максимума в конце сакмарского века, когда и произошло формирование основных элементов тектоники осадочной толщи. В соответствии с мощностью осадков и размахом вертикальных перемещений разбитого на блоки фундамента в Донбассе возникали линейные складки, а в пределах других частей Днепровско-Донецко-Припятского грабена — брахиантиклинальные структуры различных размеров, расположенные кулисообразно, но в целом образующие зоны, параллельные краевым нарушениям грабена. При этом в зависимости от литолого-фациального состава

и мощности осадков образовывались складки различных типов: вблизи краевых разломов — михайловского и бубновского, во впадинах краевых частей грабена — радченковского, на выступах — талалаевского, в области перехода к центральной части грабена — гнединцевского и октябрьского, в центральном грабене — солоховского. В пределах Черниговско-Брагинского выступа возникали структурные носы и террасы. Судя по профилям выравнивания (рис. 25), эти складки характеризовались относительно небольшими углами наклона крыльев (4—6°). Отдельные из них были очень высоко приподняты над базисом эрозии, в результате чего в дальнейшем разрушению подверглось до 600—800 *м* накопленных ранее осадков (складки Радченковская, Солоховская и др.).

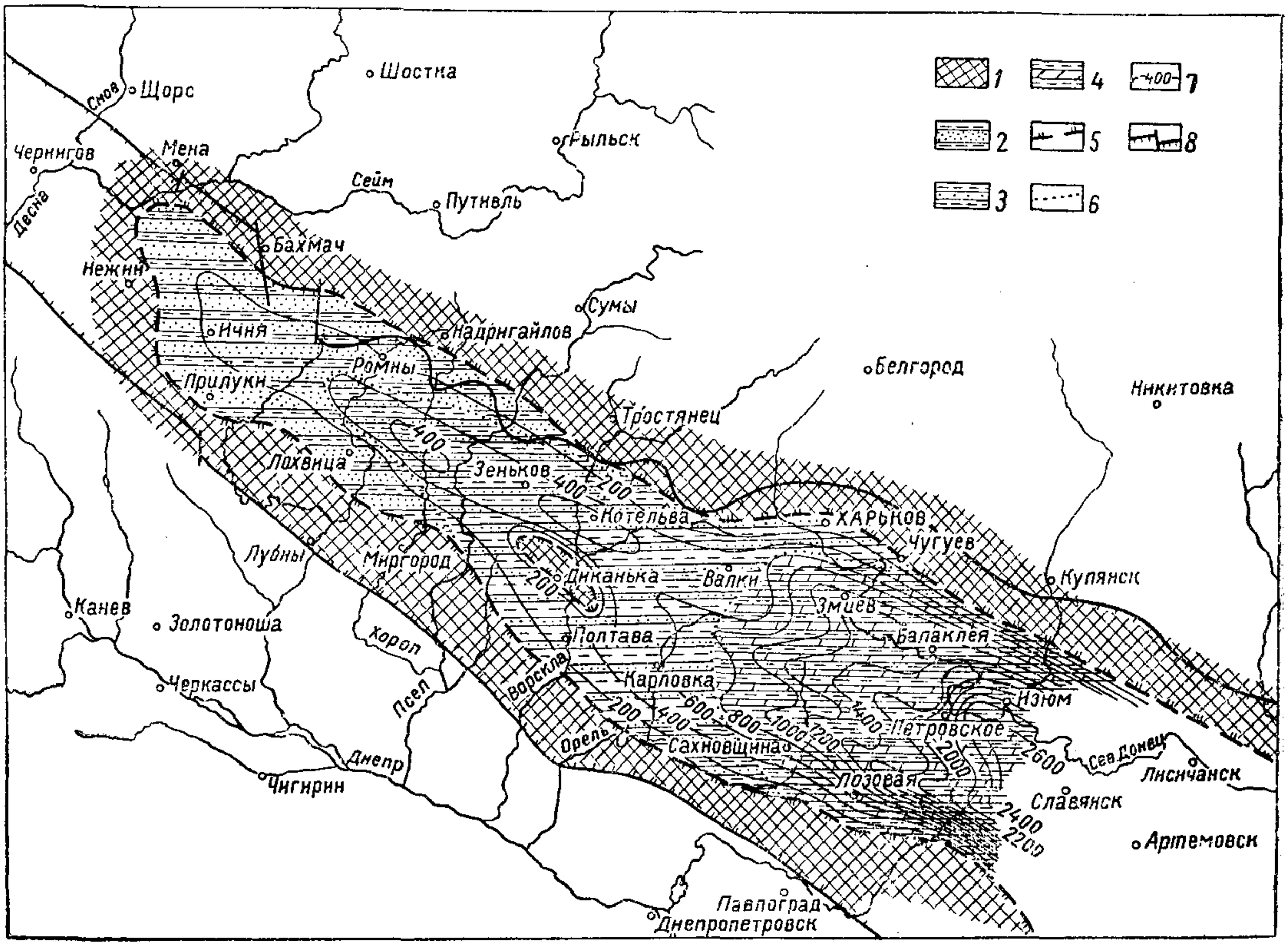


Рис. 24. Литолого-фациальная схема верхнекаменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. По Ю. А. Арсирию, И. Г. Баранову, З. А. Волощак, Е. К. Гончарову.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — песчано-глинистая континентальная фация; *3* — песчано-глинистая континентально-лагунная фация; *4* — терригенно-карбонатная фация лагун и мелкого моря; *5* — границы распространения отложений; *6* — границы фациальных зон; *7* — изолинии мощностей; *8* — глубинные разломы и сбросы.

На тех участках грабена, где мощность хемогенных отложений нижней перми была значительной, возникали весьма своеобразные соляные штоки (Алексеевский, Мироновский и др.). Их образование было связано с проникновением девонской соли по раздробленной зоне надвигов и излиянием ее на дневную поверхность вдоль зоны надвига. Здесь, сливаясь с пластом пермских хемогенных образований, соль увеличивает его мощность.

Следующий этап в истории геологического развития рассматриваемой территории начинается с послесакмарского времени, которое условно рассматривается как верхнепермское. С этого времени единый Днепровско-Донецко-Припятский грабен стал распадаться на две самостоятельные части, характеризующиеся различной направленностью колебательных движений:

Донецкое складчатое сооружение испытывало преимущественно восходящие движения, а Днепровский грабен и прилегающие к нему склоны кристаллических щитов — нисходящие. При этом наиболее активно погружалась северо-восточная часть грабена, тогда как область Черниговско-Брагинского выступа, испытывая значительно более замедленное опускание, сдерживала погружение всей северо-западной части впадины (рис. 26).

В результате изменился характер осадков. Возрос удельный вес грубообломочного материала, а глинистые образования стали играть подчиненную роль. Отдельные участки грабена испытывали поднятие и подвергались раз-



Рис. 25. Палеотектонические профили предверхнепермского времени. По В. М. Чирвинской.

I — Радченковское поднятие; *II* — Сагайдакское поднятие; *III* — Колонтаевский соляной шток; *IV* — Михайловское поднятие; *V* — Алексеевское (*1*) и Шебелинское (*2*) поднятия; *VI* — Волвенковское поднятие.

мыву, являясь дополнительными источниками сноса грубообломочного материала. Участки наибольшего погружения приурочены к центральной части грабена, где мощности верхнепермских отложений превышают 400 *м*.

В дальнейшем наблюдался в общих чертах следующий, неоднократно повторяющийся порядок в распределении колебательных движений. Сначала происходило нарастание площади осадконакопления, что было связано с вовлечением все большей и большей территории в нисходящие движения. Погружением были охвачены и прилегающие части кристаллического щита. Наступил максимум трансгрессии. Затем Украинский щит начал подниматься. Несколько позже восходящие движения охватили Воронежский массив. Область седиментации постепенно сокращалась, причем осевая зона прогиба смещалась в сторону Воронежского массива. Этап закончился подъемом всей территории и размывом ранее накопившихся осадков.

Триасовый период характеризовался подъемом части грабена, примыкающей к Донбассу. На дневную поверхность вышли острова, дополнительно снабжающие бассейн грубообломочным терригенным материалом (рис. 27). Наибольшей мощности отложения достигали в центральной части грабена. Максимальное погружение превышало 600 *м* в области между Полтавой и Харьковым, а также непосредственно к северо-западу от нее.

Юрский период отличался еще большим сокращением и обмелением бассейна. Северо-западная часть, примыкающая к Черниговско-Брагинскому выступу, представляла собой громадную песчаную отмель. В краевых

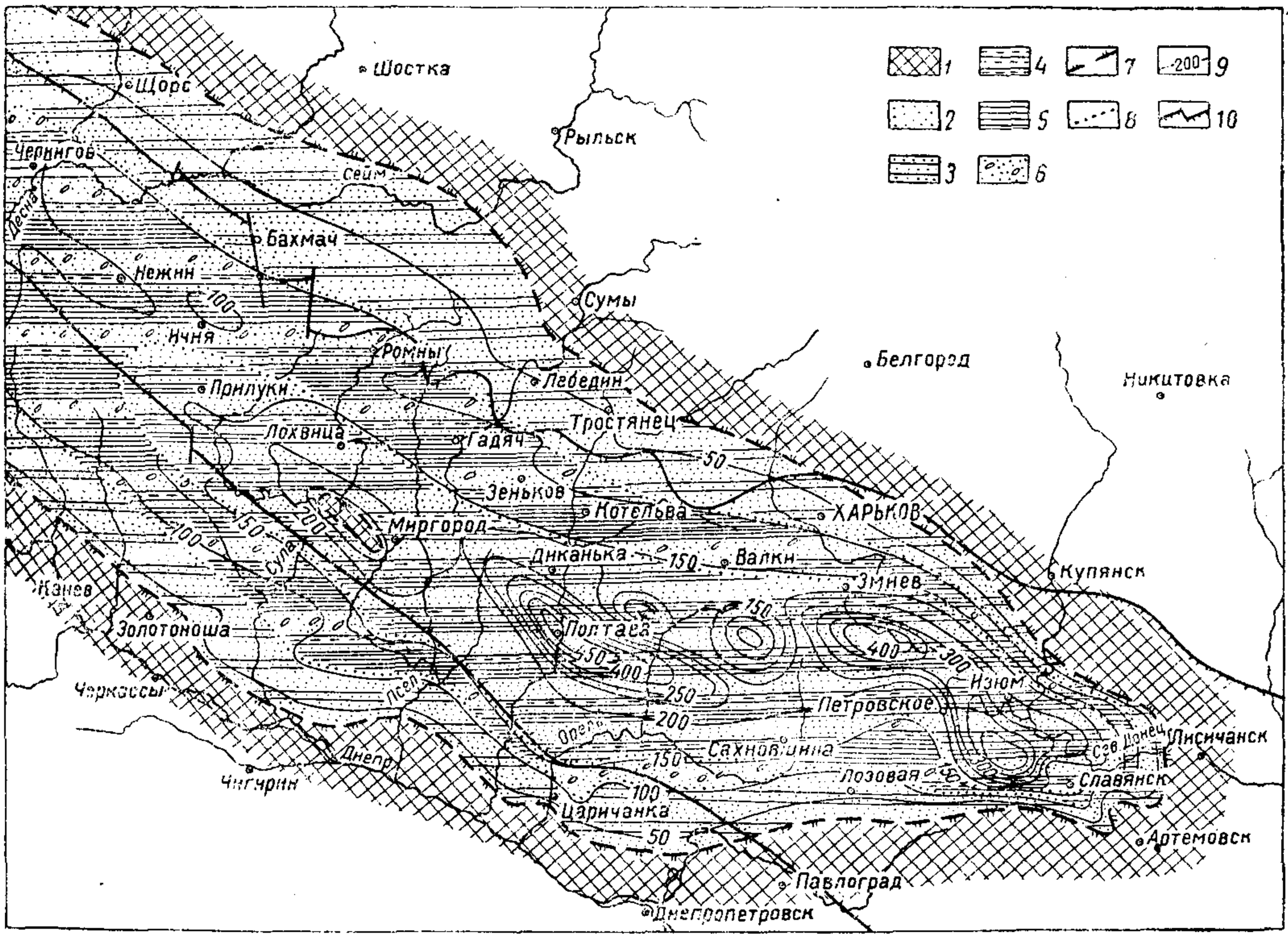


Рис. 26. Литолого-фациальная схема верхнепермских отложений Днепровско-Донецкой впадины. По Ю. А. Арсирию, И. Г. Баранову, Е. К. Гончарову, Ф. Е. Ланчик.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — пески; *3* — песчаники; *4* — глины; *5* — аргиллиты; *6* — пески и песчаники с галькой; *7* — границы распространения отложений; *8* — границы фациальных зон; *9* — изолинии мощностей; *10* — глубинные разломы и сбросы.

частях грабена появился ряд мелких островов, служивших дополнительными источниками сноса (рис. 28). Характер осадков бассейна был терригенно-континентальный, преимущественно грубообломочный. Комплекс осадков этого периода в основном песчано-глинистый. Максимальные мощности приурочены к юго-востоку центральной части грабена и достигают 800 *м* (И. Г. Баранов и др., 1959 г.).

Таким образом, в геологической истории рассматриваемой территории, охватывающей период от среднедевонского до настоящего времени, намечается три основных этапа.

П е р в ы й э т а п — от среднего девона до верхнего визе (60—70 млн. лет) — может быть охарактеризован как платформенный. Ему свойственно широкое развитие разломной тектоники, определяющей и контролирующей распределение осадков и их литолого-фациальный состав. Погружение фундамента вдоль грабена было примерно равномерным на всех его участках.

Второй этап — от верхневизейского времени до сакмарского века нижней перми включительно (55—70 млн. лет) — можно рассматривать как наиболее близкий к геосинклинальному. Завершился он крупным орогенезом. Перемещение блоков фундамента внутри Днепровско-Донецко-Припятского грабена и оживление краевых глубинных разломов на протяжении этого этапа проявлялись дифференцированно, а в конце этапа охватили всю территорию грабена и явились основной причиной орогенеза. В отличие от первого этапа в течение второго разломы не определяют характер литолого-фациального состава осадков, поскольку приурочены к эпохам подъема и перерыва в осадконакоплении. Для второго этапа характерно значительно более интенсивное погружение восточной (Донецкой) части рассматриваемой территории.

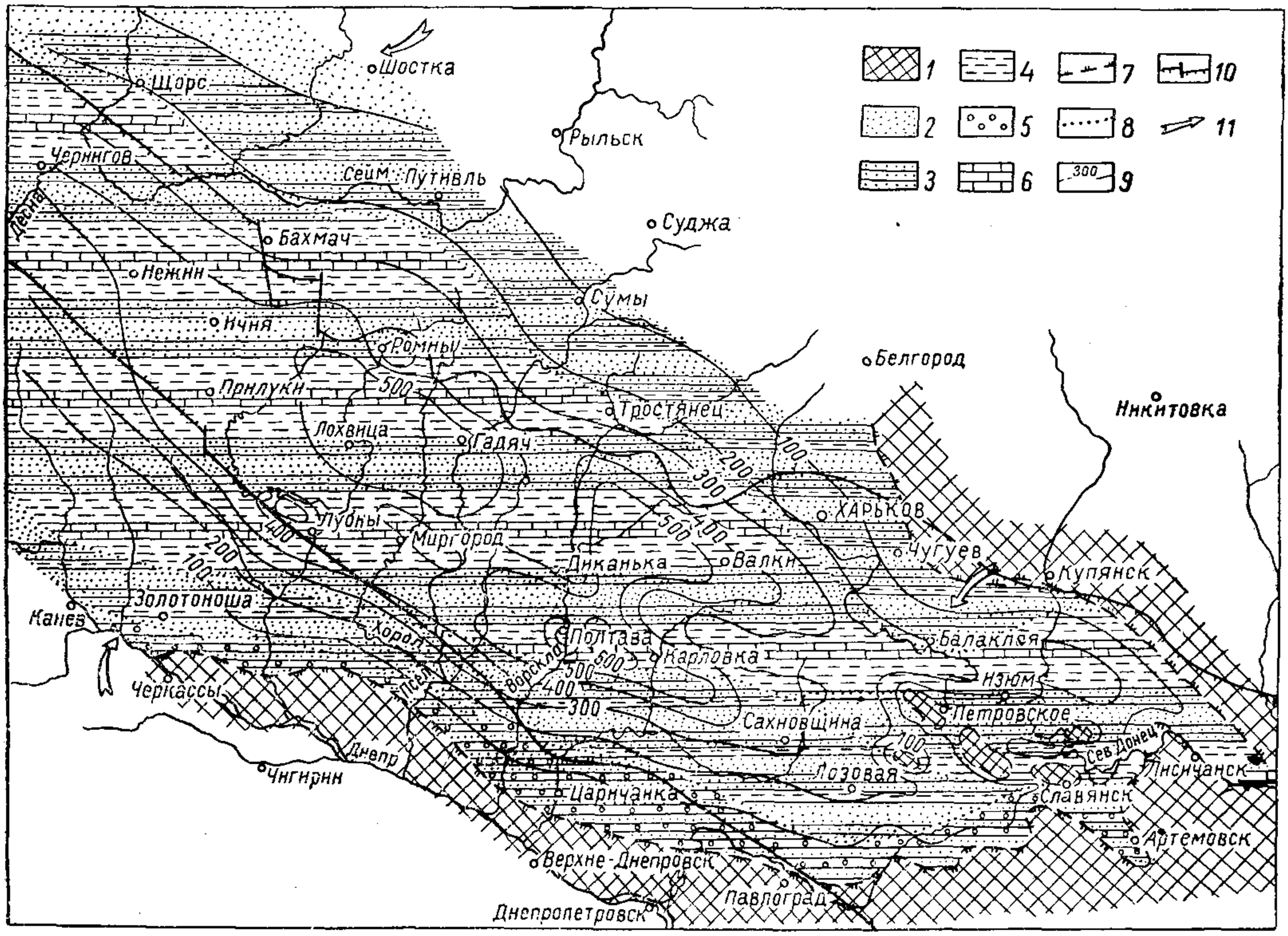


Рис. 27. Литолого-фациальная схема триасовых отложений Днепровско-Донецкой впадины. По Ю. А. Арсирию, И. Г. Баранову, Е. К. Гончарову, Ф. Е. Лапчик.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — пески; *3* — песчаники; *4* — глины; *5* — галечник; *6* — известняки с конкрециями; *7* — границы распространения отложений; *8* — границы фациальных зон; *9* — изолинии мощностей; *10* — глубинные разломы и сбросы; *11* — направление сноса.

Третий этап — от верхней перми до неогена (180 млн. лет) — снова платформенный. Область максимального погружения переместилась в пределы северо-восточной части Днепровского грабена. Территория Донецкого складчатого сооружения и Черниговско-Брагинского выступа испытывала преимущественно восходящие движения. Влияние глубинных разломов на литолого-фациальный состав накопившихся в это время осадков остается таким же, как и во втором этапе.

Формирование всех локальных структур осадочной толщи подчинено определенной цикличности (М. В. Чирвинская, 1958, 1962). Совпадение максимумов подъема для всех структур свидетельствует об общей причине, вызывающей их рост. По-видимому, она заключается в периодически возникающих и приуроченных преимущественно к эпохам перерыва в осадкона-

коплении дифференцированных перемещениях блоков фундамента по ограничивающим их глубинным разломам. Это подтверждается, прежде всего, строгой закономерностью пространственного расположения и согласованностью простирания складчатых форм с краевыми разломами Днепровско-Донецко-Припятского грабена, а также относительной унаследованностью структурных планов. Рост структур, происходящий одновременно с осадконакоплением, вызван в основном соляной тектоникой, что и объясняет мелкие различия в развитии каждой структуры в отдельности.

Исходя из сказанного, в общем тектоническом плане описываемой территории можно наметить следующие структурные этажи.

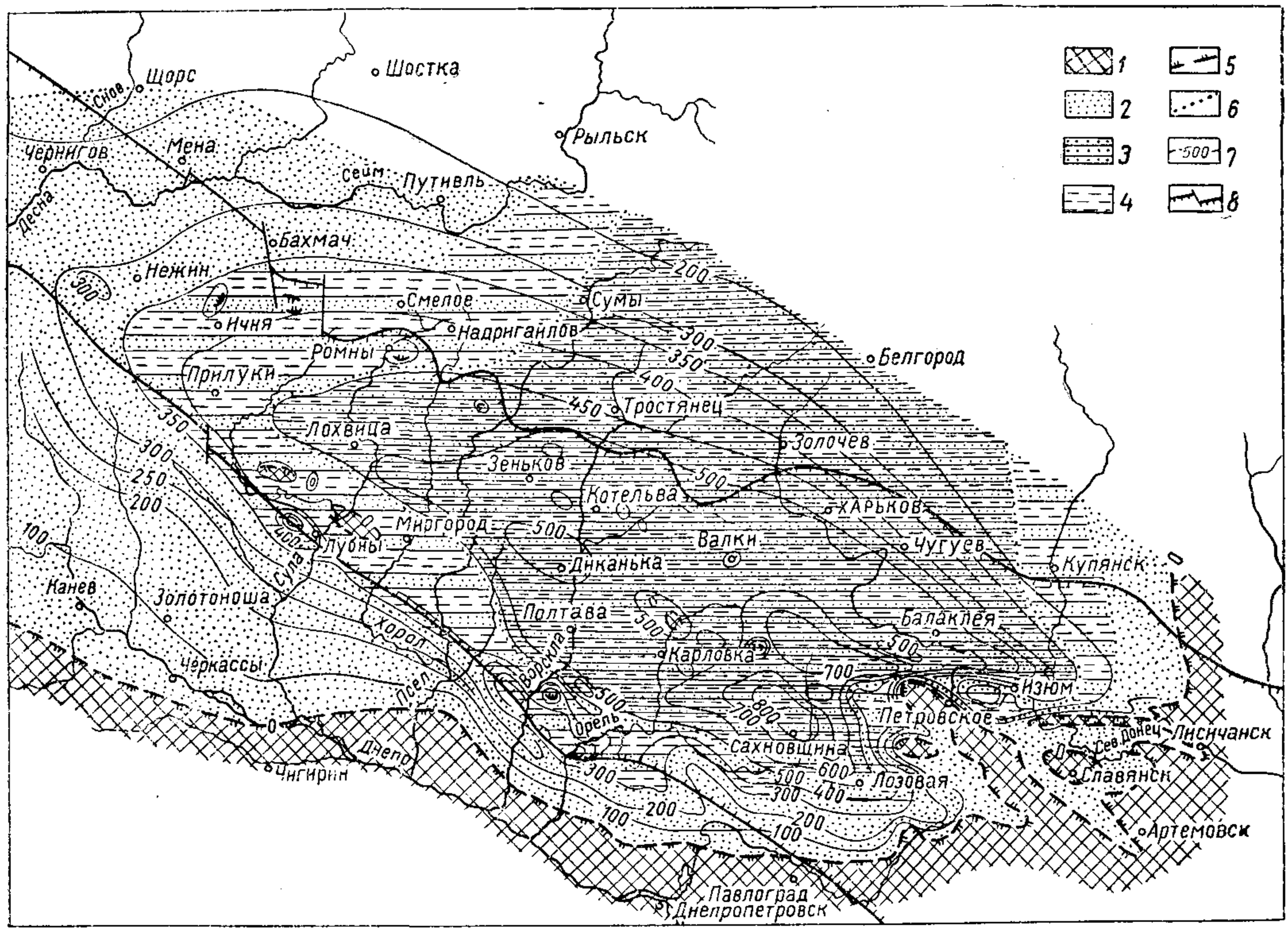


Рис. 28. Литолого-фациальная схема юрских отложений Днепровско-Донецкой впадины. По Ю. А. Арсирию, И. Г. Баранову, Е. К. Гончарову, В. В. Пермякову, В. И. Славину и др.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — пески; *3* — песчаники; *4* — глины; *5* — границы распространения отложений; *6* — границы фациальных зон; *7* — изолинии мощностей; *8* — глубинные разломы и сбросы.

Первый структурный этаж, самый древний из известных нам, охватывает все осадки, накопившиеся в течение первого этапа исторического развития территории. Вследствие наличия среди них мощных скоплений соли для тех участков, где они развиты, следует выделить дополнительные структурные этажи:

а) подсолевой, включающий терригенные, девонские, а возможно, и более древние осадки;

б) межсолевой;

в) надсолевой, включающий как девонские, так и турнейские и нижневизейские образования.

На участках, где в разрезе развито несколько соленосных толщ, этих дополнительных структурных этажей будет, по-видимому, еще больше.

Второй структурный этаж охватывает осадки, накопившиеся в течение второго геологического этапа. Для тех участков, где между

нижне- и среднекаменноугольными отложениями устанавливается перерыв, второй структурный этаж можно разделить на два дополнительных, различающихся в основном только по угловому несогласию:

а) нижнекаменноугольный;

б) средне- и верхнекаменноугольный.

Для тех участков, где в разрезе развиты мощные скопления нижнепермской соли, может быть выделен еще один дополнительный структурный этаж — нижнепермский.

Третий структурный этаж отвечает нижней части осадков, накопившихся в течение третьего геологического этапа. Он охватывает породы верхней перми, триаса, юры и мела.

Четвертый структурный этаж соответствует верхней части осадков, накопившихся в течение третьего геологического этапа, и включает породы палеогена и неогена.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

При рассмотрении пространственного расположения нефтяных и газовых месторождений Восточно-Украинской нефтегазоносной области бросается в глаза их приуроченность только к области Днепровско-Донецко-Припятского грабена, при этом примерно к тем его частям, где развиты соленосные отложения девона (рис. 29). В южной краевой части грабена открыто 7 месторождений, в центральной — 8 и в северной — 4. Месторождения — как чисто газовые или нефтяные, так и смешанные. В пределах зоны сочленения известно три газовых месторождения, а в Припятском грабене — одно нефтяное. В бортовых частях установлены только отдельные нефтегазопроявления. Наибольшее их число зафиксировано в районе Петриковка — Царичанка, где при бурении на уголь обнаружены песчаники, насыщенные нефтью и залегающие, как правило, вблизи кровли кристаллического фундамента. Промышленных залежей здесь пока не получено.

Месторождения в большинстве случаев содержат от нескольких залежей до 15—19 (Качановское, Зачепиловское), но некоторые и одну залежь (Солоховское, Чернухинское). Залежи, как правило, пластовые и водонапорные, причем наблюдаются как типичные сводовые, так и стратиграфически экранированные и литологически ограниченные. Но все они приурочены только к антиклинальным складкам. Залежи, связанные с моноклинальным и синклинальным залеганием пластов, пока не установлены.

По положению водо-нефтяного контакта все месторождения могут быть разделены на две группы.

К первой группе относятся месторождения, у которых для всех залежей установился общий водо-нефтяной или газовый контакт. Это пока еще немногочисленная группа, но включающая самые крупные месторождения, такие как Шебелинское и Гнединцевское. При малой мощности разделяющих залежи глинистых прослоев и значительной их трещиноватости такие месторождения по сути являются массивными.

Для второй группы, к которой принадлежит большинство месторождений, характерно наличие самостоятельных водо-нефтяных или газовых контактов для каждой залежи. Это относится как к чисто нефтяным или газовым месторождениям, так и к смешанным. У последних чередование нефтяных и газовых залежей бывает самое разнообразное. Наряду с классическим распределением залежей — внизу нефтяной, затем газоконденсатной и вверху газовой (Радченковское месторождение) — встречаются такие, у которых вверху находятся нефтяные залежи, а газовые попадают в среднюю или даже нижнюю часть продуктивного комплекса (Качановское, Зачепиловское и др.).

Еще одной характерной особенностью месторождений Восточно-Украинской нефтегазоносной области является преимущественное сосредоточение залежей вблизи разрывных нарушений.

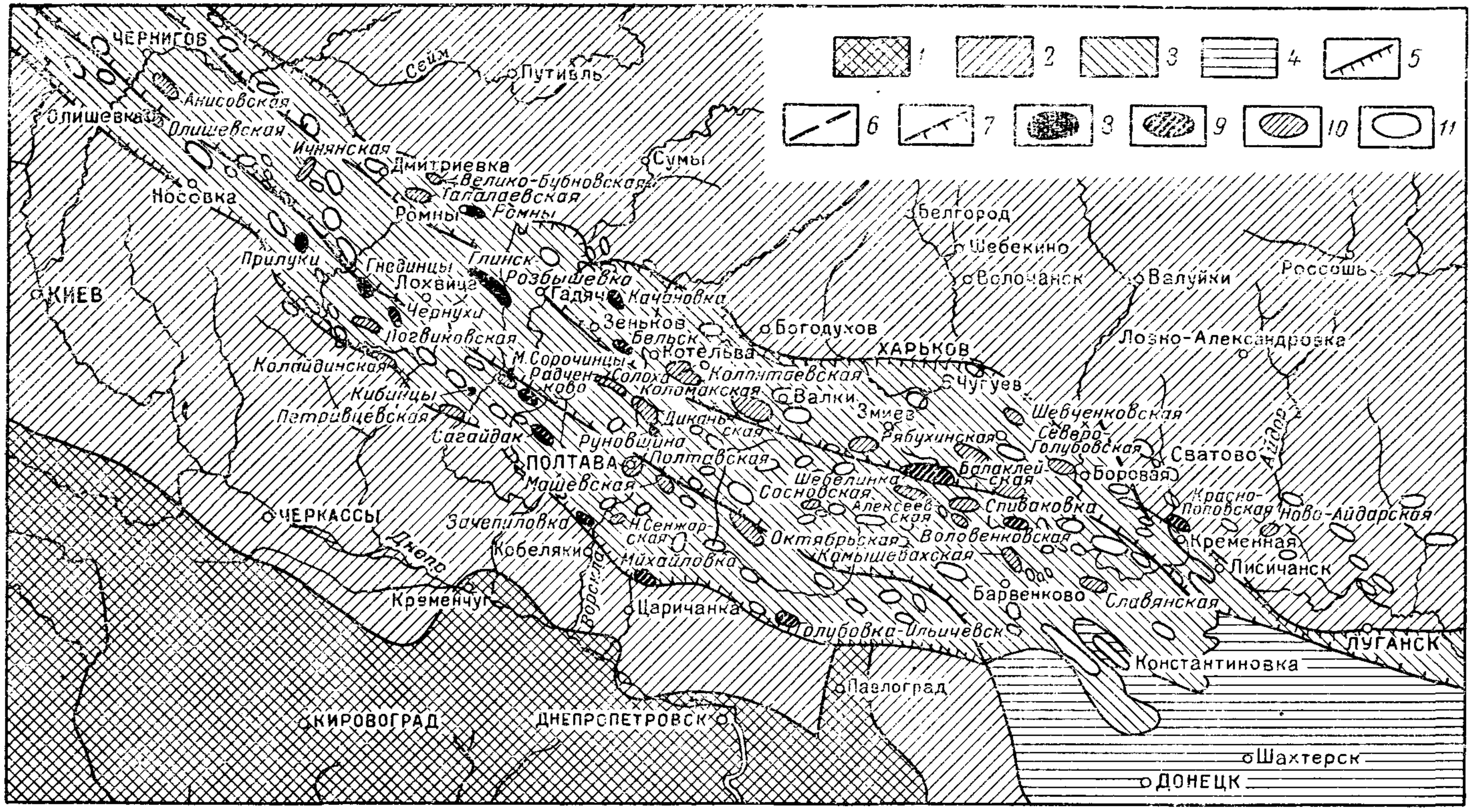


Рис. 29. Размещение локальных структур в Восточно-Украинской нефтегазоносной области. По В. Н. Крамаренко.

1 — Украинский кристаллический щит; *2* — склоны Украинского щита и Воронежского массива; *3* — Днепровско-Донецкая впадина; *4* — складчатая область Донбасса; *5* — сбросы; *6* — разломы; *7* — флексуры; *8* — нефтяные месторождения; *9* — газовые месторождения; *10* — разведочные площади; *11* — перспективные площади.

Коллекторами обычно служат пески, песчаники и алевролиты, очень редко — известняки, доломиты, ангидриты и даже сланцы и аргиллиты при наличии в них трещиноватости или кавернозности.

Наилучшими коллекторскими свойствами (пористостью 25—35% и проницаемостью 600—1000 *мд*) обладают разнозернистые пески и песчаники среднего и верхнего карбона, свиты медистых песчаников и известняково-доломитовой толщи нижней перми, триаса и юры.

Близкими свойствами, судя по их водонасыщенности, обладают пески сеномана, бучакско-каневской толщи и неогена.

Песчаные коллекторы содержатся в подсолевой, межсолевой и надсолевой толщах девона.

Несколько худшими коллекторами являются многочисленные прослои песчаников и алевролитов в верхневизейской, намюрской толще карбона и в ряде других стратиграфических комплексов.

Все эти образования относительно равномерно распределяются в разрезе и достаточно хорошо выдержаны по площади. Тем не менее, залежи нефти и газа приурочены только к определенным литолого-стратиграфическим комплексам, а в пределах этих комплексов далеко не всегда связаны с пластами, обладающими наилучшими коллекторскими свойствами.

Как видно из приведенных выше материалов, такое своеобразное распределение продуктивных залежей может быть объяснено следующими основными факторами:

1) размещением в разрезе пород-покрышек, создающих условия для накопления и обеспечивающих сохранность залежей;

2) количеством перестроек структурного плана, создающих условия для перемещения флюидов.

Выделено четыре основных литолого-стратиграфических комплекса, характеризующихся особенностями нефтегазоносности.

П е р в ы й к о м п л е к с, самый древний, охватывает девонские, а возможно, и нижнепалеозойские образования, если таковые существуют в пределах Днепровско-Донецкой впадины.

Нефтегазоносность его доказана бурением в Припятском грабене (Ельская структура) и в южной краевой части Днепровского грабена (Зачепиловская структура). Породой-покрышкой служат пласты каменной соли, достигающие большой мощности, достаточно выдержанные по площади; эти пласты должны были создать исключительно благоприятные условия для сохранения залежей. Наличие нескольких соленосных толщ, возможно, создавало не один литолого-стратиграфический нефтегазоносный комплекс, однако отсутствие фактических материалов пока не дает права производить более дробное расчленение, и все эти осадки, хотя и условно, рассматриваются как единый комплекс.

Начало формирования этих залежей относится, по-видимому, к предверхневизейскому времени, когда произошла одна из первых крупных перестроек структурного плана. В дальнейшем, в периоды очередных крупных перестроек структурного плана происходило переформирование залежей внутри первого нефтегазоносного комплекса, и, кроме того, часть флюидов уходила за его пределы.

Надо полагать, что ни для одного из всех других нефтегазоносных комплексов перестройка структурного плана не сопровождалась столь крупными перемещениями флюидов, как для первого. Здесь не только нарушалась целостность пород-покрышек, но каждый раз уходила огромная масса соли, которая неизбежно увлекала за собой часть флюидов, а внутри комплекса создавала совершенно новое положение для ловушек. С другой стороны, эта же соль способствовала, очевидно, быстрому залечиванию разломов и сохранению значительной доли флюидов внутри комплекса. Поэтому можно полагать, что и сейчас этот комплекс еще содержит богатые залежи нефти и газа, находящиеся на больших глубинах.

Второй комплекс охватывает верхневизейские, намюрские и, частично, башкирские осадки карбона.

Нефтегазоносность его установлена на Радченковской, Кибинцевской, Качановской, Глинско-Розбышевской, Прилукской, Чернухинской, Сагайдакской, Зачепиловской, Михайловской и Голубовско-Ильичевской струк-

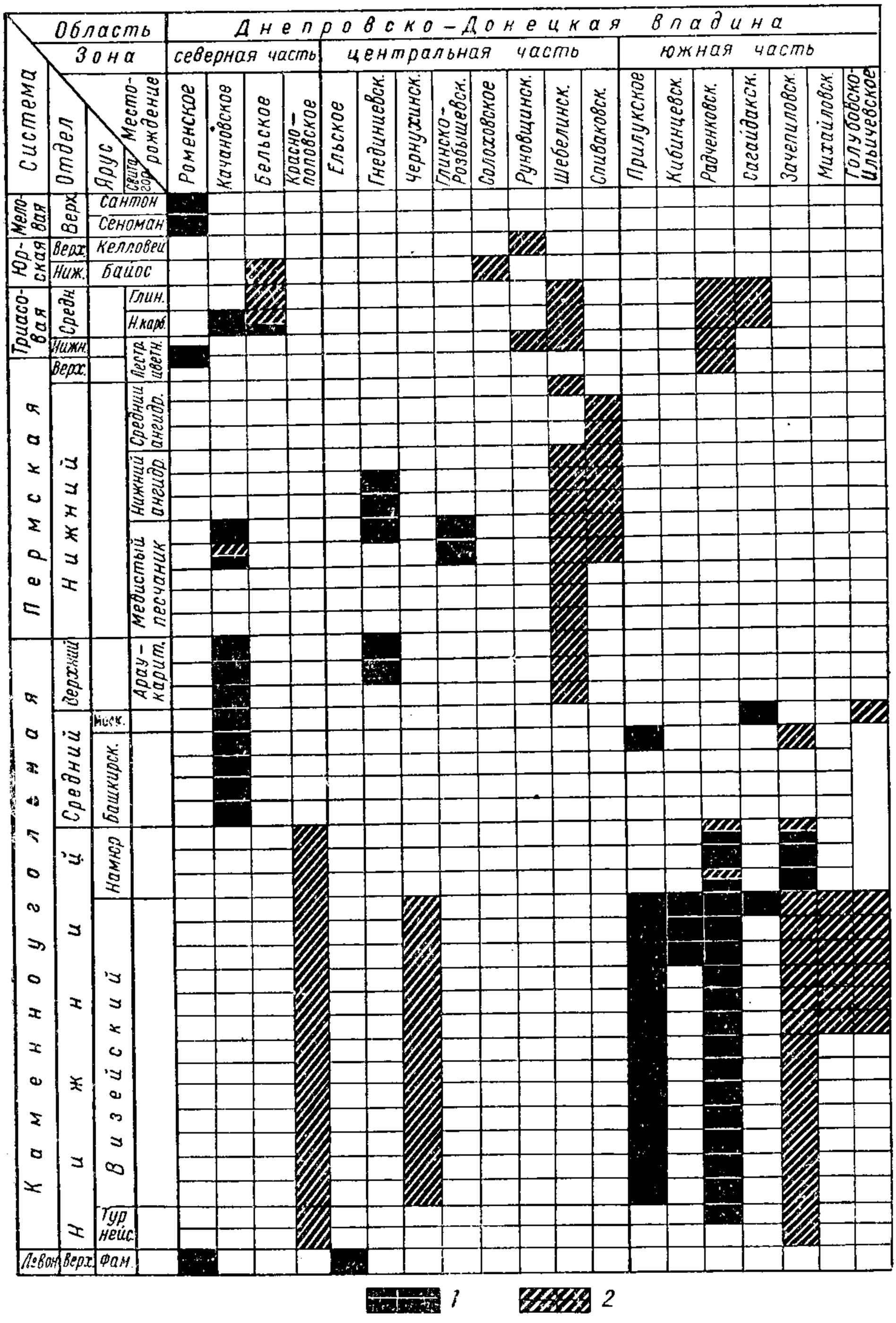


Рис. 30. Нефтегазоносные горизонты месторождений Восточно-Украинской нефтегазоносной области. По В. Н. Крамаренко.

1 — нефтеносные горизонты; *2* — газоносные горизонты.

турах, т. е. на 10 из 19 известных месторождений. Учитывая, что на 6 из них этот комплекс еще не вскрыт, можно говорить о широком развитии второго нефтегазоносного комплекса (рис. 30).

Породой-покрышкой здесь служат глинистые сланцы и аргиллиты, составляющие основную часть разреза рассматриваемого комплекса. Залежи приурочены к пластам алевролитов и песчаников (10—15 *м*), находящихся

внутри этой в целом плохо проницаемой среды, и распределены по разрезу сравнительно равномерно.

Коллекторские свойства пластов, с которыми связаны залежи, обычно невысокие. Песчаники мелкозернистые, слюдистые, часто с углистым детритом. Литолого-фациальный состав их чрезвычайно непостоянен по площади, поэтому залежи — обычно литологически ограниченные и каждая имеет свой газонефтеводяной контакт. Характерно, что наряду с плохими коллекторами в разрезе встречаются пласты более грубозернистых песчаников, хорошо проницаемых, но, как правило, заполненных водой.

Формирование залежей в пределах второго нефтегазоносного комплекса относится, по-видимому, к началу среднекаменноугольной эпохи, когда на отдельных участках грабена, где в конце намюра был перерыв в осадконакоплении, происходил рост структур. В предверхнепермское время при основной перестройке структурного плана формирование залежей продолжалось, однако не исключена возможность, что уже тогда началось частичное их разрушение. При последующих перестройках структурного плана залежи продолжали разрушаться. Однако благодаря особенностям литологического состава второго нефтегазоносного комплекса часть их уцелела, и среди них встречаются месторождения промышленного значения.

Третий комплекс включает осадки среднего и верхнего карбона и нижней перми. С ним связаны наиболее крупные из известных месторождений.

Нефтегазоносность его доказана на Гнединцевской, Шебелинской, Качановской, Глинско-Розбышевской и Спиваковской структурах.

В отличие от второго третий нефтегазоносный комплекс состоит преимущественно из хорошо проницаемых пород и только в его верхней, красноцветной части увеличивается число и мощность глинистых прослоев, а настоящая порода-покрышка (хемогенные образования нижней перми) появляется в самом верху комплекса. В связи с этим залежи нефти и газа приурочиваются к верхней части комплекса. Связаны они с пластами песков и песчаников, обычно обладающими высокими коллекторскими свойствами. В отдельных случаях насыщенными флюидами оказываются не только пески, песчаники и алевролиты, но (при наличии трещиноватости и кавернозности) и разделяющие их аргиллиты, сланцы, а также ангидриты, доломиты и известняки. В этом случае вместо ряда пластовых сводовых залежей образуется одна массивная. Наиболее благоприятен случай, когда в разрезе сохраняется весь третий комплекс, а мощность нижнепермских хемогенных образований превышает амплитуду более молодых разрывных нарушений. Примером может служить Шебелинское месторождение, где основная газовая залежь монолитная, с этажом газоносности, достигающим 1100 *м*.

К сожалению, в пределах большинства известных структур третий нефтегазоносный комплекс в различной степени размыт. Породой-покрышкой в таком случае являются глинистые образования верхней перми, отделенные границей несогласия и перерыва от всего третьего нефтегазоносного комплекса.

Наиболее неблагоприятным случаем является денудация третьего комплекса до среднекаменноугольных осадков, проницаемость которых в целом самая высокая из всего комплекса. Вторым неблагоприятным моментом является опесчанивание верхнепермской толщи. Примером сочетания таких неблагоприятных факторов может служить Солоховская структура, где залежи в пределах третьего нефтегазоносного комплекса отсутствуют, а также Сагайдакская структура, где сохранилась только небольшая залежь нефти в среднекаменноугольных отложениях, экранированная верхнепермскими образованиями.

На тех площадях, где в разрезе сохранились осадки верхнего карбона и терригенной части нижней перми, и особенно там, где они перекрыты глинистыми образованиями пересажской свиты верхней перми, могут быть встре-

чены крупные месторождения со сводовыми, стратиграфически экранированными залежами. Примерами служат Гнединцевская и Глинско-Розбышевская структуры.

Начало формирования залежей в пределах третьего нефтегазоносного комплекса связано с предверхнепермской перестройкой структурного плана. С этим периодом связано также, по-видимому, и частичное разрушение залежей, которое могло происходить на наиболее приподнятых над базисом эрозии структурах и продолжалось вплоть до отложения верхнепермских осадков. Последующие этапы формирования залежей внутри третьего нефтегазоносного комплекса совпадают с основными циклами роста структур в течение мезо-кайнозоя. Главным из них является послеверхнемеловой, когда произошли очень крупная перестройка структурного плана и формирование основных залежей в пределах третьего комплекса.

Таким образом, с точки зрения поисков месторождений, связанных с третьим нефтегазоносным комплексом, наибольший интерес представляют те структуры, темп роста которых в предверхнепермское время был значительно меньше, чем в послеверхнемеловое.

Четвертый комплекс включает осадки верхней перми, триаса, юры и мела. Нефтегазоносность его установлена на Радченковской, Бельской, Качановской, Солоховской, Руновщинской и Шебелинской структурах.

Это самый молодой нефтегазоносный комплекс, формирование залежей в котором началось в конце мезозоя и продолжается и сейчас. Залежи здесь, как правило, небольшие. Приурочены они к пескам и песчаникам триаса и юры. Породой-покрышкой служат плотные глины. Обычно залежи встречаются на тех структурах, где третий нефтегазоносный комплекс плохо изолирован от четвертого. Здесь или денудированы хемогенные осадки ниж-

Таблица 2

Типы структур и формы нефтяных или газовых залежей Днепровско-Донецкой впадины. По В. Н. Крамаренко

Типы структур	Формы залежей	Месторождение	Возраст продуктивной толщи
Брахиантиклинальные Нормальные асимметричные	Пластовые сводовые, тектонически экранированные	Краснопоповское Ельское Солоховское Шебелинское Руновщинское Михайловское Голубовско-Ильичевское	С. карбон, н. карбон В. девон С. юра Триас В. юра, с. триас Н. карбон Карбон
Осложненные солью	Массивные	Гнединцевское Шебелинское Спиваковское	} Н. пермь, в. карбон Н. пермь
	Пластовые сводовые, тектонически экранированные	Качановское Бельское Чернухинское Глинско-Розбышевское Радченковское Сагайдакское	Триас, н. пермь, карбон В. юра, с. триас Н. карбон Н. пермь Триас, пермь, н. карбон Триас, н. карбон
	Литологически ограниченные	Роменское	В. девон, в. мел, триас

ней перми, а верхнепермские отложения опесчанены, или структура разбита крупными разрывными нарушениями. Во всяком случае, всегда удается установить пути питания этих залежей за счет флюидов из третьего нефтегазоносного комплекса.

Наиболее распространенным типом нефтяных и газовых залежей в Восточно-Украинской нефтегазоносной области являются пластовые, хотя основные залежи приурочены к массивным (табл. 2).

Пластовые залежи, в свою очередь, подразделяются на группы: сводовые, литологически экранированные, тектонически экранированные.

К сводовым залежам могут быть отнесены залежи верхней части разреза, слабо нарушенные или ненарушенные дизъюнктивными дислокациями (Краснопоповское, Ельское, Солоховское, Шебелинское, Руновщинское, Михайловское и Голубовско-Ильичевское месторождения). Здесь тектонические разрывы, если они и имеются, не являются решающими в отношении изоляции залежей.

Тектонически экранированные залежи развиты преимущественно на структурах, в той или иной степени осложненных солью (Качановское, Бельское, Чернухинское, Глинско-Розбышевское, Радченковское и Сагайдакское месторождения).

В литологически ограниченных залежах (Роменское месторождение) нефть приурочена к девонской брекчии, принесенной соляным штоком в верхнюю часть разреза, и к соприкасающимся горизонтам верхнего мела и триаса, поставленным на голову.

Массивные залежи характеризуются мощным развитием коллекторов, вмещающих залежи нефти и газа и имеющих единый контакт, несмотря на переслаивание их с непроницаемыми горизонтами (Гнединцевское, Шебелинское и Спиваковское месторождения).

Почти все месторождения Днепровско-Донецкой впадины имеют водонапорный режим. Контурные воды относятся к хлориднокальциевому типу, по классификации В. А. Сулина (1948). Наименьшей минерализацией обладают воды верхней части разреза (юра, триас и верхняя часть перми). Здесь минерализация не превышает 74,5 *г/л*, спускаясь, нередко, до 36,9 *г/л* (триасовые отложения Шебелинского месторождения). Исключение представляют триасовые воды Бельского (132,94 *г/л*) и Качановского (101,54 *г/л*) месторождений, что обусловлено глубоким залеганием этих вод в данном районе.

Воды нижней части разреза характеризуются повышенной минерализацией, достигающей 259,4 *г/л* (турнейские отложения Зачепиловского месторождения) (табл. 3).

По химической характеристике и гидродинамическим условиям в Днепровско-Донецкой впадине можно выделить три гидродинамические зоны.

Зона активного водообмена охватывает четвертичные, неогеновые, палеогеновые, меловые и местами юрские отложения. В центральной части грабена и на южном склоне Воронежского массива мощность зоны достигает 500—800 *м*, сокращаясь в пределах северного склона Украинского щита до 200 *м*. Областью питания являются Воронежский массив и Черниговско-Брагинский выступ, областью разгрузки — долина р. Днепр. Скорость движения вод от 5 до 20 *м* в год.

Зона затрудненного водообмена приурочена к юрским и триасовым отложениям в центральной части грабена и к пермским и каменноугольным — в пределах бортовых частей и на Черниговско-Брагинском выступе. Область питания — Воронежский массив, область разгрузки — южная краевая часть грабена. Движение вод направлено с северо-северо-запада на юго-восток со скоростью от 3 до 5 *м* в год и приводит к смещению в этом направлении контактов газ — вода и нефть — вода в ряде месторождений (Качановское, Солоховское и др.).

Таблица 3

Химический состав пластовых вод нефтяных и газовых месторождений Восточно-Украинской нефтегазоносной области. По материалам УкрНИГРИ (Форма выражения анализа — в *мг-экв*)

Месторождение	Возраст	Глубина залегания горизонта, *м*	Уд. вес воды	Катионы			Анионы				Минерализация, *г/л*	Тип воды по классификации В. А. Сулина
				$Na^{\cdot}+K^{\cdot}$	$Mg^{\cdot}$	$Ca^{\cdot\cdot}$	Cl'	другие галоиды	SO_4''	HCO_3'		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Нефтяные месторождения												
Роменское	В. девон	1127—1225	1,022	588,4	0,5	18,4	590,0	Нет	13,0	4,3	36,38	Хлориднокальциевый
Глинско-Розбышевское	Н. пермь	2055—2060	1,119	2460,3	113,0	527,5	3099,6	»	0,1028	1,1	178,77	То же
Прилукское	Визе	1863—1866	1,1435	2907,2	115,2	668,9	3674,6	2,43	11,4	1,4	215,84	»
Кибинцевское	»	1906—1910	1,095	2258,9	49,4	103,6	2349,7	0,989	59,01	2,9	140,97	»
Радченковское	Карбон	2296—2303	1,153	4273,4	142,7	595,1	4997,5	Нет	9,8	3,9	248,89	»
Гнединцевское	Н. пермь	1872—1885	1,1197	2073,9	115,9	294,2	2475,4	»	18,4	0,4	144,7	»
Газовые месторождения												
Качановское	Триас	1483—1495	1,0716	1474,0	86,1	202,6	1750,0	Нет	2,52	0,18	101,54	»
	Н. пермь	1858—1868	1,092	1761,9	132,9	371,7	2257,6	2,07	5,96	0,9	130,10	»
	В. карбон	2139—2142	1,115	2040,9	152,7	511,5	2699,9	Нет	4,23	1,25	155,30	»
	С. карбон	2232—2241	1,1334	2548,3	198,3	645,6	3388,7	»	2,42	1,2	194,73	»
Бельское	Юра	1548—1560	1,0552	1105,4	65,4	118,5	1288,8	»	0,51	0,03	74,50	»
	Триас	1840—1855	1,090	1965,7	107,4	231,8	2304,1	»	0,48	0,40	132,94	»
Краснопоповское	С. карбон	1790—1794	1,128	1765,3	204,3	632,4	2599,9	»	0,24	1,90	143,7	»
Чернухинское	Визе	3020—3022	1,1377	2787,3	122,5	580,7	3474,6	2,57	13,79	0,90	204,2	»
Солоховское	С. юра	850—855	1,038	741,2	33,7	109,8	884,3	Нет	0,291	1,00	51,8	»
Шебелинское	Триас	812—862	1,0124	458,5	58,7	149,0	630,7	»	13,93	1,20	36,9	»
	В. пермь	902—955	1,0568	1260,2	58,7	143,0	1426,6	»	33,27	1,30	84,8	»
	Н. пермь	2358—2503	1,1222	2693,9	109,0	345,0	3100,0	»	45,11	2,8	182,4	»
	В. карбон	2495—2501	1,1739	3409,5	474,6	640,0	4504,9	»	12,23	1,89	257,9	»
Спиваковское	Н. пермь	580—636	1,125	1986,0	265,0	554,0	2788,0	»	16,45	0,6	160,11	»
Сагайдакское	Триас	764—770	1,041	858,3	31,4	124,8	1008,3	»	0,375	0,901	59,2	»
	С. карбон	1575—1580	1,0979	1920,1	126,4	432,7	2476,8	»	1,9	0,96	142,3	»
	Визе	1954—1956	1,114	2139,5	49,4	680,1	2861,9	»	6,35	0,705	167,39	»
Зачепиловское	С. карбон	646—648	1,050	950,1	115,0	194,5	1255,5	0,22	189,0	1,62	71,9	»
	Визе	1269—1278	1,0528	986,6	83,0	207,7	1272,6	Нет	—	—	73,4	»
Михайловское	Турне—визе	1960—1968	1,1837	2444,1	56,3	2046,9	4541,9	»	2,32	0,7	259,4	»
		1348—1350	1,073	1504,2	37,8	254,9	1789,9	»	0,201	0,49	100,8	»
Голубовско-Ильичевское	Карбон	1485—1488	1,0794	1589,4	109,6	354,6	2050,9	»	0,13	2,55	118,04	»

Таблица 4

Характеристика газов месторождений Днепровско-Донецкой впадины. По материалам УкрНИГРИ

Зона	Месторождение	Возраст	Содержание компонентов, %							Относительный уд. вес	Примечание
			CO_2	N_2 + редкие	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} + высшие		
Северная часть	Качановское	Триас	0,41	3,0	33,04	20,75	30,0	10,0	2,8	0,702	
		Н. пермь	0,25	2,2	86,05	5,8	2,9	2,2	0,6	0,670	
	Бельское	Юра	0,08	2,71	86,7	5,8	2,3	1,1	1,3	0,684	
		Триас	0,40	0,80	92,45	4,23	1,4	0,72	Следы	0,664	
Центральная часть Днепровско-Донецко-Припятского грабена	Гнединцевское	Карбон	4,40	7,20	2,5	10,60	43,0	9,05	23,25		
	Чернухинское	Визе	0,1	2,29	74,6	10,80	6,2	2,9	3,1	0,753	
	Глинско-Розбышевское	Н. пермь	0,68	4,01	77,37	11,83	4,26	1,32	0,52		Среднее по 6 анализам
	Солоховское	Юра	0,73	13,43	85,01	0,83	—	—	—	0,580	Среднее по 5 анализам
	Руновщинское	Триас	0,05	1,10	98,7	0,15	—	—	—	0,560	
	Шебелинское	»	0,1	1,37	92,6	4,46	0,86	0,34	0,29	0,5964	
		Среднеангидр.	0,30	1,20	94,15	2,95	0,75	0,55	0,10	0,593	
		Нижнеангидр.	0,40	1,20	94,13	2,90	0,75	0,52	0,10	0,6052	
		Мед. песчаников	0,40	1,24	94,36	2,70	0,70	0,50	0,10	0 610	
		Араукарит.	2,00	1,30	89,75	3,00	1,65	1,70	0,60	0,589	
	Спиваковское	Нижнеангидр.	1,10	1,60	94,4	2,10	0,5	0,3	—		
		Мед. песчаников	—	7,35	88,9	3,20	0,27	0,27	—		
Южная часть	Кибинцевское	Визе	2,40	3,60	66,15	7,60	10,25	8,05	1,25		
	Радченковское	Триас	0,30	13,08	86,40	0,13	—	—	0,09	0,613	
		Намюр	0,70	2,90	80,40	11,20	3,0	0,7	1,1	0,688	
	Сагайдакское	Триас	—	18,0	80,20	—	—	—	0,1	0,629	
		Визе	1,3	9,4	73,50	5,9	6,4	3,5	—	0,752	
	Зачепиловское	Намюр	0,8	2,5	85,45	5,15	3,7	2,15	0,25	0,605	
		Визе	0,4	2,5	91,0	3,4	1,65	0,75	0,3	0,656	
	Михайловское	»	0,55	3,93	95,05	0,3	0,08	0,03	0,01	0,576	Среднее по двум анализам

Таблица 5

Характеристика нефтей Восточно-Украинской нефтегазоносной области. По материалам УкрНИГРИ

Зона	Месторождение	Возраст	Глубина залегания горизонта, *м*	Уд. вес	Вязкость, *пз*	Содержание, %			Температура застывания, °С	Фракционный состав, %				
						парафина	смол	серы		н. к., °С	100° С	150° С	200 °С	300° С
Северная часть	Ромненское	В. девон	240—300	0,949	Не опр.	1,08	Не опр.	0,6	—8,0	100	Не опр.	2,8	6,8	20,8
	Качановское	Триас	1649—1472	0,825	4,5	1,94	8,65	0,55	—20,0	38	11,0	25,0	35,0	53,0
		Н. пермь	1830—1846	0,8483	2,0	0,80	9,80		—31,5	43	12,0	28,0	39,0	58,0
		С. карбон	2172—2174	0,858	2,6	2,80	8,55	0,40	+2,0	62	0,5	9,0	20,5	47,0
		Н. карбон	3157	0,853	2,6	Не опр.			+18,0	63	3,5	14,0	23,0	41,0
	Бельское	Триас	248—285	0,959	Не опр.	»	»	0,46	—66,0	96	0,2	25,0	41,5	62,0
Центральная часть Днепровско-Донецко-Припятского грабена	Гнединцевское	Н. пермь	1767—1787	0,8319	1,45	4,38	9,81	0,68	—37,0	42	Не опр.		40,0	51,0
		В. карбон	1787—1795	0,8041	1,27	6,18	6,96	0,54	Не опр.	55	13,0	32,0	46,0	65,0
	Чернухинское	Н. карбон	2952—2960	0,803	1,08	1,31	1,04	0,03	То же	87	0,5	7,5	34,0	70,0
	Глинско-Розбышевское	Н. пермь	1908—1917	0,8395	1,95	2,43	5,80	0,58	—20,0	47	Не опр.		31,5	51,0
		С. карбон	2280—2301	0,832	1,62	4,36	8,39	0,27	+7,0	74	1,0	11,0	22,0	51,0
Южная часть	Прилукское	Н. карбон	1847—1864	0,8258	2,30	8,72	10,09	0,18	Не опр.	51	7,0	16,4	26,6	48,0
	Кибинцевское	С. карбон	1202—1204	0,888	2,99	3,39	Не опр.	0,43	То же	78	2,8	8,7	23,2	36,0
		Н. карбон	1606—1617	0,8637	1,52	3,00	10,94	0,74	—5,5	42	7,0	18,0	27,0	45,0
	Радченковское	Намюр	1306—1307	0,831	Не опр.	Не опр.		0,23	—18,0	60	2,5	11,5	24,5	53,5
		В. визе	1375—1385	0,8378	2,18	4,56	6,01	0,32	Не опр.	84	Не опр.		26,0	49,0
	Сагайдакское	С. карбон	1038—1042	0,9080	15,5	2,92	6,40	0,49	То же	190	—	—	0,1	22,0
		Н. карбон	1699—1701	0,8405	2,12	11,78	2,59	0,53	»	77	Не опр.		25,0	48,0
	Зачепиловское	Намюр	940	0,7918	1,26	3,03	1,26	0,28	—12,5	60	9,0	29,0	45,0	55,5
		Турне	2512—2554	0,837	2,71	2,72	3,94		Не опр.	142	—	3,0	20,5	51,6

Зона весьма затрудненного водообмена находится в пределах пермских, каменноугольных и девонских отложений. В центральной части грабена она поднимается до отложений верхней перми, а в краевых частях и на Черниговско-Брагинском выступе опускается в каменноугольные отложения. На склонах массивов эта зона, как правило, отсутствует.

Воды имеют высокую минерализацию (свыше 100—300 *г/л*) и скорость движения, не превышающую 1 *м* в год. Они содержат большое количество углеводородов, что указывает на затрудненность водообмена и благоприятную обстановку для нефтегазонакопления.

Химическая характеристика газов месторождений Восточно-Украинской нефтегазоносной области приведена в табл. 4.

Нефти Восточно-Украинской нефтегазоносной области имеют удельный вес от 0,7918 в намюрских отложениях (Зачепиловское месторождение) до 0,959 в триасовых (Бельское месторождение) (табл. 5). Преимущественно они легкие (начало кипения до 100°). Исключение составляют нефти девонской брекчии Роменского месторождения и турнейских отложений Сагайдакского месторождения (начало кипения 192°). Повышение температуры начала кипения и снижение количества легких погонов, по-видимому, обусловлено также возможностью окисления нефтей и разрушенностью залежей, позволяющей легким компонентам улетучиваться в атмосферу. Нефти содержат парафина 0,8—15,5%, смол 1,04—11,78% и серы не более 0,74%, что говорит об их высоком качестве как технологического сырья.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В пределах Восточно-Украинской нефтегазоносной области (Днепровско-Донецко-Припятский грабен) открыто 19 месторождений. Из них 7 газовых (Шебелинское, Спиваковское, Краснопоповское, Михайловское, Солоховское, Руновщинское и Чернухинское), 5 нефтяных (Гнединцевское, Глинско-Розбышевское, Прилукское, Кибинцевское, Роменское) и 6 смешанных (Качановское, Бельское, Сагайдакское, Зачепиловское, Радченковское и Голубовско-Ильичевское). В пределах Припятского прогиба (БССР) открыто Ельское нефтяное месторождение.

По величине запасов эти месторождения неравноценны. Среди них есть такие, как Шебелинское, являющееся одним из крупнейших в мире, и такие, как Роменское, Ельское, Кибинцевское, запасы нефти в которых находятся за пределами кондиций. Тем не менее, учет и изучение всех, даже самых мелких месторождений имеет существенное значение для выяснения вопросов формирования нефтяных и газовых залежей и закономерностей пространственного размещения месторождений.

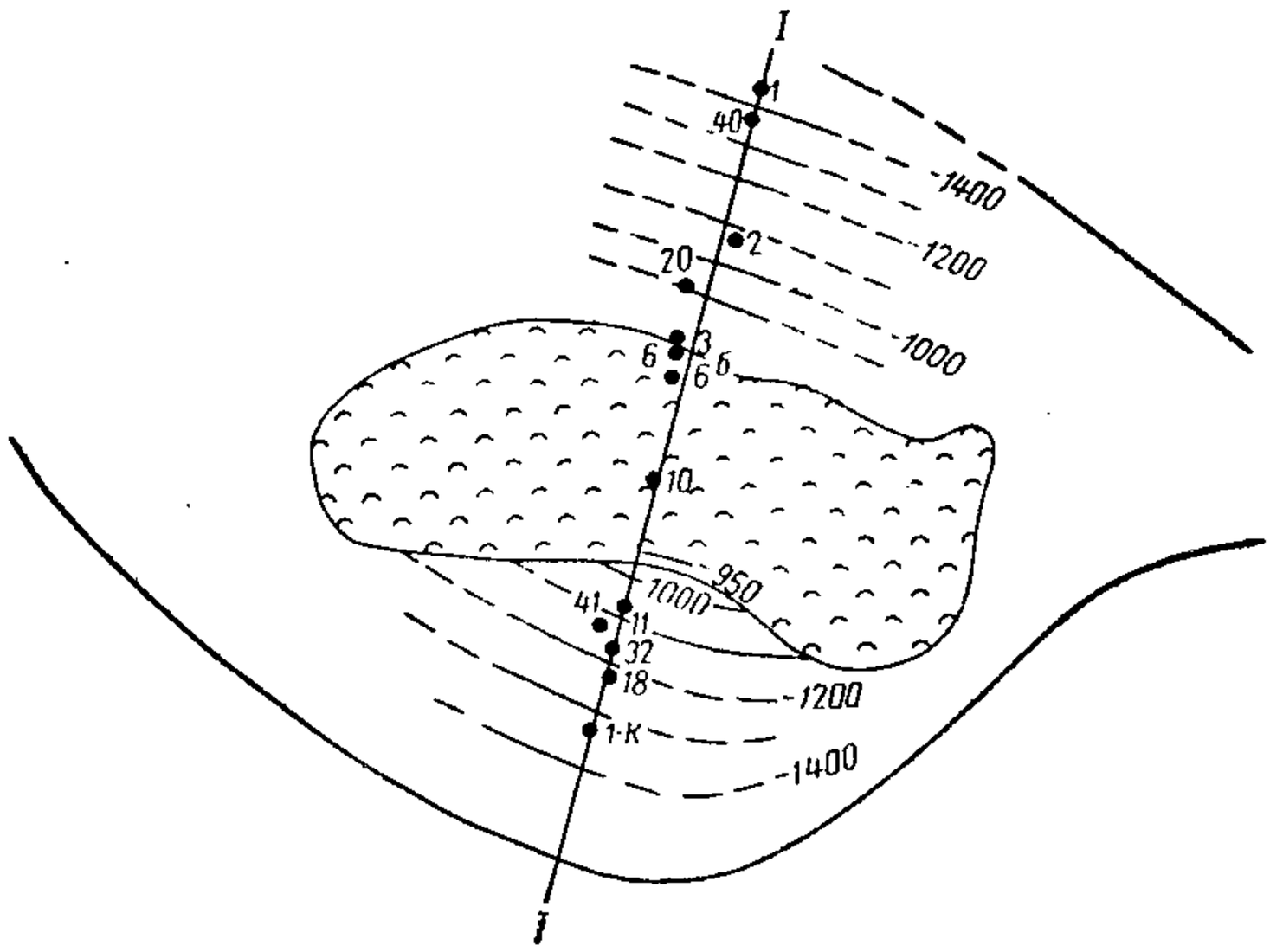
МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНОЙ КРАЕВОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКО-ПРИПЯТСКОГО ГРАБЕНА

1. Роменское нефтяное месторождение

Расположено в Роменском районе Сумской административной области. Месторождение гипса на горе Золотуха издавна привлекало внимание исследователей. Разведочное бурение в пределах горы Золотухи начато в 1931 г. Первой скважиной на глубине 80 *м* была встречена каменная соль и зафиксированы газопроявления. В 1936 г. вторая скважина вскрыла брекчию, насыщенную нефтью. В последующие годы был проведен полный комплекс геофизических и геологических исследований. В результате работ выяснилось, что Роменское месторождение приурочено к типичной соляноку-польной структуре в северной краевой части Днепровского грабена (рис. 31).

Соляной шток прорывает все осадки, вплоть до палеогеновых, и резко их приподнимает, образуя куполовидное поднятие, слегка вытянутое в северо-западном направлении. Приурочен шток, по-видимому, к зоне разло-

мов, образующих одну из ступеней северной краевой части грабена. Выжимание соли происходит в основном по направлению с юга на север, в связи с чем южное крыло поднятия значительно (примерно на 500 *м*) погружено по сравнению с северным. Наиболее резко увеличена мощность отложений палеогена и неогена, достигающих здесь 700 *м*, вместо 200—300 *м*, характерных для северного крыла.



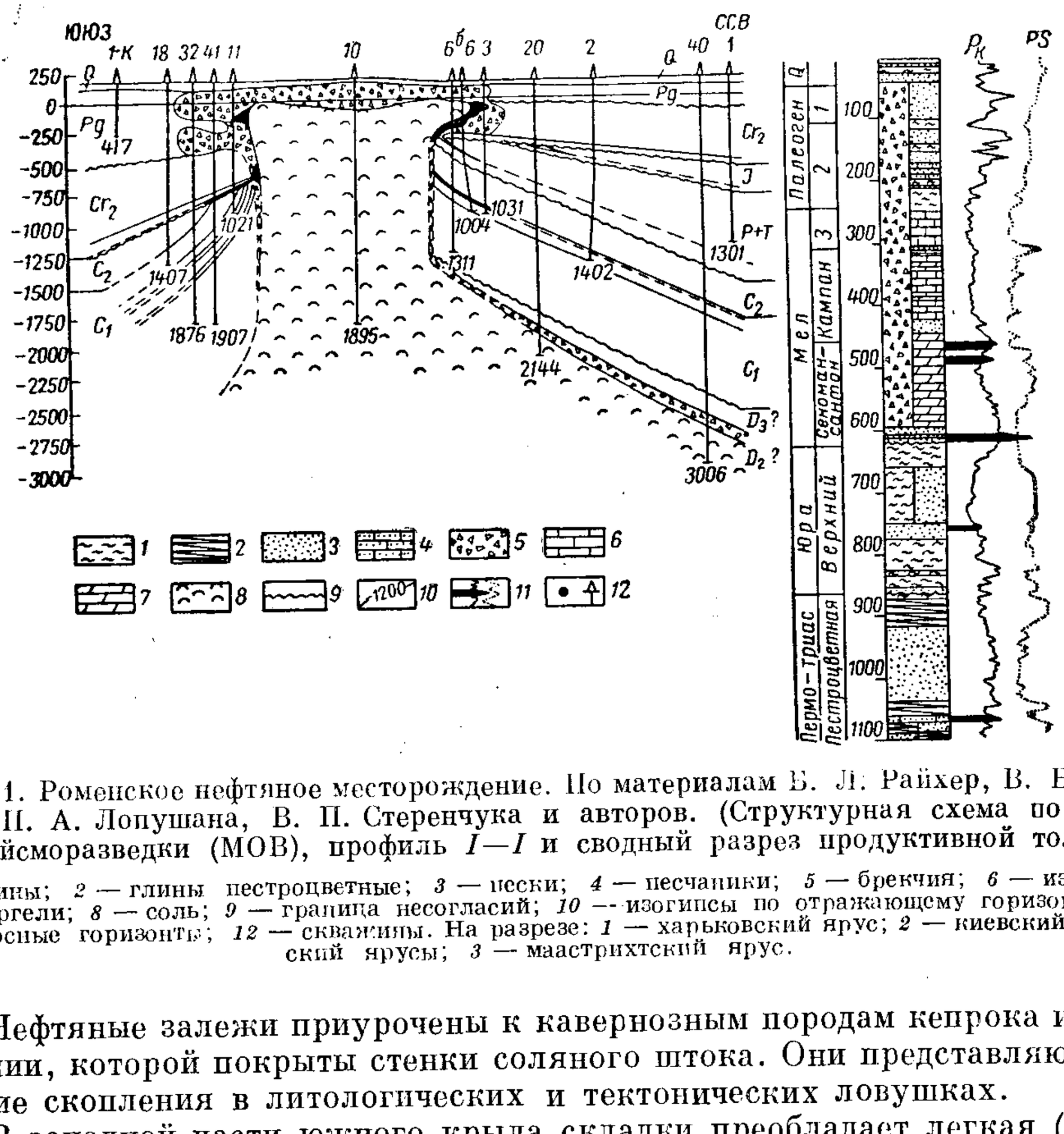


Рис. 31. Роменское нефтяное месторождение. По материалам Б. Л. Райхер, В. Б. Соллогуба, И. А. Лопушана, В. П. Стеренчука и авторов. (Структурная схема по данным сейсморазведки (МОВ), профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи).

1 — глины; *2* — глины пестроцветные; *3* — пески; *4* — песчаники; *5* — брекчия; *6* — известняки; *7* — мергели; *8* — соль; *9* — граница несогласий; *10* — изогипсы по отражающему горизонту; *11* — нефтеносные горизонты; *12* — скважины. На разрезе: *1* — харьковский ярус; *2* — киевский — каневский ярусы; *3* — маастрихтский ярус.

Нефтяные залежи приурочены к кавернозным породам кепрока и к зоне брекчии, которой покрыты стенки соляного штока. Они представляют собой мелкие скопления в литологических и тектонических ловушках.

В западной части южного крыла складки преобладает легкая (до 60% легких фракций), подвижная, маловязкая нефть; в восточной части складки

она имеет вид гудрона, малоподвижная, смолистая, с низким (2—3%) содержанием бензиновых фракций.

Пробная эксплуатация показала нерентабельность промышленного освоения месторождения.

2. Качановское нефтяное и газовое месторождение

Находится в Ахтырском районе Сумской административной области.

В 1953 г. по подошве мергелей киевского яруса было оконтурено Мало-Павловское (Качановское) поднятие, соответствующее Чупаховскому минимуму силы тяжести. В том же году поднятие было подтверждено сейсмическими работами МОВ по отражающим горизонтам в отложениях сеномана. Структурно-поисковым бурением в 1953—1954 гг. поднятие оконтурено по кровле сантонских отложений. Детальными сейсморазведочными работами в 1955—1956 гг. Качановское поднятие изучено по отражающим горизонтам в юре и карбоне и подготовлено к глубокому разведочному бурению.

Разведка Качановского поднятия началась в марте 1957 г., а в декабре при опробовании интервала 1469—1422,8 *м* в песчано-карбонатной толще триаса получен промышленный приток нефти.

Наиболее древние осадки, вскрытые бурением, — нижнекаменноугольные (намюрские), залегают в ядре поднятия на глубине 2800 *м*. Они перекрыты толщей среднего карбона мощностью около 1000 *м* и пестроцветов верхнего карбона и нижней перми мощностью свыше 200 *м*; верхняя часть их денудирована, в связи с чем в своде отсутствуют хемогенные отложения нижней перми, а на крыльях их мощность составляет всего 50—60 *м*. На них с перерывом и угловым несогласием залегают в значительной степени опесчаненные верхнепермские отложения общей мощностью 200—220 *м*. Лишь в самой нижней их части выделяется 20—30-метровая пачка однородных глин. Лежащая выше толща мезо-кайнозойских отложений мощностью 1400—1600 *м* представлена в обычных фациях.

Тектонически Качановское поднятие приурочено к северной краевой части грабена. Это куполовидная складка по отложениям нижней перми, слегка вытянутая в субширотном направлении (рис. 32). Свод поднятия с глубиной смещается в северо-восточном направлении. Углы падения крыльев складки увеличиваются от 1—3° в палеогеновых отложениях до 5—6° в юрских, до 5—10° в триасовых и до 20° в каменноугольных. Структура осложнена системой сбросов продольного и поперечного направлений с амплитудой 15—190 *м*, возрастающей с глубиной. Наиболее сильно нарушен свод поднятия, где разломами, плоскости которых падают навстречу друг другу, образован грабен, типичный для структур с ядром, сложенным каменной солью.

Продуктивные горизонты Качановского месторождения приурочены к триасовым, пермским и каменноугольным отложениям, причем диапазон нефтегазоносности по отдельным скважинам превышает 900 *м*. Установлено около 17 залежей, большинство из которых нефтяные.

Все залежи пластовые и сводовые. Каждая из них характеризуется своим уровнем водо-нефтяного контакта, за исключением триасовых, которые образуют массивную залежь с общим водо-нефтяным контактом.

Как правило, залежи тяготеют к зонам разрывных нарушений, образуя «нефтяные елки».

Разведка Качановского месторождения еще не закончена, в связи с чем привести полную характеристику всех продуктивных горизонтов не представляется возможным. Здесь приводится описание только отдельных из них.

Промышленная нефтеносность отложений триаса связана с малочисленными прослоями рыхлых и слабо сцементированных песчаников, расположенных среди глинистых пород среднего и нижнего отделов триаса. Мощность

отдельных прослоев песчаника изменяется от нескольких сантиметров до 2—3 *м*. Этаж нефтеносности равен 80 *м*. Открытая пористость песчаников изменяется от 11 до 25%; проницаемость — от 1 до 2000 *мд*.

Залежь массивная, общий водо-нефтяной контакт находится на отметке —1315 *м*. Предполагается, что режим залежи водонапорный. Нефть

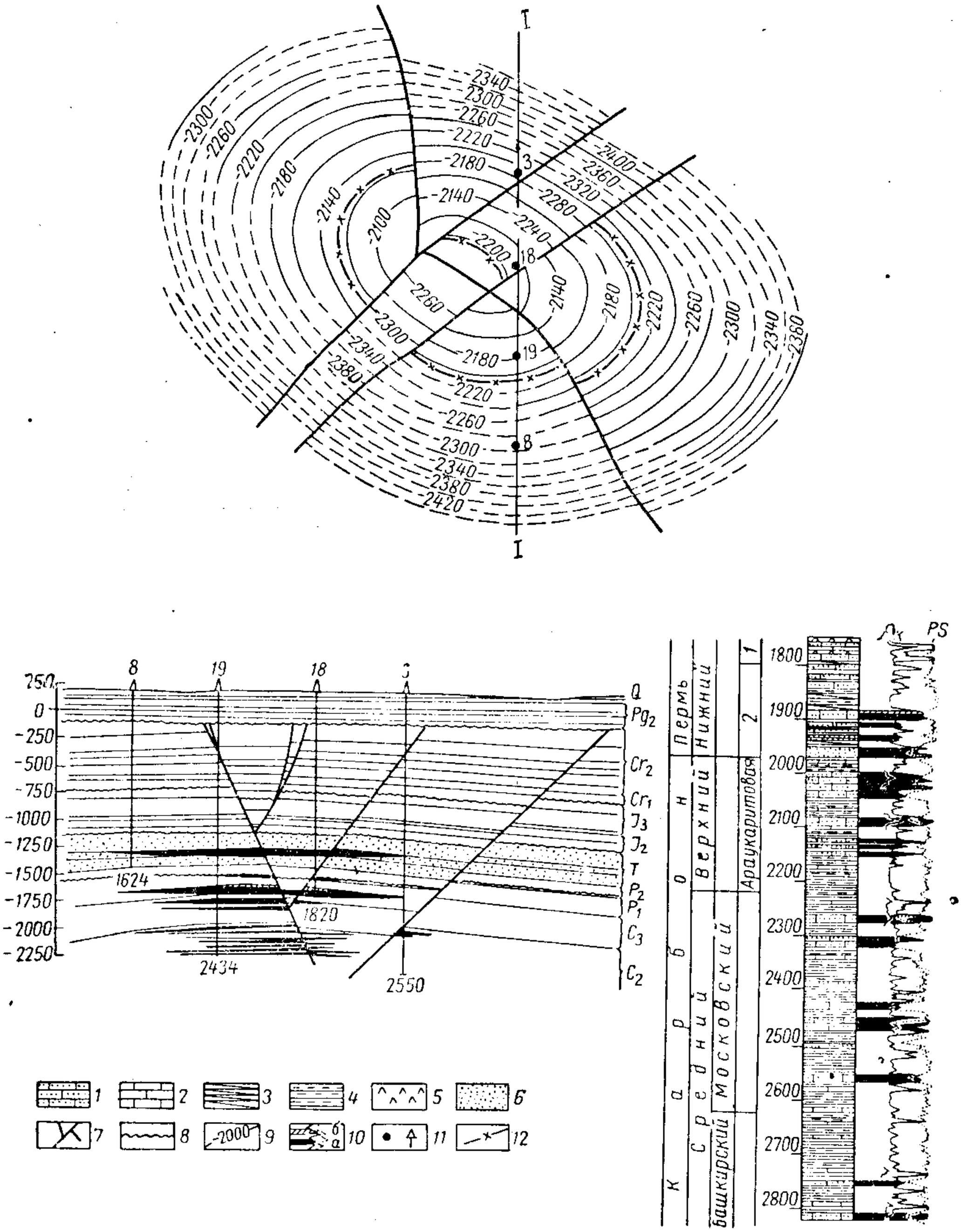


Рис. 32. Качановское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Р. И. Андреевой, И. Н. Головацкого, П. Т. Павленко, Л. С. Палец и авторов. (Структурная схема по кровле горизонта К-Х московского яруса, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи)

1 — песчаники; *2* — известняки; *3* — глины пестроцветные; *4* — алевролиты; *5* — ангидриты; *6* — пески; *7* — линии разломов; *8* — границы несогласий; *9* — изогипсы кровли горизонта К-Х; *10* —нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *11* — скважины; *12* — контур нефтеносности. На разрезе свиты: *1* — соленосная; *2* — медистых песчаников.

относится к классу сернистых и малосернистых. Содержание серы колеблется от 0,42 до 0,8%; среднее содержание смол 20,6%, парафина 1,39—2,78%. Удельный вес нефти 0,8314.

Промышленная нефтеносность в пермских отложениях приурочена к свите медистых песчаников нижнего отдела.

Нефтеносный горизонт П-II сложен часто переходящими в глины среднезернистыми песчаниками. Средняя пористость песчаников 20%. Нефтеносность обнаружена на небольшой площади в одном блоке, где из скважины в интервале 1650—1675 *м* был поднят насыщенный нефтью керн. Контур нефтеносности принят условно по отметке —1524 *м*, соответствующей подошве горизонта в данном блоке.

Нефтегазоносный горизонт П-III представлен серыми разнозернистыми песчаниками, переслаивающимися тонкими прослоями глин и аргиллитов. Пористость песчаников варьирует от 17 до 26%, составляя в среднем 23%; проницаемость 150—2000 *мд*.

Впервые горизонт опробован открытым забоем в интервале 1796—1820 *м*. Был получен газовый фонтан со свободным дебитом 3500 тыс. $м^3/сутки$. Пластовое давление, замеренное на глубине 1796 *м*, составляет 178,8 *атм*. В газе содержится конденсат в количестве до 100 $см^3$ на 1 $м^3$ газа.

Из интервала 1842—1854 *м* другой скважины получен фонтан нефти с дебитом 214 *т/сутки* через 10-*мм* штуцер при пластовом давлении 181 *атм*. Контакт газ — нефть ориентировочно установлен на отметке —1625 *м*, контакт нефть — вода — на отметке —1666,7 *м*.

Этаж нефтегазоносности залежи составляет 85 *м*. Из них газом занято 42 *м*. Нефть пермских отложений относится к классу сернистых (содержание серы 0,8%), малопарафинистых (парафина 0,74%). Удельный вес нефти 0,8483.

Нефтеносный горизонт К-II приурочен к отложениям верхнего карбона. Представлен толщей песчаников мощностью до 53 *м* с незначительными прослоями глин. Этаж нефтеносности равен 55 *м*. Контакт нефть — вода установлен на отметке —1747 *м*.

Нефтеносный горизонт К-III сложен в верхней части массивным пластом песчаника мощностью 10—15 *м*, а в нижней — частым чередованием песчаников, глин и алевролитов. Контакт нефть — вода проводится условно на отметке —1827 *м*.

Нефтеносный горизонт К-IV залегает на 20 *м* ниже К-III, отделяясь от него глинисто-аргиллитовыми прослоями. Максимальная мощность горизонта 60 *м*. Представлен он песчаниками, нефтеносными по данным БКЗ.

Нефтеносные горизонты К-IV—К-VIII, залегающие в отложениях среднего карбона, имеют небольшое площадное распространение и объединяются в одну залежь, так как разделены пачкой глин мощностью до 20 *м*, которая при наличии нарушения амплитудой 25—50 *м* не разделяет их.

Литологически горизонт К-VII представлен выдержанными по площади песчаниками мощностью 10—20 *м*; пористость их по промыслово-геофизическим данным 18%.

Горизонт К-VIII представлен среднезернистыми среднесцементированными песчаниками мощностью 25—35 *м*. Среднее значение открытой пористости песчаников по промыслово-геофизическим данным 18%.

Нефтеносность горизонтов К-VII и К-VIII установлена по четырем скважинам. В одной из них получен приток нефти от 10 до 20 *т/сутки*. Скважины находятся в различных изолированных блоках и контакты нефть — вода определены на разных отметках.

Горизонт К-IX, залегающий в толще среднего карбона, представлен пластами песчаников от 2 до 15 *м*, переслоенных глинами и алевролитами такой же мощности. Открытая пористость песчаников 17,5—20,5%, проницаемость 18,3 *мд*.

Горизонт К-X сложен песчаниками мощностью 35—40 *м* с подчиненными прослоями глин и алевролитов мощностью 0,5—1,5 *м*. Открытая пористость песчаника 12%, средняя проницаемость по промыслово-геофизическим данным 20,1%.

Горизонты К-XVIII—К-XXIV приурочены к отложениям намюрского яруса нижнего карбона. Вскрыты они в интервале 2860—3160 *м*. При опробовании интервала 3100—3160 *м*, соответствующего горизонту К-XXIV, был получен приток нефти. Нефтеносность остальных горизонтов установлена пока по каротажу.

Нефть каменноугольных отложений Качановского месторождения относится к классу малосернистых, малосмолистых (14—16%) и смолистых (25,0%); содержание парафина 2,7—2,87%. Средний удельный вес нефти 0,8373.

Воды Качановского месторождения подразделяются на два комплекса, границей между которыми являются глинистые отложения верхней части среднего триаса. Нижний водоносный комплекс, к которому приурочены нефтяные и газовые залежи, находится в зоне застойного режима подземных вод, обеспечивающего возможность сохранения нефте-газовых залежей; воды являются хлоркальциевыми рассолами с высокой минерализацией — от 93 до 226 *г/л*. Верхний водоносный комплекс находится в зоне интенсивного и значительного водообмена; он содержит маломинерализованные подземные воды, не представляющие интереса в отношении нефтегазоносности.

3. Краснопоповское газовое месторождение

Расположено в окрестностях с. Червоная Поповка, Кременского района, Луганской административной области.

Выявлено геологической съемкой в 1939—1940 гг. В 1959—1960 гг. проведено структурно-поисковое бурение и сейсморазведка. В ноябре 1959 г. из одной структурной скважины, вскрывшей отложения среднего карбона, получен открытый газовый фонтан. В 1961 г. начато глубокое разведочное бурение. Одной из скважин в интервале 1132—1142 *м* в среднекаменноугольных отложениях вскрыт песчаник, который при испытании фонтанировал со свободным дебитом до 1116 $м^3/сутки$ при пластовом давлении в 120,1 *атм*. Лежащие выше отложения имели лишь незначительные газопроявления.

Структура надвинута по Краснопоповскому надвигу к северо-востоку в пределы южного склона Воронежского массива. Южное крыло полностью перекрыто Северо-Донецким надвигом. Дизъюнктивными дислокациями структура разбита на блоки, смещенные один относительно другого. Некоторые разведочные скважины попали на пониженные блоки и положительных результатов не дали. Одна скважина вскрыла отложения нижнего карбона в повышенном блоке, но газовой залежи также не вскрыла. По-видимому, газовая залежь оказалась разрушенной.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКО-ПРИПЯТСКОГО ГРАБЕНА

4. Гнединцевское нефтяное месторождение

Находится в Варвинском районе Черниговской административной области.

Структура выявлена в 1954 г. сейсморазведочными работами в пределах ранее известной по данным структурно-картировочного бурения (1953 г.) протяженной периклинали Чернухинской складки. Введена в глубокую разведку в 1959 г. В 1960 г. при опробовании скважины получен промышленный приток нефти.

В геологическом строении месторождения принимает участие, по-видимому, весь осадочный комплекс — от девона до четвертичных включительно.

Самыми древними осадками, вскрытыми бурением, являются нижнекаменноугольные (визейский ярус), которые залегают в пределах свода поднятия в интервале 2980—3490 *м*; представлены преимущественно темно-

серыми аргиллитами, переходящими в алевролиты, с подчиненными прослоями песчаников (мощностью 20—40 *см*) и реже известняков. Выше залегают осадки намюра мощностью 160—170 *м*, представленные примерно тем же комплексом пород, что и верхневизейские, но более глинистого облика; число песчано-алевролитовых слоев, так же как и известняковых, здесь значительно сокращается. Средний карбон представлен толщей мощностью 800—850 *м*, по литолого-фациальному составу подобной другим разрезам Днепровско-Донецкой впадины. В московском ярусе широко развиты песчано-алевритовые породы с тонкими прослоями углей и известняков; мощность отдельных песчаных пачек достигает 80—100 *м*. Верхнекаменноугольные осадки выделяются условно. По аналогии с роменскими и качановскими к ним отнесена толща мощностью 250—290 *м* немых песчано-глинистых образований, несогласно перекрывающих осадки среднего карбона; представлена она пестроцветными глинами, зеленовато-серыми песчаниками и алевролитами, часто фациально замещающимися, что весьма осложняет корреляцию разрезов по промыслово-геофизическим данным. Залегающую выше толщу голубовато-серых, серых и зеленоватых песчано-глинистых образований также условно сопоставляют с нижнепермскими. Эти образования развиты преимущественно в пределах северо-восточной части структуры, где они уцелели от предверхнепермского размыва.

С песчаными образованиями, условно сопоставляемыми с верхним карбоном и нижней пермью и достигающими здесь мощности 20—30 *м*, связаны основные продуктивные горизонты Гнединцевского месторождения. Перекрывается эта толща с резким угловым и эрозионным несогласием глинистыми образованиями, условно относимыми к верхней перми (пересажская свита, по Т. Е. Лапчик). В пределах поднятия пересажская свита представлена плотными кирпично-красными, с голубоватыми пятнами, глинами и очень редкими тонкими прослоями голубовато-серых алевролитов. Толща имеет мощность 70—100 *м* и обладает исключительным постоянством литологического состава, благодаря чему глины и алевролиты являются основным экраном аккумуляции нефтяных залежей.

Триасовые, юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые осадки общей мощностью 1640—1720 *м* представлены в обычных фациях.

Тектонически Гнединцевское поднятие расположено в пределах центральной части Днепровского грабена вблизи южной границы Лохвицкого относительно приподнятого блока фундамента и в восточной части Кировоградской зоны поперечных нарушений. Таким образом, оно попадает в сложный тектонический узел, неоднократно испытывавший противоположные вертикальные перемещения.

Согласно данным сейсморазведки, структура находится в пределах одной антиклинальной зоны с Чернухинской, а к северу от нее расположена еще одна антиклинальная зона — Озерянско-Леляковская, отделенная небольшим по амплитуде прогибом. С юга структура ограничена глубокой мульдой.

По отношению к Чернухинской структуре Гнединцевская структура расположена кулисообразно и находится гипсометрически ниже — на 100—150 *м* по отложениям мезозоя и на 300—400 *м* по отложениям карбона. Разделены структуры прогибом, амплитуда которого в отложениях мезозоя составляет 40—50 *м* (см. рис. 15).

Согласно данным бурения, Гнединцевская структура (рис. 33) имеет близкую к изометрической форму, слегка вытянутую в северо-северо-западном направлении. По отложениям мезозоя она характеризуется широким сводом и более крутым (3°) северо-восточным и пологим (1°—1°30′) юго-западным крыльями. По отложениям нижней перми и верхнего карбона (?) свод складки смещается на 2 *км* к юго-западу, увеличивается крутизна наклона крыльев и меняется их соотношение: более крутым становится северо-западное крыло, где углы наклона слоев достигают 6°. Судя по данным сей-

сморазведки, структура осложнена рядом нарушений, однако амплитуда их незначительная (20—30 *м*) и они не затрагивают отложений пересажской свиты и лежащих выше образований мезозоя, что создает благоприятные условия для аккумуляции нефтяных залежей.

В пределах месторождения установлено пять нефтяных горизонтов (пластов).

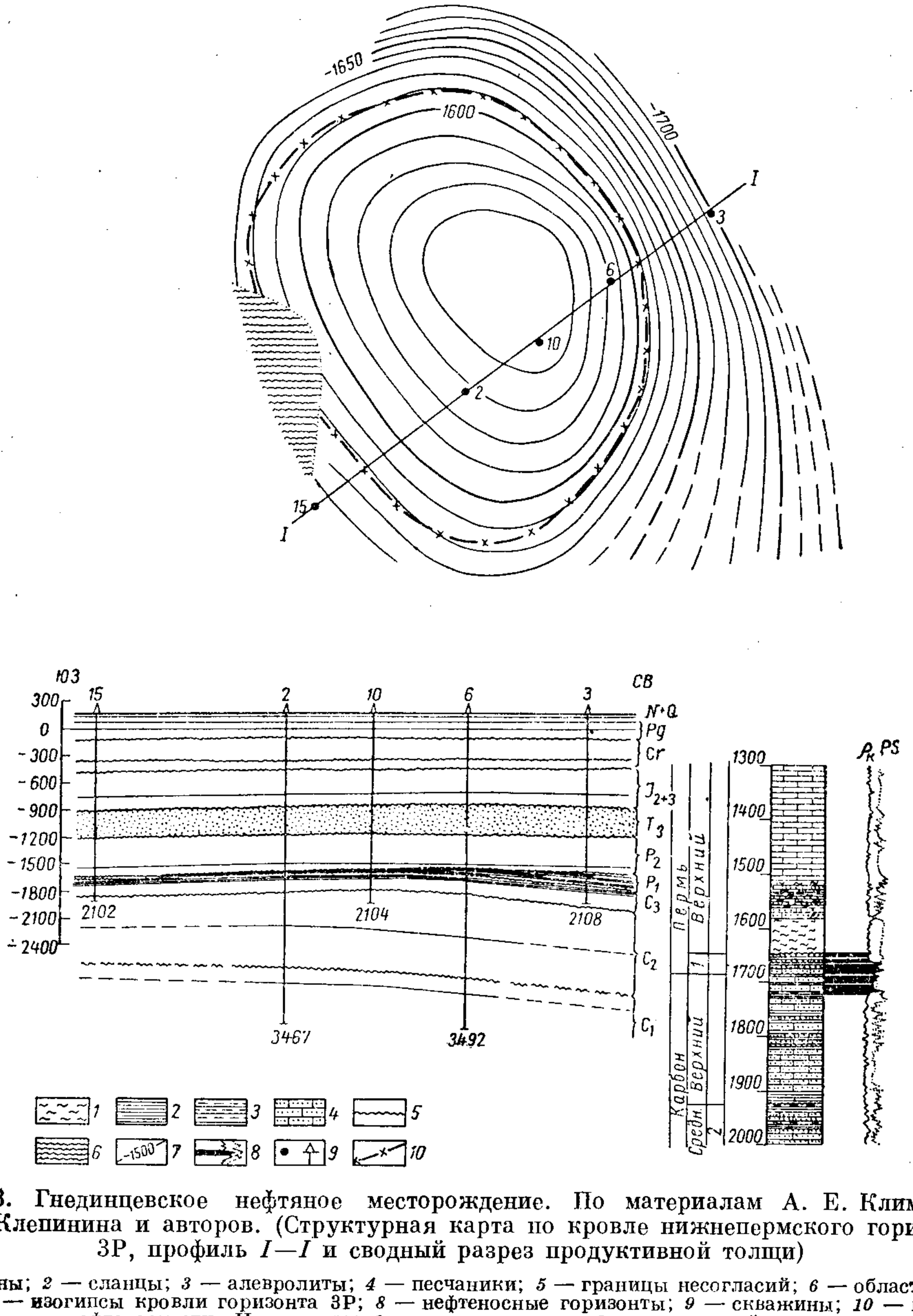


Рис. 33. Гнединцевское нефтяное месторождение. По материалам А. Е. Клименко, В. Я. Клепинина и авторов. (Структурная карта по кровле нижнепермского горизонта ЗР, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи)

1 — глины; *2* — сланцы; *3* — алевролиты; *4* — песчаники; *5* — границы несогласий; *6* — область размыва; *7* — изогипсы кровли горизонта ЗР; *8* — нефтеносные горизонты; *9* — скважины; *10* — контур нефтеносности. На разрезе: *1* — нижняя пермь; *2* — московский ярус.

Верхний пласт (1—П) приурочен к песчаникам нижней перми (?). Мощность его на северо-восточном крыле складки 38 *м*, в своде он размыт. Пласт представлен разнозернистыми песчаниками. Опробован двумя скважинами. В одной получен приток нефти с водой, в другой — вода. Залежь стратиграфически экранированная.

Второй пласт (2-П) залегает на 6—7 *м* ниже пласта 1-П и отделен от него плотными глинами. Представлен разнозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и глин. Мощность его на северо-восточном крыле составляет 27 *м* в своде и на юго-западном крыле пласт размыт. Опробован он в четырех скважинах, из которых в двух получен промышленный приток нефти, в одной — нефть с водой и в одной — приток воды. Залежь стратиграфически экранированная.

Третий пласт (3-П) залегает на 5—10 *м* ниже пласта 2-П. Представлен в нижней части конгломератами, сменяющимися кверху песчаниками с прослоями алевролитов. Общая мощность его 30—40 *м* (северо-восточное крыло), в своде и на юго-западном крыле она уменьшается до 5—10 *м* за счет предверхнепермского размыва. Опробован в 8 скважинах, из которых в 7 получен промышленный приток нефти и в одной — приток воды. Залежь стратиграфически экранированная.

Четвертый пласт (1-К) приурочен к отложениям верхнего карбона (?). Залегает он ниже пласта 3-П на 8 *м* в присводовой части и на 20—24 *м* на северо-восточном крыле, от которого отделен плотными глинами. Приурочен к песчаникам с подчиненными прослоями алевритов и глин. Мощность пласта 13—18 *м*. Опробован по трем скважинам, и во всех получен промышленный приток нефти. Залежь сводовая.

Пятый пласт (2-К) также приурочен к разнозернистым песчаникам с подчиненными прослоями алевролитов и глин верхнего карбона (?). Залегает на 10—12 *м* ниже пласта 2-К. Мощность его 11—34 *м*. Опробован по двум скважинам, давшим промышленный приток нефти. Залежь сводовая, но небольшая по площади.

Ниже по разрезу продуктивные пласты пока не встречены.

Характерной особенностью Гнединцевского месторождения является наличие общего контакта нефть — вода для всех пяти продуктивных горизонтов, абсолютная отметка которого —1623,5 *м*. Благодаря этому залежь Гнединцевского месторождения можно отнести к типу массивной, стратиграфически экранированной. Высота этажа нефтеносности 69,4 *м*. Коллекторские свойства продуктивных пластов различные. Наилучшими показателями характеризуются пласты 3-П и 2-К. Средневзвешенное значение их пористости соответственно составляет 23,2 и 23,4%, проницаемости — 670 и 228 *мд*, коэффициента нефтегазоносности (согласно геофизическим данным) 0,739 и 0,574.

По химическому составу нефть принадлежит к типу метано-нафтеновых. По физическим свойствам она относится к нефтям малосернистым (около 0,6%), малопарафинистым (до 2%), высокосмолистым (смол 9—28%, в среднем 17%; асфальтенов до 2%). Удельный вес 0,798—0,859 (в среднем 0,825). Выход средних и легких фракций составляет около 55%, из них бензина 33,5%. Нефть содержит небольшое количество (40 $м^3/т$) растворенного газа, состоящего на 75% из пропан-бутановых фракций, благодаря чему представляет ценное сырье для химической промышленности.

Воды продуктивных горизонтов месторождения высокоминерализованные (140—147 *г/л*) рассолы, хлоркальциевого типа, по В. А. Сулину.

5. Чернухинское газовое месторождение

Находится в Чернухинском районе Полтавской административной области.

Чернухинское поднятие выявлено в 1953 г. структурно-картировочным бурением по мергелям киевского яруса и подтверждено сейсмическими исследованиями. Сейсморазведкой, проводившейся в 1954—1955 гг., строение поднятия детализировано по триасовому и каменноугольному отражающим горизонтам. Глубокое разведочное бурение начато в апреле 1957 г., а в ноябре при опробовании визейских отложений получен газовый фонтан.

Последующими скважинами продуктивных горизонтов не встречено, и в 1960 г. разведка поднятия приостановлена.

Чернухинское поднятие расположено на границе южной краевой и центральной частей Днепровского грабена и находится в пределах одной антиклинальной складки с Гнединцевской структурой. В юго-восточной части оно осложнено Поздняковским соляным штоком. Чернухинская структура

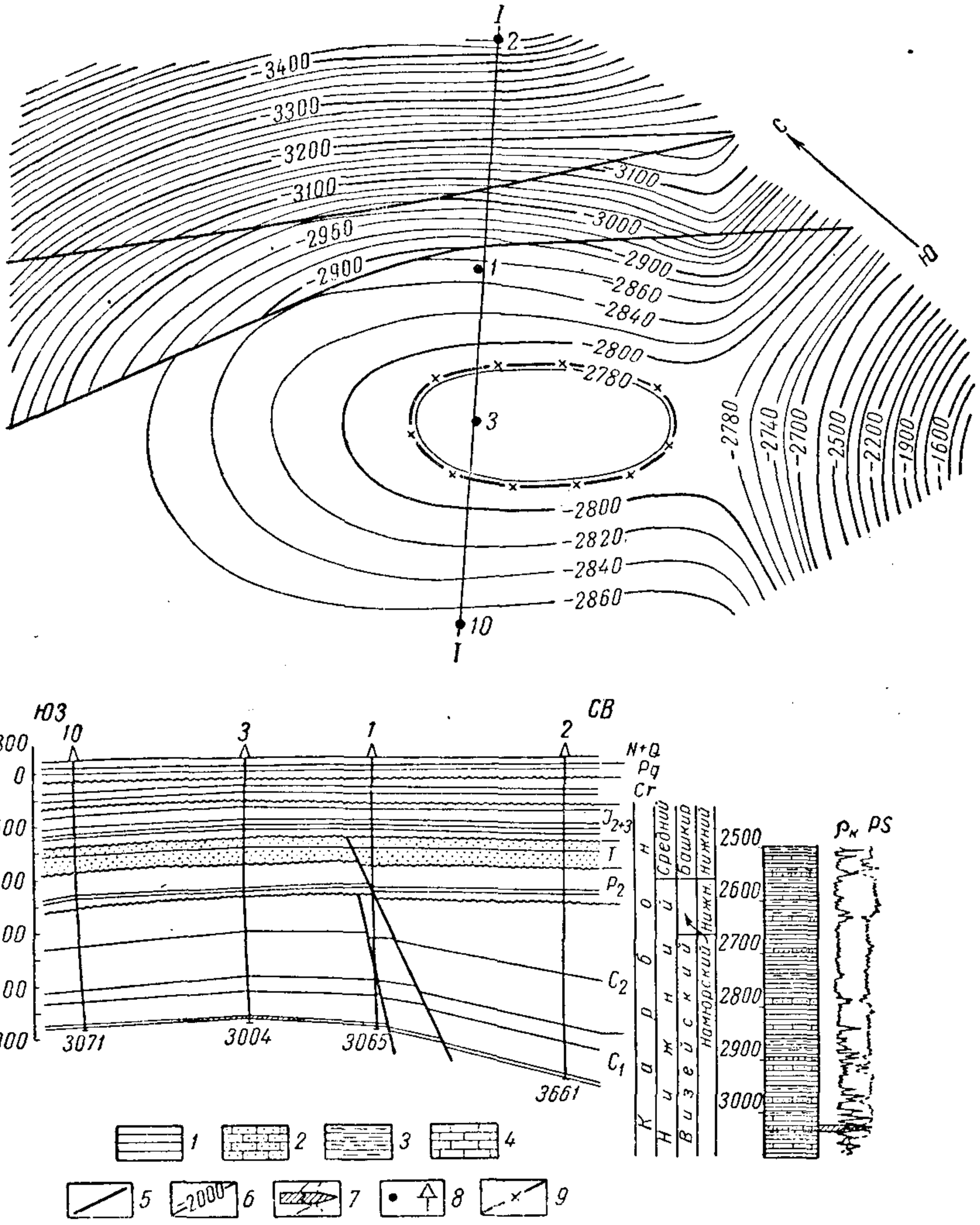


Рис. 34. Чернухинское газовое месторождение. По материалам А. Е. Клименко, В. Я. Клепинина, Н. А. Самборского, В. И. Пенцак, М. Н. Семеняк и авторов. (Структурная карта по кровле газоносного горизонта визейского яруса, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — аргиллиты; *2* — песчаники; *3* — алевролиты; *4* — известняки; *5* — линии разломов; *6* — изогипсы кровли газоносного горизонта; *7* — газоносные горизонты; *8* — скважины; *9* — контур газоносности.

по отношению к Гнединцевской расположена кулисообразно и находится выше ее — на 300—400 *м* по отложениям карбона и на 100—150 *м* по отложениям мезозоя (см. рис. 15).

Наиболее древними осадками, вскрытыми бурением в своде Чернухинского поднятия, являются нижневизейские, залегающие на глубине 2880 *м*. Верхневизейские и намюрские породы здесь имеют мощность около 400 *м*, а средний и, возможно, частично верхний карбон — 900 *м*. Поверхность толщи денудирована. В разрезе также не хватает значительной части верхнего карбона и всей нижнепермской толщи, которая в пределах Гнединцев-

ского месторождения содержит основные залежи нефти. Верхнепермские осадки, несогласно перекрывающие каменноугольные, так же как в Гнединцах, представлены плотными красноцветными глинами пересажской свиты, являющимися надежной породой-покрышкой.

Лежащая выше мезо-кайнозойская толща мощностью 1500—1600 *м* существенно не отличается от средненормального разреза Днепровско-Донецкой впадины; исключение составляют верхнемеловые осадки, мощность которых здесь уменьшается до 145 *м*.

Северо-восточное крыло складки более крутое (рис. 34), с углами падения до 15°, юго-западное — пологое, с углами падения 4—6°. Восточная периклиналь осложнена Поздняковским соляным штоком.

Несовпадением структурных планов мезозоя и палеозоя можно объяснить смещение свода складки с глубиной в юго-западном направлении. Не исключено, что в отложениях девона структура представляет собой периклиналь Поздняковского соляного купола.

Чернухинское поднятие разбито нарушениями на ряд блоков. Возраст нарушений предверхнепермский, простирание в основном северо-западное, амплитуда 30—500 *м*.

Промышленная газоносность структуры установлена в отложениях нижнего карбона (визейский ярус). Здесь из интервала 2952—2960 *м* получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 4780 тыс. *м³/сутки*. Последующими скважинами, вскрывшими этот горизонт, получен приток минерализованной воды, что указывает на незначительные размеры газоносной залежи.

Коллекторами газа служат мелко- и среднезернистые песчаники со средней эффективной пористостью 13%, эффективной мощностью 5,4 *м*. Средневзвешенное пластовое давление 296 *атм*.

Залежь пластовая, сводовая, обладающая газоупругим режимом, хотя сказывается и влияние контурных вод. Газ метановый с содержанием конденсата 374 *г/м³*.

Контурные воды продуктивного горизонта высокоминерализованы (до 265 *г/л*), хлоркальциевого типа хлоридной группы, по В. А. Сулину.

6. Глинско-Розбышевское нефтяное месторождение

Находится в Лохвицком и Петровско-Роменском районах Полтавской и Глинском и Липово-Долинском районах Сумской административных областей.

Первые сведения о существовании Глинского поднятия были получены в 1938 г. после проведения электроразведки и сейсморазведки МОВ. В 1944 г. поднятие введено в глубокое разведочное бурение. К 1948 г. пробурены четыре скважины, не давшие положительных результатов. Последующими геологосъемочными, электроразведочными и сейсмическими исследованиями установлено, что скважины попали на северо-западную периклиналь обширного валообразного поднятия, свод которого находится в районе с. Погарщина, в 25 *км* восточнее ранее предполагавшегося. Поднятие названо Глинско-Розбышевским и в 1957 г. вновь введено в разведочное бурение. В 1958 г. при опробовании нижнепермских горизонтов получены нефтяные фонтаны.

В геологическом строении месторождения принимает участие весь комплекс осадков, характерных для центральной части Днепровского грабена; исключение составляют хемогенные отложения нижней перми и осадки палеоцена, размытые в своде. В связи с этим верхнепермские осадки залегают здесь с угловым и стратиграфическим несогласием на терригенных образованиях нижней перми, тогда как на крыльях и периклиналях их подстилают нижнепермские хемогенные образования.

Наиболее древними, вскрытыми бурением, осадками являются среднекаменноугольные, залегающие на глубине более 2000 *м*. Мощность верхне-

каменноугольных и нижнепермских терригенных осадков здесь составляет 300—400 *м*. Кровля их в своде находится на глубине 1800—1900 *м*.

Верхнепермские осадки в нижней части представлены плотными глинами пересажской свиты мощностью 50—70 *м*, являющимися надежной породой-покрышкой, обеспечивающей здесь сохранность основной нефтяной залежи.

Лежащая выше толща мезо-кайнозойских осадков суммарной мощностью 1500—1600 *м* ничем существенно не отличается от средненормального разреза Днепровско-Донецкой впадины.

Тектонически структура приурочена к центральной части Днепровского грабена и располагается между Лохвицким и Лютеньским предполагаемыми приподнятыми блоками фундамента. Амплитуда поднятия в отложениях мезозоя 250—300 *м*.

На всем протяжении складка осложнена локальными куполовидными вздутиями и разбита поперечными и продольными нарушениями допалеогенового возраста на ряд блоков. Юго-восточная часть поднятия прорвана Петровско-Роменским и Краснознаменским соляными штоками. Наиболее приподнятый центральный участок структуры, названный Погарщинским, вырисовывается в виде брахиантиклинальной складки северо-западного простирания. Северо-восточное крыло складки более крутое (2—6°), чем юго-западное (2—3°). Разведанная часть поднятия характеризуется сложным блоковым строением, обусловленным нарушениями амплитудой 15—110 *м*. В своде складки нарушения образуют грабен проседания, характерный для скрытосолянокупольных структур.

Промышленная нефтегазоносность Погарщинского участка Глинско-Розбышевской структуры связана с отложениями нижней перми, несогласно перекрытыми глинами пересажской свиты (рис. 35).

Нефтеносный горизонт П-II. Относится к свите медистых песчаников нижней перми. Литологически представлен 1—3 прослоями средне- и мелкозернистых слабо сцементированных песчаников. Мощность горизонта увеличивается на крыльях и периклиналях поднятия, уменьшаясь в присводовой части вследствие предверхнепермского размыва. На площади отмечается замещение песчаников алевролитами и глинами. Мощность нефтенасыщенной части горизонта изменяется от 2 до 28,2 *м*. Средняя пористость песчаников 23%, проницаемость колеблется от 75 до 2020,9 *мд*. Промышленная нефтегазоносность горизонта установлена опробованием ряда скважин. Притоки нефти колебались от 142 *т/сутки* через 8-*мм* штуцер до 178,8 *т/сутки* через 3-*мм* штуцер. Залежь горизонта — пластовая, литологически экранированная. Нефтяная залежь подпирается подошвенной водой; режим залежи водонапорный. Пластовое давление 190,5 *атм*. Контакт нефть — вода на отметке — 1746 *м*.

Нефтеносный горизонт П-III залегает в основании нижнепермской толщи (свита медистых песчаников) и литологически представлен 2—3 прослоями мелко- и среднезернистых песчаников, сравнительно хорошо прослеживающихся. Мощность нефтенасыщенной части горизонта достигает 30 *м*. Средняя пористость песчаников 22%, проницаемость достигает 2741,6 *мд*. Залежь классифицируется как пластовая сводовая. Начальный дебит при 8-*мм* штуцере равнялся 138 *т/сутки*. Пластовое давление, замеренное у контакта нефть — вода, равно 193,7 *атм*. Залежь характеризуется водонапорным режимом; контур нефтеносности имеет наклон в юго-восточном направлении с абсолютными отметками от —1746 до —1753.

Нефти нижнепермских отложений легкие (удельный вес 0,8335), малосернистые (содержание серы 0,5%), слабопарафинистые и высокосмолистые (до 80%).

Растворенный в нефти газ характеризуется как жирный с преобладанием метана (43,7—45%) и тяжелых углеводородов. Содержание инертных газов незначительно — 0,025—0,026%.

Воды каменноугольных отложений по химическому составу относятся к хлоркальциевому типу; общая минерализация их достигает 195 *мг/л*. Воды пермских отложений также относятся к хлоркальциевому типу с высокой степенью метаморфизации. Общая минерализация достигает 17,8 *г/л*.

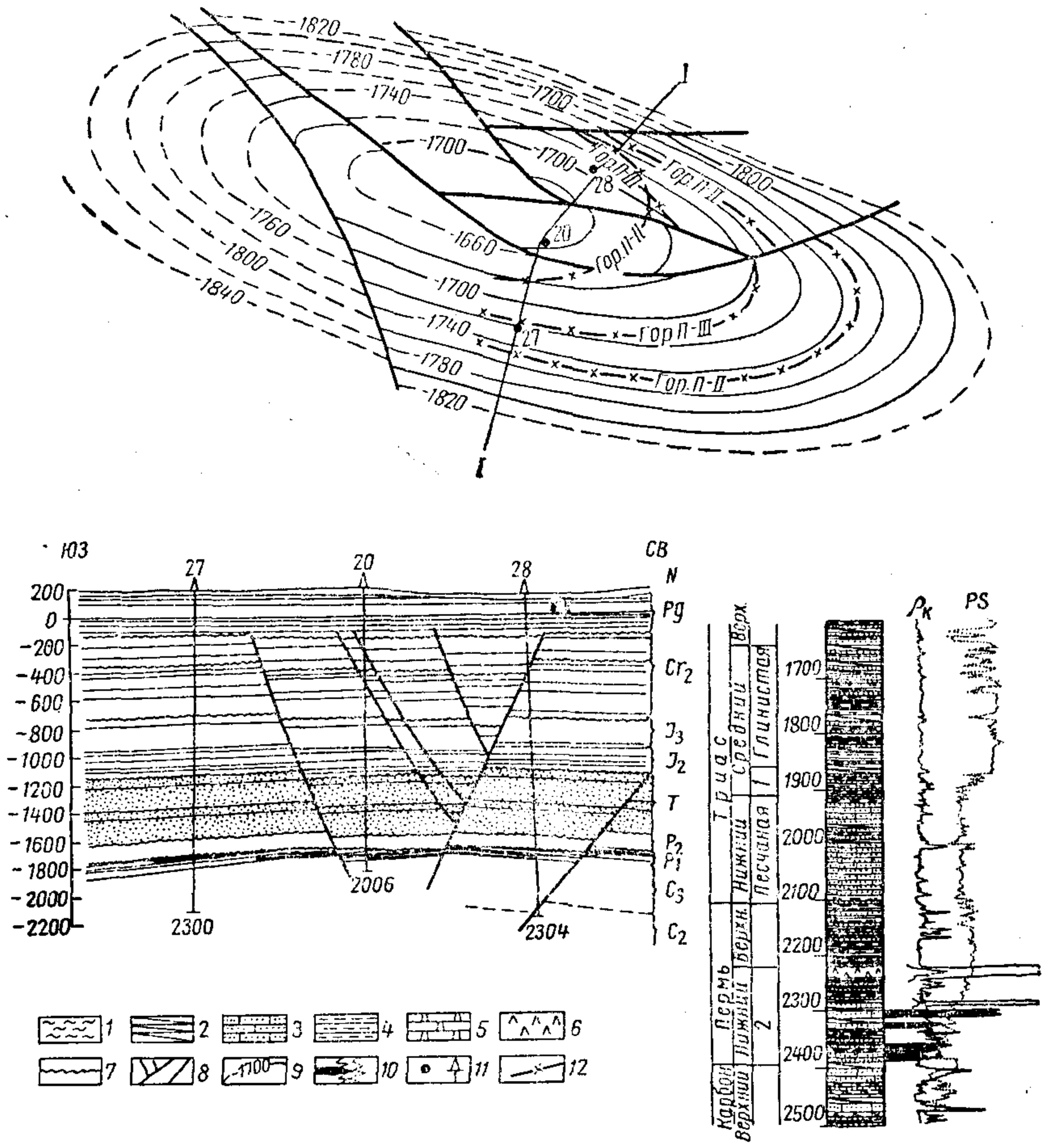


Рис. 35. Глинско-Розбышевское нефтяное месторождение. По материалам Р. И. Андреевой, А. К. Хохловой, П. М. Павленко, Н. И. Лесничей, Л. С. Палец и авторов. (Структурная карта по кровле нижнепермского горизонта II — II, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины пестроцветные; *3* — песчаники; *4* — алевролиты; *5* — доломиты; *6* — ангидриты; *7* — границы несогласий; *8* — линии разломов; *9* — изогипсы кровли горизонта *II-II*; *10* — нефтеносные горизонты; *11* — скважины; *12* — контур нефтеносности. На разрезе: *1* — песчано-карбонатная свита; *2* — свита медистых песчаников.

7. Бельское нефтяное и газовое месторождение

Находится в Опошнянском районе Полтавской и частично в Грунском районе Сумской административных областей.

Структура выявлена сейсмическими исследованиями в 1952 г. по отражающему горизонту в юрских отложениях; в 1953 г. подтверждена структурно-картировочным бурением по подошве мергелей киевского яруса палеогена. Глубокое разведочное бурение начато в 1957 г., и в том же году получены промышленные притоки газа из юрских и триасовых отложений.

В геологическом строении месторождения принимает участие весь комплекс осадков, характерных для погруженных частей Днепровского грабена. Бурением освещена лишь верхняя часть разреза, включая хемогенные отложения нижней перми, залегающие здесь на глубине 2000—2200 *м* и имею-

щие мощность около 60 *м*. Покрывают их осадки верхней перми, мезозоя и кайнозоя, ничем существенно не отличающиеся от средненормального разреза. Верхнепермские осадки в своей нижней части значительно опесчанены и не могут служить, как на Гнединцевском и Глинско-Розбышевском поднятиях, породой-покрышкой.

Тектонически Бельская структура приурочена к центральной части грабена и находится примерно на одном меридиане с Солоховской и Качановской. Располагаясь между ними, она является наиболее погруженной

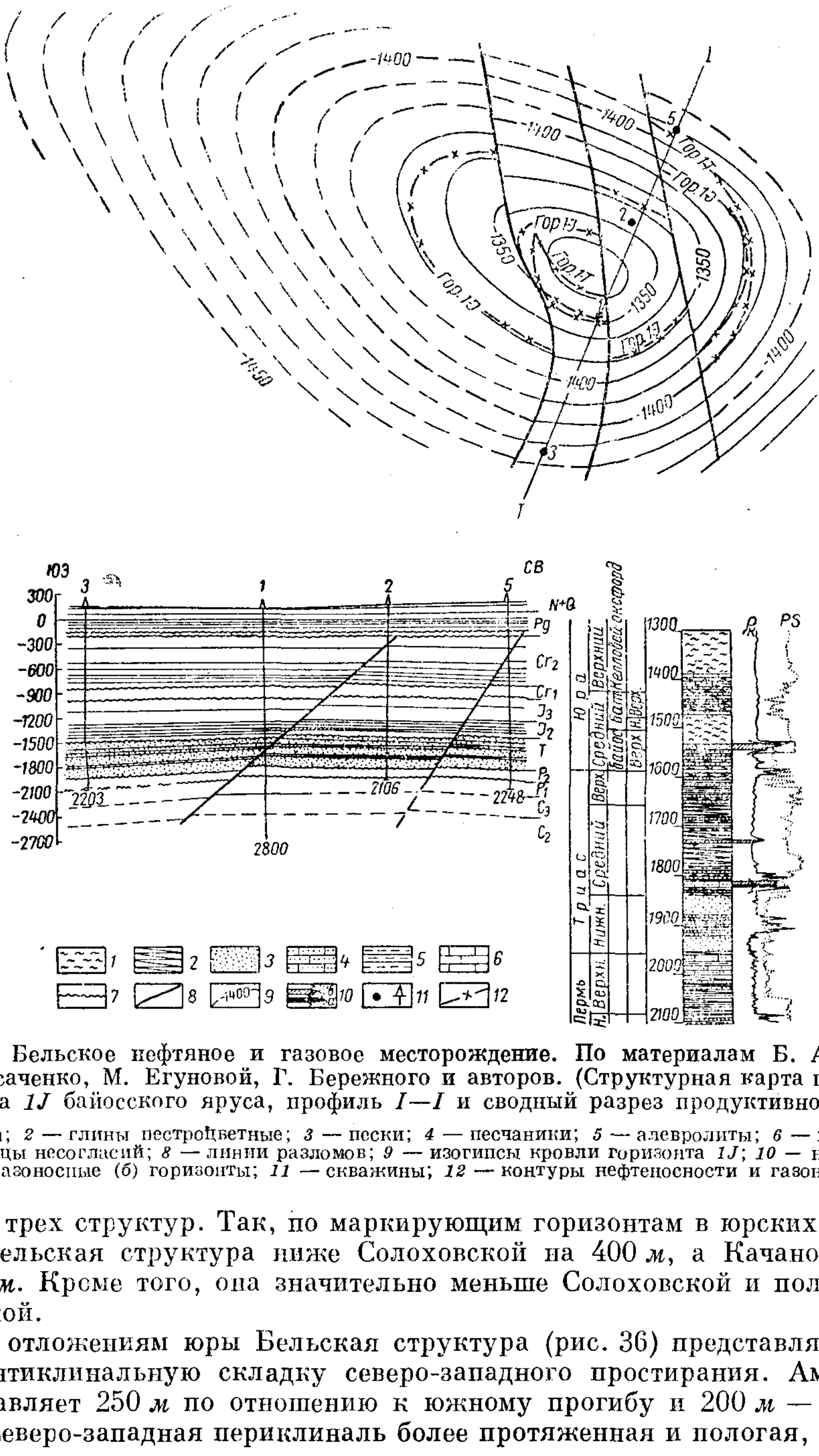


Рис. 36. Бельское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Б. А. Райхер, Б. Ф. Исаченко, М. Егуновой, Г. Бережного и авторов. (Структурная карта по кровле горизонта *1J* байосского яруса, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины пестроцветные; *3* — пески; *4* — песчаники; *5* — алевролиты; *6* — известняки; *7* — границы несогласий; *8* — линии разломов; *9* — изогипсы кровли горизонта *1J*; *10* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *11* — скважины; *12* — контуры нефтеносности и газоносности.

из всех трех структур. Так, по маркирующим горизонтам в юрских отложениях Бельская структура ниже Солоховской на 400 *м*, а Качановской — на 200 *м*. Кроме того, она значительно меньше Солоховской и положе Качановской.

По отложениям юры Бельская структура (рис. 36) представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания. Амплитуда ее составляет 250 *м* по отношению к южному прогибу и 200 *м* — к северному. Северо-западная периклиналь более протяженная и пологая, чем юго-

восточная. Сводовая часть осложнена системой разломов амплитудой 30—40 *м*, образующих в центре полосу проседания, характерную для структур, осложненных на глубине соляным штоком.

Промышленная нефтегазоносность поднятия связана с отложениями байосского яруса средней юры, глинистой и песчано-карбонатной толщами триаса.

Газоносный горизонт 1J байосского яруса литологически представлен серыми мелкозернистыми кварцевыми песками. Средняя пористость песков 29,4%, газопроницаемость 1996,5 *мд*. Мощность газонасыщенной части изменяется от 1,5 до 15,4 *м*. В одной из первых скважин получен фонтан газа со свободным дебитом 4350 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 154,3 *атм*. Пластовая залежь экранирована сбросом; газо-водяной контакт установлен на отметке —1364 *м*. Режим залежи водонапорный. Породой-покрышкой служат плотные морские глины байоса.

Газ залежи имеет следующий состав: метана и тяжелых углеводородов 97%, азота и инертных газов 3%. Газ содержит конденсат удельного веса 0,785 $г/см^3$.

Газоносный горизонт глинистой толщи триаса 1T литологически представлен чередованием светло-серых песчаников и пестроцветных глин, местами замещающихся алевролитами. Мощность газонасыщенной части пласта изменяется от 1,5 до 4 *м*. Средняя пористость составляет 17%, газопроницаемость 140,26 *мд*. Свободный дебит газа составил 1265 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 165,7 *атм*.

Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная, характеризующаяся газоупругим режимом. Газ содержит углеводородов 97,9%, CO_2 0,1% и азота и инертных газов 2,0%.

Газо-нефтяной горизонт песчано-карбонатной толщи триаса 2T литологически представлен чередованием прослоев серых песчаников и пестроцветных глин. Пористость пород коллекторов 19,8%, проницаемость 103,35 *мд*.

В одной из скважин получен фонтан газа со свободным дебитом 5290 тыс. $м^3/сутки$, в другой при опробовании нижней части горизонта в интервале 1812—1817 *м* получен фонтан нефти с дебитом 55 *т/сутки* через 5-*мм* штуцер при газовом факторе 47 $м^3/т$.

Газ имеет следующий состав: CO_2 0,40%; CH_4 и высших 98,8%; этана 4,23%; пропана 1,4%, бутана 0,72%; N_2 и инертных 0,8%.

Нефть песчано-карбонатного горизонта имеет следующие свойства: удельный вес 0,8452 $г/см^3$; вязкость 7,52 *сст*; начало кипения 56° С; при 150° С выкипает 28%, при 300° С — 54%.

Воды продуктивных триасовых горизонтов характеризуются минерализацией 100—130 *г/л* и относятся к хлоркальциевому типу, по классификации В. А. Сулина.

8, 9. Солоховское и Руновщинское газовые месторождения

Расположены на территории Опошнянского и Диканьского районов Полтавской административной области.

Солоховская структура выявлена в 1951 г. рекогносцировочными сейсмическими работами. В 1952 г. была изучена сейсморазведкой по условным юрским и каменноугольным отражающим горизонтам и подтверждена структурно-картировочным бурением по подошве мергелей киевского яруса. В 1954 г. сейсморазведкой установлено, что Солоховская структура находится в пределах крупного валообразного поднятия, в восточной части которого был оконтурен Диканьский свод и Руновщинский купол. Глубокое разведочное бурение на Солоховской площади начато в августе 1953 г., а в октябре 1954 г. получен первый газовый фонтан из отложений байосского яруса средней юры.

Вследствие сложного тектонического строения площади в 1955—1956 гг. проводились структурно-поисковое бурение и детальные сейсмические работы, в результате которых изучено строение Солоховско-Диканьской антиклинали по мезозойским отложениям. Скважиной, пробуренной на Руновщинском своде, вскрыт газоносный по БКЗ горизонт в юрских осадках. Разведочная скважина, пробуренная на периклинали Диканьского свода, не дала положительных результатов. В 1960 г. с целью разведки нефтегазоносности нижнекаменноугольных отложений на Солоховской структуре заложена разведочная скважина с проектной глубиной 4 200 *м*. Забой находится в отложениях визейского яруса нижнего карбона.

В геологическом строении Солоховской и Руновщинской структур принимают участие все характерные для Днепровско-Донецкой впадины осадки; исключение составляют верхнекаменноугольные и нижнепермские осадки, которые здесь, по-видимому, были денудированы в предверхнепермское время. Значительно уменьшена также, видимо, за счет размыва мощность верхнемеловых отложений и отсутствуют образования палеоцена.

Наиболее древними, вскрытыми бурением, осадками являются верхневизейские и намюрские, залегающие в пределах свода Солоховской структуры на глубине 2300—2500 *м*. Среднекаменноугольные осадки достигают здесь мощности 900—1000 *м*, максимальной для Днепровского грабена. Поверхность их размыта и на ней с угловым несогласием лежат породы верхней перми. Последние в значительной степени опесчанены и не могут служить породой-покрышкой, как это наблюдается на Гнединцевской, Глинско-Розышевской и других структурах. Лежащие выше отложения мезо-кайнозоя общей мощностью до 1500—1800 *м* представлены в обычных фациях.

Тектонически Солоховская и Руновщинская структуры приурочены к центральной части Днепровского грабена. Они являются составными элементами крупной антиклинальной складки, именуемой Солоховско-Диканьской (см. рис. 13). Согласно данным сейсморазведки и структурно-поискового бурения, эта складка по отложениям мезозоя имеет протяжение около 70 *км* при ширине в 20 *км*, амплитуда ее по отношению к северному прогибу составляет 1000 *м*, по отношению к южному — 800 *м*. Складка характеризуется широкой и сравнительно пологой сводовой частью, что позволяет отнести ее к типу сундучных. Основными крупными элементами складки являются Солоховская и Диканьская структуры, второстепенными — Верхне-Будищанский и Руновщинский соляные штоки, осложняющие южное крыло складки.

Солоховская структура (рис. 37) занимает западную часть складки и ориентирована в северо-западном направлении. Юго-западное крыло ее несколько круче (3—6° в отложениях юры), чем северо-восточное (2—5°), свод широкий и осложнен системой разрывных нарушений, образующих в центре грабен проседания.

Наиболее крупное нарушение проходит вкрест простирания структуры через ее западную периклиналь; амплитуда его в отложениях оксфорда меняется от 70 *м* в присводовой части до 15—20 *м* на крыльях. Наличие разрывных нарушений обусловливает расчленение структуры на многочисленные приподнятые и опущенные блоки, что оказывает существенное влияние на размещение газовых залежей.

Строение складки по палеозойским отложениям пока не выяснено. Известно только, что ось антиклинального перегиба в отложениях карбона смещена на 1—2 *км* к северу от области максимального подъема юрских образований.

От Диканьской структуры Солоховская отделена прогибом, составляющим 50—70 *м* по отложениям юры и порядка 500 *м* по отложениям карбона (см. рис. 14).

Руновщинская структура (см. рис. 13) осложняет юго-западное крыло Солоховско-Диканьской складки ближе к ее восточной периклинали. Форма ее куполовидная.

Руновщинский купол рассечен тремя дизъюнктивными нарушениями с амплитудами от 100 до 400 *м*. Основное нарушение делит купол на два блока: приподнятый — восточный и опущенный — западный (рис. 38).

Два других нарушения находятся в приподнятом блоке и, в свою очередь, рассекают последний на более мелкие блоки, осложняя тектоническое строение месторождения.

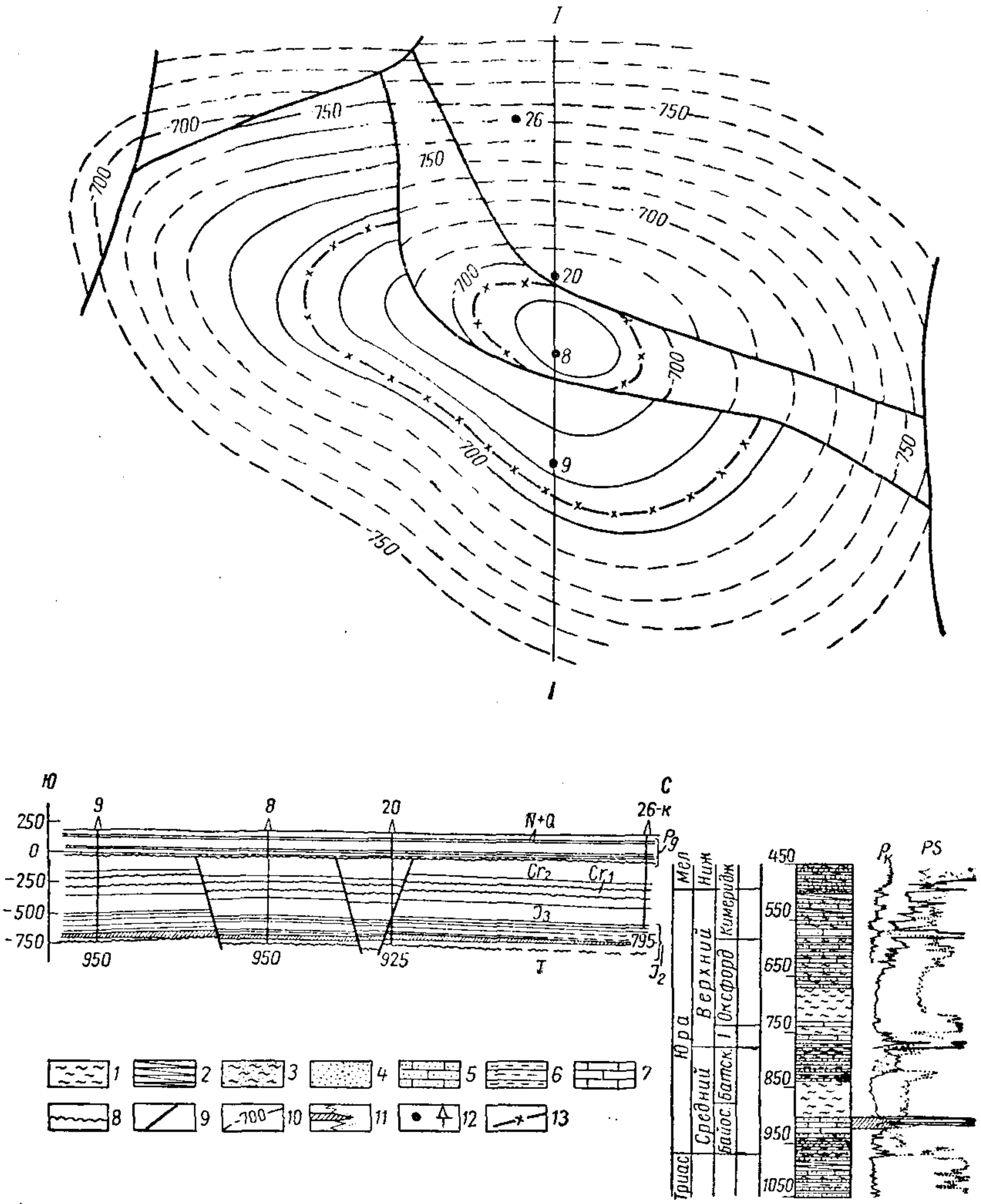


Рис. 37. Солоховское газовое месторождение. По материалам Б. А. Райхер, Г. С. Браиловского, П. А. Лопушан, П. Т. Павленко и авторов. (Структурная карта по кровле продуктивной толщи средней юры, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины пестроцветные; *3* — глины песчанистые; *4* — пески, *5* — песчаники; *6* — алевролиты; *7* — известняки; *8* — границы несогласий; *9* — линии разломов; *10* — изогипсы кровли продуктивной толщи; *11* — газоносные горизонты; *12* — скважины; *13* — контур газоносности. На разрезе: *1* — келловейский ярус.

Проведенными разведочными работами на Солоховской структуре оконтурена газовая залежь, приуроченная к отложениям средней юры (песчаный горизонт байосского яруса) на площади трех блоков. Газоносный пласт имеет хорошие коллекторские свойства на всей площади месторождения. Открытая пористость песчаников колеблется в пределах 12—25%. Газовая залежь приурочена к верхней части пласта и распределена в сводовой и присводовой частях структуры. Продуктивный горизонт представлен кварцевыми песками и рыхлыми песчаниками от тонко- до среднезернистых,

реже грубозернистых, в которых встречаются прослойки темно-серых песчанистых глин. Дебиты скважины изменяются в пределах от 480 до 2455 тыс. *м*^{3}/*сутки*. Граница раздела газ — вода определяется на уровне 696 *м*. Режим газовой залежи водонапорный.

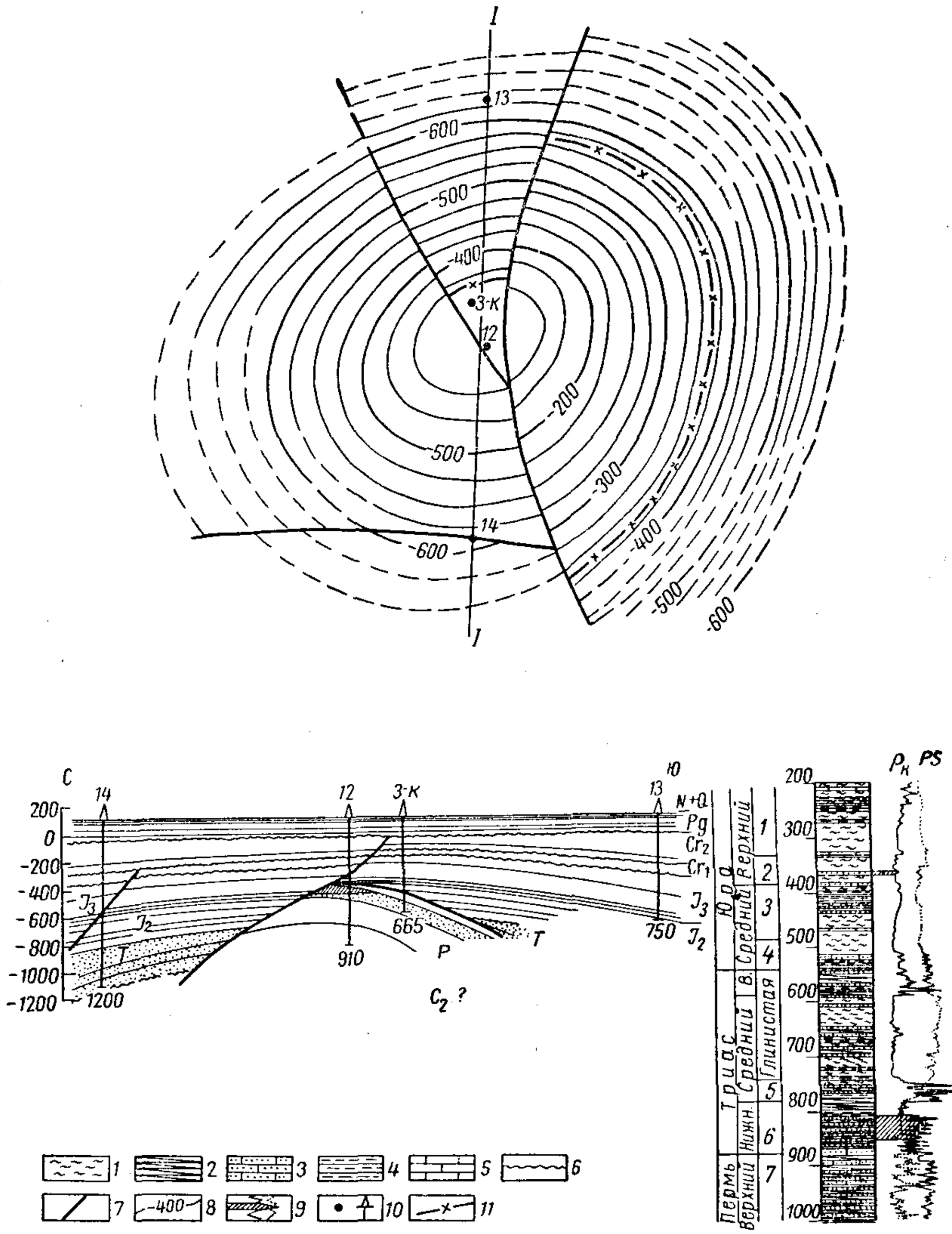


Рис. 38. Руновщинское газовое месторождение. По материалам Б. А. Райхер, Г. С. Брайловского, П. А. Лопушан, П. Т. Павленко и авторов. (Структурная карта по кровле нижнекелловейского горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины пестроцветные; *3* — песчаники; *4* — алевролиты; *5* — известняки; *6* — границы несогласий; *7* — линии разломов; *8* — изогипсы кровли нижнекелловейского горизонта; *9* — газоносные горизонты; *10* — скважины; *11* — контур газоносности. На разрезе: *1* — оксфордский ярус; *2* — келловейский ярус; *3* — батский ярус; *4* — байосский ярус; *5* — песчано-карбонатная свита; *6* — песчаная свита; *7* — песчано-глинистая свита.

Газ из юрских отложений имеет следующий состав: метана 81,89%; этана, пропана и высших 0,15—2,4%; углекислого газа 0,5—1,8%; азота 10,6—16,8%. Удельный вес газа 0,56—0,6. Теплотворная способность достигает 7100 *ккал*.

Газоносность Руновщинской структуры связана с отложениями юры и триаса.

Газоносный горизонт нижнекелловейского подъяруса верхней юры выделен на основании данных БКЗ

по скважинам, пробуренным в сводовой части поднятия. Литологически горизонт представлен песчаниками кварцевыми, серыми, тонкозернистыми с прослойками алевролитов и глин. Открытая пористость песчаников 23—28%. Эффективная мощность горизонта 24 *м*. Залежь классифицируется как пластовая, тектоническая экранированная. Режим залежи газоупругий.

Газоносный горизонт песчаной толщи триаса литологически представлен прослоями песчаников и песков кварцевых, мелко- и среднезернистых. Пористость песчаников в среднем 22%, проницаемость — 300—600 *мд*. Суммарная мощность газонасыщенной части 42 *м*. Средняя эффективная мощность 14 *м*. Пластовая, литологически и тектонически экранированная залежь подпирается водой на отметке —448 *м*. Режим залежи водонапорный.

Потенциальная производительность скважины достигала 1520 тыс. $м^3/сутки$ при начальном пластовом давлении 56 *атм*. Газ Руновщинского месторождения метановый (метана 96,7%), содержание тяжелых углеводородов не превышает 0,18%, азота 1,1%, CO_2 0,05%. Удельный вес по воздуху 0,56.

Воды триасовых отложений не изучались. Воды байосских отложений слабо минерализованы — до 50 *г/л*, хлоркальциевого типа; статический уровень устанавливается на глубине 95 *м*, что указывает на их высокий напор.

10. Шебелинское газовое месторождение

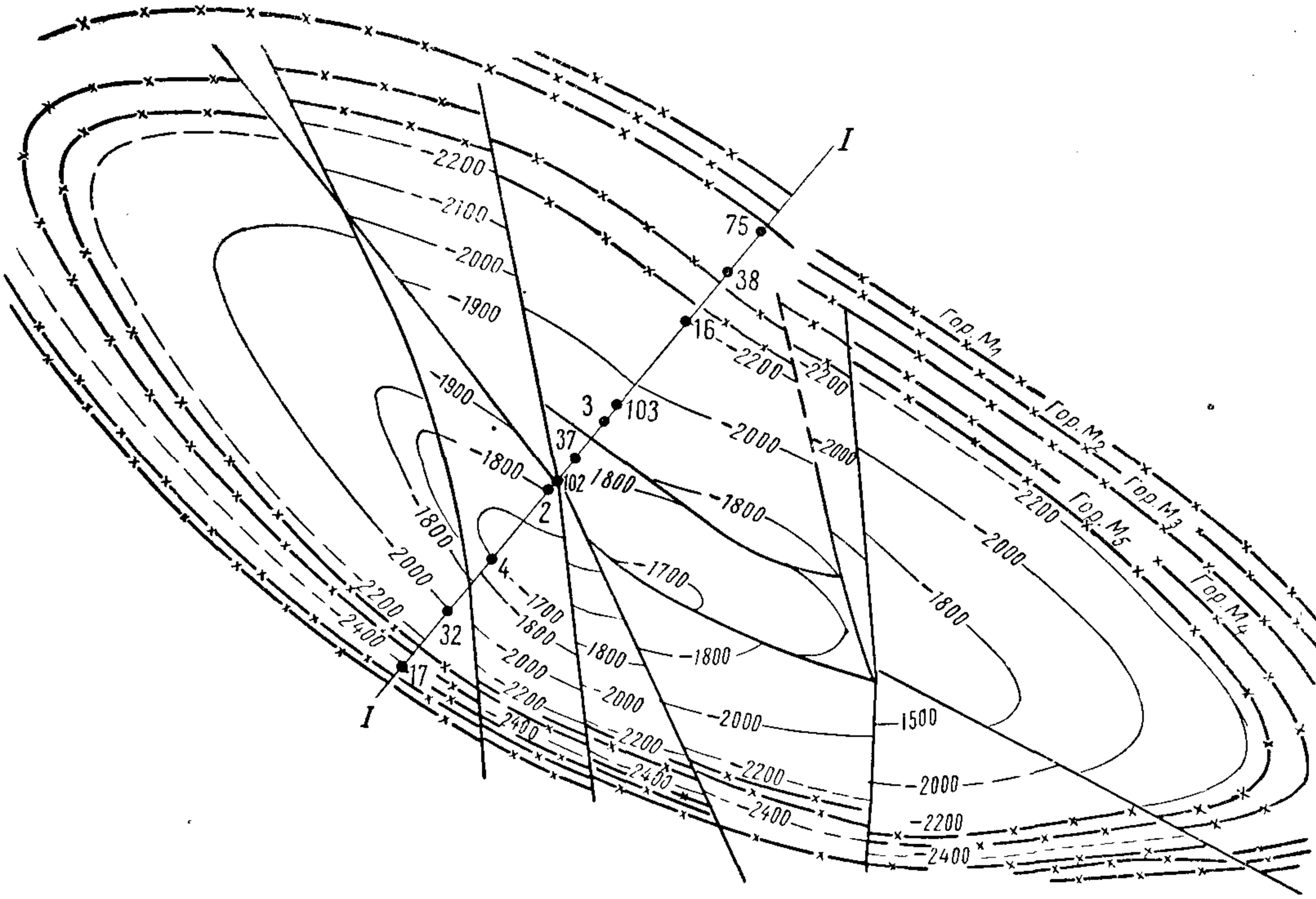
Расположено в пределах Балаклейского и Алексеевского районов Харьковской административной области.

Поднятие выявлено в 1947 г. по маркирующим горизонтам неогена и верхнего мела в результате рекогносцировочной структурной съемки; в 1948 г. подтверждено структурно-поисковым бурением по кровле отложений сеноманского яруса. В глубокую разведку введено в 1949 г., а в 1950 г. из скважины, вскрывшей отложения нижней перми, ударил мощный фонтан газа. Сейсморазведкой строение Шебелинского поднятия изучалось в 1949, 1952 и 1953 гг. и было оконтурено по кровле хемогенных образований нижней перми.

В геологическом строении месторождения принимает участие весь комплекс известных в Днепровско-Донецкой впадине осадков, включая, по-видимому, и девон. Наиболее древними, вскрытыми бурением, являются среднекаменноугольные отложения (при забое —4500 *м* вскрыты отложения свиты C_2^4).

Мощность отложений верхнего карбона около 1300 *м*. Представлены они сланцеватыми глинами, алевролитами и песчаниками. Выше залегает свита медистых песчаников нижней перми мощностью 530—560 *м*; с ней связаны основные залежи газа. Покрывает ее ангидритово-соленосная свита нижней перми мощностью 430—700 *м*, литологически выраженная чередованием ангидритов, доломитов, красноцветных глин, каменной соли с редкими пропластками песчаников и алевролитов. По преобладанию тех или иных разновидностей эта толща подразделяется на пять горизонтов: нижний ангидритовый, нижний солевой, средний ангидритовый, верхний солевой и верхний ангидритовый; газоносными являются отложения нижнего и среднего ангидритовых горизонтов. Следующий комплекс отложений залегает на размытой поверхности верхнеангидритового горизонта нижней перми с небольшим угловым несогласием (3—4°) и, в свою очередь, характеризуется рядом перерывов и размывов между верхней пермью и триасом, триасом и юрой, юрой и мелом и самыми крупными — между верхним мелом и палеогеном. Общая мощность всей этой толщи 1000—1200 *м*.

Тектонически структура приурочена к восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Это крупная брахиантиклинальная складка, развивающаяся на фоне регионального подъема слоев в юго-восточном направлении (рис. 39). Со всех сторон складка ограничена глубокими прогибами, по от-



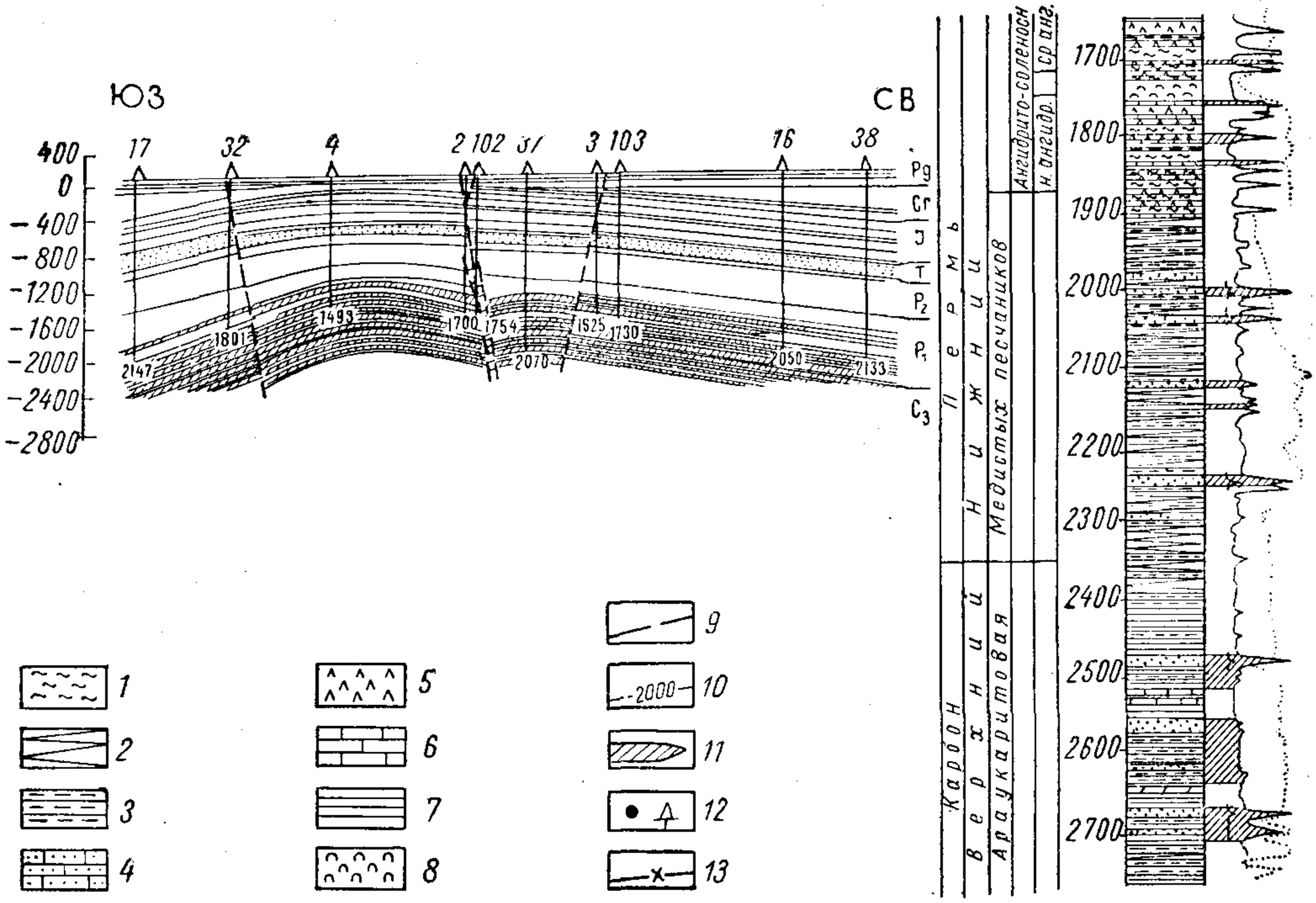


Рис. 39. Шебелинское газовое месторождение. По материалам Б. С. Воробьева, П. О. Дробаха, Д. С. Вильчинского и авторов. (Структурная карта по кровле свиты медистых песчаников, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины пестроцветные; *3* — алевролиты; *4* — песчаники; *5* — ангидриты; *6* — известняки; *7* — глинистые сланцы; *8* — соль; *9* — линии разломов; *10* — изогипсы кровли свиты медистых песчаников; *11* — газоносные горизонты; *12* — скважины; *13* — контуры газоносности.

ношению к которым ее амплитуда составляет более 1000 *м* в отложениях *палеозоя (нижняя пермь) и 500—600 м в отложениях мезозоя (юра).* Она вытянута в северо-западном направлении параллельно расположенным к югу Алексеевской, а к северу — Балаклейской складкам. Восточнее Шебелинской складки кулисообразно по отношению к ней располагаются Червонодонецкая, а западнее — Рябухинская складки. По мезо-кайнозойским отложениям Шебелинская складка почти симметрична и характеризуется сравнительно небольшими углами падения крыльев (3—6°). По палеозойским отложениям она становится резко асимметричной с относительно крутым юго-западным крылом, где углы достигают 10—12° и более. Углы падения северо-восточного крыла обычно 5—6°, иногда несколько больше, но не превышают 8°.

Тектоническими нарушениями различного возраста и направления складка разбита на ряд вертикально смещенных блоков. К наиболее древним дизъюнктивам принадлежит продольный взброс амплитудой 150—200 *м*, которым месторождение рассекается на два главных тектонических блока: северо-восточный и юго-западный. Образование взброса вызвано не столько ростом собственно Шебелинского поднятия, сколько общими тектоническими факторами, формировавшими основные элементы геоструктуры в предверхнепермскую и в предтриасовую эпохи тектогенеза. В мезозойских отложениях взброс отражается в виде слаборазвитого флексурного перегиба, плащеобразно перекрывающего палеозойский дизъюнктив.

Помимо основного, почти продольного взбросового нарушения центральный участок месторождения осложнен целой системой поперечных сбросов с амплитудами 50—100 *м*, образующих здесь неглубокий грабен местного значения.

Следует отметить, что Шебелинская складка существенно отличается от всех структур, в окружении которых находится. Основная особенность ее — наличие мощной (500—700 *м*) толщи хемогенных, непроницаемых осадков нижней перми и отсутствие резко выраженных проявлений соляной тектоники. При амплитуде нарушений, значительно уступающей величине мощности экрана, создались благоприятные условия для аккумуляции газа, который и концентрировался в песчаных прослоях верхнего карбона, свите медистых песчаников и известняково-доломитовой свите нижней перми, а также в самой нижней части соленосной свиты — в трещиноватых коллекторах нижне- и среднеангидритовых горизонтов. На протяжении длительного времени формирования залежи, охватывающего весь мезо-кайнозой, ни при одной перестройке структурного плана здесь не создавались условия для дегазации залежи. Лишь очень незначительная часть газа просочилась выше хемогенной покрышки нижней перми и образовала небольшую залежь в песчаных отложениях триаса, перекрытых плотными глинами.

Основная залежь месторождения связана с пластами и пропластками песчаников и алевролитов мощностью до 20 *м*, залегающими в толще глинистых пород верхнекаменноугольного и нижнепермского возраста. Коллекторские свойства их неодинаковы. Пористость изменяется в пределах от 5,7 до 27,2% при средней 12,3%. Средний коэффициент газонасыщения 0,54 для свиты медистых песчаников и 0,74 для пород верхнего карбона. Характер коллекторов нижне- и среднеангидритовых горизонтов не вполне ясен. По-видимому, газ приурочен к трещиноватым и кавернозным участкам доломитов и ангидритов, однако не исключено, что здесь есть и песчаные коллекторы.

Газ всех горизонтов по своим физико-химическим свойствам почти идентичен. Он относится к категории сухих. Основной его компонент — метан — составляет 91—94%, его гомологи 3—7%, CO_2 0,1—0,2%. Средний удельный вес газа 0,590. Теплотворная способность 8000—12 000 *ккал.*

Наряду с газом из скважин в значительном количестве добывается конденсат (примерно 14 $см^3$ на 1 $м^3$ газа). Средний удельный вес конденсата

0,765, теплотворная способность около 14 000 *ккал*. В конденсате содержится до 70% бензиновой фракции, до 20% керосиновой и до 10% лигроиновой.

Результаты опробования скважин показали, что для всех газовых горизонтов независимо от глубины их залегания свойственно примерно одинаковое статическое давление на устьях, несколько превышающее 200 *атм* (максимальное 206,4 *атм*). Это обстоятельство свидетельствует о наличии одинаковых пластовых давлений основных продуктивных горизонтов. Кроме того, для всех газовых горизонтов характерен единый газо-водяной контакт, находящийся на абсолютной отметке —2240 *см*. Таким образом, основная залежь Шебелинского месторождения массивная. Этаж газоносности ее 1100—1200 *м*.

Залежь в триасовых отложениях находится на глубине 750—1100 *м* и приурочена к пласту, состоящему из чередования мелко- и среднезернистых песчаников, алевролитов, глин и карбонатных пород общей мощностью 40—60 *м*. Средняя пористость толщи 18%, проницаемость до 700 *мд*. Перекрыта она плотными пестроцветными глинами триаса. По составу газ аналогичен лежащим ниже горизонтам основной залежи.

Гидрогеологические условия месторождения до сих пор изучены слабо, так как пластовые воды из продуктивных горизонтов получены только в отдельных скважинах. Воды триасовых отложений вскрыты в трех скважинах и характеризуются минерализацией, не превышающей 85 *г/л*, с малым содержанием йода, брома и бора; они относятся к хлоркальциевому типу, по Сулину. В соленосных отложениях нижней перми воды почти до предела насыщены солями хлористого натрия; минерализация их достигает почти 300 *г/л* при возрастании количества сульфатных солей; они также относятся к хлоркальциевому типу. В свите медистых песчаников воды относятся к хлориднокальциевонатриевому типу при минерализации, достигающей 276 *г/л*. В отложениях верхнего карбона воды обогащены солями хлористого кальция и магния.

11. Спиваковское газовое месторождение

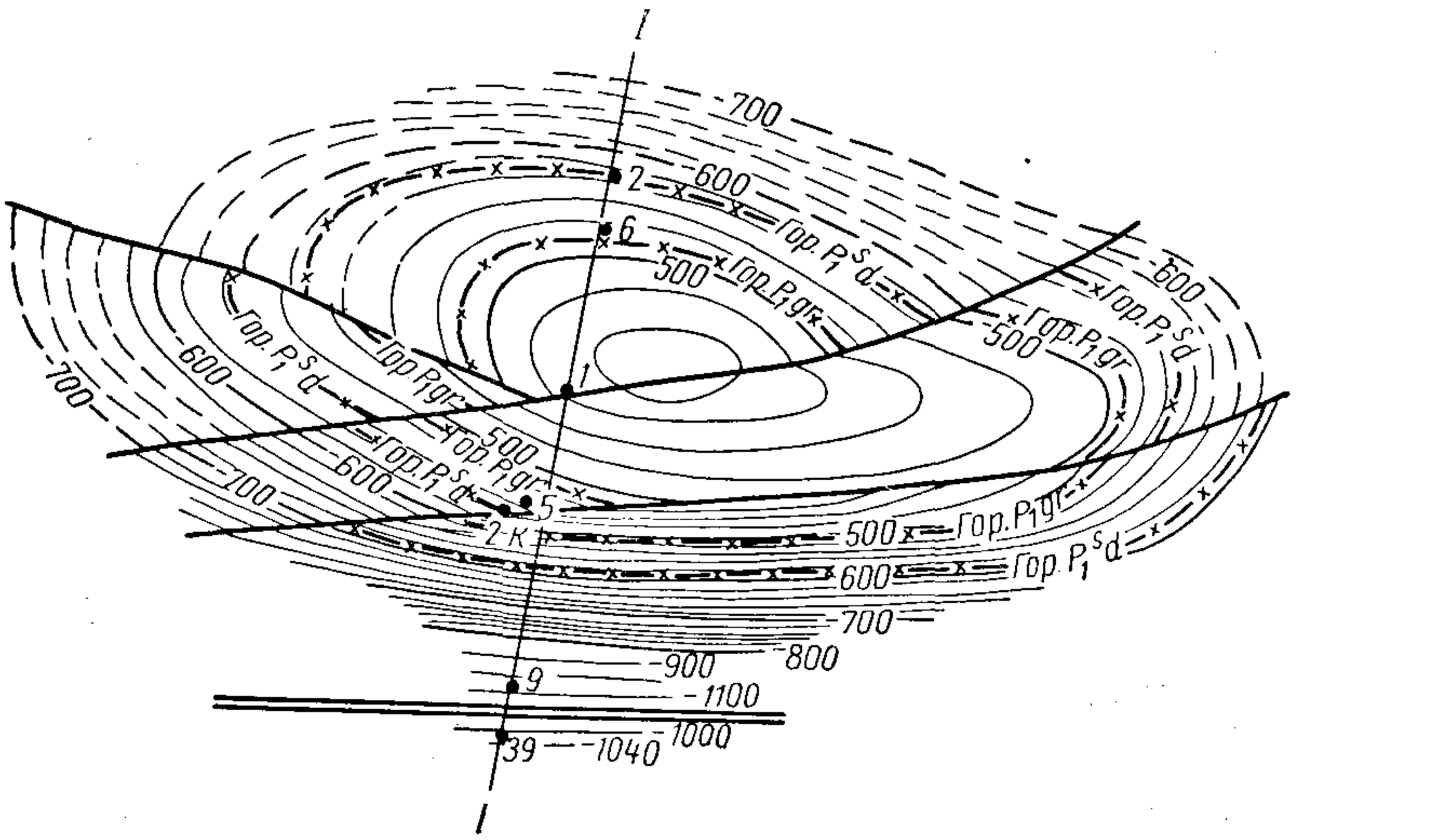
Расположено в Изюмском районе Харьковской административной области.

Спиваковское поднятие выявлено в 1951 г. структурно-геологической съемкой и подтверждено впоследствии профильным бурением. В 1954—1956 гг. поднятие детально изучено структурно-поисковым бурением и подготовлено к постановке глубокого разведочного бурения. Глубокое бурение начато в январе 1956 г., а уже в апреле из нижнего ангидритового горизонта известняково-доломитовой свиты нижней перми получен приток газа промышленного значения.

Месторождение расположено в восточной части Днепровско-Донецкой впадины (зона сочленения). Приурочено оно к Спиваковской брахиантиклинальной складке субширотного простирания, расположенной на северо-западном продолжении зоны мелкой складчатости Донбасса. В строении складки принимают участие породы палеозойского, мезозойского, палеогенового и неогенового возраста. В области свода мезозойские отложения полностью размыты и осадки палеогена и неогена залегают непосредственно на верхнепермских.

Складка асимметрична: угол падения пород на южном крыле 14°, на северном 6—7°; западная периклиналь пологая (2—3°), восточная — более крутая и короткая. Вдоль южного крыла складки прослеживается нарушение, по которому южный участок приподнят на 80—100 *м* и надвинут на северный (рис. 40). В палеозойских отложениях углы падения пород возрастают до 20—25° на южном крыле и до 9—10° на северном. Структура разбита сбросами субширотного простирания на три блока: северный, центральный и южный. Амплитуда сбросов 30—200 *м*.

Промышленная газоносность на структуре установлена в отложениях нижнепермского возраста. Газосодержащими породами являются ангидриты, доломиты и доломитизированные известняки нижнего ангидритового гори-



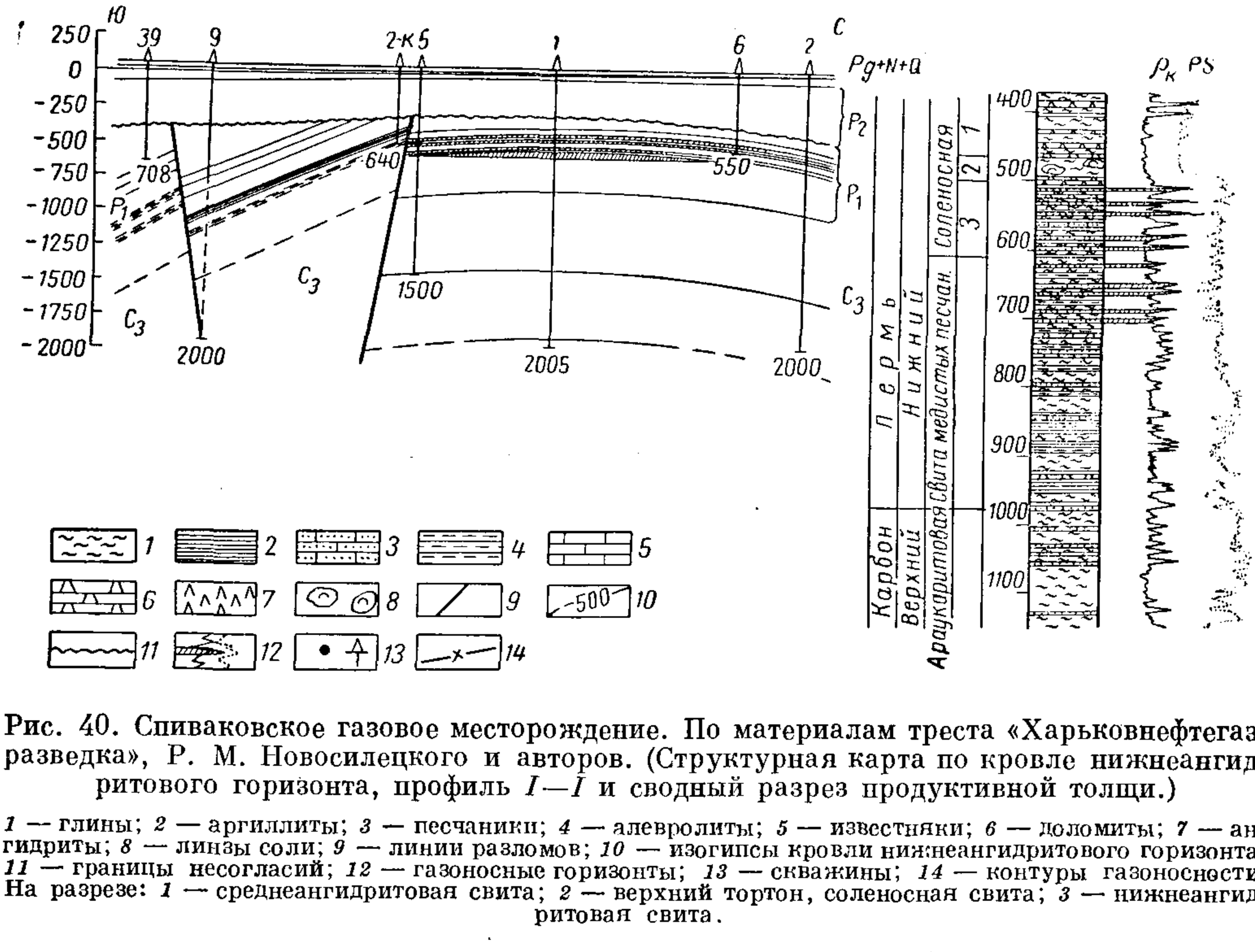


Рис. 40. Спиваковское газовое месторождение. По материалам треста «Харьковнефтегазразведка», Р. М. Новосилецкого и авторов. (Структурная карта по кровле нижнеангидритового горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — аргиллиты; *3* — песчаники; *4* — алевролиты; *5* — известняки; *6* — доломиты; *7* — ангидриты; *8* — линзы соли; *9* — линии разломов; *10* — изогипсы кровли нижнеангидритового горизонта; *11* — границы несогласий; *12* — газоносные горизонты; *13* — скважины; *14* — контуры газоносности. На разрезе: *1* — среднеангидритовая свита; *2* — верхний тортон, соленосная свита; *3* — нижнеангидритовая свита.

зонта известняково-доломитовой свиты и песчаники верхней части свиты медистых песчаников.

В хемогенной толще нижнего ангидритового горизонта выделяется пять горизонтов: III-а, III-б, III-в, III-г, III-д, газоносность которых обусло-

влена наличием в сводовой части структуры зон повышенной трещиноватости и кавернозности гипсов, доломитизации известняков и их выщелачивания. При совместном испытании горизонтов получены слабые притоки газа, и лишь в одной скважине, в которой перфорации подвергся интервал от подошвы нижнеангидритового горизонта (P_1 gr) до кровли нижнего солевого горизонта (P_1s) (131 *м*), получен свободный дебит 89 тыс. *м³/сутки* при пластовом давлении 42,7 *ата*. Из горизонта III-д, испытывавшегося отдельно, получен дебит газа до 20 тыс. *м³/сутки*.

В разрезе свиты медистых песчаников газоносной оказалась только верхняя часть.

Горизонт IV-а представлен переслаиванием песчаников, глин и алевролитов. Встречаются очень тонкие прослои доломитов и доломитизированных песчаников. Общая мощность горизонта 110—120 *м*. Средняя эффективная мощность 14,8 *м*. Пористость песчаников колеблется от 9,91 до 29,39%. Горизонт был испытан в трех скважинах; полученные притоки газа равны 81,5, 62,2 и 45,2 тыс. *м³/сутки*.

Горизонт IV-б в литологическом отношении аналогичен горизонту IV-а. Газоносна только верхняя часть, максимальная эффективная мощность которой 45 *м*.

Газовая залежь свиты медистых песчаников массивная и имеет единый контакт газ — вода, находящийся вблизи отметки —600 *м*. Этаж газоносности определяется в 160—170 *м*, среднее пластовое давление — в 59,7 *атм*.

Химический состав газов месторождения одинаков во всех горизонтах. Он относится к углеводородным сухим с содержанием метана 89—94,9%, гомологов не более 3,4% и азота 1,0—8,4%; сероводород отсутствует.

Воды нижнепермских отложений по химическому составу являются высокоминерализованными рассолами (до 301 *г/л*) хлоркальциевого типа.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНОЙ КРАЕВОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКО-ПРИПЯТСКОГО ГРАБЕНА

12. Ельское нефтяное месторождение

Расположено за пределами Украины — в окрестностях г. Ельска одноименного района Гомельской области БССР.

Выявлено гравиметрической съемкой и детально изучено комплексным методом преломленных волн. Глубокое разведочное бурение началось в 1952 г. Скважинами непосредственно под триасовыми отложениями вскрыты данково-лебедянские и задонско-елецкие слои фаменского яруса, а также ливенские, евлановские и воронежские слои верхнефранских отложений. Глубины скважин не превышают 2600 *м*. Как правило, вскрываются солевые и межсолевые отложения верхнего девона (верхнефранские и фаменские). Керн всех скважин состоит из песчаника, насыщенного нефтью. Однако при испытании нефть получена только в одной скважине в 1954 г.

Скважина расположена на южном крыле структуры. В интервале 2431—2444 *м* прослои песчаника, приуроченные к межсолевым отложениям фаменского яруса, дали промышленный приток нефти со среднесуточным дебитом около 16,5 *т* при газовом факторе 60,4 *м³/т*. Нефть — с высоким содержанием сернистых соединений. При испытании остальных скважин в интервале 2462—2493 *м* встречен приток пластовой воды. Вода представляет собой рассол слабой минерализации и повышенной сульфатности.

Структура расположена на северном борту Ельской депрессии и приурочена к юго-западному погружению Ельского вала в пределах Припятской впадины, в зоне, положение которой соответствует южной краевой части Днепровского грабена.

Несмотря на большой объем геолого-геофизических работ, глубинное строение складки до сих пор остается неясным. В результате многие скважины оказались пробуренными в неблагоприятных структурных условиях.

13. Прилукское нефтяное месторождение

Находится в Прилукском районе Черниговской административной области.

Гравиметрическими работами в 1947—1948 гг. установлено наличие Прилукско-Исачковского регионального минимума силы тяжести, на фоне которого выделен Прилукский локальный минимум, интерпретировавшийся как отражение солянокупольной структуры в осадочных отложениях. Струк-

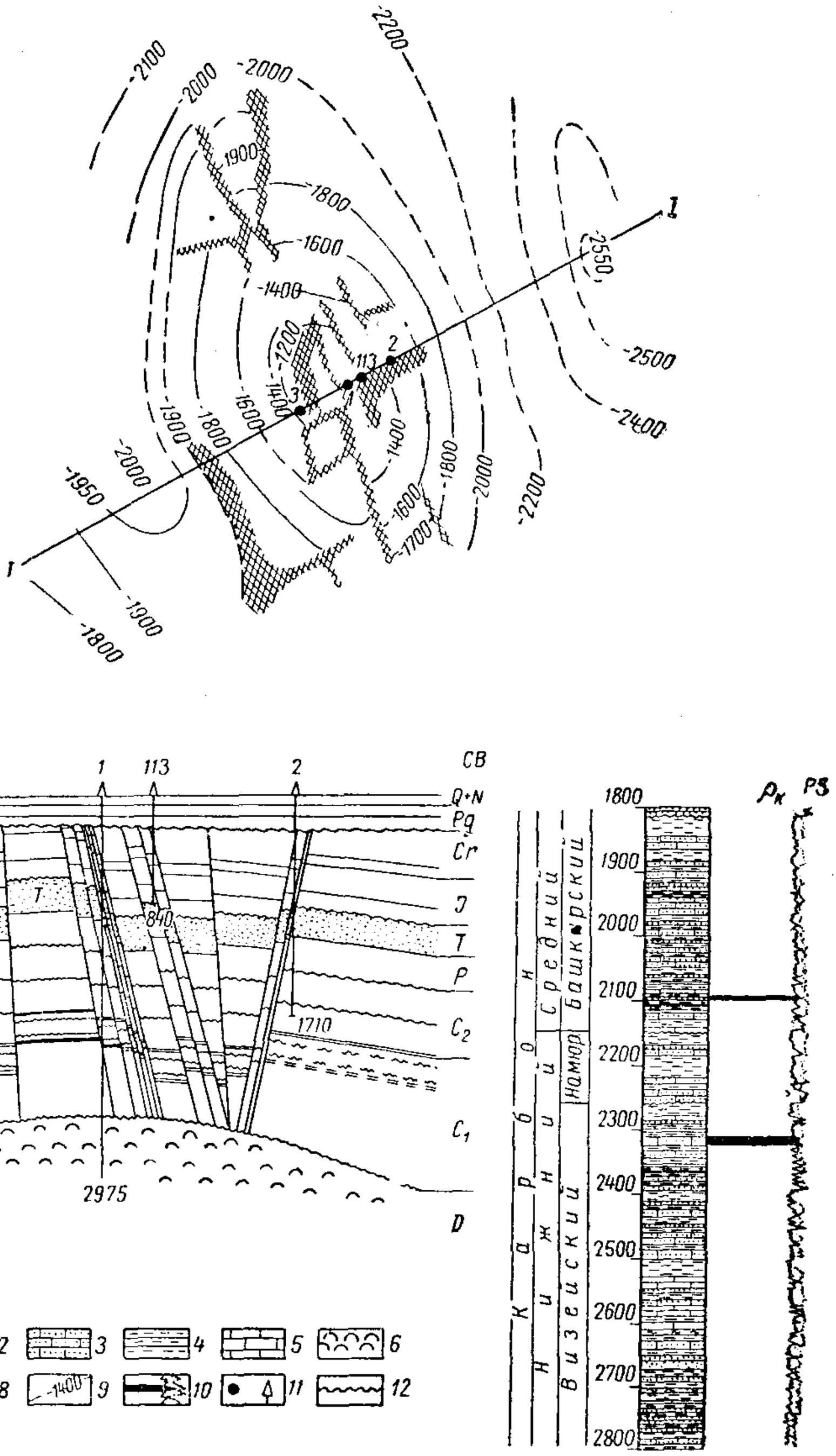


Рис. 41. Прилукское нефтяное месторождение. По материалам Т. А. Гончаровой, А. К. Хохлова, П. Фатькова, П. Кочева и авторов. (Структурная схема по отражающему горизонту карбона, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — пески; *3* — песчаники; *4* — алевролиты; *5* — известняки; *6* — соль; *7* — зоны тектонических нарушений; *8* — линии разломов; *9* — изогипсы по отражающему горизонту; *10* — нефтеносные горизонты; *11* — скважины; *12* — границы несогласий.

тура впервые оконтурена электроразведочными работами в 1954 г. Сейсморазведочными работами 1955 г. по отражающим горизонтам юры, триаса и карбона Прилукское поднятие изучено более детально. В 1959 г. структурно-поисковое бурение позволило построить структурную карту по кровле

отложения сеноманского яруса. В том же году начато глубокое разведочное бурение. В 1960 г. при опробовании горизонтов визейского яруса в интервале 1864—1847 *м* получен фонтан нефти.

Прилукская брахиантиклинальная складка (рис. 41) северо-западного простирания приурочена к южной краевой части Днепровского грабена. Складка асимметрична: северо-восточное крыло круче (10—17°) юго-западного (8—15°); интенсивно дислоцирована системой дизъюнктивных нарушений, ориентированных как в продольном направлении, так и вкрест простирания. Вдоль всей присводовой части трассируется крупный сброс, разбивающий структуру на два блока: юго-западный — опущенный и северо-восточный — приподнятый. Амплитуда смещения крыльев в юрских отложениях 50—80 *м*. Наряду с крупным нарушением свод структуры разбит системой разломов с меньшей амплитудой. Скважинами, пробуренными на площади, вскрыты отложения девона, нижнего и среднего карбона, верхней перми, триаса, средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела, палеогена и неогена. Промышленные притоки нефти получены из отложений башкирского яруса среднего карбона и визейского яруса нижнего карбона.

При опробовании горизонтов башкирского яруса в интервалах 1682—1674 *м* и 1672—1666 *м* получен приток воды с небольшим (до 10%) содержанием нефти. В интервале 1568—1546 *м* получен приток воды и нефти.

При испытании визейского горизонта в интервале 1864—1847 *м* получен промышленный приток чистой нефти с дебитом через 10-*мм* штуцер 240 *т/сутки* при пластовом давлении 179 *атм*.

Значение начального пластового давления, близкого к гидростатическому, свидетельствует о водонапорном режиме залежи.

Среднее значение проницаемости пласта 876 *мд*, эффективной пористости 14%. Нефть визейского горизонта малосмолистая, высокопарафинистая (8,72%). Удельный вес ее 0,8264.

Воды продуктивных горизонтов месторождения относятся к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа, по Сулину. Общая минерализация вод увеличивается с глубиной и равна 140—145 *г/л* для вод башкирского яруса и 215 *г/л* для вод визейского яруса.

14. Кибинцевское нефтяное месторождение

Расположено в Миргородском районе Полтавской административной области.

Структура выявлена и подготовлена к глубокому бурению в 1949—1951 гг. сейсморазведкой МОВ по отражающим горизонтам юры, триаса и карбона. В 1957 г. введена в глубокое разведочное бурение, а в 1958 г. в скважине, бурившейся на своде поднятия, из горизонта Б-VIII в отложениях визейского яруса получен промышленный приток нефти.

В строении месторождения принимают участие девонские, каменноугольные, верхнепермские, триасовые, юрские, третичные и четвертичные отложения. Ядро складки сложено девонской солью, перекрытой турнейскими и нижневизейскими, в основном карбонатными образованиями, мощностью около 300 *м*. Выше залегают верхневизейские и намюрские песчано-глинистые осадки.

Основные нефтепроявления приурочены к верхам визейского яруса. Мощность продуктивной толщи около 150 *м*. Сложена она аргиллитами и глинистыми сланцами с прослоями известняков, алевролитов и песчаников. Песчаники обычно мелкозернистые, слюдистые мощностью от 2—3 до 10 *м*.

Толща среднего карбона в верхней части содержит мощные (свыше 20 *м*) пачки пластов-коллекторов. Однако все они обводнены. Общая мощность среднего карбона 420—450 *м*. На его размытой поверхности залегают красноцветные глины и песчаники верхней перми общей мощностью 300 *м*.

Мезозойские отложения представлены песчано-карбонатной и глинистой толщами триаса и песчано-глинистыми породами средней и верхней

юры. Осадки кимериджа и всей меловой системы в сводовой части структуры отсутствуют. Общая мощность мезозойских отложений изменяется от 550 *м* в сводовых частях до 750 *м* на крыльях. Мощность третичных и четвертичных осадков составляет 165—295 *м*.

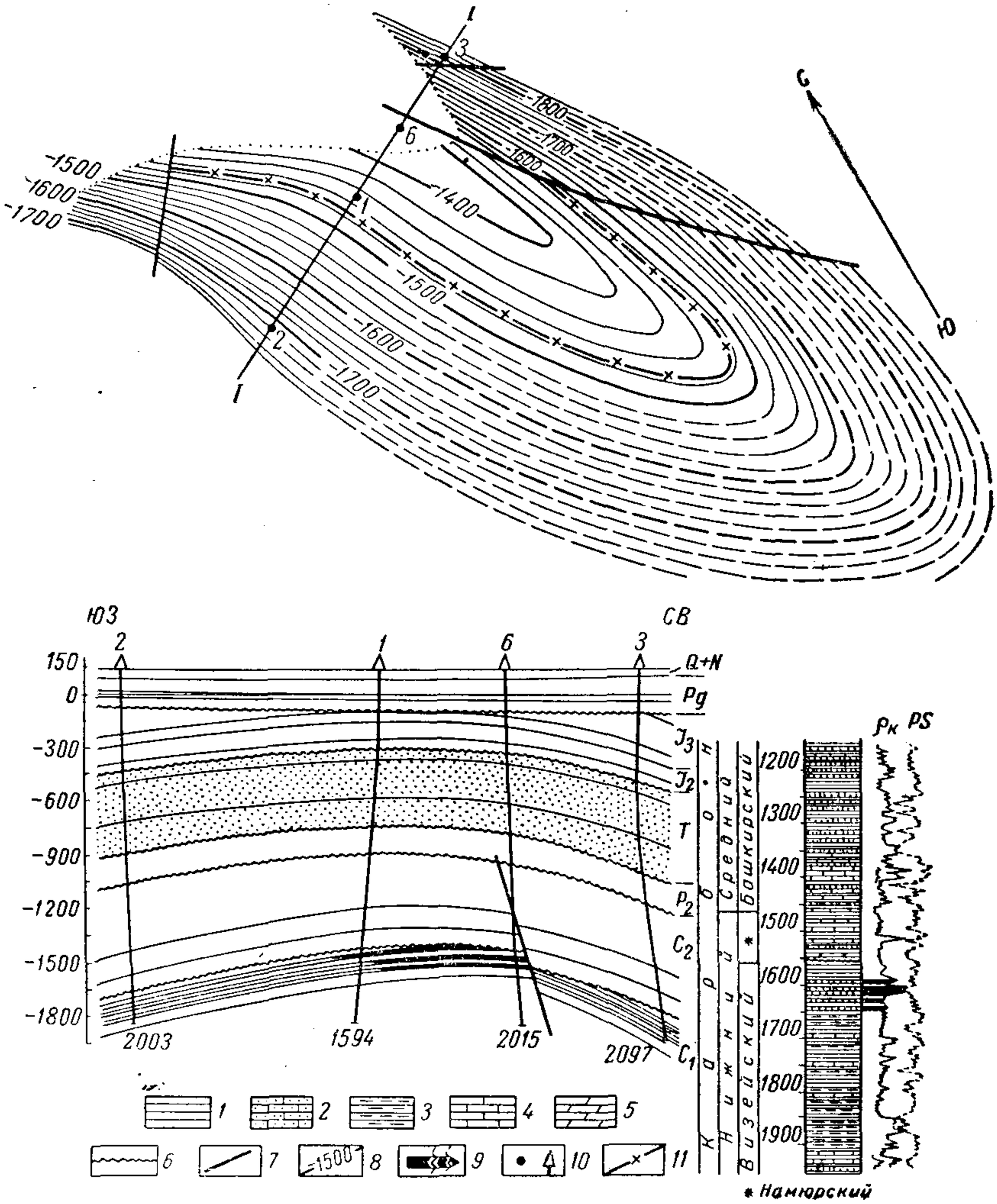


Рис. 42. Кибинцевское нефтяное месторождение. По материалам Б. А. Райхер, Б. Ф. Исаченко, В. П. Стеренчук, Л. С. Палец, В. А. Аверьева и авторов. (Структурная карта по кровле верхневизейского горизонта В-VIII, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — аргиллиты; *2* — песчаники; *3* — алевролиты; *4* — известняки; *5* — мергели; *6* — границы несогласий; *7* — линии разломов; *8* — изогипсы кровли горизонта В-VIII; *9* — нефтеносные горизонты; *10* — скважины; *11* — контур нефтеносности.

Тектонически структура приурочена к южной краевой части Днепровского грабена и находится на восточном периклинальном замыкании Исачковско-Ромодановской антиклинали. От Радченковского поднятия она отделена глубоким прогибом, по отношению к которому амплитуда ее составляет не менее 500 *м* по мезозою и 1000 *м* по карбону (рис. 42).

Находясь на одном антиклинальном поднятии с Ромодановской и Исачковской структурами, в пределах которых палеозойские отложения резко приподняты, Кибинцевская структура теряется на их фоне и представляет собой лишь небольшое вздутие на протяженном восточном замыкании этой складчатой зоны. Складка асимметрична. На северо-восточном ее крыле

углы наклона в отложениях среднего карбона составляют 20—25°, тогда как на юго-западном 12—15°. Сводовая часть очень узкая (не превышает 1,5 *км*) и разбита системой сбросов широтного простирания амплитудой до 150—200 *м*. Образование сбросов вызвано, очевидно, оттоком соли в пределы Ромодановского штока. Эти сбросы обеспечили образование тектонически экранированных ловушек.

Всего в пределах месторождения выявлено четыре нефтеносных горизонта, из которых основным продуктивным является г о р и з о н т B-VIII, литологически представленный песчаниками эффективной мощностью 2 *м*. На северо-западе горизонт полностью размыт преднамюрской трансгрессией. Начальные дебиты нефти колеблются от 1,2 до 37 *т/сутки* на 12-*мм* штуцере. Нефть имела незначительный газовый фактор, превышающий 15—9 $м^3/т$. Режим залежи водонапорный. Горизонты B-IV и B-VII — малодебитны.

Нефтяные залежи по типу ловушек классифицируются как пластовые, стратиграфически и тектонически экранированные. Нефть сернистая (серы 0,82%), смолистая (акцизных смол 26,5%), парафинистая. Фракций, выкипающих при температуре от 0 до 224°,—30%, при температуре от 224 до 330°, — 20%. Содержание серы составляет более 0,5%.

Воды каменноугольных отложений обладают высокой минерализацией, достигающей 150—200 *г/л*, и соленостью 13—15°. Степень минерализации с глубиной возрастает. Они относятся к сульфатнонатриевому, хлоркальциевому и гидрокарбонатнонатриевому типам, по Сулину. Пластовое давление вод не превышает гидростатическое.

15. Радченковское нефтяное и газовое месторождение

Расположено на территории Миргородского и Велико-Багачанского районов Полтавской административной области.

Радченковское поднятие выявлено структурно-геологической съемкой в 1947 г. В 1948 г. оно изучалось сейсморазведкой и структурно-поисковым бурением. Совпадение данных сейсморазведки с данными структурно-поискового бурения позволило, не дожидаясь окончания сейсмических работ, в конце 1948 г. начать глубокую разведку. В 1950 г. получен первый газовый фонтан с периодическими выбросами нефти.

Радченковское месторождение приурочено к своду Гасенковско-Лейковского валообразного поднятия, расположенного на границе южной краевой и центральной частей Днепровского грабена. Структура сложена породами палеозойского и мезо-кайнозойского возраста. В ядре складки залегает девонская соль, приподнявшая свод структуры и прорвавшая периклинали поднятия (Лейковский шток на юго-востоке и Гасенковский шток на северо-западе). Надсолевая девонская толща размыта и соль покрывается нижнекаменноугольными отложениями. Последние, в свою очередь, также в значительной мере денудированы, в связи с чем верхнепермские осадки залегают на них с резким угловым несогласием (25—30°). Глубина поверхности размыва 1200—1300 *м*. Лежащая выше толща мезо-кайнозойских осадков отвечает средненормальному разрезу (рис. 43).

Простирание структуры северо-западное. По мезозойским отложениям ось складки смещена в северо-западном направлении по отношению к оси поднятия в палеозойских породах. Величина смещения 800 *м*. Вдоль оси поднятия отмечается ряд куполовидных вздутий, объясняемых проявлением соляного тектогенеза. Наряду с этим около 10 сбросов амплитудой от 10—15 до 220 *м* пересекают структуру, разветвляясь и пересекая, в свою очередь, друг друга. Поверхности смещения имеют, как правило, северо-восточное падение. По времени образования нарушения делятся на предверхнепермские, предсеноманские и допалеогеновые. Наиболее распространены предверхнепермские сбросы общего северо-западного простирания.

Газоносность месторождения связана с отложениями триаса и верхней перми, а нефтеносность — с породами нижнего карбона.

В триасовой газовой залежи по литологическим особенностям выделяются два продуктивных горизонта: 1Т и 2Т.

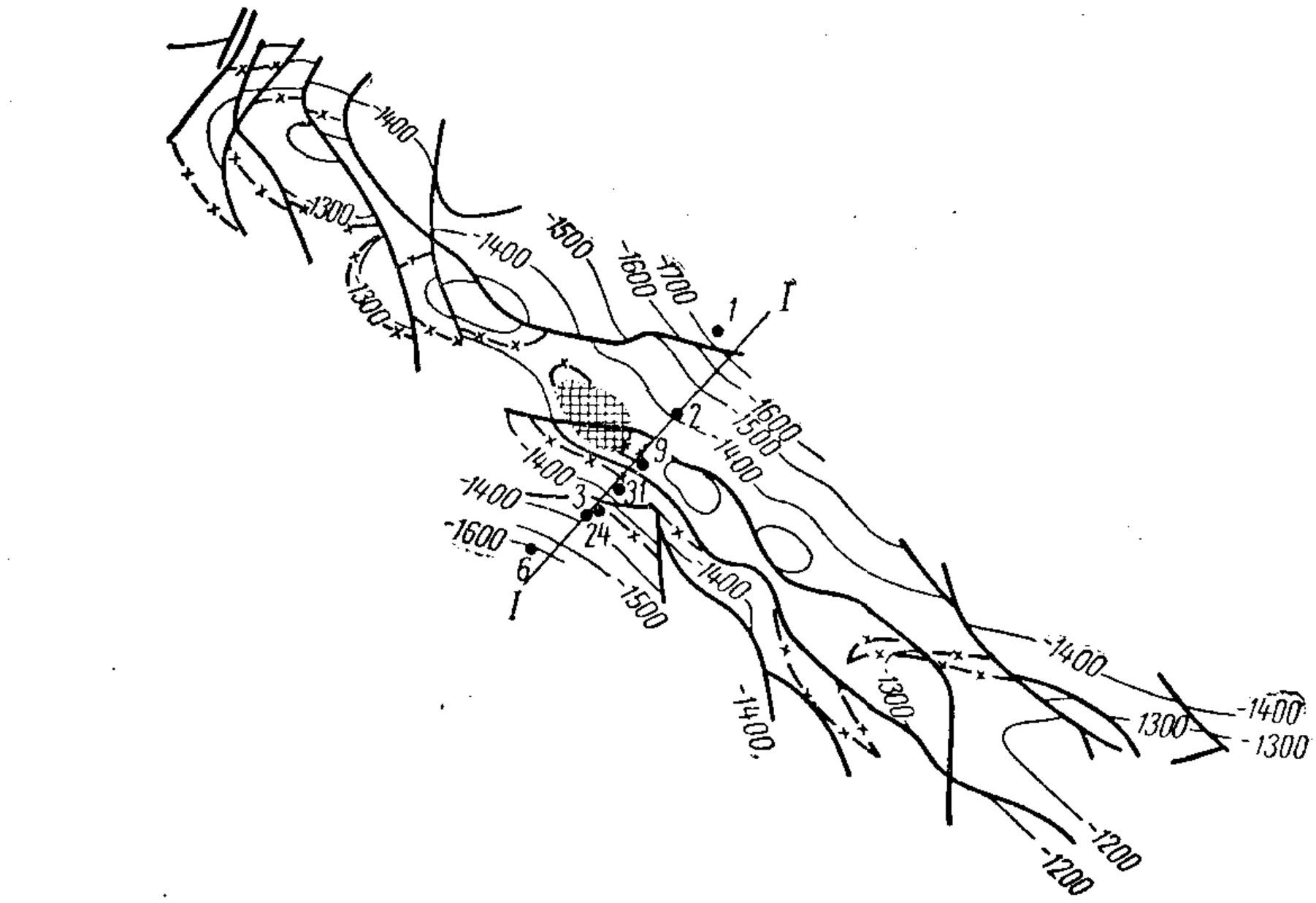






Рис. 43. Радченковское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Б. Ф. Исаченко, П. А. Лопушан, В. П. Стеренчука, Л. С. Палец, В. Н. Забелина, А. А. Билыка и авторов. (Структурная карта по кровле горизонта 4 Кв визейского яруса, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

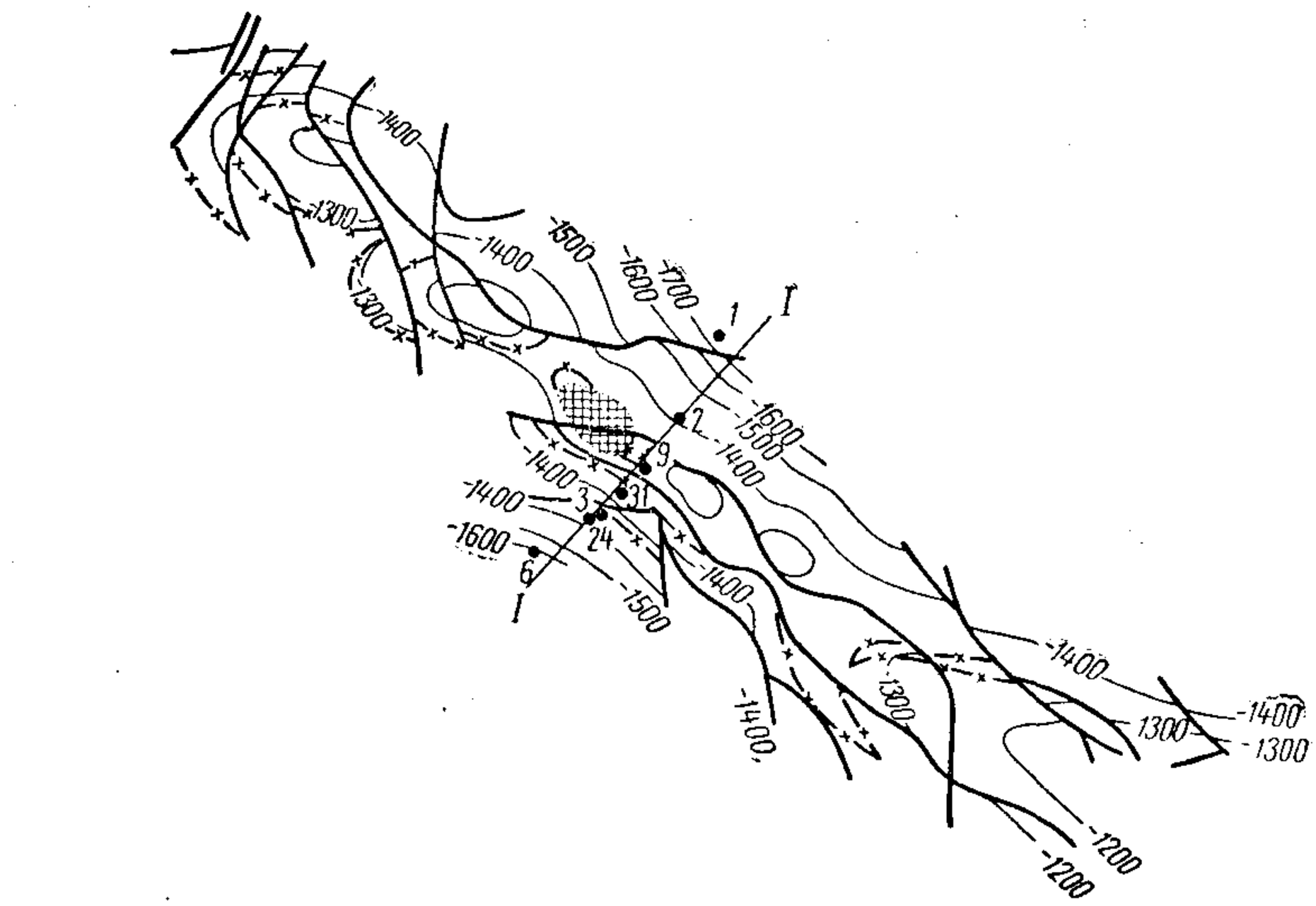
1 — глины; *2* — сланцы; *3* — песчаники; *4* — известняки; *5* — мергели; *6* — границы несогласий; *7* — заглинизированная часть разреза; *8* — линии разломов; *9* — изогипсы кровли горизонта *4* Кв; *10* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *11* — скважины; *12* — контуры газоносности и нефтеносности.

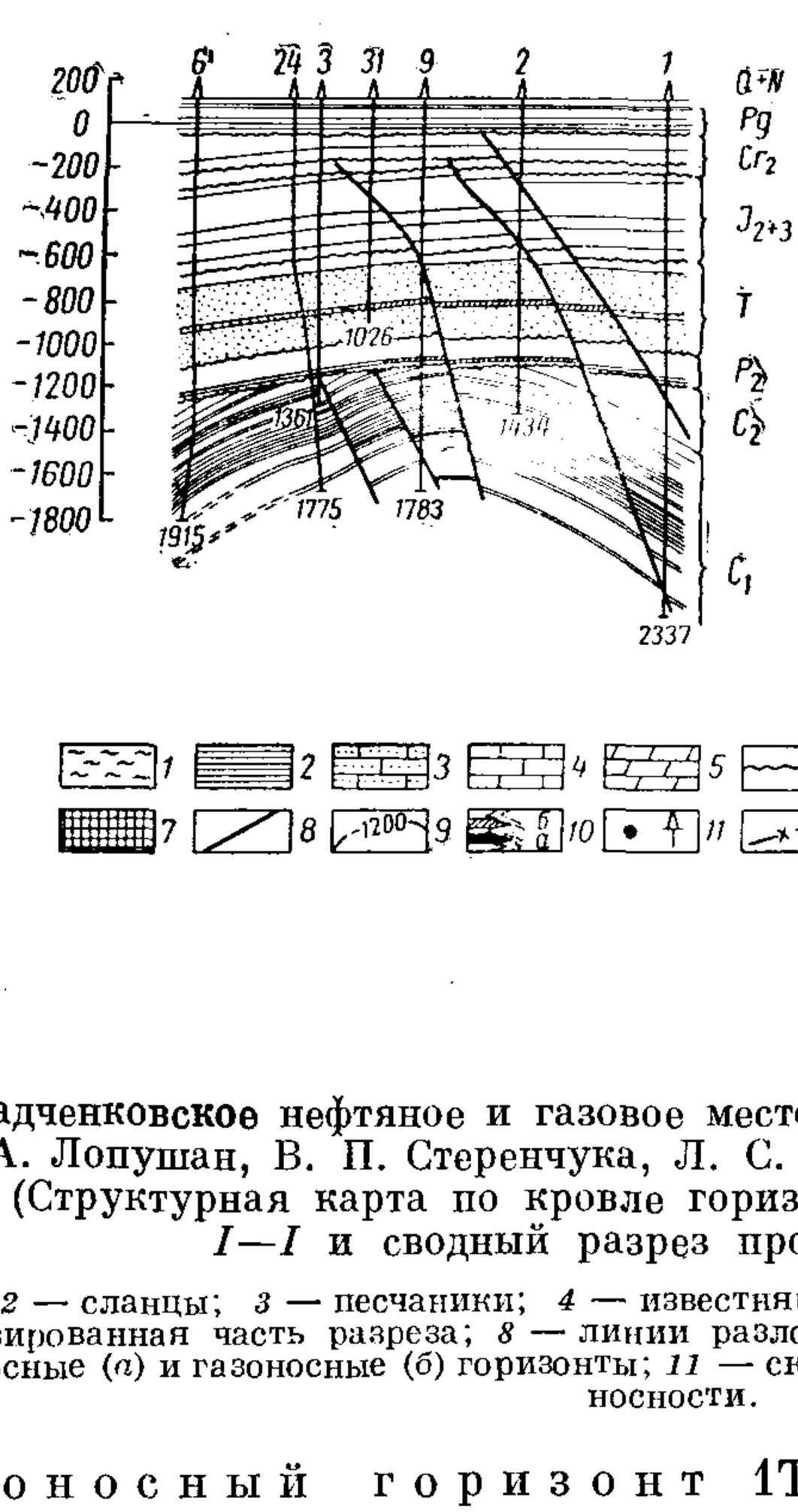
Газоносный горизонт 1Т приурочен к песчано-карбонатной свите среднего триаса. В нем выделяется от трех до девяти прослоев песчаников суммарной мощностью 2—10 *м*. Средняя эффективная пористость их 13,7%, проницаемость 25 *мд*. Начальное пластовое давление 95 *атм*.

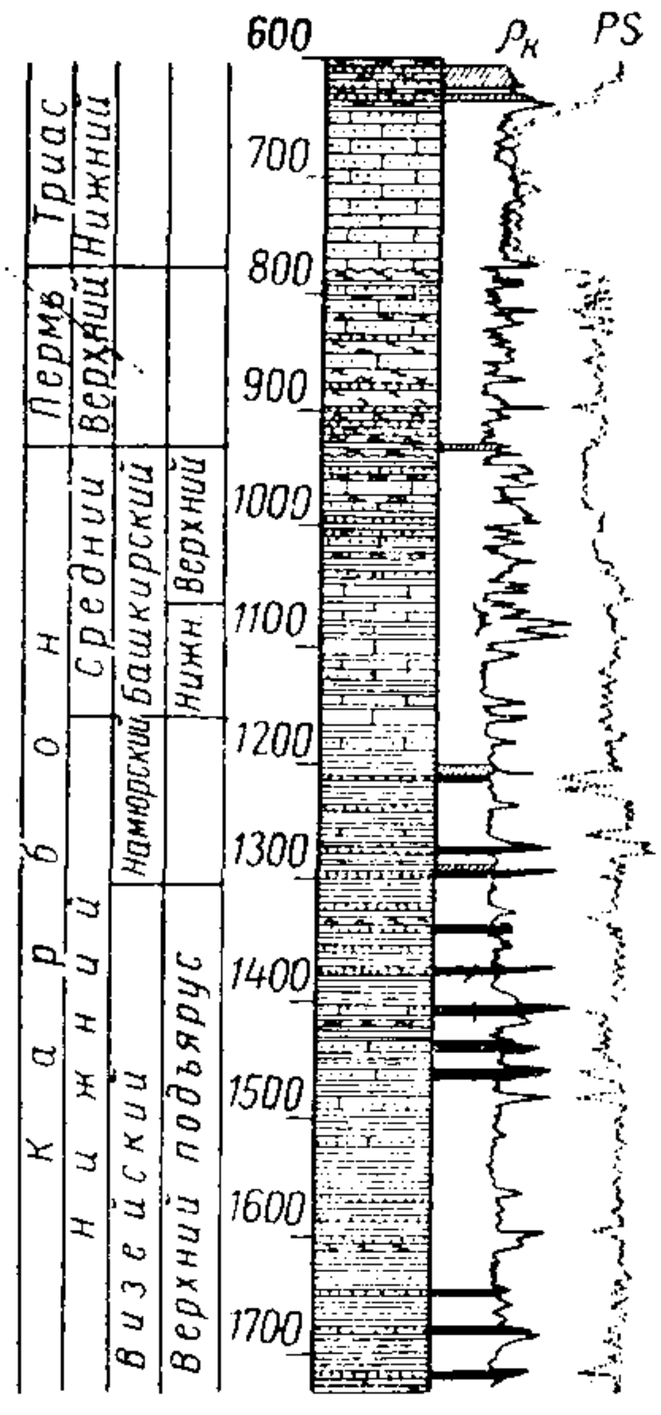
Газоносный горизонт 2Т залегает в верхней части песчаной свиты нижнего триаса и представлен прослоями газоносного песчаника

Газоносность месторождения связана с отложениями триаса и верхней перми, а нефтеносность — с породами нижнего карбона.

В триасовой газовой залежи по литологическим особенностям выделяются два продуктивных горизонта: 1Т и 2Т.







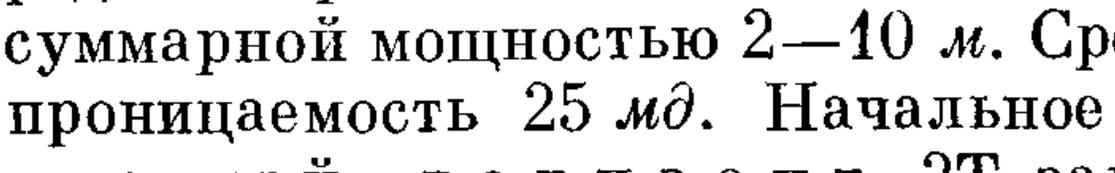


Рис. 43. Радченковское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Б. Ф. Исаченко, П. А. Лопушан, В. П. Стеренчука, Л. С. Палец, В. Н. Забелина, А. А. Билыка и авторов. (Структурная карта по кровле горизонта 4 Кв визейского яруса, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — сланцы; *3* — песчаники; *4* — известняки; *5* — мергели; *6* — границы несогласий; *7* — заглинизированная часть разреза; *8* — линии разломов; *9* — изогипсы кровли горизонта *4* Кв; *10* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *11* — скважины; *12* — контуры газоносности и нефтеносности.

Газоносный горизонт 1Т приурочен к песчано-карбонатной свите среднего триаса. В нем выделяется от трех до девяти прослоев песчаников суммарной мощностью 2—10 *м*. Средняя эффективная пористость их 13,7%, проницаемость 25 *мд*. Начальное пластовое давление 95 *атм*.

Газоносный горизонт 2Т залегает в верхней части песчаной свиты нижнего триаса и представлен прослоями газоносного песчаника

в присводовой части структуры мощностью до 27,5 *м*. Средняя мощность газонасыщенной части горизонта 9,9 *м*. Открытая пористость песчаников колеблется от 9,5 до 29,7%, проницаемость варьирует от 12,7 до 541,4 и до 944 *мд*. Начальное пластовое давление 95 *атм*.

Газоносные горизонты 1Т и 2Т по характеру залегания могут быть отнесены к массивной залежи, первоначальный контакт газ — вода которой отбивался на абсолютной отметке —841 *м*. То, что горизонты 1Т и 2Т являются единой залежью, подтверждают величина первоначального пластового давления, равная 95 *атм*, и одинаковое его снижение в период эксплуатации. Режим залежи газовый, но влияние напорных подошвенных вод, несомненно, обнаруживается.

Газ триасовой залежи содержит метана 80—90% с небольшим количеством тяжелых углеводородов. Содержание инертных газов 0,31—0,46%.

Газоносный горизонт 4Тб залегает в нижней части отложений верхней перми. Представлен одним-тремя пластами песчаников мощностью 2—9 *м*. Средняя мощность газонасыщенной части горизонта составляет около 2 *м*. Средняя пористость песчаников 18,5%, проницаемость 511 *мд*. Контакт газ — вода находится на отметке —1089 *м*. Начальное пластовое давление 115 *атм*. По характеру залежь пластовая.

Состав газа характеризуется следующим содержанием отдельных компонентов: метана 92,0—92,6%, тяжелых углеводородов 1,43—4,38%, азота и инертных газов 7,4—7,8%. От газов триасовых отложений газы пермских отличаются повышенным содержанием метана и тяжелых углеводородов и уменьшенным содержанием азота и инертных газов.

В разрезе нижнекаменноугольных отложений Радченковского поднятия выделены и опробованы 17 горизонтов, из которых лишь 10 оказались продуктивными. Из них два горизонта газонефтеносные, остальные нефтеносные.

Газонефтеносный горизонт 2Кб залегает в верхах намюрского яруса. Состоит из двух прослоев мелко- и среднезернистых песчаников, суммарная мощность которых колеблется от 3 до 15 *м*. Средняя эффективная пористость песчаника 21,7%, проницаемость колеблется от 424 до 2025 *мд*, составляя в среднем 1190 *мд*.

Пластовая, стратиграфически экранированная залежь разбита сбросом на два блока. Газовая залежь имеет узкую нефтяную оторочку.

Нефтеносный горизонт 2Кг залегает в нижней части намюрского яруса и представлен песчаником мощностью 1—5 *м*. В северо-западной части структуры пласт частично размыт, в то время как на юго-востоке он размыт почти полностью. Средняя эффективная пористость песчаника 21,7%, средняя проницаемость 1033 *мд*. Залежь по типу ловушки классифицируется как пластовая, стратиграфическая и тектонически экранированная. Режим смешанный, водонапорный, с преобладанием режима растворенного газа.

Нефтегазоносный горизонт 3Ка приурочен к подошвенной части намюрского яруса и представлен одним-двумя пластами песчаника, эффективной мощностью 1,5—4,0 *м*. Горизонт в пределах юго-восточного участка структуры литологически не выдержан и песчаник переходит в плотные известняки. Средняя пористость песчаников 23,5%, проницаемость 283 *мд*. Горизонт газоносен в приподнятом блоке и нефтеносен в опущенном. Пластовое давление 127,5 *атм*.

Нефтеносный горизонт 4Ка является основным продуктивным горизонтом и приурочен к отложениям верхневизейского возраста. Представлен одним или несколькими пластами песчаника мощностью 2—10 *м*. Размыт в юго-восточной части структуры. Средняя эффективная мощность песчаников 6,2 *м*. Пористость их колеблется от 12,8 до 20,2%, проницаемость — от 11,2 до 868 *мд*. Залежь классифицируется как пластовая, тектонически и стратиграфически экранированная, имеет режим растворенного газа.

Нефтеносный горизонт 4Кб приурочен к пласту песчаника мощностью до 7 *м*; средняя мощность нефтенасыщенной его части составляет 1,7 *м*. Пористость пласта-коллектора 15,1—23%, проницаемость 4,4—123 *мд*. Залежь имеет режим растворенного газа и классифицируется как пластовая, тектонически и стратиграфически экранированная.

Нефтеносный горизонт 4Кв литологически представлен одним-тремя прослоями песчаника мощностью 1—6 *м*. Мощность нефтенасыщенной части 1,6—5,4 *м*. Пористость песчаника 18,0—18,3%, проницаемость 19—183 *мд*. Площадь залежи 0,5 *км*^{2}. Залежь пластовая и характеризуется режимом растворенного газа.

Нефтеносный горизонт 4Кг сложен одним-двумя пластами мелко- и тонкозернистых песчаников. В западном направлении песчаники замещаются алевролитами и глинистыми сланцами; нижняя часть горизонта сложена песчаниками, более выдержанными по площади. Эффективная мощность 1,5—7,0 *м*. Пористость песчаников изменяется от 10,4 до 23,4%, проницаемость — от 19 до 322 *мд*. Залежь пластовая и имеет режим растворенного газа.

Нефтеносный горизонт 4Кд представлен одним или несколькими прослоями мелкозернистого песчаника мощностью до 13 *м*. Мощность продуктивной толщи колеблется от 4 до 7,2 *м*. Пористость песчаника 14,5—23,7%, проницаемость 2,3—194,5 *мд*. Залежь пластовая, тектонически экранированная и характеризуется режимом растворенного газа.

Нефтеносный горизонт 5Ка литологически представлен глинами и алевролитами с прослоями песчаников, к которым и приурочена нефтеносность. Залежь пластовая, имеет режим растворенного газа.

Нефтеносный горизонт 6Ка вскрыт одной скважиной при дебите нефти 2,5 *т/сутки*. Испытание горизонта в других скважинах положительных результатов не дало. Анализ материалов показывает, что в горизонте имеется небольшая пластовая, литологически экранированная залежь нефти с режимом растворенного газа.

Газы каменноугольных отложений (горизонты 2Кб и 3Ка) характеризуются содержанием метана от 88 до 90% и тяжелых углеводородов до 8%. Наряду с этим уменьшается количество азота и инертных газов.

Нефти месторождения малосернистые, малосмолистые, легкие; удельный вес их 0,82—0,84.

По химическому составу воды намюрских горизонтов принадлежат к хлоридной группе, хлоркальциевого типа. Минерализация их несколько повышена (100—150 *г/л*) по сравнению с водами лежащих выше горизонтов. Повышение минерализации происходит в основном за счет хлоридов и сульфатов щелочей. Воды визейских горизонтов характеризуются высокой минерализацией (до 220 *г/л*) и относятся к хлоркальциевому типу. По мере увеличения общей минерализации происходит увеличение концентрации хлоридов щелочей, щелочных земель и сульфатов щелочей, т. е. все воды месторождения представлены одним хлоркальциевым типом, хлоридной группы, по Сулину.

Воды пермских отложений высоконапорные. По химическому составу они почти не отличаются от триасовых; отмечено лишь некоторое повышение содержания в них хлоридов натрия, вследствие чего увеличена общая минерализация (до 100 *г/л*). Воды триасовых отложений по химическому составу являются минерализованными рассолами (85—95 *г/л*) хлоркальциевого типа, хлоридной группы, по Сулину.

16. Сагайдакское нефтяное и газовое месторождение

Расположено в Гоголевском районе Полтавской административной области.

Наличие Сагайдакского поднятия установлено сейсморазведочными работами в 1951 г. и одновременно подтверждено структурно-картировочным,

а в 1955 г. структурно-поисковым бурением. Глубокое разведочное бурение начато в 1952 г.

Тектонически Сагайдакское поднятие приурочено к южной краевой части Днепровского грабена и находится к юго-востоку от Радченковского, отделяясь глубоким прогибом. Сложено оно породами палеозойского и мезокайнозойского возраста. Наиболее древними отложениями являются девонские, вскрытые двумя скважинами на глубинах около 2500 *м*. Это каменная соль с включениями плотных пород и известково-глинистой брекчией. Девонский соляной шток перекрывается турнейскими и нижневизейскими, в основном карбонатными породами, на размытой поверхности которых залегают верхневизейские и намюрские песчано-глинистые образования. Они, в свою очередь, с небольшим угловым несогласием перекрыты среднекаменноугольными осадками, которые в отличие от радченковских достигают здесь мощности 700 *м*. Верхнекаменноугольные и нижнепермские осадки размыты и верхнепермские породы ложатся на денудированную поверхность среднекаменноугольных. Глубина поверхности размыва 1040—1070 *м*. Верхнепермские осадки в значительной мере опесчанены, однако в самой нижней их части залегают плотные глины мощностью 30—35 *м*, обеспечивающие сохранность небольшой залежи в среднекаменноугольных осадках.

Сагайдакская структура представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания с пологим юго-западным (5°) крылом и более крутым северо-восточным (8—10° в породах мезозоя) (рис. 44). В палеозойских отложениях углы падения крыльев соответственно возрастают до 15—16° и 18—19°. Мезозойский свод структуры смещен относительно палеозойского на 150 *м* к югу. Кроме того, отмечено смещение осей структуры по мезозойскому и палеозойскому структурному плану. Угол между осями составляет 15—20°. В пределах структуры отмечены семь нарушений сбросового характера с амплитудами 20—200 *м*. Три из них по времени образования относятся к предверхнепермским, остальные — к допалеогеновым. Предверхнепермские сбросы имеют простирание, близкое к северо-западному, и углы падения 65—75°.

Нефтегазоносность поднятия связана с отложениями триаса и карбона.

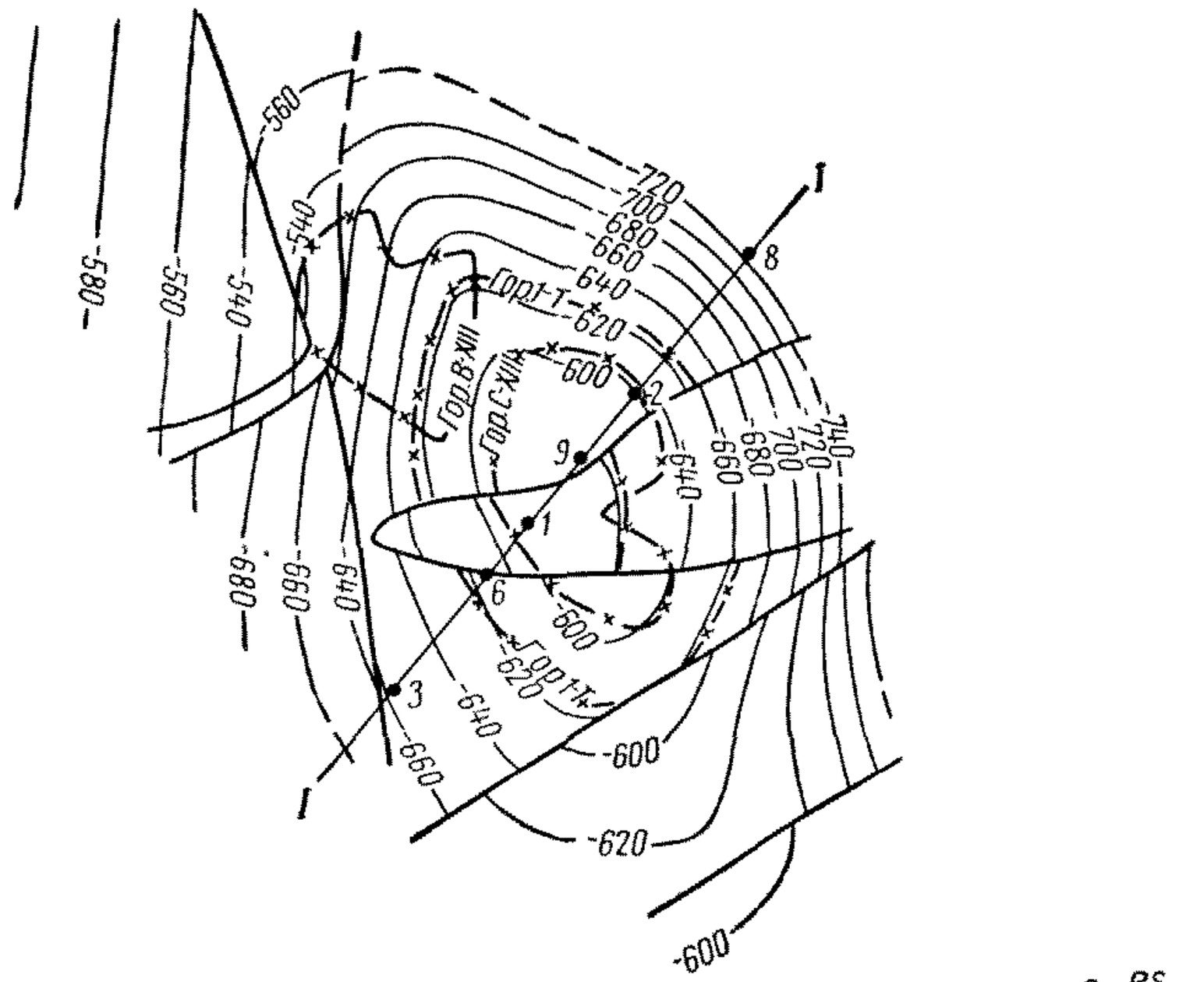
Г а з о н о с н ы й г о р и з о н т 1-Т залегает в отложениях песчано-карбонатной свиты среднего триаса и хорошо прослеживается по площади. Приурочен он к светло-серым песчаникам с прослоями пестроцветных глин и известняков. Эффективная мощность горизонта колеблется от 0,8 до 10,0 *м*. Пористость коллектора 11,26—21,98%, проницаемость 4,8—118,3 *мд*. Залежь классифицируется как сводовая пластовая, разбитая нарушениями на ряд блоков. Режим газовой залежи водонапорный. Начальное пластовое давление 73 *атм*. Контакт газ — вода установлен на абсолютной отметке —625.

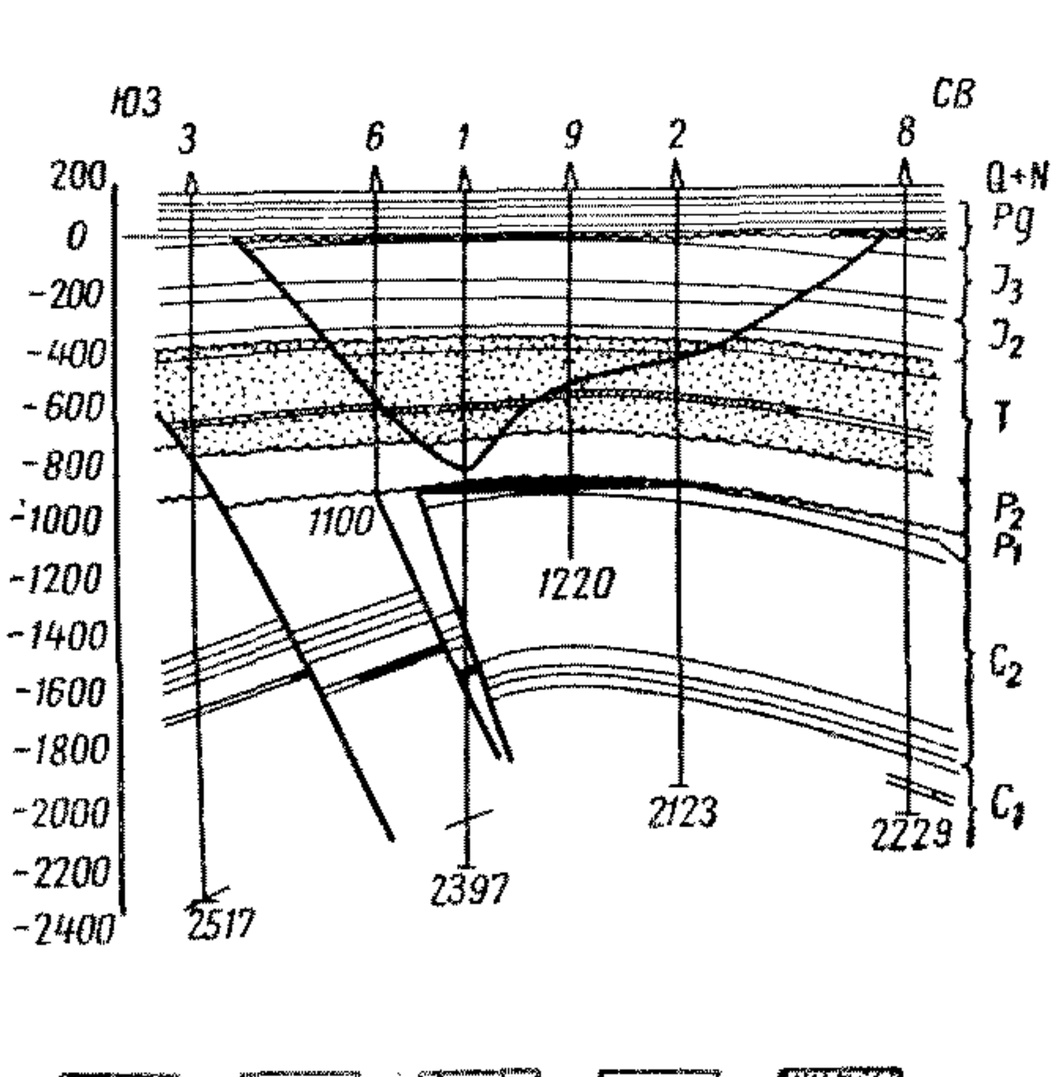
Газы относятся к группе метановых; содержание метана 80—91%, азота до 18%, кислорода до 1,7%, этана до 0,12%; сероводород и окись углерода отсутствуют, насыщенные углеводороды не обнаружены. Удельный вес газа 0,614.

Н е ф т е н о с н ы й г о р и з о н т С-XIII приурочен к песчаникам московского яруса среднего карбона, мощность которых достигает 70 *м*; эффективная мощность горизонта 0,5—16,2 *м*. Пористость песчаников варьирует от 4,8 до 25,4%, проницаемость — от 2,9 до 879,5 *мд*. Контакт нефть — вода определился на отметке —970. Залежь классифицируется как пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная, характеризующаяся водонапорным режимом. Породой-покрышкой служат глинистые образования верхней перми.

Нефть горизонта имеет удельный вес 0,900—0,903. Содержание серы не превышает 0,74%, твердых парафинов 1,26%, смол 8%; бензиновых фракций почти нет, а керосиновые состоят в основном из нафтеновых углеводородов с заметным количеством ароматических; масляные дистилляты, которых

в нефти около 50%, обладают низкой температурой застывания, невысоким удельным весом и дают высококачественные масла. Принадлежит к классу сернистых, подклассу малосмолистых, группе парафиновых.





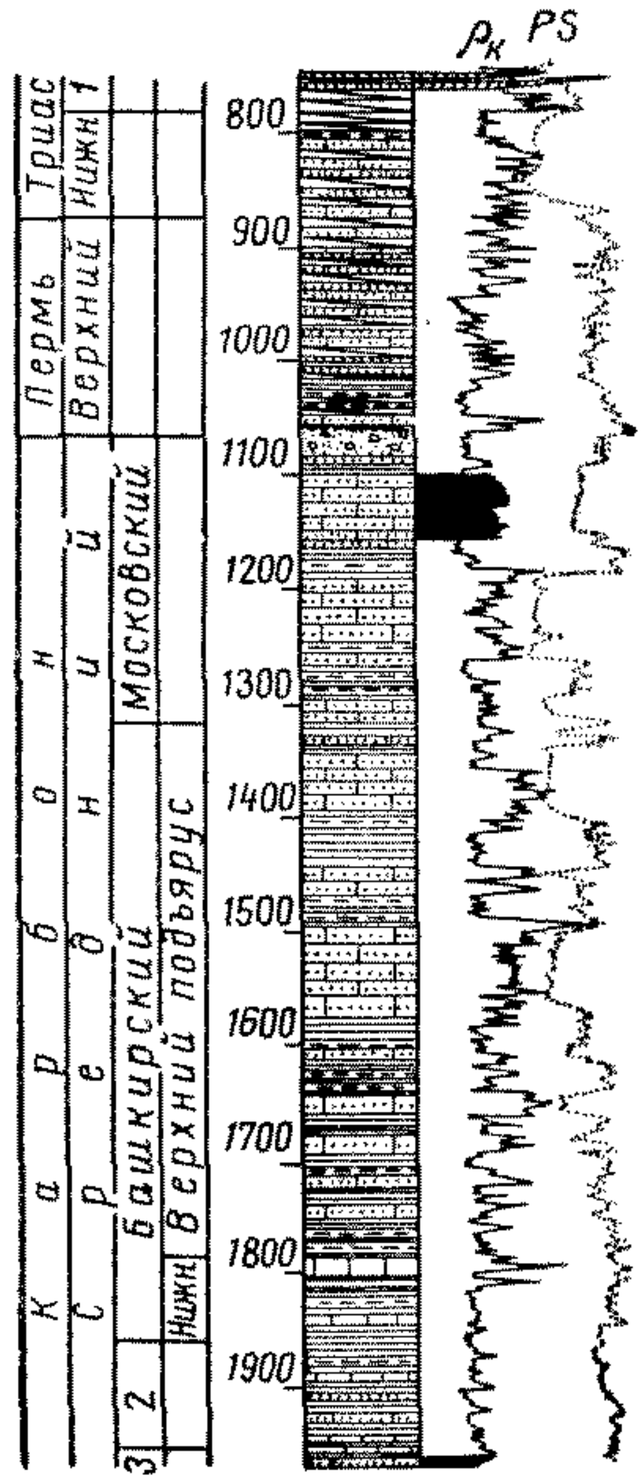


Рис. 44. Сагайдакское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Р. И. Андреевой, П. И. Зелинской, Б. Ф. Исаченко, Л. С. Палец и авторов. (Структурная карта по кровле горизонта 1-Т среднего триаса, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины пестроцветные; *2* — сланцы; *3* — песчаники; *4* — алевролиты; *5* — галечники; *6* — известняки; *7* — границы несогласий; *8* — линии разломов; *9* — изогипсы кровли горизонта 1-Т; *10* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *11* — скважины; *12* — контур газоносности и нефтеносности. На разрезе: *1* — средний триас; *2* — намюрский ярус; *3* — визейский ярус.

Нефтеносный горизонт В-XIII приурочен к песчаникам верхневизейского подъяруса нижнего карбона. Нефтяная залежь располагается только в пределах западной периклинали структуры в приподнятом блоке. Контакт нефть — вода установлен на отметке —1555,4 *м*. Средняя эффективная пористость коллекторов 18,1%, проницаемость 566 *мд*. Залежь

пластовая, тектонически и литологически экранированная; режим смешанный, водонапорный и, в меньшей степени, растворенного газа.

Нефть имеет значительно меньший удельный вес, чем нефть горизонта С-XIII, —0,827. Остальные характеристики ее сходны. Принадлежит она к классу сернистых, подклассу малосмолистых, группе парафиновых.

Воды среднего карбона характеризуются почти тем же составом, что и воды вышележащих отложений. Наблюдается небольшое увеличение удельного веса и минерализации их до 145 *г/л* вследствие большой концентрации катионов кальция и магния; иногда они бывают совершенно бессульфатными, что объясняется близостью органического вещества, в данном случае нефти. По химическому составу воды принадлежат к хлоридной группе, хлоркальциевого типа, по Сулину. Воды отложений среднего триаса (горизонта 1-Т) высоконапорные. Характеризуются минерализацией 46—60 *г/л* и по составу относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, по Сулину. Напорные воды нижнекаменноугольных отложений характеризуются высокой степенью минерализации — до 240 *г/л* и высоким удельным весом — до 1,125 *г/см*^{3}. Они относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, по Сулину. В целом воды Сагайдакского месторождения типичны для многих нефтяных месторождений Днепровско-Донецкой впадины.

17. Зачепиловское нефтяное и газовое месторождение

Находится в Ново-Сенжарском районе Полтавской административной области.

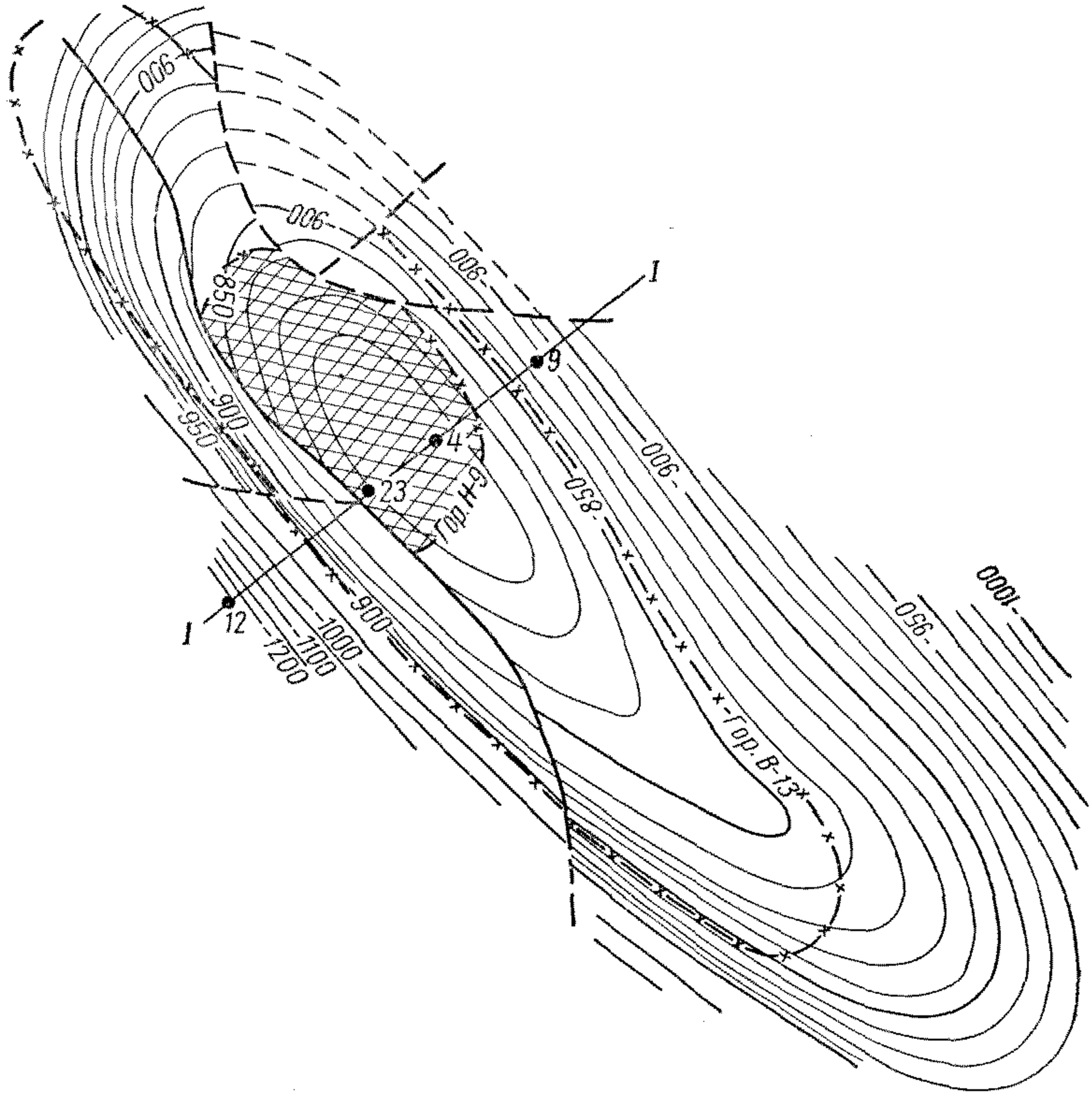
Выявлено в 1952 г. структурно-поисковым бурением по кровле нижнебатских отложений. Проведенными в 1952 г. сейсмическими работами по условным каменноугольным отражающим горизонтам Зачепиловское поднятие подтверждено и подготовлено к разведочному бурению. Глубокая разведка начата в 1955 г., а в 1956 г. при опробовании скважин получены первые газовые фонтаны из верхневизейских отложений.

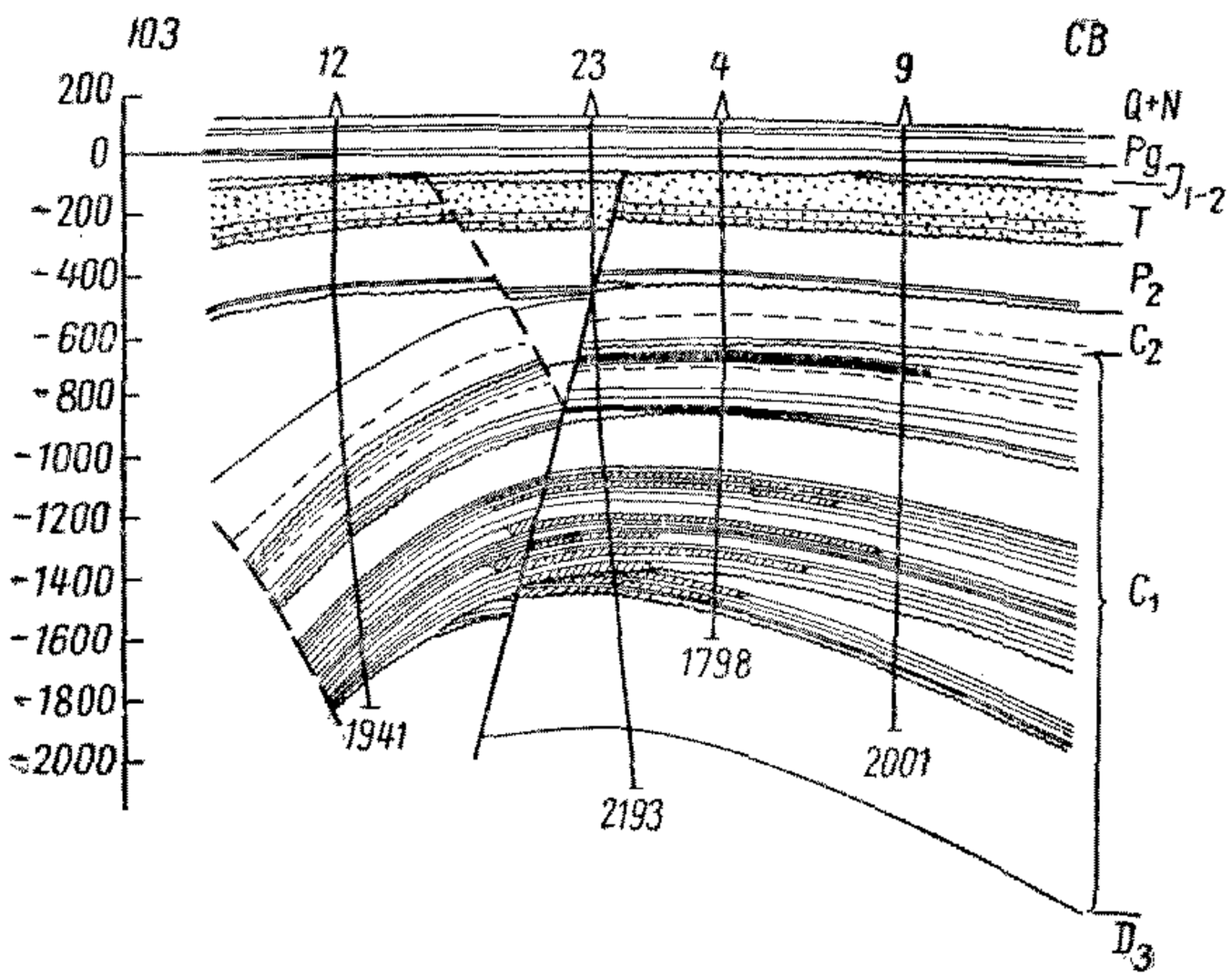
Зачепиловская структура расположена в пределах Голубовско-Колайдинской полосы поднятий южной краевой части Днепровского грабена. Она представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку, сложенную девонскими, каменноугольными, верхнепермскими, триасовыми, юрскими, меловыми и третичными породами. Для Зачепиловской складки, как и для всей Голубовско-Колайдинской полосы поднятий, характерно наличие в разрезе четко выраженных угловых несогласий. Наиболее резко выраженные несогласия отмечены между отложениями верхней перми и карбона, между верхневизейскими и нижневизейскими, нижнекаменноугольными и верхнедевонскими отложениями.

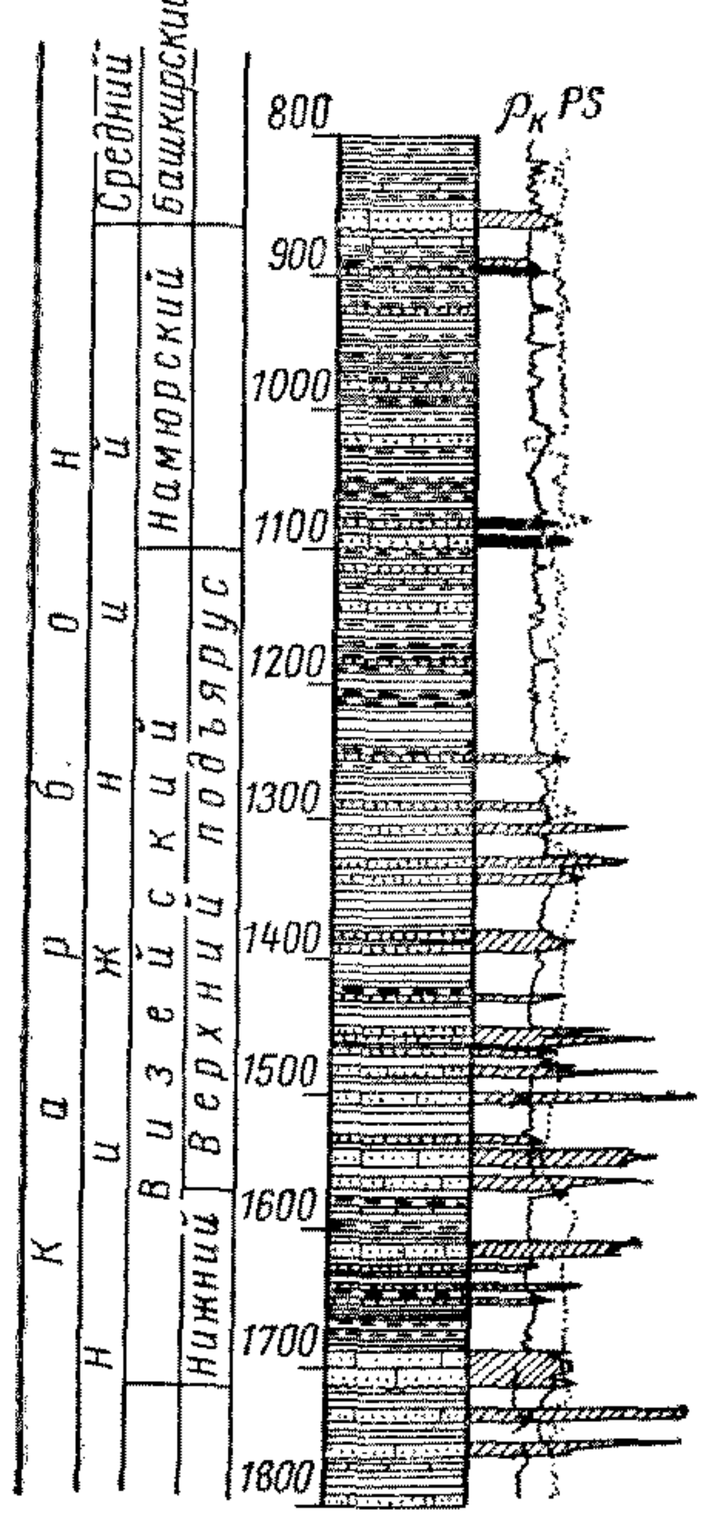
Простирание складки северо-западное. Юго-западное крыло срезано и укорочено нарушением; углы падения пород здесь достигают 45°. Северо-восточное крыло более пологое, с углами падения 6—18°. Амплитуда поднятия 110 (рис. 45). Свод складки с глубиной смещается в юго-западном направлении; величина смещения составляет 3—4 *м* на 100 *м* глубины. Помимо регионального тектонического нарушения, осложняющего юго-западное крыло складки, на поднятии зафиксирован ряд более мелких нарушений взбросово-сбросового характера с амплитудой 15—45 *м*, обусловивших боковое его строение.

Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями средне- и нижнекаменноугольного возраста. Залежи газа приурочены к отложениям башкирского яруса среднего карбона, визейского и турнейского ярусов нижнего карбона. Непромышленные притоки нефти и газа получены из девонских отложений.

Г а з о н о с н ы й г о р и з о н т Б-13 приурочен к подошве башкирского яруса. Коллекторами являются мелко- и тонкозернистые рыхлые глинистые песчаники и алевролиты. Пласт имеет хорошие коллекторские свойства







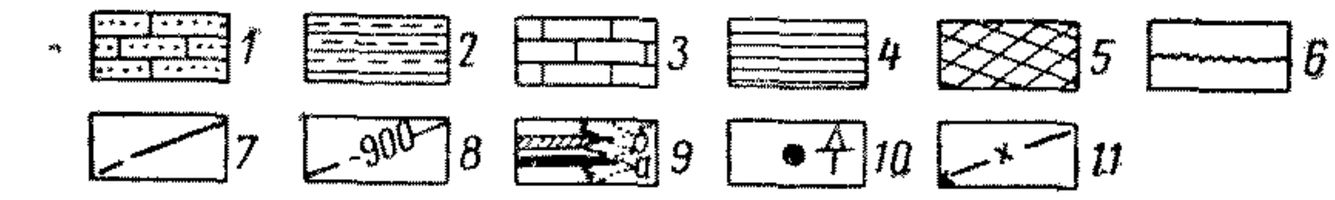


Рис. 45. Зачепиловское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Л. М. Спихиной, Г. С. Браиловского, П. Т. Павленко, И. В. Санарова и авторов. (Структурная карта по кровле пласта Н-9 намюрского яруса нижнего карбона, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — песчаники; *2* — алевролиты; *3* — известняки; *4* — аргиллиты; *5* — зона нарушений; *6* — границы несогласий; *7* — линии разломов; *8* — изогипсы кровли пласта Н-9; *9* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *10* — скважины; *11* — контур нефтеносности и газоносности.

только в сводовой части структуры. В направлении крыльев и периклиналей песчанистые разности замещаются глинами и лишь на значительном погружении пласт снова представлен песчанистыми породами. Пористость пласта колеблется от 19,3 до 30,9%; мощность газонасыщенной части 2,1—5,8 *м*. Залежь пластовая, литологически экранированная. Режим газоупругий с пассивной пластовой водой. При опробовании скважины получен свободный дебит 776,4 тыс. *м*^{3}/*сутки* при пластовом давлении 69,2 *атм*.

Нефтегазоносный горизонт Н-3 приурочен к верхней части отложений намюрского яруса. Представлен мелко- и тонкозернистыми слюдистыми песчаниками и алевролитами. Литологически не выдержан по площади и разрезу. Пористость колеблется от 14,2 до 23,2%, мощность нефтегазонасыщенной части 1,0—6,4 *м*, проницаемость 40 *мд*. Залежь пластовая, литологически экранированная, характеризуется режимом газовой шапки с малоактивным напором законтурных вод.

Нефтеносный горизонт Н-9 залегает в подошве намюрских отложений и состоит из двух частей. Литологически он не выдержан; в сводовой и присводовой частях структуры горизонт представлен песчаниками, замещающимися в направлении к периклиналям и юго-западному крылу алевролитами и аргиллитами.

Нефтеносность верхней части горизонта (Н-9а) приурочена к сводовой и присводовой частям структуры в ее северо-западной части. Мощность нефтенасыщенной толщи 6,6—11,2 *м*.

Нефтеносность нижней части горизонта (Н-9б) имеет незначительное распространение в пределах сводовой части поднятия. Мощность нефтенасыщенной части 2,5—9,6 *м*.

Коллекторские свойства нефтесодержащих пород характеризуются следующими показателями: пористость в контуре нефтеносности 19,0—26,25%, за контуром 12,5—23,9%, проницаемость до 370 *мд*.

Обе залежи пластовые, литологически экранированные почти со всех сторон, и только в северо-восточной части имеет место водо-нефтяной контакт. В залежах преобладает режим растворенного газа.

Нефть намюрских горизонтов метановая, высокопарафинистая (3,87—7,75%), малосернистая (0,05—0,15%) и смолистая (20,8—30,0%), с высоким содержанием светлой фракции (67—71%). Удельный вес ее 0,7816—0,7982.

Газоносный горизонт В-6 приурочен к средней части разреза верхневизейских отложений и сложен песчано-глинистыми образованиями, среди которых залегает пласт песчаника мощностью 0,5—6 *м*. Газовая залежь приурочена к сводовой части структуры. Пористость пласта 11,27—11,67%, эффективная мощность 1,6—5,5 *м*. Залежь пластовая, литологически экранированная, режим газоупругий, с возможным подтоком малоактивных вод.

При опробовании получен газ со свободным дебитом 382 тыс. *м*^{3}/*сутки* при пластовом давлении 119,55 *атм*.

Газоносный горизонт В-7 залегает на 30—50 *м* ниже предыдущего и представлен чередованием алевролитов и аргиллитов с линзами и пропластками газоносных песчаников. Песчанистые прослои развиты узкой полосой в присводовой части складки и на ее периклиналях; на своде и крыльях песчаники замещаются алевролитами и аргиллитами. Эффективная мощность песчаников 1—3 *м*. Пористость коллекторов колеблется от 3,38 до 25,4%, проницаемость достигает 740 *мд*. Залежь пластовая, литологически экранированная, на периклиналях подпирается пластовой водой. Режим залежи смешанный — газоупругий и водонапорный. Начальный дебит при испытании составил 298 тыс. *м*^{3}/*сутки* при пластовом давлении 126,15 *атм*.

Газоносный горизонт В-8 залегает на 5—10 *м* ниже горизонта В-7 и представлен одним — тремя прослоями тонко- и мелкозернистых, слабо сцементированных песчаников. Пористость колеблется от 14

до 28%, проницаемость порядка 350 *мд*. Мощность газонасыщенной части пласта колеблется 2,6—9,4 *м*. Начальные дебиты скважин равнялись 316,6—616,6 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 132,65 *атм*. Залежь пластовая, характеризуется газоупругим режимом.

Газоносный горизонт В-9 залегает на 10—30 *м* ниже горизонта В-8 и представлен двумя прослоями тонкозернистых песчаников эффективной мощностью 0,4—10,0 *м*. Пористость песчаников 23,1—26,6%, проницаемость до 240 *мд*. Свободный дебит газа по скважинам 338,8—626,6 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 132,7 *атм*. Залежь пластовая, характеризуется газоупругим режимом.

Газоносный горизонт В-10 залегает на 30—45 *м* ниже горизонта В-9 и имеет ограниченное распространение. Пласт представлен чередованием аргиллитов и алевролитов, которые на юго-восточной периклинали сменяются песчаниками. Пористость песчаников 13,54—32,6%, проницаемость до 170 *мд*. Эффективная мощность пласта 4—4,5 *м*. Залежь пластовая, литологически экранированная; режим залежи газоупругий.

Промышленный приток получен только в одной скважине со свободным дебитом 156,0 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 120,3 *атм*.

Газоносный горизонт В-11 имеет повсеместное распространение по площади и залегает ниже горизонта В-10 на 8—50 *м*. В литологическом отношении горизонт представлен аргиллитами и алевролитами, которые в северо-западной части структуры замещаются песчаниками, насыщенными газом. Эффективная мощность песчаников 1—3,4 *м*, пористость 15,8—25,8%, проницаемость 47 *мд*. Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная; режим газоупругий. Начальный дебит газа достигал 1014 тыс. $м^3/сутки$, пластовое давление 148,6 *атм*.

Газоносный горизонт В-12 залегает в нижней части верхневизейской толщи и представлен в сводовой части структуры карбонатными мелкозернистыми песчаниками, переслаивающимися с тонкими пропластками алевролитов и аргиллитов. В восточной части структуры песчаники замещаются глинами, эффективная мощность песчаников изменяется от 2,2 до 11,2 *м*. Пористость газонасыщенных коллекторов колеблется от 5,4 до 25,0%. Свободный дебит газа 20,9—2386 тыс. $м^3/сутки$, пластовое давление достигает 148,7 *атм*.

Газоносный горизонт В-13 залегает в 3—7 *м* ниже горизонта В-12 и представлен песчаниками с прослоями известняков и аргиллитов. Газовая залежь приурочена к присводовой и северо-западной частям структуры. По материалам БКЗ пористость песчаника коллектора изменяется от 21 до 28%, эффективная мощность колеблется в пределах 1,6—6,6 *м*. Пласт опробован в трех скважинах, в которых получены дебиты от 1 до 23 000 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 150 *атм*. Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная.

Газоносный горизонт В-13а залегает на 5—10 *м* ниже подошвы горизонта В-13 в нижней части верхневизейской толщи. Представлен чередованием карбонатных аргиллитов и алевролитов с мелкозернистыми песчаниками. По данным интерпретации БКЗ, пористость изменяется в пределах 9—28%, эффективная мощность — от 1,2 до 14,8 *м*. Свободные дебиты скважин колеблются от 383 до 3844 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 116 *атм*. Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная, обладающая газоупругим режимом.

Газоносный горизонт В-14 приурочен к толще разнозернистых кварцевых песчаников, залегающих на размытой поверхности нижневизейских отложений. В северо-восточной части структуры песчаники постепенно замещаются глинистыми и известковистыми породами. Пористость песчаников колеблется от 17,8 до 21—30%; эффективная мощность — от 3,4 до 13 *м*. Из пласта получены фонтаны газа со свободными дебитами от 1074 до 4850 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 153 *атм*. Залежь

пластовая, литологически и тектонически экранированная. Режим смешанный — газоупругий с отстающей напорной краевой водой.

Газоносный горизонт В-15 залегает в верхней части нижневизейской толщи и представлен среднезернистыми слабо сцементированными песчаниками, замещающимися в северо-восточной части структуры глинисто-карбонатными породами. В юго-западной части структуры пласт полностью размыт. Пористость песчаников 24—25,8%, проницаемость 2200—3787 *мд*. Эффективная мощность колеблется от 11,6 до 25,7 *м*. Залежь пластовая, литологически и тектонически экранированная. Режим залежи смешанный — газоупругий с отстающей напорной водой. Пластовое давление 153 *атм*.

Газоносный горизонт В-16 залегает в средней части отложений нижневизейского подъяруса. В разрезах скважин характер горизонта меняется от песчаников с эффективной мощностью 4,3 *м* и пористостью, по данным БКЗ, 17—20% до плотных аргиллитов и алевролитов. Был получен *свободный дебит скважины до* 1180 тыс. $м^3$/*сутки при пластовом давлении* 150 *атм*. Залежь пластовая, литологически экранированная, характеризуется газоупругим режимом.

Газоносный горизонт В-17 залегает в подошвенной части нижневизейских отложений и представлен песчаниками с тонкими прослойками аргиллитов и известняков. По данным БКЗ, пористость коллекторов 22—23%. Эффективная мощность колеблется от 2 до 20,4 *м*. Пластовое давление 162 *атм*, свободный дебит до 3045 тыс. $м^3$/*сутки*. Залежь пластовая, литологически экранированная. Режим смешанный — газоупругий с малоактивной законтурной водой.

Газоносный горизонт В-18 залегает в отложениях турнейского яруса. Литологически представлен разнозернистыми песчаниками эффективной мощностью 2,2—8,4 *м*. Пористость песчаников, по данным БКЗ, изменяется от 23 до 31%. При опробовании скважины получен свободный дебит газа 3932 тыс. $м^3$/*сутки* при пластовом давлении 162,2 *атм*. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Режим газоупругий. Залежь подпирается подошвенной водой, контакт газ — вода установлен на отметках 1457—1460 *м*.

Газоносный горизонт В-19 залегает в толще турнейских отложений, на 5—10 *м* ниже горизонта В-18. Представлен карбонатным песчаником с пористостью, по данным БКЗ, 25—31% и эффективной мощностью 9,4 *м*. Залежь пластовая, тектонически экранированная, с гидростатическим напором. Режим залежи газоупругий.

Газ Зачепиловского месторождения состоит в основном из метана, содержание которого в различных горизонтах колеблется от 72 до 95%. Содержание тяжелых углеводородов достигает в некоторых случаях 8—9%, CO_2 0,1—1,2% и азота 0,15—16,5%. Среднее содержание конденсата в газе составляет 12,5 $г/м^3$.

Из девонских отложений при опробовании интервала 2654—2682 *м* были получены слабые, непромышленного значения, притоки нефти и газа. Нефть густая, сильно парафинистая (до 16%), удельного веса 0,836, почти не содержащая легких фракций, вскипающих до 100° С.

Воды продуктивных горизонтов Зачепиловского месторождения по химическому составу являются высокоминерализованными хлориднонатриево-кальциевыми. Минерализация вод 72—188 *г/л*, общая жесткость 860—2234°.

18. Михайловское газовое месторождение

Расположено в Царичанском районе Днепропетровской и частично в Нехворощанском районе Полтавской административных областей.

Структура выявлена электроразведочными работами в 1949—1950 гг. Сейсмическими исследованиями МОВ, проведенными в 1950—1951 гг. по

условным отражающим горизонтам в триасе, перми и карбоне, подтверждены данные электроразведки. Несколько позднее структура закартирована по мергелям киевского яруса. Одновременно проведено структурно-поисковое бурение, детализировавшее геологическое строение складки по маркирующим горизонтам юры и триаса. Геологопоисковые и геофизические работы дали возможность в конце 1950 г. ввести структуру в разведку глубоким бурением. Первый промышленный приток газа получен во второй половине 1953 г. при опробовании интервала 856—858 *м* нижнего карбона В 1954 г. проведены детальные сейсмические работы, на основании которых в комплексе с данными глубокого бурения удалось составить достаточно полное представление о строении Михайловской структуры.

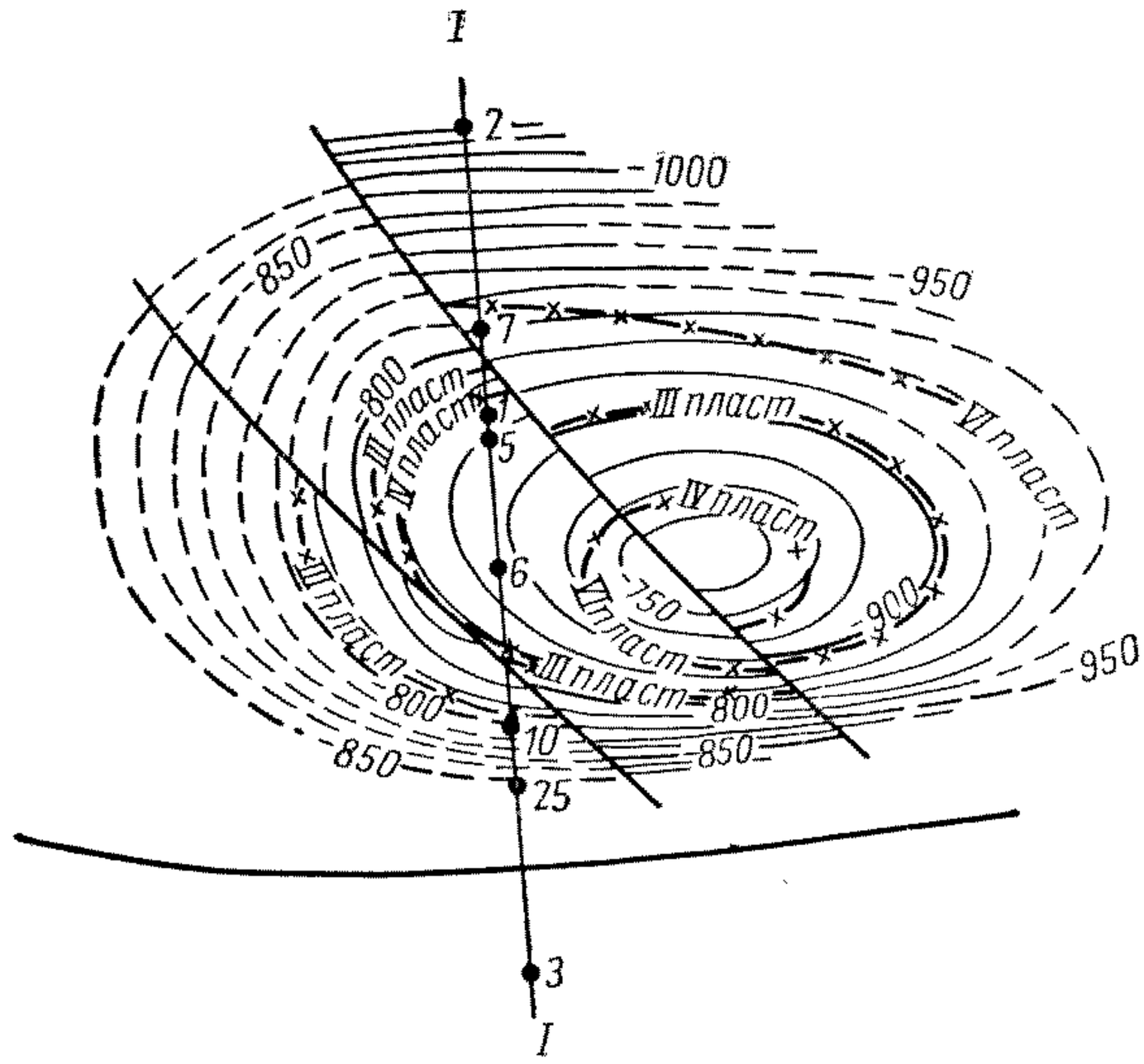
Структура расположена в пределах южной краевой части Днепровского грабена, на участке резкого изменения простирания краевых разломов с широтного на северо-северо-западное. Согласно данным сейсморазведки, на этом участке кровля фундамента погружается на протяжении 12 *км* с 1400—1450 *м* в пределах бортовой части до 6300 *м* в области развития соляноку-польных структур южной краевой части грабена. Михайловское поднятие отвечает системе блоков, залегающих на глубинах 4000—4500 *м*. Осадочные образования здесь представлены девоном, карбоном, верхней пермью, триасом, юрой, мелом, палеогеном и неогеном. Среди каменноугольных отложений отсутствуют верхнекаменноугольные, а в своде и среднекаменноугольные осадки. Среди мезозойских осадков в своде нехватает меловых и верхней части юрских. Поднятие четко выражено по всем отложениям — от наиболее древних — турнейских до самых молодых — неогеновых. Однако в связи с наличием в разрезе большого количества поверхностей несогласий характер его строения с глубиной резко меняется. Наиболее сложное строение имеют турнейские и, по-видимому, девонские образования, наиболее простое — кайнозойские.

По мезозойским осадкам Михайловское поднятие представляет собой асимметричную антиклинальную складку близкого к широтному простирания с крутым (12—20°) южным и пологим (2—3°) протяженным северным крыльями. Амплитуда складки по отношению к южному прогибу, находящемуся уже в пределах бортовой части Днепровско-Донецкой впадины, составляет около 250 *м*. Строение Михайловского поднятия по верхневизейским отложениям выглядит значительно более сложным. Системой локальных нарушений преимущественно северо-западного и северо-северо-западного простираний оно разбито на отдельные приподнятые и опущенные блоки шириной от 0,5—0,6 *км* до 1,5—1,8 *км*. Амплитуда этих нарушений изменяется в пределах от 20—40 *м* до 100—160 *м*. Одно из них разбивает свод поднятия на две части — северо-восточную (опущенную) и юго-западную (приподнятую). По отношению к мезозойскому структурному плану свод поднятия смещается на 2—2,5 *км* к востоку. Крылья становятся круче, достигая 15—30° на юго-западе и 4—6° на северо-востоке. Амплитуда поднятия увеличивается до 350 *м* (рис. 46).

В отложениях нижнего визе, помимо увеличения наклонов крыльев и амплитуды нарушения, намечается тенденция к разобщению поднятия на два свода, четко выраженных по структурному плану турнейских образований. Амплитуда прогиба, разделяющего эти своды, достигает здесь 200 *м*. Кроме того, отмечается большая раздробленность турнейских отложений системой разрывных нарушений.

Газоносность Михайловского поднятия связана с отложениями верхневизейского подъяруса нижнего карбона, в которых из шести газоносных горизонтов (пластов) четыре содержат промышленные газовые залежи.

Газоносный горизонт I по двум скважинам сложен песчаниками, в то время как по другим скважинам он представлен плотными глинистыми алевролитами с прослойками аргиллита. Пористость песчаников



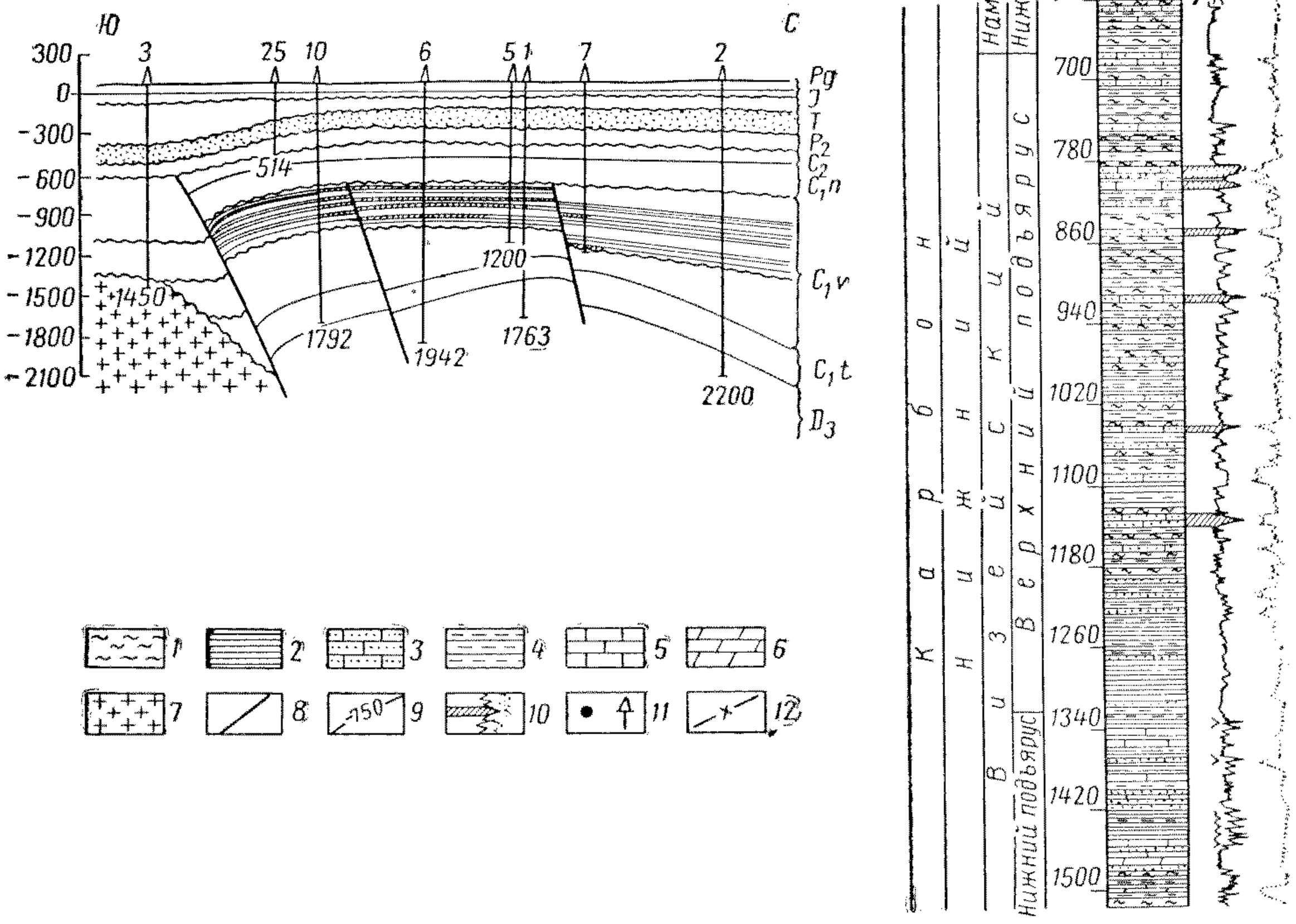


Рис. 46. Михайловское газовое месторождение. По материалам Ю. Б. Демиденко, Г. С. Браиловского, Л. С. Палец, А. А. Билыка, А. А. Мартынова и авторов. (Структурная карта по кровле III пласта верхневизейского подъяруса, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — сланцы; *3* — песчаники; *4* — алевролиты; *5* — известняки; *6* — мергели; *7* — кристаллические породы; *8* — линии разломов; *9* — изогипсы кровли III пласта; *10* — газоносные горизонты; *11* — скважины; *12* — контуры газоносности.

порядка 18%, проницаемость 5,74 *мд*. В одной из скважин горизонт опробован совместно с горизонтом II, так как они разделены лишь 1—2-метровыми пропластками аргиллитов. Потенциальная производительность скважин 1175 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 92,7 *атм*.

Газоносный горизонт II представлен песчаниками мощностью 14—20 *м*. Средняя пористость коллекторов 22,6%, проницаемость 380 *мд*. При опробовании горизонта получены газовые фонтаны с потенциальной производительностью 200 тыс. $м^3/сутки$ при пластовых давлениях соответственно 64,8; 66,9; 100 и 94,7 *атм*. Залежь классифицируется как сводовая пластовая, разбитая нарушением. Залежь подпирается контурной водой. Граница раздела газ — вода в опущенном восточном блоке определена на отметке —841,5 *м*, на западном приподнятом блоке структуры — на отметке —725 *м*. Режим залежи водонапорный.

Газоносный горизонт III. Коллекторами газа являются песчаники мощностью 5—17 *м*. Средняя пористость их составляет 20,7%, проницаемость 183,76 *мд*. Пластовая сводовая залежь приурочена к центральной части поднятия и подпирается контурной водой. Газо-водяной контакт в опущенном блоке находится на уровне —902 *м*, а в приподнятом — на уровне —794 *м*. Режим залежи водонапорный. При опробовании горизонта III в скважинах получены газовые фонтаны с потенциальной производительностью 1698, 1122, 1698, 1365 тыс. $м^3/сутки$ при пластовых давлениях соответственно 92,9; 99,76; 103,19 и 102,62 *атм*.

Газоносный горизонт IV. Коллекторами газа являются песчаники мощностью 15—25 *м*. Пористость их колеблется от 19 до 25,3%, проницаемость — от 24,5 до 381 *мд*. При опробовании получен газовый фонтан с абсолютно свободным дебитом 741,3 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 97,4 *атм*. Пластовая сводовая залежь подпирается водой. Контакт газ — вода в приподнятом блоке установлен на отметке — 837 *м*, а в опущенном — на отметке —932 *м*.

Газоносный горизонт V представлен мелкозернистыми песчаниками, замещающимися глинами и аргиллитами. Среднее значение пористости песчаников 8,2%, проницаемости — 0,12 *мд*. Мощность проницаемой части не превышает 35 *м*. Газоносность установлена опробованием скважины, где при пластовом давлении 102,3 *атм* получен свободный дебит газа в 182 тыс. $м^3/сутки$.

Газоносный горизонт (пласт) VI имеет повсеместное распространение и представлен песчаниками с прослоями аргиллитов и известняков. В направлении с юга на север коллекторские свойства горизонта значительно ухудшаются, так как песчанистые разности замещаются известково-глинистыми. В связи с этим суммарная мощность проницаемой части пласта колеблется от 40 до 15 *м*. Газоносность горизонта установлена опробованием скважины со свободным дебитом газа 1862 тыс. $м^3/сутки$ при пластовом давлении 100 *атм*.

Пластовая сводовая залежь разбита нарушением и подпирается подошвенной водой. Газо-водяной контакт в приподнятом блоке структуры установлен на отметке —950 *м*, а в опущенном — на отметке —1065 *м*. Режим залежи водонапорный.

Газ месторождения состоит в основном из метана (95%) с небольшим содержанием тяжелых гомологов (до 0,145%), CO_2 в среднем 0,55%, инертных газов и азота 3,9%; сероводород отсутствует. Удельный вес газа 0,576.

На месторождении отмечены прямые признаки нефтеносности. С глубины 1063—1074 *м* поднят крупно- и среднезернистый песчаник мощностью 3 *м*, насыщенный нефтью; из другой скважины с глубины 1057—1074 *м* поднят известняк с густой окисленной нефтью. Однако проведенные испытания скважин в этих интервалах дали отрицательные результаты — были получены притоки высокоминерализованной воды с выделением горючего газа.

НАПРАВЛЕНИЕ ДАЛЬНЕЙШИХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Развитие разведочных работ в пределах Днепровско-Донецко-Припятского грабена в последние годы получило широкий размах. Количество площадей, единовременно находящихся в разведке, достигает 28—30, а пробуренных скважин 77—80 при затратах разведочного метража около 180—200 тыс. *м* в год.

Разведочное бурение до последнего времени велось на структурах, как правило, последовательно изученных сначала геофизическими методами, а затем структурно-поисковым бурением. Недостатком такой подготовки является затягивание на долгие годы поисковых работ, с одной стороны, и отставание структурного бурения от требований разведки, с другой. Средняя глубина структурных скважин не превышала 1200 *м*, что при наличии многочисленных перерывов в осадконакоплении и угловых несогласий, приводящих к несовпадению структурных планов, затрудняет и, в свою очередь, затягивает период разведки. Бурение ряда разведочных скважин, составляющих иногда до 50% удельного веса всего бурения, проводилось с целью выяснения структурно-поисковых задач, а непосредственные задачи поисков и оконтуривания нефтяных и газовых залежей с помощью этих скважин не решались.

С 1958—1959 гг. начала применяться комплексная подготовка структур под глубокое разведочное бурение путем проведения геофизических, особенно различных модификаций сейсмических, методов разведки с одновременным использованием структурно-поискового бурения. Такое комплексирование сократило срок подготовки структур под глубокое разведочное бурение.

В настоящее время важной задачей является бурение структурно-поисковых скважин на большие глубины с целью изучения разрезов на глубину не менее 2000 *м*.

Главное значение имеет выяснение нефтегазоносности глубоко залегающих отложений разреза. Средняя глубина разведочных скважин прежних лет достигала 2600 *м* и только отдельных — 3500—4500 *м*. Тем не менее, перспективные горизонты нижне- и среднекаменноугольных отложений, а на юго-востоке области и верхнекаменноугольных требуют дальнейшего разведочного бурения на большие глубины с более тщательной подготовкой структур.

Важной проблемой является также разведка подсолевого девона. Литолого-фациальные структурно-тектонические условия позволят оценивать подсолевой девон как толщу, перспективную для поисков залежей нефти и газа. Наличие эффузивных пород в разрезе девона в районе г. Чернигова вблизи выступа фундамента не умаляет перспективности этой толщи, несмотря на большую глубину залегания.

Если к этому добавить, что из фонда локальных поднятий, насчитывающего свыше 200 структур, выявленных различными геологопоисковыми методами, разведочное бурение проведено всего на 44 (около 20%), то становится совершенно ясным, что перспективы Днепровско-Донецкой впадины и всей Восточно-Украинской нефтегазоносной области еще полностью не оценены.

Немаловажную роль при выявлении перспектив глубинных отложений должно сыграть бурение скважин по региональным сейсмическим профилям до 4000—5000 *м*.

ВЫВОДЫ

Результаты подсчета ресурсов нефти и газа Восточно-Украинской нефтегазоносной области на основе материалов, полученных за время ее изучения, показали, что она является наиболее перспективной на Украине

в отношении поисков новых месторождений, связанных с разрезом осадочной толщи — от верхнедевонской подсолевой до юрской включительно.

К группе D_2 отнесены запасы, которые могут быть открыты на перспективных площадях, нуждающихся в постановке региональных работ для выяснения деталей тектонической картины. Такими площадями могут быть межкупольные пространства, а также отдельные участки, на которых возможны локальные поднятия, лежащие на продолжении антиклинальных линий. Кроме того, сюда можно отнести перспективные горизонты еще не изученной части разреза. Как видно из диаграммы (рис. 47), к этой категории может быть отнесено до 7,5% ресурсов газа и 17,2% ресурсов нефти.

Запасы группы D_1 отнесены к локальным поднятиям, выявленным региональными работами на перспективных участках области. По своему положению и характеру фаций перспективных горизонтов эти поднятия могут обладать промышленными запасами, но отсутствие детальных представлений об их тектонике не дает оснований оценивать их более высоко. Таких структур в области известно около 200 с запасами нефти, составляющими 68,3% всех ресурсов, и газа — 59,6%. Это вызывает необходимость проведения большого объема детальных геофизических и структурно-поисковых работ с целью подготовки структур под глубокое разведочное бурение.

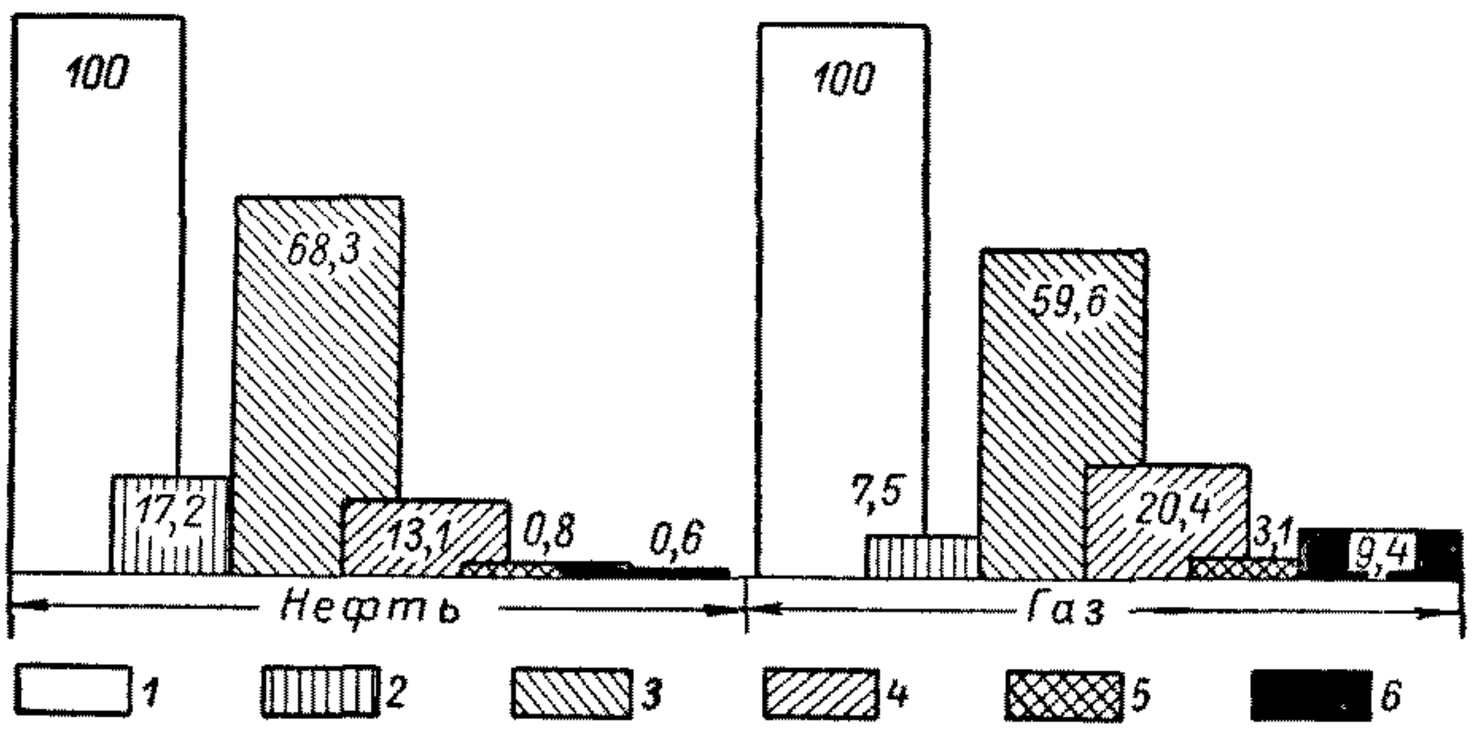


Рис. 47. Соотношение категорий запасов нефти и газа Восточно-Украинской нефтегазоносной области на 1/I 1961 г. (в %). По В. Н. Крамаренко.

1 — общий объем запасов по нефти (газу), принятый за 100%; *2* — прогнозные запасы высшей группы — D_1; *3* — прогнозные запасы низшей группы — D_2; *4* — перспективные запасы категории C_2; *5* — предполагаемые запасы категории C_1; *6* — промышленные и разведанные запасы категорий А + В.

Низкий процент запасов категории C_1 по сравнению с категорией C_2 (по газу 3,1% против 20,4% и по нефти 0,8% против 13,1%) говорит о недооценке поискового бурения на нефть и газ, что приводит к отставанию подготовки структур под разведочное бурение. В результате отстает разведка месторождений, и удельный вес промышленных категорий является небольшим (9,4% по газу и 0,6% по нефти). Правда, в абсолютных цифрах по газу промышленные запасы значительно превосходят плановые по другим нефтегазоносным областям Украины, но по нефти этих запасов еще недостаточно. Отрицательную роль здесь, по-видимому, играют затруднения в разведке структур, разбитых на отдельные блоки, и глубокое залегание ряда перспективных горизонтов.

Из рис. 48 видно, что основным нефте- и газосодержащим комплексом являются нижнепермские отложения: на них приходится 81% всех промышленных запасов нефти и газа. Это объясняется благоприятными фациальными условиями (прекрасные песчаные коллекторы, перекрытые соленосной толщей на большой площади) и сравнительно небольшой глубиной залегания этого комплекса. Триасовые отложения, лежащие выше, уже лишены благоприятных фациальных условий. Подстилающие их отложения изучены хуже, однако 13,9% промышленных запасов нефти и газа уже выявлено в араукаритовой свите верхнего карбона.

Основные запасы (91,9%) приурочены к центральной части Днепровско-Донецко-Припятского грабена. В северной краевой части находится всего 6,3% промышленных запасов, а в южной — 1,8%. Коллекторами являются песчаные горизонты, прослои и отдельные линзы; 80,8% запасов приходится на массивные залежи и только 19,2% — на пластовые.

На такое соотношение запасов нефти и газа решающее влияние имеет Шебелинское месторождение, а также Гнединцевское месторождение, обладающие 6,7% всех запасов, и Глинско-Розбышевское — 1,5% запасов. 6,2% запасов имеет Качановское месторождение, приуроченное к северной краевой части Днепровско-Донецкой впадины. На остальных месторождениях запасы нефти и газа незначительные.

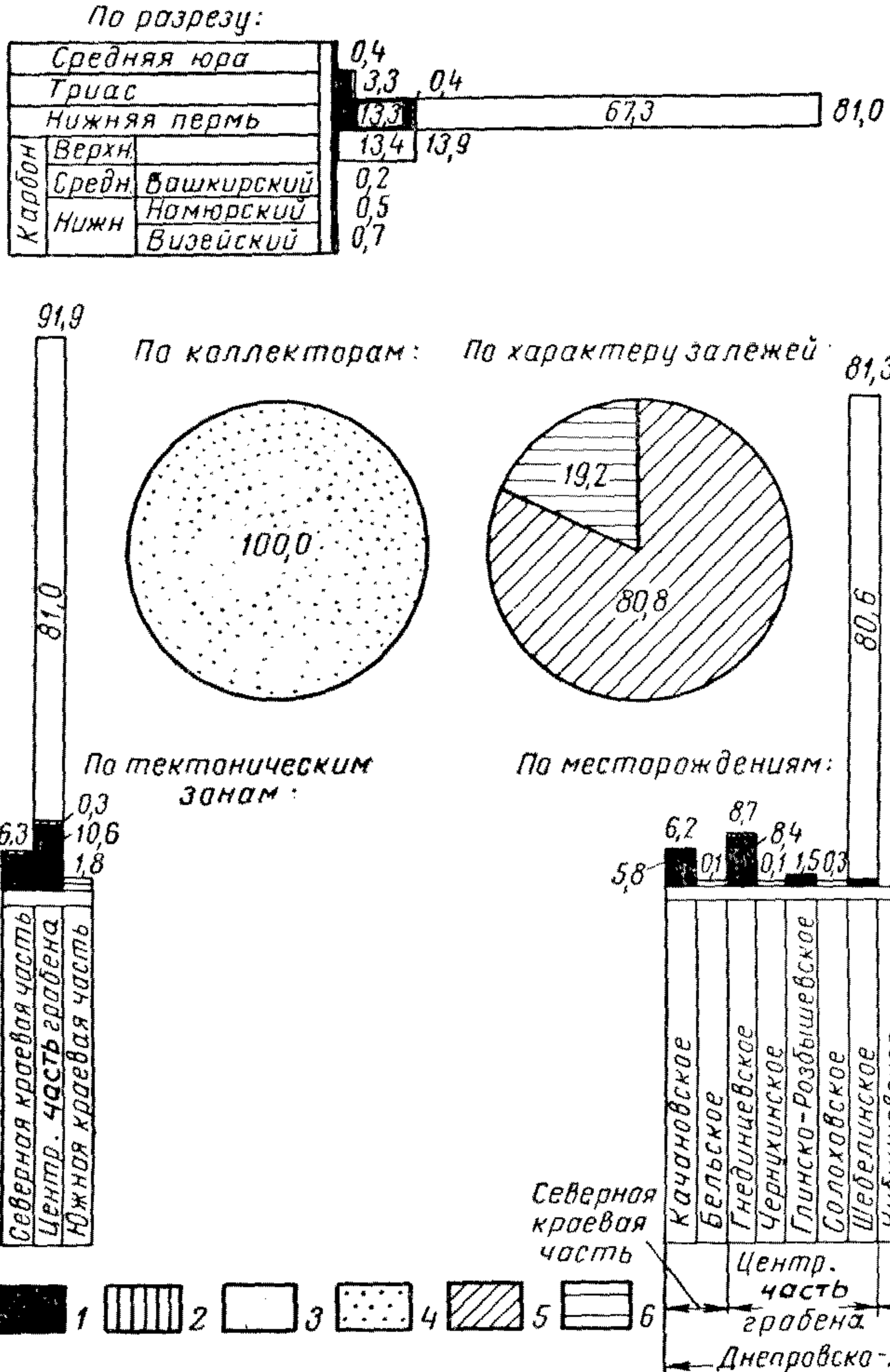


Рис. 48. Характеристика промышленных запасов нефти и газа Восточно-Украинской нефтегазоносной области по состоянию на 1/I 1962 г. (в %). Составил В. Н. Крамаренко.

1 — запасы нефти; *2* — запасы растворенного газа; *3* — запасы свободного газа; *4* — песчаные коллекторы; *5* — массивные залежи; *6* — пластовые сводовые залежи.

Разведочные работы, проведенные на территории области, дают основание сделать следующие выводы.

1. Основные перспективы нефтегазоносности области связаны с центральной частью Днепровско-Донецко-Припятского грабена.

2. В центральной части Днепровско-Донецко-Припятского грабена интерес представляют нижнепермские, каменноугольные и девонские отложения.

3. Нижнепермские отложения наиболее перспективны там, где мощность хемогенной толщи большая.

4. Северная бортовая часть Днепровско-Донецкой впадины перспективна на глубинах более 600—800 *м*, т. е. за пределами зоны активного водообмена.

5. Особенно важными для разведки в северной бортовой части впадины являются отложения, подстилающие юрские.

6. Южная бортовая часть впадины менее интересна, так как сильнее раздроблена и в верхней части разреза имеет активный водообмен.

7. В области развития соляной тектоники интерес представляют межкупольные пространства и зоны продолжения локальных поднятий.

8. Возможность разведки глубоко залегающих отложений ограничивается мощностью бурового оборудования, как правило, рассчитанного на бурение до 3500 *м*.

ЧАСТЬ II

ЗАПАДНО-УКРАИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Западно-Украинская нефтегазоносная область на севере граничит с Белорусской ССР, на востоке — с Житомирской и Хмельницкой областями УССР, на юге — с Молдавской ССР, Румынской Народной Республикой и Венгерской Народной Республикой, на западе — с Чехословацкой Социалистической Республикой и Польской Народной Республикой. В этих границах область протягивается с севера на восток на расстояние свыше 225 *км*; общая ее площадь превышает 110 тыс. *км*^{2}.

По своим природным условиям и рельефу Западно-Украинская область весьма разнообразна. Основную часть территории занимают Волыно-Подольская возвышенность с максимальной абсолютной отметкой 433 *м* и Восточные Карпаты с максимальной абсолютной отметкой 2058 *м*, протягивающиеся в общем с северо-запада на юго-восток.

Восточные Карпаты входят в состав Карпато-Балканской горной цепи. К ним обычно относится часть Карпатской дуги, располагающаяся между р. Дунаец на северо-западе и Дымбовица на юго-востоке. Все хребты Восточных Карпат от р. Дунаец имеют северо-западную ориентировку; на юго-востоке же направление их простирания постепенно отклоняется к югу и на участке между рр. Молдова и Бузеу становится меридиональным; затем между рр. Бузеу и Дымбовица простирание резко сменяется на широтное.

На территории Украины находится лишь центральная часть Восточных Карпат, так называемые Украинские Карпаты; северо-западная часть Карпатской дуги принадлежит Польше и Чехословакии, а юго-восточная — Румынии.

В Украинских Карпатах выделяются следующие поперечные основному хребту физико-географические районы: на северо-западе — Бескиды, в центральной части — Горганы и на юго-востоке — Черные горы и Гуцульские Альпы. Вдоль юго-западной границы в виде самостоятельной системы простирается Выгорлат-Гутинский вулканический хребет.

Наибольшие высоты Украинских Карпат (гора Говерла, 2058 *м*; гора Поп Иван, 2020 *м*) находятся в пределах Черных гор. К северо-западу и юго-востоку от них отметки рельефа быстро понижаются. Юго-западнее Черные горы сменяются Гуцульскими Альпами, или Раховскими горами, отделяясь от них долиной Белой Тиссы. К юго-востоку от Раховских гор располагаются Чивчинские горы.

Горганы, являясь водоразделом бассейнов рр. Тиссы и Днестра, охватывают территорию от р. Стрый на северо-западе до рр. Прут и Тисса на юго-востоке. Они отделяются от Черных гор котловиной Ясины. В северо-западном

направлении от гор Буштул (1693 *м*) и Сывуля (1813 *м*) Горганы вместе со всеми хребтами Восточных Карпат постепенно понижаются до 1300 *м*.

На северо-западе на территорию Украины заходят Бескиды, которые, постепенно повышаясь, на юго-востоке сменяются системой Полонинских гор (гора Полонина Руна, 1482 *м*; гора Стой, 1679 *м*). Полонинские горы пенепленизированы и получили название от находящихся на них пастбищ — полонин.

С юго-запада к Карпатам, имеющим на Украине ширину около 100 *км*, примыкают Закарпатская равнина, являющаяся составной частью Паннонской (Венгерской) низменности и орошающаяся Тиссой и ее притоками (Уж, Латорица, Иршава, Рика, Теребля и Тересва). На северо-востоке Украинские Карпаты сменяются слегка всхолмленной Предкарпатской равниной, ограниченной Волыно-Подольской возвышенностью, На границе этих двух морфологических единиц протекает крупнейшая в области р. Днестр с абсолютными отметками, понижающимися с северо-запада на юго-восток — с 200 до 300 *м*. Все правые притоки Днестра — Быстрица (Подбужская), Тысьменица, Стрый, Свича, Ломница, Быстрица Солотвинская, Быстрица Надворнянская, а также притоки Прута — Люча, Пистынка, Рыбница и Черемош — пересекают Предкарпатскую равнину и северо-восточный склон Карпат.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ИСТОРИИ ИЗУЧЕННОСТИ

Восточные Карпаты и прилегающие к ним земли издавна привлекали внимание путешественников, географов, геологов. Природные условия и большое количество разнообразных полезных ископаемых заставляли ученых систематически изучать эту область. Однако, несмотря на то, что история исследования ее насчитывает свыше 200 лет, многие вопросы геоморфологии, стратиграфии, тектоники и условий формирования месторождений полезных ископаемых остаются дискуссионными. Объясняется такое положение главным образом сложностью геологического строения области.

Первые сведения о геологическом строении, относящиеся к Западной нефтегазоносной области Украины, опубликованы в 1730—1860 гг. в связи с описанием месторождений солей, нефти и озокерита. Среди авторов необходимо отметить К. Клука, Б. Хакета, Ст. Сташица, Ю. Геккера, Ф. Посепного и др.

С 70-х годов прошлого столетия появляются работы по стратиграфии и тектонике Карпат и Предкарпатья К. Пауля, Е. Титце, А. Альта, Г. Запаловича, И. Семирадского, Е. Дуниковского, М. Вацека, Ф. Хауера, А. Штахе и др.

В последующие годы (1887—1911 гг.) группой австрийских геологов (А. Альт, Ф. Беняш, Т. Вишневский, Р. Зубер, М. Ломницкий, В. Тейссейре и др.) закартирована в масштабе 1 : 75 000 вся территория Галиции. Этой работой заложены основы современной стратиграфии Карпат и Предкарпатья.

В 1906—1907 гг. впервые опубликованы взгляды Люжона на покровное строение Карпат, которые долгое время оставались главенствующими. Их развивали М. Лимановский, В. Улиг, Д. Андрусов, Я. Новак, Г. Свидзинский, К. Толвинский, Б. Свидерский и др. Систематические исследования были прерваны империалистической войной.

В 1923—1939 гг. плодотворными геологическими исследованиями занимались польские геологи — К. Толвинский, В. Тейссейр, Г. Тейссейр, Б. Свидерский, Б. Буяльский, Ф. Фридберг, Я. Чарноцкий, Г. Свидзинский, Г. Сизанкур, В. Рогаль, Ю. Токарский, З. Паздро и др. В это время глубокое разведочное бурение проводилось как на старых нефтепромысловых площадях (Бориславе, Битков, Майдан, Рыпне), так и на новых (Косов, Дашава, Опары, Калуш, Старуня, Ходновичи). Многие районы Предкарпатья подверглись детальной геологической съемке; для отдельных районов раз-

работаны подробные схемы стратиграфии и тектоники. В 1939 г. опубликована геологическая карта Восточных Карпат под редакцией К. Толвинского.

С 1939 г. область начала изучаться советскими геологами. Первая крупная сводная работа по геологии и полезным ископаемым Карпат и Предкарпатья принадлежит А. С. Вологдину, А. К. Матвееву (1941) и другим. С 1945 г. изучением геологического строения области занимались трест «Укрнефтеразведка», АН УССР, объединения «Укргаз» и «Укрнефть», экспедиция ВНИГРИ, ЛГУ, б. КАРНИГИ, УкрНИГРИ (Украинское отделение ВНИГНИ), ВНИГНИ, тресты «Укрнефтегеофизика», «Львовнефтегазразведка» и другие организации.

В течение 17 лет выполнен большой объем работ, связанных с поисками и разведкой нефти, газа, калийных солей, бурых углей, серы, редких и цветных металлов.

В 1946—1949 гг. экспедицией МГРИ под руководством проф. А. А. Богданова закартирована вся территория. Это была первая крупная работа, проведенная по единой методике. Полученные результаты явились ценным вкладом в познание геологического строения Карпат.

После войны в Предкарпатье и Закарпатье в большом объеме проводилось глубокое разведочное бурение. Средняя глубина разведочных скважин за 17 лет достигла 1655 *м* при максимальной глубине 3440 *м* (рис. 49). На площади Великие Мосты на Волыно-Подольской возвышенности в девонских отложениях была вскрыта газовая залежь с пластовым давлением свыше 100 *атм*. На северо-востоке Предкарпатья разведочные работы привели к открытию массивной залежи в юрских отложениях на Рудковском месторождении, многопластовой залежи в тортонских и меловых отложениях в Угерском месторождении, мощного газового горизонта в меловых отложениях на Бильче-Волицком месторождении и ряда мелких месторождений и залежей. Наряду с газовыми открыто два небольших месторождения нефти, приуроченных к юрским отложениям, — Судово-Вишнянское и Кохановское; в отличие от нефтей карпатских месторождений, нефть здесь оказалась тяжелой, окисленной, с большим содержанием серы.

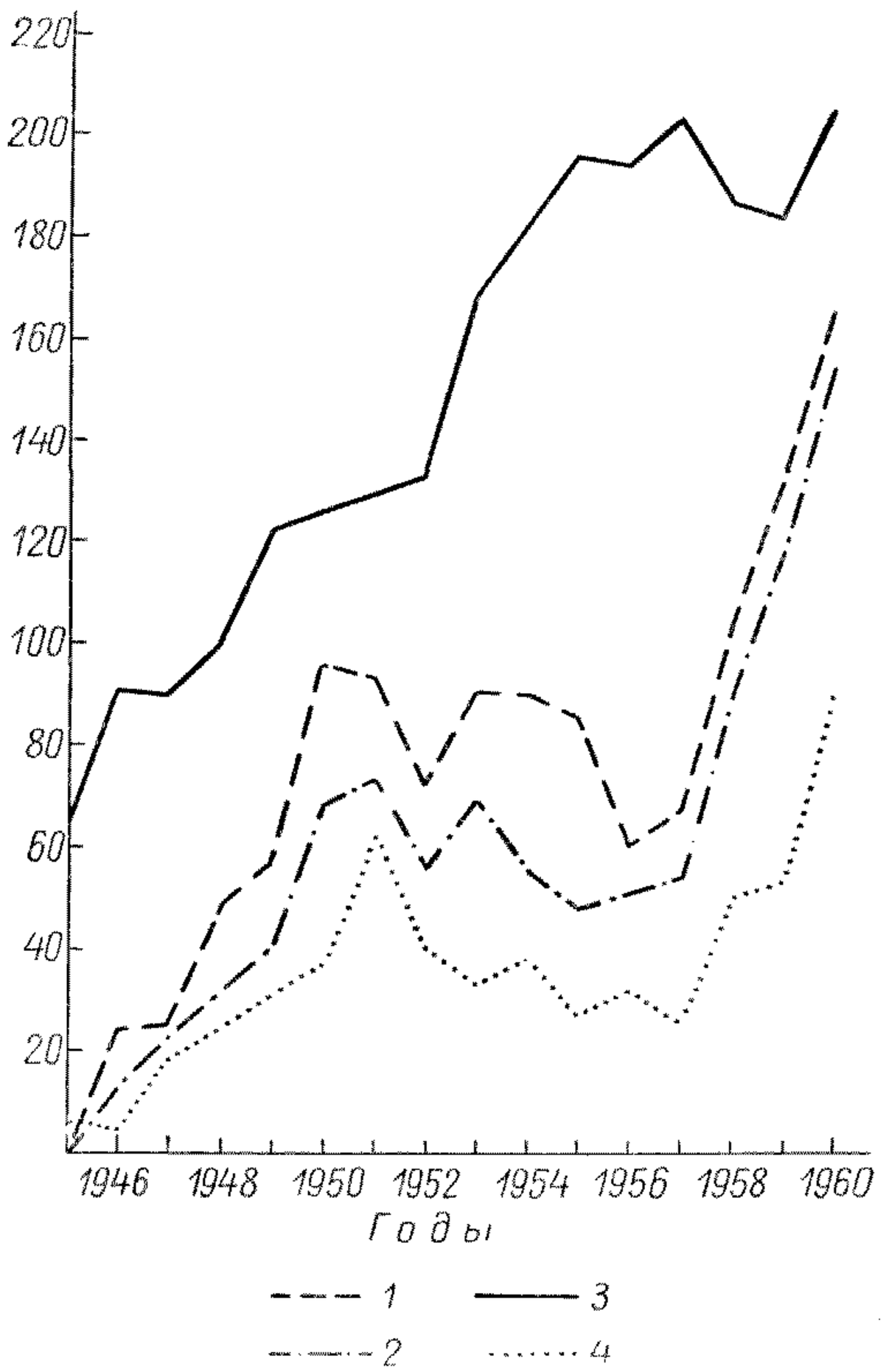


Рис. 49. Развитие разведочного бурения в западных областях Украинской ССР в 1945—1960 гг. По В. Н. Крамаренко.

1 — расход в сотнях тысяч рублей; *2* — проходка в тысячах метров; *3* — средние глубины скважин в десятках метров; *4* — количество законченных скважин.

На юго-западе Предкарпатья до 1958 г. была известна лишь одна небольшая газовая шапка нефтяной залежи складки Газовой на Битковском месторождении. В 1958 г. в эоценовых породах складки впервые для этого района была выявлена крупная газоконденсатная залежь, ограниченная контурными водами. Постановка комплекса геологопоисковых и разведочных работ привела к открытию крупного многопластового нефтяного месторождения Долина, небольшого месторождения Иванники с залежами нефти в линзах отложений воротыщенской свиты и пяти новых нефтяных залежей на старых площадях (Бориславская глубинная складка, залежи на месторожде-

ниях Рыпне и Битков). По-видимому, здесь можно ожидать благоприятные фациальные и структурные условия. Однако изучение района геофизическими методами затруднено вследствие надвинутых на него складок Карпат.

Несмотря на многочисленные нефтепроявления, во время бурения разведочных скважин в районе Карпат сколько-либо значительных залежей открыть не удалось.

Изучение Закарпатья советскими геологами началось несколько позже, чем Предкарпатья и Карпат. В основу постановки геологопоисковых работ были положены материалы чешских и венгерских геологов. Бурение проводится на ряде площадей, но промышленные залежи нефти и газа пока не получены.

Структурное бурение на территории области проводилось с целью уточнения тектонической характеристики локальных поднятий на 103 площадях. В результате под промышленную разведку подготовлено 29 структур, в том числе на нефть 14 и на газ 15. Однако в глубокое разведочное бурение введено только 13 структур; на остальных структурах разведочное бурение не могло быть начато без дополнительного глубокого структурно-поискового бурения в комплексе с детальными сейсмическими исследованиями. Средние глубины структурно-поисковых скважин в 1950 г. составляли 300 *м*, в 1953 г. — 400 *м*, в 1956 г. — 520 *м*, в 1959 г. — 720 *м* и в 1962 г. — 966 *м*. Структурно-поисковое бурение дало богатый материал для изучения геологического строения отдельных площадей и тектонических зон в целом. Однако эффективность его как метода поисков структур все еще небольшая, что объясняется недостаточными глубинами скважин.

Важное значение для познания глубинного строения области имело опорное бурение. Всего пробурено четыре опорных скважины: Стрыйская на северо-востоке Предкарпатья, Олесская и Рава-Русская в Волыно-Подолии и Даниловская в Закарпатье. Соотношение стратиграфических разрезов этих скважин следующее:

Название опорной скважины	Глубины залегания подошвы стратиграфических комплексов, *м*											
	четвертичн.	миоцен: сармат	миоцен: тортон	палеоцен	мел	юра	карбон	девон	силур	кембрий	забой скв., *м*
Стрыйская	25	1950*	2158	—	—	3003	—	—	—	—	3003
Олесская	15	—	—	—	79	—	176	1176	1824	1918	1918
Рава-Русская	—	—	—	—	917	1227	—	—	2960	—	2960
Даниловская	20	1170	1920	2505	—	—	—	—	—	—	2505

Широкое развитие в последние годы получило профильное бурение. Профильные скважины бурятся на технически возможную глубину и располагаются профилями вкрест простирания изучаемых тектонических зон. Это дает возможность выяснить как литолого-фациальные, так и тектонические условия за пределами разведочных площадей.

В 1947 г. развернулись геофизические исследования, давшие много ценных материалов по глубинному строению Карпат и Предкарпатья и Волыно-Подольской возвышенности. Проведенные работы позволили, с одной стороны, оценить приемлемость исследований для различных геологических условий, а с другой — интерпретировать получаемые материалы.

В пределах Волыно-Подольской возвышенности проводились гравиметрические, магнитометрические, электроразведочные и региональные сей-

* В интервале 25 — 1950 *м* — красноцветы стебникской свиты гельвета.

сморазведочные работы. Гравиметрические и магнитометрические работы дали общее представление о тектонике этого района и характере залегания кристаллического основания. Однако сейсмогеологические условия района малоблагоприятны для структурных построений, так как нуждаются в проверке и уточнении бурением, рассчитанным на глубины 1000—2500 *м*.

На северо-востоке Предкарпатья широкое развитие получили электроразведочные работы. При выдержанности геологического разреза этот метод дает представление о тектонике, позволяя выделять контуры структур третьего порядка. Сейсморазведочными работами покрыт почти весь район. Наиболее эффективным отражающим горизонтом между советско-польской границей и р. Стрый является гипсо-ангидритовый горизонт тортона. Делались попытки картировать структуры по мезозойскому комплексу, но четких структурных построений не было. По-видимому, необходимо комплексирование сейсмических исследований со структурно-поисковым бурением глубиной до 2000 *м*. Структуры, выявленные по гипсо-ангидритовому горизонту, не нуждаются в проверке структурно-поисковым бурением. Построения по данным сейсмических исследований отличаются высоким качеством с точностью определения глубин залегания опорного горизонта ∓15—25 *м*.

В районе юго-восточного Предкарпатья электроразведкой покрыта площадь, охватывающая северо-западную и центральную его части. Поисково-рекогносцировочные и детальные сейсморазведочные работы проведены на участке, простирающемся к юго-востоку от г. Делятина. Однако неблагоприятные сейсмогеологические условия осложняют здесь проведение и интерпретацию сейсмических работ. После 1954 г. в результате применения новых методов (комплексный метод преломленных волн — КМПВ, метод регулируемого направленного приема — РНП и др.) освещены некоторые детали глубинного строения отдельных участков юго-восточного Предкарпатья и дана доброкачественная характеристика их по условным отражающим горизонтам. В пределах района было выявлено 45 тектонических блоков, являющихся частями антиклинальных структур, разбитых поперечными дислокациями. Однако небольшое количество пробуренных скважин затрудняет сопоставление данных сейсморазведки с результатами бурения.

В пределах Карпат проведены три сейсмических пересечения и гравиметрическая съемка.

В Закарпатье электроразведочными работами покрыта незначительная площадь. Изменчивость разреза и наличие линз и штоков соли затрудняют интерпретацию материалов. Поисково-рекогносцировочными сейсмическими исследованиями охвачена центральная часть района между городами Мукачево и Берегово, однако данные этих исследований также требуют проверки структурно-поисковым бурением глубиной до 2000 *м*.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

Докембрийские и палеозойские образования в Западно-Украинской нефтегазоносной области известны в Мармарошско-Раховском массиве (Черные горы и Гуцульские Альпы, или Раховские горы). Здесь на поверхность выходят кристаллические породы, возраст которых различными исследователями определяется как докембрий или палеозой (в полном объеме).

К западу от кристаллических пород Украинского щита под покровом мезозойских и неогеновых отложений располагается область широкого развития палеозойских образований, полого погружающихся в западном и юго-западном направлениях. На севере, в районе верховьев р. Припяти развиты рифейские породы, залегающие непосредственно под меловыми

и неогеновыми отложениями на глубинах, обычно не превышающих 400 *м*; здесь они слагают Пинскую антеклизу, отделяющую Припятскую часть Днепровско-Донецкой впадины от Брестской впадины и Львовского прогиба. Еще севернее, в районе между Островом Мазовецким и Новогрудком располагается Белорусский кристаллический массив, перекрытый мезозойскими и, частично, неогеновыми породами. Этот массив вытянут в широтном направлении, представляя по существу западное продолжение полосы кристаллических пород Воронежского массива, выходящих под мезозойскую поверхность.

К северу от Черновиц породы палеозоя простираются в меридиональном направлении параллельно Украинскому кристаллическому щиту. За г. Стрый они приобретают северо-западное простирание. На поверхность породы палеозоя выходят в основном только по Днестру и его левым притокам. На остальной территории, за исключением района Пелчи и бассейна р. Горыни, они известны по многочисленным скважинам. В фундаменте Предкарпатского прогиба в последние годы бурением глубоких скважин вскрыты отложения силура и кембрия.

В Карпатах и Предкарпатье отложения палеозоя на поверхность нигде не выходят. Широкое развитие они получили в Келецко-Сандомирских горах и на Волыно-Подольской возвышенности. Об отложениях палеозоя в фундаменте Предкарпатского прогиба и Карпат можно судить лишь по присутствию в конгломератах палеогенового флиша и миоценовых моласс галек пород с палеозойской фауной и по некоторым другим косвенным данным.

М е з о з о й с к и е о б р а з о в а н и я известны только на отдельных участках Западно-Украинской нефтегазоносной области. Так, триасовые отложения достоверно известны только в Раховской зоне и зоне Пиенинских утесов, где они с резким угловым несогласием залегают на кристаллических породах докембрия. Юрские породы залегают на размытой поверхности палеозойских образований в пределах Львовского прогиба и распространены в пониженных участках доюрского рельефа. В Карпатах породы юрской системы на поверхность выходят в виде узкой полосы Пиенинской, или Утесовой зоны и на Мармарошско-Раховском массиве. В Предкарпатском прогибе они вскрыты бурением в Кохановке, Судовой Вишне, Рудках, Угерско, Бильче-Волице, Стрые и других местах. Отложения меловой системы во Львовском прогибе лежат на карбонатной толще юры и на размытой поверхности карбона и представлены альбом и вышележащими ярусами. Мощность меловых отложений возрастает с северо-востока на юго-запад — от нескольких десятков до 1100—1200 *м*. В Карпатах меловые отложения представлены флишем.

К а й н о з о й с к и е о б р а з о в а н и я в пределах области распространены неодинаково. Если палеогеновые отложения (палеоцен, эоцен и олигоцен) широко развиты в складчатых Карпатах, то в Предкарпатском и Закарпатском прогибах выпадает часть разреза, а на Русской платформе отложения развиты спорадически. Неогеновые осадки с молассовой фауной перекрывают в прогибах, окружающих складчатую область Карпат, палеогеновые породы флишевого основания (в Предкарпатском и Закарпатском прогибах) и меловые породы платформенного основания (во Внешней зоне Предкарпатского прогиба). На платформе отложения неогена распространены широко, имея, однако, небольшую мощность.

Стратиграфическое расчленение разреза и краткая литологическая характеристика его приводятся в табл. 6. По характеру осадков и истории развития область разбита на семь районов: I — Волыно-Подольская окраина Русской платформы, II — Внешняя зона Предкарпатского прогиба, III — Внутренняя зона Предкарпатского прогиба, IV — складчатая область Карпат, V — Черногорско-Шипотская зона, VI — Мармарошско-Пиенинская зона и VII — Закарпатский прогиб.

Таблица 6

Стратиграфический разрез Западно-Украинской нефтегазоносной области по выделенным районам

Группа, система	Отдел	Ярус, подъярус	Литологическая характеристика по выделенным районам I—VII
1	2	3	4
Четвертичная (Q)			I—VII: суглинки, галечники, пески, глины, песчаники с растительными остатками. 0—30 *м*.
Неогеновая (N)	Плиоцен (N_2)	Левантийский (Iv)	VII: *гутинская свита* (*ht*) — андезиты, базальты, липариты, туфы, туффиты, слагающие Выгорлат-Гутинский хребет. *Ильницкая свита* (*il*) — лагунные отложения, глины, пески, туфы, туффиты, бурые угли к югу от Выгорлат-Гутинского хребта.
		Верхнепаннонский (pn_2)	VII: *кошелевская свита* (*k*) — песчаники, глины, туфы, андезиты.
	Миоцен (N_1)	Нижнепаннонский (pn_1)	VII: *изовская свита* (*iz*) — серые и голубовато-серые известковистые глины, иногда с прослоями туфов и туффитов.
		Среднесарматский (s_2)	VII: *алмашская свита* (*al*) — серые глины и песчаники с иероглифами на поверхности напластования, иногда с прослоями дацитовых туфов. До 30 *м*.
		Нижнесарматский (s_1)	I: *волынские слои* (*vn*) — на востоке Львовского прогиба желтые пески, глины, оолитовые известняки. 15 *м*. *Бугловские слои* (*bg*) — мергелистые пески, оолитовые песчаники, глины, 25 *м*. II: *дашавская свита* (*d*) — серые известковистые глины с прослоями песчаника. На юго-востоке в основании *пистынские* (*ps*), а на северо-западе — *храплицкие* (*ch*) конгломераты из окатанных обломков карпатских пород. Прослои бурых углей. 1200—1250 *м*. VII: *абровые слои* (*ab*) и слои с *Cardium transkarpaticum*; в южной и северо-западной части песчано-глинистая толща с *Abroreflexa* Eichw., *Cardium inopinatum Grischk*; на юго-востоке вмещает прослои конгломератов. 220—950 *м*.
		Верхнетортонский (t_2)	I: пески, глины, литотамниевые и хемогенные известняки. 200—300 *м*. II: *косовская свита* (*ks*): *коломыйские слои* (*km*) — слюдистые глины с редкими маломощными прослоями песчаника; *прутские слои* (*pr*) — темно-серые известковистые глины с тонкими прослоями серых песчаников: *вербовецкие слои* (*vb*) — темно-серые известковистые глины с прослоями песчаников, песков, туфов и туффитов.

1	2	3	4
			VII: *бешикурская* (*bc*) и *басхевская* (*bs*) свиты — в юго-восточной части прогиба; конгломераты с галькой карпатских пород — песчаников и глин; к юго-востоку глинистость увеличивается; *тересвинская свита* (*trs*) — глины, залегающие на нанковских дацитовых туфах в центральной части прогиба; *солотвинская свита* (*sl*) — глины с тонкими прослоями туфов и песчаников в центральной части и у северного борта прогиба.
			I, II: *тирасская свита* (*ts*) — ангидриты, гипсы, загрязненные примесью терригенного материала. III: глины, пески, песчаники, конгломераты. VII: *теребликская свита* (*tb*) — каменная соль с прослоями серых глин, песчаников, гипсов и ангидритов. 200—750 *м*.
		Нижнетортонский (t_1)	I: *барановские слои* (*br*) —песчаники, плохо сцементированные, и мергели с *Amussium denudatum Reuss*. II: *богородчанская свита* (*bhr*) — темно-серые глины с туфогенными породами в кровле и с фауной *Amussium denudatum Reuss*. III: горизонт с *Amussium denudatum* (*dl*) — темно-серые и серые глины и мергели с туфами и туффитами в кровле. 50—100 *м*; *добромильские* (*dl*) и *радычские* (*rd*) *слои* — конгломераты — валунно-галечные с галькой карпатского материала, главным образом флишевого. 0—100 *м*. VII: *даниловские слои* (*dn*): в центральной части прогиба — туфы, туффиты, аргиллиты, мергели, песчаники. До 700 *м*; *новоселицкая свита* (*nv*) — дацитовые туфы вдоль южной границы Пиенинской зоны. Гипсо-ангидритовая свита—гипсы и ангидриты 20—100 *м*.
		Гельветский (h)	I: *онкофоровые слои* (*oc*) — светлые мергели и известняки; веленые пески и песчаники. III: *балицкая свита* (*bl*) — глины желтовато-серые, известковистые, слегка песчанистые, с прослоями серых песчаников и конгломератов из карпатских меловых пород. До 1300 *м*; *стебникская свита* (*sb*) — коричнево-красные, зеленые и темно-серые известковистые аргиллиты и глины, чередующиеся с мощными пластами серого, мелко- и крупнозернистого, сильно известковистого песчаника; иногда в основании мелкогалечниковые конгломераты, а в середине мощные линзы калийных и поваренных солей. 1300—2200 *м*.

1	2	3	4
			VII: *терешульские слои* (*tr*) — конгломераты зеленые с материалом карпатского флиша и прослоями туфа, красновато-бурые с пачками и валунами песчаников, кремнистых сланцев и белых известняков. 0—160 *м*.
		Бурдигальский (b)	I: *верхневоротыщенская подсвита* (vr_2) — брекчия глин и песчаников серых оттенков, сцементированная солью. 400—1000 *м*. III: *добротовская свита* (*dbr*) — по характеру переслаивания напоминает флиш. Состоит из трех толщ: 1 — глинисто-известковистой, 2 — песчано-глинистой, 3 — неизвестковистой песчаной. До 700 *м*; *загорско-слободская подсвита* (zg_2) — конгломераты, валуны, иногда глыбы зеленых аргиллитов, известняков и доломитов, филлитов, красных аргиллитов, менилитовых сланцев. Цемент песчано-глинистый, кверху темно-серый и кирпично-красный, книзу темно-зеленый. 500—2000 *м*. VII: *буркаловская свита* (*bk*) — серые известковистые песчаники и глины. До 75 *м*.
		Аквитанский (ak)	III: *нижневоротыщенская подсвита* (vr_1) — засолоненные серые аргиллиты и песчаники, иногда брекчированные и сцементированные солью, иногда линзы каменной соли и ангидрита. До 800 *м*.
Палеогеновая (Pg)	Олигоцен (Pg_3)	Верхний (Pg_3^3)	III: *полянецкая свита* (*pc*) — серые и темно-серые сильно известковистые, тонкосланцеватые аргиллиты, чередующиеся с серыми, мелкозернистыми, слюдистыми песчаниками, иногда с прожилками гипса. Во многих районах иногда в основании, а кое-где и по разрезу — конгломераты из филлитов, известняков и менилитовых пород. 300—800 *м*. IV: в Центральной синклинальной зоне — серые слюдистые загипсованные песчаники.
		Средний (Pg_3^2)	III: *лопянецкая подсвита* (*lp*) — аргиллиты серые, известковистые, с редкими прослоями песчаника. До 200 *м*. IV: в скибовых Карпатах *верхнеменелитовая свита* (ml_2) — черные неизвестковистые листоватые сланцы, чередующиеся с черными скорлуповатыми известковистыми аргиллитами и зеленовато-серыми песчаниками с прослоями туфов. В основании роговики. 1300—1400 *м*; *лопянецкая подсвита*

1	2	3	4
			(*lp*) — серые и желтовато-серые известковистые, сланцеватые аргиллиты, чередующиеся с серыми мелкозернистыми слюдистыми песчаниками. В подошве прослои черных листоватых сланцев; в Центральной синклинальной зоне: *верхнекроснепская подсвита* (ks_3) — тонкоритмичный песчано-глинистый флиш; *среднекроснепская подсвита* (ks_2) — тонкоритмичный песчано-глинистый флиш. 600—700 *м*; *нижнекраснепская подсвита* (ks_1) — массивные слюдистые песчаники; *переходные слои* (ks_1 — ml) — черные, желтовато-серые и серые тонкорассланцованные известковистые аргиллиты и серые слюдистые мелкозернистые известковистые песчаники. До 500 *м*.
	Нижний (Pg_3^1)	III, IV: *нижнеменилитовая свита* (ml_1) — аргиллиты черные листоватые, неизвестковистые песчаники, редко мергели и сидериты. В основании кремневый горизонт. Черные битуминозные сланцы с налетом ярозита, окремнелые известняки, глауконитовые (кливские) песчаники кварцевого состава.	
Эоцен (Pg_2)	Верхний (Pg_2^3)	I: *киевский ярус* (kv) — пески и песчаники серовато-зеленые, глауконитовые. III, IV: *шешорский горизонт* (sz) — темные менилитоподобные аргиллиты, серые мергели и известковистые песчанки. 10—50 *м*. На юго-востоке *быстрицкая свита* (bs) — тонкоритмичное чередование зеленых неизвестковистых аргиллитов и зеленовато-серых мелкозернистых песчаников; красноцветные и зеленые аргиллиты и песчаники. на северо-западе *попельская свита* (pp) — голубовато-серые песчано-глинистые известковистые сланцы с редкими прослоями серых песчаников, с включением галек, валунов, иногда глыб белого известняка, зеленых, реже розовых и красновато-коричневых филлитов и темно-серых кварцитов. К юго-западу замещается тонкоритмичным флишем. V: *грамитненский горизонт* (gr) — массивные слюдистые грубозернистые песчаники серого цвета; *пробийненская свита* (pb) — ритмично чередующиеся пес-	

1	2	3	4
			чаники, известковые и неизвестковые аргиллиты. К верху число песчаников растет. В подошве — пестроцветный горизонт. До 200 *м*. VII: *байловская свита* (*bl*) — ритмичное чередование песчаников и глин зеленых и красновато-бурых оттенков флишевого характера; *лазовская свита* (*lz*) — черные алевролиты, мергели и песчаники, редко аргиллиты с *Cibicides popelensis*.
		Средний (Pg_2^2)	III: *выгодско-пасечнянская свита* (*vg—p s*)— переслаивание сильно известковистых серых, иногда с красным оттенком, песчаников и серых известняков с фауной нумулитов и пелеципод. К юго-западу песчанистость увеличивается. 100—180 *м*; *витвицкая свита* (*v*)* — тонкоритмично чередующиеся неизвестковистые песчаники, алевролиты и сланцеватые аргиллиты зеленоватых оттенков. 200—250 *м*. V: *топильчанская свита* (*tp*) — массивные слюдистые песчаники. До 160 *м*.
		Нижний (Pg_2^1)	III: *маняевская свита* (*mn*) — в кровле кое-где пестроцветный горизонт, затем тонкоритмичное чередование обычно неизвестковистых песчаников, алевролитов и сланцевых аргиллитов зеленоватых оттенков. В нижней части нередко небольшие пачки окремнелых пород. VII: *драговская свита* (*dr*) — песчаный толсторитмичный серо-зеленый флиш с нуммулитовой фауной. Верхи свиты относятся к среднему ярусу.
		Палеоцен (Pg_1)	III—IV: *надъямненский пестроцветный горизонт* — красные и зеленые глинистые сланцы и песчаники; *ямненская свита* (*jm*) — массивные глыбовые песчаники 25—350 *м*; *подъямненский пестроцветный горизонт* (*яремчанский*) (*jr*) — тонкоритмичное чередование песчаников, кирпично-красных и зеленых сланцеватых глин. 20—25 *м*. V: *гнилецкая свита* (*hn*) — красные и зеленые аргиллиты, серые и зеленовато-серые песчаники. Книзу песчаники становятся более грубослоистыми, содержащими небольшие пачки аргиллитов с тонкими прослоями алевролитов. Иногда встречаются нуммулиты плохой сохранности. 320—330 *м*.
Меловая (Cr)	Верхний (Cr_2)	Датский (d)	VI, VII: *пуховская свита* (*ph*) — мергели красные и розовые.

* Охватывает и нижний эоцен.

1	2	3	4
		Маастрихтский (mst)	I: мергели светло-серые.
		Кампанский (cp)	I: известняки глинистые, мергели. II: разнозернистые желтовато-серые песчаники, вмещающие крупные газовые залежи. III, IV: *стрыйская свита* (серия) (*str*) — ритмично чередующиеся слои серого, синевато-серого мелкозернистого известковистого песчаника, алевролита и аргиллита; изредка встречаются пласты конгломератов, сложенных галькой из различных филлитов и белых юрских известняков. Возраст свиты: кампан — сантон — коньяк — турон — сеноман.
		Сантонский (st)	I: серые известняки органогенные, мергели, песчаники.
		Коньякский (cn)	I: серые мергели.
		Туронский (t)	I, II: белые известняки с черными кремнями.
		Сеноманский (cm)	I, II: песчанистые известняки, глауконитовые песчаники и мергели.
Нижний (Cr_1)	Альбский (al)		I: белые известняки и мергели с фосфоритами и песчаниками. IV: *головнинская свита* (*gv*) — темно-серые, иногда светлые окремненные мергели, пелитоморфные известняки, алевролиты и сланцеватые аргиллиты, изредка тонкие прослойки желтовато-серых кремней с фукоидами. V: *яловецкая свита* (*jl*) — серые и зеленовато-серые глинистые сланцы, чередующиеся с песчаниками; пестроцветные глинистые сланцы с прослоями песчаников и кремней. 150—200 *м*. VI: *тиссальская свита* (*ts*) — кремнистые известняки и фукоидные мергели. 100—150 *м*.
	Аптский (ap)		III: *надспасские пестроцветы* — красные и зеленые глинистые сланцы; *спасская свита* (*sp*) — черные кремнистые сланцы, массивные глыбовые песчаники, черные сланцы со сферосидеритами. 250—300 *м*. V: *надшипотские пестроцветы* — красные, зеленые, черные и серые глинистые сланцы с прослоями алевролитов, песчаников и кремней; *шипотская свита* (*sch*) — черные слегка известковистые песчаники и сланцы. Количество

1	2	3	4
			песчаников кверху возрастает. В толще нередки прослои мергелей, известняков, черных кремней.
		Барремский (br)	V: *буркутская свита (bk)* — песчано-аргиллитовый флиш. Количество песчаных прослоев кверху увеличивается.
		Готеривский (h)	V: *раховская свита (rh)* — ритмично чередующиеся тонкие прослои песчаников темно-серых, почти черных, аргиллитов и темных известняков.
		Валанжинский (v)	VI: серые, розовые массивные известняки, мергели, черные аргиллиты, редко кремни, известковая брекчия, диабазовые туфы и порфиры. Низы свиты отнесены к титону. 15—100 *м*.
Юрская (J)	Верхний (мальм) (J_3)	Титонский (t)	I, II: известняки массивные, псевдоолитовые и органогенно-обломочные, белые и светло-серые. До 800 *м*.
		Кимериджский и оксфордский (km+ox)	II: известняки органогенно-обломочные, капролитовые, оолитовые, водорослевые, губковые. 50—300 *м*. Ангидрито-доломитовые отложения, известняки, аргиллиты. 140 *м*. Пестроцветные глины и аргиллиты с прослоями песчаников. VII: розовые криноидно-брахиоподовые известняки, красные известняковые брекчии и конгломераты, зеленые и розовые тонкоплитчатые известняки, красные кремнистые сланцы и яшмы. 10—60 *м*.
		Келловейский (cl)	I: серые глины и алевролиты с большим количеством растительных остатков в пониженных участках доюрского рельефа. 0—70 *м*.
	Средний (доггер) (J_2)	Байосский и ааленский (bj+a)	VI: темные песчанистые известняки и мергели, иногда с кремнями. 10—140 *м*.
	Нижний (лейас) (J_1)	Тоарский, лотарингский и синемюрский (t+l+s)	VI: красные известняки и мергели, переходящие в песчаники и глинистые сланцы. 40—80 *м*.
Триасовая (T)	Верхний (T_3)		VI: темно-серые известняки, черные аргиллиты. До 20 *м*.

1	2	3	4
	Средний (T_2)		VI: серые, темно-серые, желтые, белые, зеленые плотные и брекчиевидные доломиты и известняки. VII: доломиты, известняки, аргиллиты с туфами и туффитами. 10—70 *м*.
	Нижний (T_1)		VI: кварцевые конгломераты и брекчии красноватого цвета с обломками известняков и метаморфических сланцев; красные аргиллиты, яшмы, песчаники, кварциты, плотные и брекчиевидные доломиты, хлорито-серицитовые сланцы. 100—160 *м*.
Каменноугольная (C)	Средний (C_2)	Башкирский (b)	I: во Львовском прогибе — песчаники с прослоями аргиллитов темно-серых, неизвестковистых, с прослоями каменного угля (Морозовичская, Паромовская и Крячевская зоны). 570—800 *м*.
	Нижний (C_1)	Намюрский (n)	I: темно-серые неизвестковистые аргиллиты с множеством растительных остатков и редкими песчаными прослоями и каменным углем (Липнянская и Бужанская зоны). 350—600 *м*.
		Визейский (v)	I: темные известняки и аргиллиты с прослоями песчаников и пропластками каменного угля (Порицкая и Иваничская зоны). 257—613 *м*.
		Турнейский (t)	I: серые известняки, иногда доломитизированные, доломиты с прослоями песчаников и аргиллитов, кверху прослои конгломератов с галькой зеленоватых, красноватых и красных известняков (Олесская, Бусская, Яхторовская, Владимирская, Устилужская зоны). 0—200 *м*.
Девонская (D)	Верхний (D_3)	Фаменский (fm)	I: кристаллические, брекчиевидные, органогенно-обломочные, иногда доломитизированные известняки. 80—350 *м*.
		Франский (fr)	I: темно-серые глинистые или кристаллические известняки, иногда конгломератовидные, органогенно-обломочные или доломитизированные; темно-серые сильно песчанистые доломиты, аргиллиты, алевролиты. 200—520 *м*.
	Средний (D_2)	Живетский (gv)	I: на юго-востоке Волыно-Подолии — темные доломиты и доломитизированные известняки с редкими маломощными прослоями аргиллитов и песчаников, нередко загипсованных. 100—160 *м*.

1	2	3	4
		Эйфельский (e)	I: темные, иногда кавернозные доломиты, местами с прослоями гипса; доломиты содержат кораллы, брахиоподы, гастроподы; зеленоватые аргиллиты, переслаивающиеся с серыми песчаниками, доломитами и известняками. 52—112 *м*.
	Нижний (D_1)		I: в районе Приднестровья — пестроцветная, в основном неизвестковистая песчано-глинистая толща. 8—700 *м*.
Силурийская (S)	Готландий (S_2)	Даунтонский (dn)	I: *чортковский горизонт* (*cz*) — (*костельниковский и залещицкий*) — чередование зеленых глинистых сланцев с черными и зелеными плитчатыми известняками, кверху песчанистыми, с прослоями красно-бурых аргиллитов и алевролитов
		Верхнелудловский (ld_2)	I: *борщовский горизонт* (*br*) — темно-зеленые глинистые сланцы с прослоями известняков
		Нижнелудловский (ld_1)	I: *скальский горизонт* (*sc*) — плитчатые известняки, доломиты и прослои глинистых известняков
		Уэнлокский (w)	I: *малиновецкий горизонт* (*ml*) — серые и темные комковатые известняки, прослои мергелей и плитчатых известняков; *устьевский горизонт* (*us*) — глинистые доломиты и зеленоватые мергели, иногда с прослоями известняков; *мушкинский горизонт* (*mc*) — толстоплитчатые, часто доломитизированные известняки
		Лландоверский (ln)	I: *китайгородский горизонт* (*kg*) — плитчатые, кверху комковатые известняки, переполненные обломками брахиопод
Ордовикская (O)			I: глауконитовые песчаники, доломитизированные известняки, красно-бурые и серые кристаллические известняки. 0,5—4,5 *м*.
Кембрийская (Cm)	Верхний (Cm_3)		I: на западе Волыно-Подолии — мелкозернистые, тонкослоистые светлые песчаники с прослоями зеленоватых глин. 5—15 *м*.
	Средний (Cm_2)		I: кварцевые и кварцитовидные песчаники на Волыни. 15—45 *м*.
	Нижний (Cm_1)		I: на Волыно-Подолии *ушицкая свита* (*us z*) — песчаники грубозернистые, кварцевые. 30—35 *м*. В Приднестровье — синие глины, зеленоватые, голубоватые и серые аргиллиты со следами

1	2	3	4
			ползания червей и конкрециями фосфоритов, кварцевые и кварцитовидные песчаники и прослои известняков. 80—100 *м*.
Рифейская (R)		Надэффузивный (валдайский и могилевский)	I: на Волыно-Подолии — аркозовые пестроцветные песчаники, в основании с конгломератовидными грубозернистыми песчаниками. В Приднестровье — серые, буровато-серые косослоистые, крупнозернистые, реже мелко- и среднезернистые, аркозовые песчаники, залегающие на кристаллическом фундаменте. До 50 *м*.
		Эффузивный (волынский)	I: на Волыно-Подолии — базальты, спилиты, туфы, туффиты, туфобрекчии. 100—300 *м*.
		Подэффузивный (полесский)	I: на Волыно-Подолии — кирпично-красные и желтовато-серые кварцево-полевошпатовые песчаники с прослоями пестроцветных аргиллитов. От 45—50 *м* до 600 *м*. V: в Раховском массиве и в Чивчинских горах *кузинская свита* (*kz*) — темно-серые и черные филлиты с прослоями кварцитов и кристаллических известняков; *деловецкий комплекс* (*dl*) — серицитовые и хлоритовые сланцы, кристаллические известняки, зеленовато-серые слюдистые и кварцитовые сланцы, амфиболиты, гнейсы; *белопотокская свита* (*bp*) — плагиоклазовые гнейсы, слюдяные и кварцитовые сланцы, прорванные интрузиями гранитов и амфиболитов, ортогнейсы. 400—980 *м*.

ТЕКТОНИКА

Западно-Украинская нефтегазоносная область находится в пределах западного погружения Украинского кристаллического щита, прогибов, окружающих складчатые Карпаты, и собственно складчатых Карпат.

В пределах Западно-Украинской нефтегазоносной области наблюдаются четыре тектонических элемента, резко различающихся как комплексом осадков, принимающих участие в их строении, так и общим структурным планом и перспективами нефтегазоносности. По направлению с северо-востока на юго-запад здесь выделяются:

юго-западная, или Волыно-Подольская, окраина Русской платформы, осложненная Львовским палеозойским прогибом;

Предкарпатский прогиб, в пределах которого различают Внешнюю, приплатформенную, и Внутреннюю, Прикарпатскую, зоны;

складчатые Карпаты, разделяющиеся по характеру тектоники и условиям осадконакопления на зоны: Скибовую, Центральную синклинальную, Ужокско-Дуклянскую, Черногорско-Шипотскую, Магурскую, Раховскую и зону Пиенинских утесов, или Утесовую;

Закарпатский прогиб с эффузивами Выгорлат-Гутинского хребта (рис. 50).

Как видно на профилях, пересекающих область с северо-востока на юго-запад, тектоника каждого из этих элементов резко отличается от других.

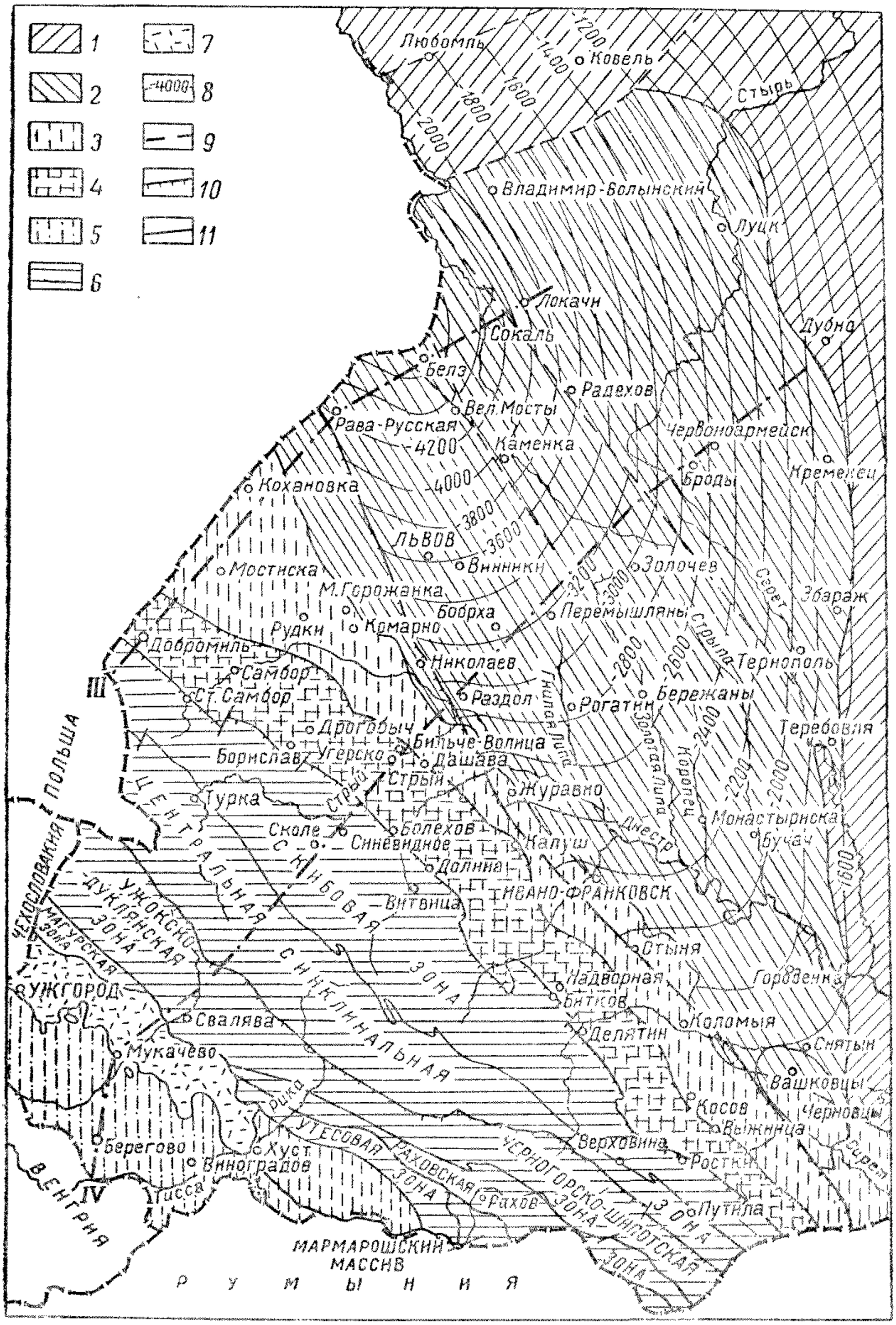


Рис. 50. Схема тектоники Западно-Украинской нефтегазоносной области. Составил В. В. Глушко, 1962 г.

1—2 — Волыно-Подольская окраина Русской платформы: *1* — бортовая часть палеозойского прогиба; *2* — Львовский палеозойский прогиб; *3—4* — Предкарпатский прогиб: *3* — Внешняя зона, *4* — Внутренняя зона; *5* — Закарпатский прогиб; *6* — складчатые Карпаты; *7* — эффузивы Выгорлат-Гутинского хребта; *8* — изогипсы поверхности докембрийского фундамента; *9* — разрывные нарушения; *10* — надвиги и разломы; *11* — границы тектонических зон. III и IV — региональные геологические профили (см. рис. 51 и 52).

Профиль III—III (см. рис. 51) между гг. Добромилем и Сокалем вдоль советско-польской границы показывает моноклинальное погружение палеозойских пород платформы к юго-западу и перекрытие их более молодыми мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Наибольшего погружения

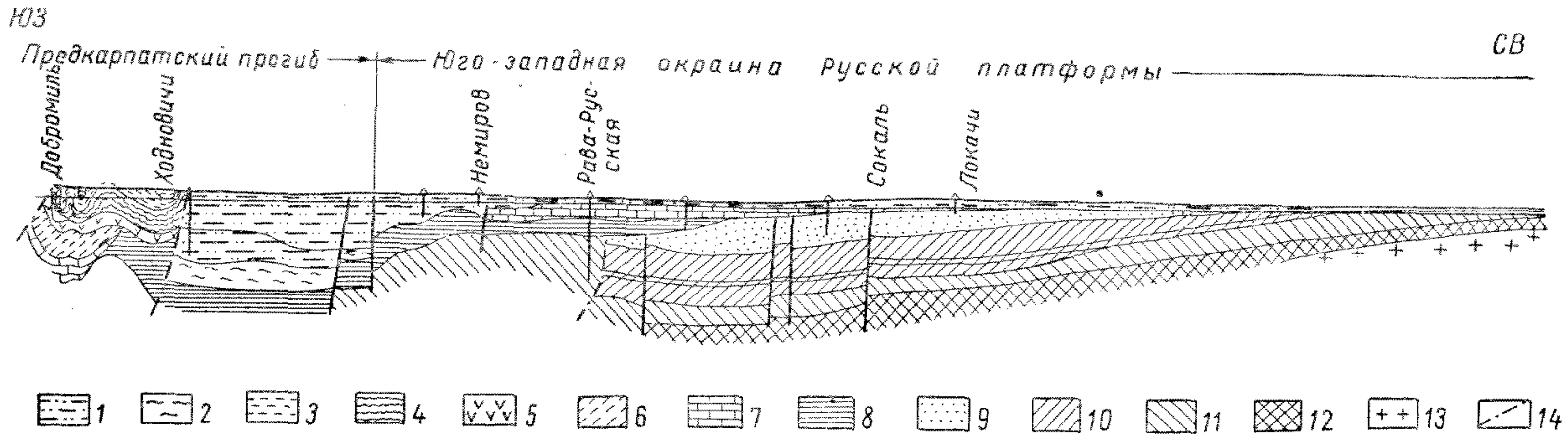


Рис. 51. Схематический поперечный геологический профиль III—III через Западно-Украинскую нефтегазоносную область по линии Добромиль — Рава-Русская — Локачи (см. рис. 50). По В. В. Глушко и А. В. Хижнякову (вертикальный масштаб крупнее горизонтального в 5 раз).

1—5 — неоген: *1* — сарматский ярус, *2* — тортонский ярус, *3* — баличская свита, *4* — стебникская свита, *5* — воротыщенская свита; *6* — палеоген; *7* — мел; *8* — юра; *9* — карбон; *10* — девон; *11* — силур; *12* — кембрий; *13* — докембрий; *14* — разломы и надвиги.

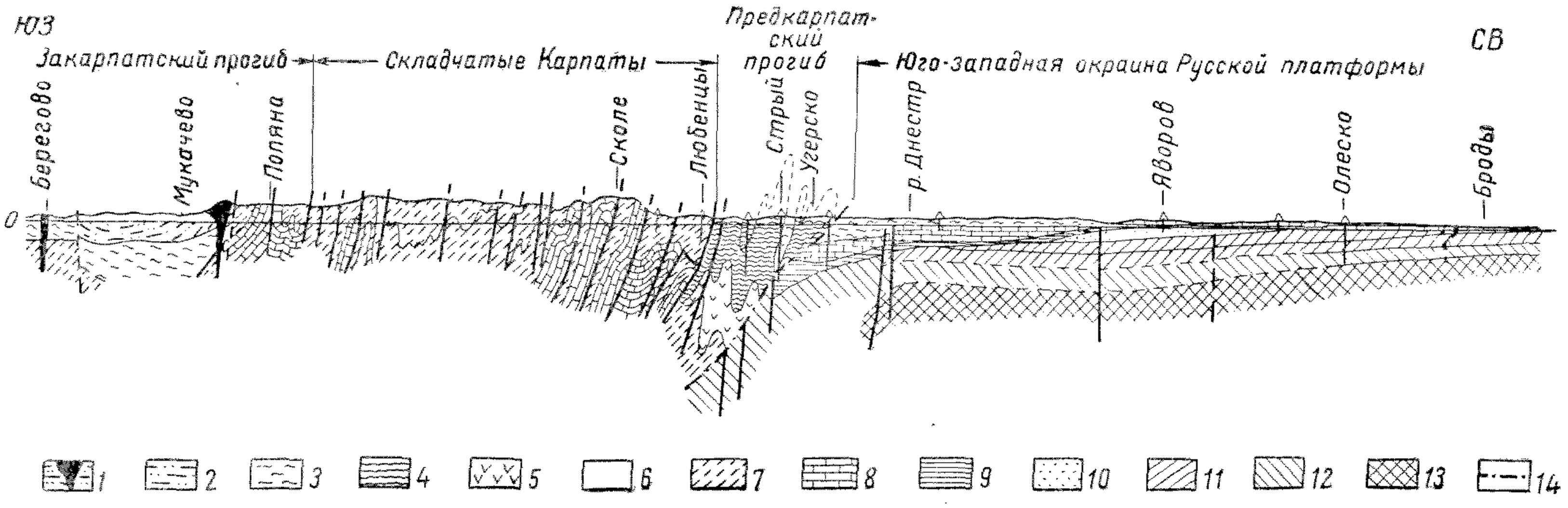


Рис. 52. Схематический поперечный геологический профиль IV—IV через Западно-Украинскую нефтегазоносную область по линии Берегово — Броды (см. рис. 50).
По В. В. Глушко и А. В. Хижнякову (соотношение масштабов 1 : 5).

1—5 — неоген: *1* — сарматские эффузивы, *2* — сарматский и паннонский ярусы, *3* — тортонский ярус, *4* — стебникская свита, *5* — воротыщенская свита; *6* — нерасчлененный неоген; *7* — палеоген; *8* — мел; *9* — юра; *10* — карбон; *11* — девон; *12* — силур; *13* — кембрий; *14* — разломы и надвиги.

в пределах юго-западной окраины Русской платформы палеозойские породы достигают во Львовском прогибе. Здесь на размытой поверхности отложений намюрского и башкирского ярусов залегают туронские и сенонские отложения и только в юго-западной части — юрские. Мезозойские отложения затронуты локальными поднятиями сравнительно небольшой амплитуды (от десятков до 150 *м*), приуроченными к пологим валам северо-западной ориентировки. Сбросы и флексуры, проходящие по юго-западному краю платформы, погружают палеозойские и мезозойские отложения платформенного типа под тортонские и сарматские молассы Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Мощность моласс колеблется от 800 до 4000 *м*. Как в меловых, так и в лежащих выше отложениях выявлен ряд брахиантиклинальных поднятий, разбитых продольными сбросами; амплитуды этих поднятий также не превышают 210 *м*. Сбросы широко распространены во Внешней зоне и разбивают ее на ряд блоков.

С юго-запада на Внешнюю зону надвинута Внутренняя. Амплитуда надвига в ряде мест достигает 15 *км*. Внутренняя зона сложена более древними молассами, возраст которых датируется как аквитан-бурдигал-гельветский. Молассы залегают на палеогеновых и меловых флишевых образованиях, смятых в линейно вытянутые складки, опрокинутые на северо-восток. Складки имеют пологое, нормально падающее, юго-западное крыло и опрокинутое, редуцированное, а нередко и срезанное, северо-восточное. Продольными и поперечными разрывами складки разбиты на ряд блоков. В результате передвижек к северо-востоку наблюдается перекрытие одних складок другими, надвинутыми с юго-запада.

Профиль IV—IV (рис. 52) дает представление о строении области в 40—50 *км* юго-восточнее профиля III—III на полосе от г. Броды на северо-востоке до г. Мукачева на юго-западе, пересекая складчатые Карпаты и Закарпатский прогиб. Здесь зона чешуй скибовых Карпат, сложенных палеогеновым и меловым флишем, погружается под верхнепалеогеновые отложения Центральной синклинальной зоны. Для тектоники последней характерно развитие интенсивной складчатости с широкими синклинальными прогибами и килевидными узкими, линейно вытянутыми антиклиналями со слабо выраженной тенденцией к опрокидыванию на северо-восток. Антиклинали, как правило, осложнены разрывами вдоль свода. Магурская, Ужокско-Дуклянская, Черногорско-Шипотская и Раховская зоны пологими надвигами несколько перекрывают юго-западный борт Центральной синклинальной зоны на всем ее протяжении. В ядрах складок вновь выходят меловые, а иногда и более древние породы (Черногорско-Шипотская и Раховская зоны). Перебитость складок разрывными дислокациями привела к разрушению нефтяных залежей в верхней части разреза, глубинное же строение складчатых Карпат пока остается малоизученным. Согласно представлениям С. И. Субботина (1955), складчатые Карпаты надвинуты на Предкарпатский прогиб на 30—40 *км*. На юго-западе они ограничиваются Утесовой зоной, представляющей две цепочки юрских (титонских) известняков.

ЮГО-ЗАПАДНАЯ, ИЛИ ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКАЯ, ОКРАИНА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Осадочные образования рифея, кембрия, силура, девона и карбона, вскрываемые на юго-западной окраине Русской платформы бурением под мезозоем или выходящие на поверхность в бассейне Днестра, полого моноклинально погружаются к западу от Украинского щита. Моноклинальное погружение вблизи кристаллического щита нарушается сравнительно небольшими сбросами. В связи с моноклинальным погружением на геологической карте подмезозойской поверхности видно, что, по мере удаления от кристаллического щита, меридионально простирающиеся полосы развития древних пород сменяются все более молодыми. При этом к югу от Шепетовки

наблюдается сначала постепенное, а затем быстрое изменение направления простирания пород палеозоя и рифея с меридионального на северо-северо-западное, а потом и на северо-западное.

Территорию Волыно-Подольской окраины Русской платформы можно разделить на две части: восточную, испытывавшую с девона восходящие движения (западный склон Украинского кристаллического щита), и западную, погружавшуюся в девоне и карбоне (Львовский палеозойский прогиб).

На севере Львовский прогиб вместе с западным склоном Украинского щита отделяется от Пинской антеклизы крупным Владимиро-Волынским разломом (по мнению Шульги, амплитуда этого разлома близка к 2000 *м*). Пинская антеклиза по отношению к Украинскому щиту и Белорусскому массиву представляет гипсометрически поднятую седловину, а по отношению к Припятскому грабену и Брестской впадине — поднятие.

Львовский палеозойский прогиб по форме напоминает треугольник, вытянутый с севера на юг от г. Владимира-Волынского до Сторожинца (южнее Черновиц). На северо-западе прогиб ограничен Владимиро-Волынским сбросом, вероятно, протягивающимся на юго-запад к Перемышлю, возможно уходящим под карпатский флиш и вновь прослеживающимся на территории Венгрии и Чехословакии, где он ограничивает складчатые Карпаты. На юго-западе прогиб также ограничен разломом, установленным глубоким бурением в Раве-Русской и Слободке Лесной. На востоке границей прогиба следует считать границу распространения девона, с которой совпадает флексура или разлом, замаскированный более поздними отложениями.

На существующих схематических геологических картах палеозойской поверхности Львовского прогиба границы между отдельными стратиграфическими единицами девона и карбона из-за недостатка фактических данных в большинстве случаев проведены далеко не точно. Достаточно определенно стратиграфические границы отдельных ярусов и их подразделений установлены только на северо-западе, вблизи границы с Польшей, где пробурено около 4000 углепоисковых и разведочных скважин. Именно поэтому разбуривание площадей, располагающихся за пределами углепромышленных районов, приносит все новые и новые материалы, позволяющие вносить существенные коррективы в понимание тектоники Львовского палеозойского прогиба.

Геологическими и геофизическими работами в Львовском прогибе выявлено несколько валообразных поднятий.

На юго-западе прогиба, к северу от Львова, геофизическими и буровыми работами обнаружено Нестеровское поднятие, в сводовой части которого на подмезозойскую поверхность выходят верхнедевонские органогенно-обломочные известняки, падающие под углами 30—40°. Вероятно, это поднятие прослеживается далеко на северо-запад и юго-восток. Возможно также, что на продолжении Нестеровского поднятия находится Коропецкая антиклиналь, подробно охарактеризованная В. С. Буровым.

Вдоль Нестеровского поднятия с северо-запада на юго-восток, т. е. параллельно Карпатам, протягивается разрыв, выявленный геофизическими работами; амплитуда разрыва пока неизвестна. Глубокое погружение северо-восточного крыла Нестеровского поднятия, по данным А. В. Хижнякова (1955), осложнено валообразным Пристаньским поднятием.

К северо-востоку от Пристаньского находится Куличков-Милятинское валообразное поднятие, прослеженное от советско-польской границы до Милятина, т. е. почти на протяжении 80 *км*. Вполне возможно, что оно протягивается и дальше к юго-востоку, в сторону Чорткова, имея простирание, параллельное Карпатам.

Куличков-Милятинское валообразное поднятие осложнено Великомостовским сбросом, проходящим вблизи сводовой его части. Амплитуда

сброса, установленная глубоким бурением в Белзе, равна 450 *м*, а в Каменке-Бугской — 550 *м* (Гуревич, 1956). Плоскость сброса наклонена к юго-западу под углами 70—80°. Как отмечает В. Н. Муравецкий, амплитуда сброса к юго-востоку постепенно уменьшается. К северо-западу, уже в районе Белза, этот сброс разветвляется и уходит в Польшу.

Куличково-Милятинское валообразное поднятие состоит из трех структур, разделенных небольшими седловинами. Наиболее высоко поднята Каменка-Бугская структура, в своде которой прямо под мезозоем одной из скважин вскрыты породы верхнего девона. Углы падения юго-западного крыла Каменка-Бугского поднятия 10—15°. В кернах наблюдаются и значительно бóльшие углы падения, свидетельствующие о том, что Куличково-Милятинское поднятие осложнено мелкими складками. Углы падения северо-восточного крыла пока не изучены; вероятно, они также не превышают 10°. Длина Каменка-Бугского поднятия по устилужским известнякам составляет 35 *км* при ширине 7 *км*. К юго-востоку это поднятие погружается, а затем вновь (в Милятине) воздымается. От Куличковского поднятия Каменка-Бугская структура также отделена небольшой седловиной.

Северо-восточнее Куличково-Милятинского поднятия известно Л у д з и н - С о к а л ь с к о е в а л о о б р а з н о е п о д н я т и е значительной протяженности. Оно установлено Г. Х. Дикенштейном и детально изучено А. В. Хижняковым. Структура имеет очень пологие крылья (западное до 4—5°, восточное до 1—1,5°) и, в свою очередь, состоит из пяти локальных структур, разделенных небольшими седловинами.

Строение восточной части Львовского прогиба за пределами развития нижнекаменноугольных осадков до сих пор изучено мало. По данным бурения двух-трех десятков далеко расположенных одна от другой скважин, принято считать, что породы девона, точно так же, как и отложения силура и кембрия западного склона Украинского Кристаллического щита, полого моноклинально, без каких-либо существенных дислокаций, падают к западу. В то же время в пределах Волыно-Подолии известно множество районов с резко дислоцированными породами, падающими под углами от 20—30° до 45° и больше. Такие факты обычно рассматриваются как локальные явления, связанные с разломами. Возможно, что эти «локальные» дислокации различных по возрасту палеозойских отложений имеют принципиальное значение как для определения тектонических соотношений Львовского прогиба и Свентокшиской складчатой области (Польша), так и для выяснения основных этапов формирования этих двух сложно построенных зон.

Так, в Раве-Русской опорной скважине под отложениями мезозоя на глубине —1226 *м* вскрыты интенсивно дислоцированные породы верхнего силура. Скважина пробурена до глубины 2960 *м* и из отложений лудловского яруса не вышла. Углы падения пород по всему разрезу изменяются от 20—30° до 85°.

К юго-востоку от Равы-Русской, в 10 *км* юго-западнее г. Львова, под спокойно залегающими породами мезозоя на глубинах 1600—3000 *м* сейсморазведочными работами получены данные, позволяющие говорить о крутом (20—40°) юго-западном падении палеозойских пород. К северо-востоку от линии Рава-Русская — Ставчаны дислоцированные породы вскрыты в районе г. Нестеров.

В этом районе крутые углы падения пород палеозоя отмечаются как по данным поисковых скважин, так и сейсморазведочными работами. Характер складчатости известняков девона позволяет исключить площадь Нестеров из типично платформенных областей.

Сейсморазведочные работы, проведенные на Велико-Мостовской площади, показывают, что крылья складок Белз-Милятинского поднятия падают под углами 10—12°. При бурении структурно-поисковых и разведочных скважин здесь также отмечены углы падения от 6—10° до 50—60° и даже 90° в палеозойских породах; эти данные, по-видимому, следует рассматривать

как проявление складчатости, значительно усложняющей тектонику отдельных складок на Велико-Мостовской площади. При этом важным представляется локализация крутых углов падения пород вблизи свода складок и отсутствие их на периферических погружениях крыльев. Такие же явления наблюдались при бурении скважин в с. Остров, к юго-западу от г. Сокаля, и в г. Владимире-Волынском.

Появление крутых углов падения пород палеозоя П. Л. Шульга связывает с мощным Владимиро-Волынским разломом, образованным перед карбоном.

К западу от г. Дубно на фоне сплошного развития горизонтально залегающих отложений верхнего мела на площади около 8 *км*^{2} в овраге Била Дебря и в с. Каменярня на поверхность выходят дислоцированные породы девона. Эти выходы известны под названием Пелчинской дислокации и описаны в работах П. А. Тутковского, В. Д. Ласкарева и др. Упоминают о Пелчинской дислокации А. П. Карпинский и Д. И. Соболев. В последние годы она неоднократно привлекала внимание и советских геологов. М. П. Боженко, проводивший геологическую съемку Пелчинской дислокации, отмечает, что в овраге Била Дебря и в с. Каменярня песчаники и известняки среднего девона падают то на северо-запад под углами 30—40°, то на северо-восток под углами до 60°. Н. А. Диденко (1957) отмечает, что эти же углы наблюдаются и в силурийских породах, вскрытых структурно-поисковыми скважинами.

В соответствии с материалами бурения, обобщенными Е. А. Левченко, в районе с. Каменярня устанавливаются два небольших брахиантиклинальных поднятия, разделенных сравнительно крутой синклиналью, выполненной верхнемеловыми породами. Крутые углы падения (до 40°) наблюдаются только вблизи сводовых частей брахиантиклиналей, а с удалением от свода углы падения становятся очень пологими. А. В. Хижняков считает, что в Пелче имеется пологая брахиантиклиналь восточно-северо-восточного простирания. По его мнению, свод складки осложнен двумя параллельными сбросами, пересекающими ее с юго-востока на северо-запад; третий, меридионально простирающийся сброс, еще больше усложняет тектонику Пелчинской складки.

Природа Пелчинской дислокации имеет самые противоречивые толкования. Д. И. Соболев считал, что она находится на продолжении Келецко-Сандомирской складчатой области, располагаясь у северной границы «останцов» и упираясь прямо в Подольский горст. В. Д. Ласкарев предполагал здесь флексуру, осложненную сбросом. А. В. Хижняков считает, что крутые углы падения пород в Пелче обязаны дизъюнктивным дислокациям и имеют, таким образом, местное значение. Е. А. Левченко усматривает здесь проявление интрузий небольших размеров. Примерно такой же точки зрения придерживаются Н. А. Диденко и И. Е. Черленевская, придавая Пелчинской дислокации локальное значение. Принципиально иные мысли высказывает Я. Самсонович; по его мнению, «девон в обнажениях Каменярни и Тартака собран в складки, опрокинутые к востоку и простирающиеся с северо-северо-запада на юго-юго-восток». На юго-восточном продолжении Пелчинской дислокации отложения девона с опрокинутыми складками вскрыты бурением и в районе Кременца, и на севере, в районе Луцка. По данным А. В. Хижнякова, перемятые породы девона вскрыты также и в Несвечах.

Таким образом, дислоцированные породы девона образуют полосу длиной 85 *км*. Г. Х. Дикенштейн (1958) этой полосе придает региональное значение, объединяя ее с Устечской дислокацией на Днестре, к западу от Залещиков.

Антиклиналь Коропца впервые выявлена и описана В. С. Буровым. Она простирается в юго-восточном направлении от Коропца до Раковца на протяжении 10 *км*. Ширина свода складки по отложениям нижнего девона 4 *км*. Строение антиклинали асимметричное: юго-западное крыло сравнительно крутое (от 5 до 10°), северо-восточное пологое (2—5°).

Породы круто падают только в присводовой части. С удалением от свода наблюдается быстрое их выполаживание. На дислоцированных осадках девона с четко выраженным угловым несогласием горизонтально залегают отложения верхней юры в основании с горизонтом конгломератов из пород девона. Аналогичная складка прослежена В. С. Буровым в 10 *км* севернее Коропца в с. Велеснев.

Дислокация на Золотой Липе на поверхности представлена пестроцветными породами нижнего девона и доломитами среднего девона, на которых несогласно залегают отложения мезозоя, перекрытые тортонскими. И. Д. Гофштейн (1958) отмечает, что отложения девона, слагающие ядро антиклинальной складки, имеют наклон крыльев 1°. В то же время на некоторых участках углы падения пород девона увеличиваются до 10—30°. Эта складка простирается с юго-востока на северо-запад и прослеживается на протяжении 5 *км*. Вдоль южного крыла складки протягиваются сбросы с амплитудой до 80 *м*. Сбросы затрагивают и породы юры, и тортона. Формирование девонской складки связано с герцинским орогенезом, а появление дизъюнктивных дислокаций, секущих породы юры, тортона и значительно осложняющих структуру ядра палеозойской складки, по мнению И. Д. Гофштейна, связано с альпийской складчатостью.

Заканчивая характеристику известных дислокаций палеозойских отложений Львовского прогиба, следует отметить следующее.

1. Происхождение всех этих дислокаций трудно объяснить только связью с разломами. Вероятно, наряду с разломами существенное значение имели и пликативные формы складчатости (правда, довольно слабые), связанные с герцинским орогенезом.

2. Крутые или сравнительно крутые углы падения наблюдаются лишь у сводов складок. С удалением же от сводов углы быстро выполаживаются и в синклиналях породы практически залегают горизонтально. В связи с этим складки (Нестеровская, Пелчинская, Каменка-Бугская, Белз-Милятинская и др.) имеют вид невысоких, сравнительно узких гребней, разделенных широкими синклиналями, т. е. форма их близка к складкам Донбасса и отличается от последних значительно меньшей амплитудой поднятия и меньшей степенью дислоцированности пород.

3. Рассматривая площадное распространение известных дислокаций, нетрудно заметить, что в основном они тяготеют к юго-западной половине Львовского прогиба. Наибольшие амплитуды поднятий наблюдаются вдоль разлома, ограничивающего Львовский прогиб с юго-запада, т. е. в области развития максимальных мощностей палеозоя. К востоку и юго-востоку амплитуда поднятий вместе с сокращением мощностей осадочных образований палеозоя уменьшается до практически полного исчезновения элементов складчатости и появления типично платформенных форм залегания пород. Исключение составляют дислокации, расположенные вдоль восточной границы распространения отложений девона (Луцк, Кременец, Пелча, Устечко). Возможно, что все эти дислокации связаны с разломом или (что менее вероятно) флексурой, ограничивающей Львовский прогиб с востока.

4. Приведенные данные о наличии и характере пликативных дислокаций во Львовском палеозойском прогибе не дают основания отождествлять их с типично геосинклинальными формами складчатости. В то же время они не могут рассматриваться и как типично платформенные структуры. По-видимому, их следует считать субгеосинклинальными формами складчатости в тектонической зоне, находящейся на замыкании палеозойской геосинклинали.

ПРЕДКАРПАТСКИЙ ПРОГИБ

В соответствии с историей геологического развития и характером тектоники Предкарпатский прогиб подразделяется (Богданов, 1949; Вялов, 1949, 1953; Глушко, 1957—1959) на две зоны: Внешнюю и Внутреннюю.

Первая зона сформировалась в тортон-сармате на юго-западной окраине мезозойской платформы; она отличается развитием пологих куполовидных складок. Вторая — заложена в начале неогена на северо-восточном борту Карпатской геосинклинали; для нее характерна интенсивная складчатость.

Внешняя (приплатформенная) зона Предкарпатского прогиба

Внешняя зона сложена породами тортона и сармата; более древние осадки миоцена в ее пределах отсутствуют. Бурением установлено, что породы тортона лежат на отложениях верхнего мела или верхней юры, представленных здесь в платформенных фациях.

Согласно сказанному, Внешняя зона прогиба в отличие от Внутренней была сформирована на платформенном основании. Она характеризуется развитием пологих куполовидных и брахиантиклинальных поднятий, разбитых многочисленными разрывами на блоки. Почти все разрывы (мелкие и крупные) имеют северо-западное простирание.

Мощности отложений неогена изменяются от нескольких сотен до 2000—3000 *м*. Наиболее глубоко погружена, как это было в свое время отмечено А. А. Богдановым, северо-западная часть зоны. Здесь мощность неогена уменьшается с юго-запада на северо-восток, т. е. от северной границы Внутренней зоны к платформе. Примерно такая же закономерность наблюдается и в юго-восточной, Косовской, части прогиба.

Двигаясь с северо-запада на юго-восток, легко заметить, что мощность неогена (главным образом сармата) постепенно уменьшается. Одновременно с этим происходит и поднятие всего прогиба, в связи с чем уже в нижнем течении Ломницы на поверхности появляются и более древние отложения косовской свиты (верхний тортон). При этом отложения сармата присутствуют только в юго-западной, глубоко прогнутой части зоны, находящейся под надвигом Внутренней зоны Предкарпатского прогиба (районы Кадобно, Калуш).

Еще дальше к юго-востоку, в районе Богородчан, отложения сармата полностью исчезают и, судя по данным геологической карты, составленной Н. Д. Елиным и В. Г. Гвоздевой, отсутствуют вплоть до Пистынки. Широкое развитие породы сармата вновь получают к юго-востоку от Косова.

Таким образом, во Внешней зоне Предкарпатского прогиба выделяется участок (междуречье Свица — Пистынка) протяженностью около 100 *км*, который, по-видимому, следует рассматривать как поперечное поднятие (Станиславское). Это поперечное поднятие к северо-западу от р. Свицы и к юго-востоку от г. Отыня погружается.

В соответствии с приведенными данными Внешняя зона может быть подразделена на три части: северо-западную — Угерско-Крукеничская впадина, центральную — Станиславское поперечное поднятие и юго-восточную — Косовская впадина (рис. 53).

Как уже отмечалось, вдоль юго-западной границы Внешней зоны под надвинутыми породами стебникской свиты проходит Стрыйский сброс, отделяющий ее от Внутренней зоны прогиба.

Северо-восточная граница внешней зоны на северо-западе также совпадает с крупным сбросом, проходящим по линии Яворов (севернее) — Розвадов — Заболотовцы — Журавно. Амплитуда сброса (Яворовского), равная 1000—1200 *м* в районе Николаева, к северо-западу и юго-востоку быстро уменьшается. Вероятно, в этих направлениях Яворовский сброс переходит во флексуру. К юго-востоку от г. Ивано-Франковска границу между Внешней зоной и платформой провести гораздо труднее. Нам представляется, что на этом участке (Косовском) границей между платформой и Внешней зоной прогиба должна быть флексура, проходящая по линии Обертын — Островец — Юрковцы.

К северо-востоку от намеченной границы (Яворов — Розвадов — Обертын — Журавно — Юрковцы) на платформе среди неогеновых отложений

развиты литотамниевые известняки. На юго-западе в прогибе вся толща тортона и сармата представлена терригенными породами; литотамниевые известняки полностью отсутствуют. Различие фаций на платформе и в прогибе подтверждает правильность проведенной границы.

Сейсмическими работами, во многих случаях подтвержденными пробуренными скважинами, установлен ряд сбросов, косо пересекающих Внешнюю зону Предкарпатского прогиба. Так, система Судово-Вишнянских сбросов с амплитудой, превышающей 1,5 *км*, прослеживается по линии, проходящей южнее Судовой Вишни и Рудок. Южнее Опарского месторождения эти разрывы, вероятно, сливаются со Стрыйским сбросом.

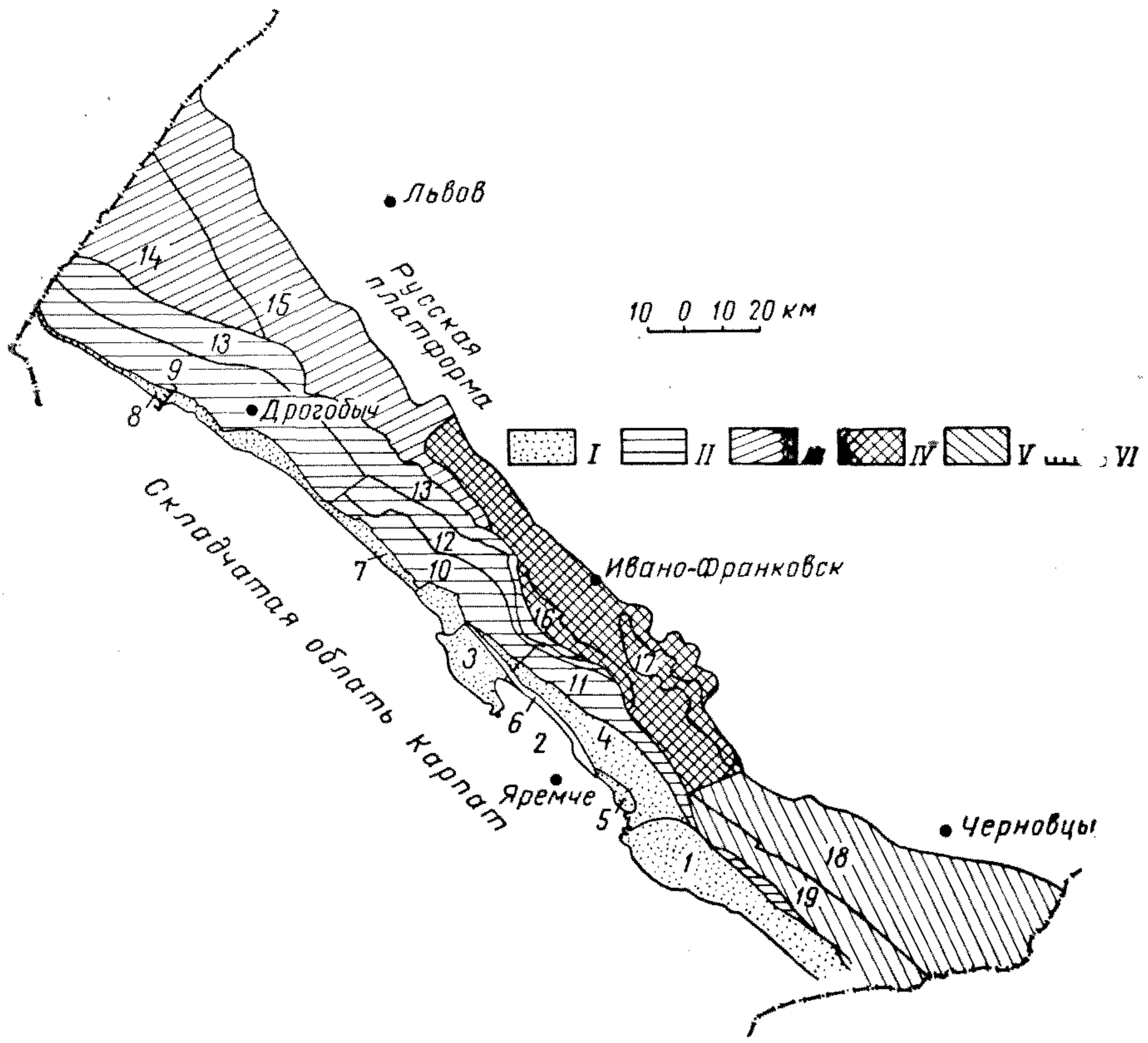


Рис. 53. Схема тектонического районирования Предкарпатского прогиба. По В. В. Глушко, В. С. Бурову, С. Г. Думанскому и Б. В. Мыките, 1962 г.

I—II — Внутренняя зона Предкарпатского прогиба: I — Бориславско-Покутская подзона (антиклинорий): *1* — Покутские складки, *2* — Битковские складки, *3* — Майданские складки, *4* — Дзвинячско-Чернопотокские складки, *5* — синклиналь Ослава, *6* — складки Молоткова, *7* — Долинско-Бориславские складки, *8* — Старосольские складки; II — Самборская подзона (синклинорий или впадина): *9* — Радычская синклиналь и Моршинский синклинорий, *10* — Болеево-Сварычевские складки, *11* — Парыщенские складки, *12* — Голыньские складки, *13* — Калущская чешуя; III—V — Внешняя зона Предкарпатского прогиба: III — Угерско-Крукеничская впадина: *14* — Крукеничская часть впадины, *15* — Кохановско-Угерская часть впадины; IV — Станиславское поперечное поднятие с впадинами: *16* — Погарщинской, *17* — Отыньской; V — Косовская впадина; *18* — северное моноклинальное крыло; *19* — южная, наиболее погруженная часть; VI — поперечные разломы.

В северо-западной (Угерской) части Внешней зоны прогиба к юго-западу от Судово-Вишнянских сбросов располагается глубоко погруженный участок (Крукеничский), по-видимому, являющийся грабеном.

Второй сброс, Калушский, протягивающийся примерно параллельно Судово-Вишнянскому, начинается у границы Внешней зоны с платформой (у с. Розвадов) и является как бы ответвлением от Яворовского сброса. Калушский сброс также косо пересекает Внешнюю зону прогиба и про-

ходит по линии Розвадов — Калуш — Богородчаны (у с. Лисец). Дальше к юго-востоку этот сброс затухает.

Косое направление сбросов во Внешней зоне прогиба, по-видимому, связано с особенностями строения мезозойского фундамента. Все линии разломов параллельны простиранию юрского прогиба, который, судя по данным гравиметрии, косо пересекает Внешнюю и Внутреннюю зоны.

Для Внешней зоны характерно установленное Н. Д. Елиным и В. И. Антиповым (рукописные работы) несовпадение сводовых частей структур в более молодых отложениях по отношению к более древним. На северо-западе в поднятиях Кохановском, Рудковском, Угерском, Бильче-Волицком сводовые части смещены в юго-западном направлении, т. е. в сторону увеличения мощности тортонских и сарматских отложений. В куполовидном поднятии Кадобно (вблизи Калуша), по данным В. Н. Иванова и Г. Г. Епихова, сводовая часть структуры смещена к северо-востоку, т. е. в направлении увеличения мощности сарматских отложений.

Внутренняя (Прикарпатская) зона Предкарпатского прогиба

Во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба можно различить две подзоны. Юго-западная ее половина, в значительной части перекрытая надвинутыми породами Скибовой зоны выделяется под названием Бориславско-Покутской подзоны (антиклинория); северо-восточная, бóльшая часть Внутренней зоны, представлена Самборской подзоной (синклинорием, или впадиной).

Бориславско-Покутская подзона (антиклинорий)

Бориславско-Покутская подзона — это сложно построенный антиклинорий, образованный верхнемеловым и палеогеновым флишем и нижнемиоценовыми (в большей степени воротыщенскими и в меньшей — стебникскими) молассами.

На поверхности юго-западная граница Бориславско-Покутского антиклинория проходит по извилистой линии, образованной надвигом складчатых Карпат. Юго-западная граница антиклинория под надвигом Карпат неизвестна. Вероятно, она протягивается в 10—18 *км* юго-западнее современной линии надвига Карпат на Предкарпатский прогиб. Сказанное подтверждается амплитудой надвига Карпат, равной в районе Битковского месторождения 16—17 *км*. Северо-восточная граница антиклинория в его северо-западной половине совпадает с линией надвига, по которому породы воротыщенской свиты надвинуты на пестроцветные отложения стебникской свиты, образующие юго-западное крыло уже Самборской подзоны. К юго-востоку от р. Чечвы граница антиклинория постепенно удаляется от края Карпат, соединяясь в районе Косова с линией надвига Самборского синклинория на Внешнюю зону.

В соответствии с намеченными границами Бориславско-Покутский антиклинорий с северо-запада на юго-восток постепенно расширяется — от нескольких десятков метров (район Добромиля) до 18 *км* в пересечении у с. Пистынь. Это явление, вероятно, связано, во-первых, с тем, что Бориславско-Покутский антиклинорий в северо-западном направлении, имея общее простирание, несколько не совпадающее с карпатским, постепенно скрывается под надвиг карпатского флиша и, во-вторых, — количество антиклинальных складок в этом антиклинории к северо-западу уменьшается до полного исчезновения. Последнее находится в соответствии с широко известным мнением, впервые высказанным А. А. Богдановым (1949), о замыкании всей Внутренней зоны вблизи Перемышльского уступа Карпат.

В состав Бориславско-Покутского антиклинория входят следующие складки (с юго-востока на северо-запад): Покутские, Слободы Рунгурской,

Битковские, Дзвинячско-Чернопотокские, Майданские, Долинско-Бориславские, Старосольские,

Покутские складки рассматриваются как наиболее высоко приподнятая часть Внутренней зоны Предкарпатского прогиба — его складчатое основание, выведенное на поверхность (Покутские Карпаты). Эти складки на территории Украины прослеживаются от государственной границы с Румынией до бассейна р. Лючка, имея протяженность 70 *км* и ширину от 8 *км* в пересечении Серета до 16 *км* в пересечении Рыбницы.

В составе Покутских Карпат установлены следующие антиклинальные складки (с северо-востока на юго-запад): Каменистая, Карматурская, Брусная, Плоская, Максимецкая (по одноименным хребтам) и ряд второстепенных более мелких поднятий.

Все эти поднятия прослеживаются на протяжении нескольких десятков километров. Характерно при этом положение шарниров отдельных складок примерно на одной высоте. В сводовых частях складок на поверхность выходят верхнемеловые флишевые образования; крылья сложены породами палеогена, а синклинали, разделяющие их, как правило, выполнены отложениями поляницкой свиты.

Антиклинальные структуры Покутских Карпат — это складки, слегка опрокинутые на северо-восток. Они имеют крутые юго-западные крылья. Северо-восточные крылья их обычно редуцированы, срезаны надвигами. По своим морфологическим особенностям структуры Покутских Карпат аналогичны типичным чешуям Скибового антиклинория Карпат. Они разделяются надвигами, сравнительно круто наклоненными к юго-западу. Амплитуда надвигов остается неизвестной; вероятно, она не превышает несколько километров.

Покутские Карпаты в целом надвинуты на Самборскую впадину, а в некоторых местах — прямо на Внешнюю зону Предкарпатского прогиба. Амплитуда их обычно определяется многими километрами; по мнению С. И. Субботина (1949, 1955), она равна 40 *км*. Предполагается при этом, что под надвигом Покутских Карпат развиты еще нижние молассы и породы палеогена, слагающие сравнительно просто построенные антиклинали.

В литературе нередки высказывания, в прошлом разделявшиеся и одним из авторов, о том, что Слободская антиклиналь и структуры, примыкающие к ней с севера и юга, в бассейне р. Люча резко, возможно по сбросу, погружаются под надвиг Покутских Карпат. При этом мощность надвига обычно принималась, в соответствии с предположением С. И. Субботина, 1200—1500 *м*. Представляется необходимым рассмотреть структурные соотношения Покутских Карпат с поднятием Слободы Рунгурской.

Все складки Покутских Карпат в северо-западном и юго-восточном направлениях погружаются. На территории Румынии, сразу же за государственной границей они скрываются под надвиг Скибового антиклинория. На северо-западе примерно по линии Уторопы — Акрешоры Покутские складки ограничиваются сбросом. Особенно ясно этот сброс виден в пределах Каменистой и Карматурской складок, по которому обе складки на 1,5—2 *км* смещены к юго-западу и довольно резко погружены. Антиклинальная складка хребта Каменистого западнее сброса постепенно погружается, четко прослеживаясь до р. Люча. Возможно, что от Березова Нижнего до Текучи проходит еще один сброс, уходящий под надвиг Оровской скибы Скибового антиклинория Карпат. Дальше на северо-запад продолжением Каменистой складки, вероятно, следует считать выходы отложений палеогена в наиболее приподнятой части структуры Слободы Рунгурской, прослеживающиеся в виде более или менее широкой полосы вплоть до Черного Потока.

Складки Слободы Рунгурской из всех складок Предкарпатского прогиба имеют самые большие размеры, представляя в целом антиклиналь. Она сложена породами стебникской, добротовской и слободской свит; в ядре на поверхность выходят породы палеогена. Судя по залега-

нию добротовской свиты, юго-западное крыло антиклинали сравнительно пологое, северо-восточное — крутое, подвернутое. Все складки в целом опрокинуты на северо-восток. В этом же направлении они надвинуты на соседние структуры.

С юго-запада антиклиналь Слободы Рунгурской ограничена Ославской синклиналью, частично перекрытой, в свою очередь, флишевыми породами Скибового антиклинория.

Для понимания тектоники антиклинали Слободы Рунгурской большое значение имеют данные двух глубоких скважин, недавно пробуренных трестом «Станиславбурнефть»: одна — на южном крыле поднятия Черного Потока, другая — к северу от него.

Сопоставляя данные глубокого бурения с геологической картой, можно уверенно говорить о том, что антиклиналь Слободы Рунгурской имеет более сложную тектонику, чем представлялось раньше. Флишевые породы, выходящие в ядре складки, надвинуты на слободские конгломераты. Вероятно, линия надвига (Черно-Потокского) проходит по северо-восточному краю полосы распространения флиша, прослеживаясь от Черного Потока до с. Люча. К юго-востоку надвиг располагается южнее гор Рупор и Вывозы. Северо-западное продолжение его неясно. Возможно, он затухает (что мало вероятно) или, рассекая юго-западное крыло антиклинали Слободы Рунгурской, сливается в районе Надворной с надвигом антиклинали Пнёв. Наконец, не исключен и третий вариант, согласно которому Черно-Потокский надвиг в северо-западном направлении скрывается под слободские конгломераты, как известно, всюду с резким угловым несогласием перекрывающие отложения палеогена. Степень достоверности всех этих вариантов одинакова. Чешуя Черного Потока в юго-восточном направлении постепенно расширяется и воздымается. Она может рассматриваться как прямое продолжение к северо-западу складки хребта Каменистого. Антиклиналь Добротова, периклиналь которой очень хорошо обнажена в разрезе р. Прут около с. Добротов, в юго-восточном направлении скрывается под надвинутые породы чешуи Черного Потока. Амплитуда надвига этой чешуи неизвестна. Можно предполагать, что она не превышает 2—3 *км*. Несколько подтверждает это резкое различие мощностей конгломератов слободской свиты в чешуе Черного Потока и в антиклинали Добротова — в первой 1000 *м*, а во второй 2000—2200 *м*.

Как уже отмечалось, между Скибовым антиклинорием и антиклиналью Слободы Рунгурской (его Черно-Потокской чешуи) располагается синклиналь Ославы. Эта синклиналь в районе Текучи и Березова Среднего быстро расширяется, замыкаясь у р. Лючи. Здесь она с резким угловым несогласием ложится на структуры Покутских Карпат. Следует при этом отметить, что антиклинали хребтов Карматуры, Брусного, Плоского и Максимца располагаются южнее синклинали Ославы, уже под надвигом Скибового антиклинория. В то же время за сбросом, проходящим по линии Уторопы — Текуча, между складкой, которую можно было бы считать продолжением Карматурской антиклинали и структурой хребта Каменистого, появляется еще одно небольшое поднятие, сложенное в своде породами менилитовой свиты.

Таким образом, в пересечении Слобода Рунгурская — Микуличин в Бориславско-Покутском антиклинории насчитывается не менее шести складок. Четыре из них, большие по размерам, должны располагаться под надвигом Береговой и Оровской скиб на глубинах, по-видимому, не превышающих 2500 *м*; пятая — в полосе развития соленосных глин под Ославской синклиналью; шестой является антиклиналь Черного Потока. Между пятой и шестой складками возможно имеется еще одна небольшая структура. К северо-востоку от антиклинали Слободы Рунгурской складок с флишевыми породами в ядрах вероятно нет, а если они и есть, то породы палеогена в них залегают на глубинах, превышающих 3500—4000 *м*.

Битковские складки установлены бурением в Битковском нефтепромысловом районе между верховьями рр. Любижни и Манявы, под надвигом скибы, на продолжении складок Бориславско-Покутского антиклинория.

Как уже отмечалось, Покутские складки к северо-западу от с. Акрешоры погружаются и полностью скрываются под надвигом Оровской скибы Карпат. Дальше к северо-западу строение складок Бориславско-Покутского антиклинория пока неизвестно.

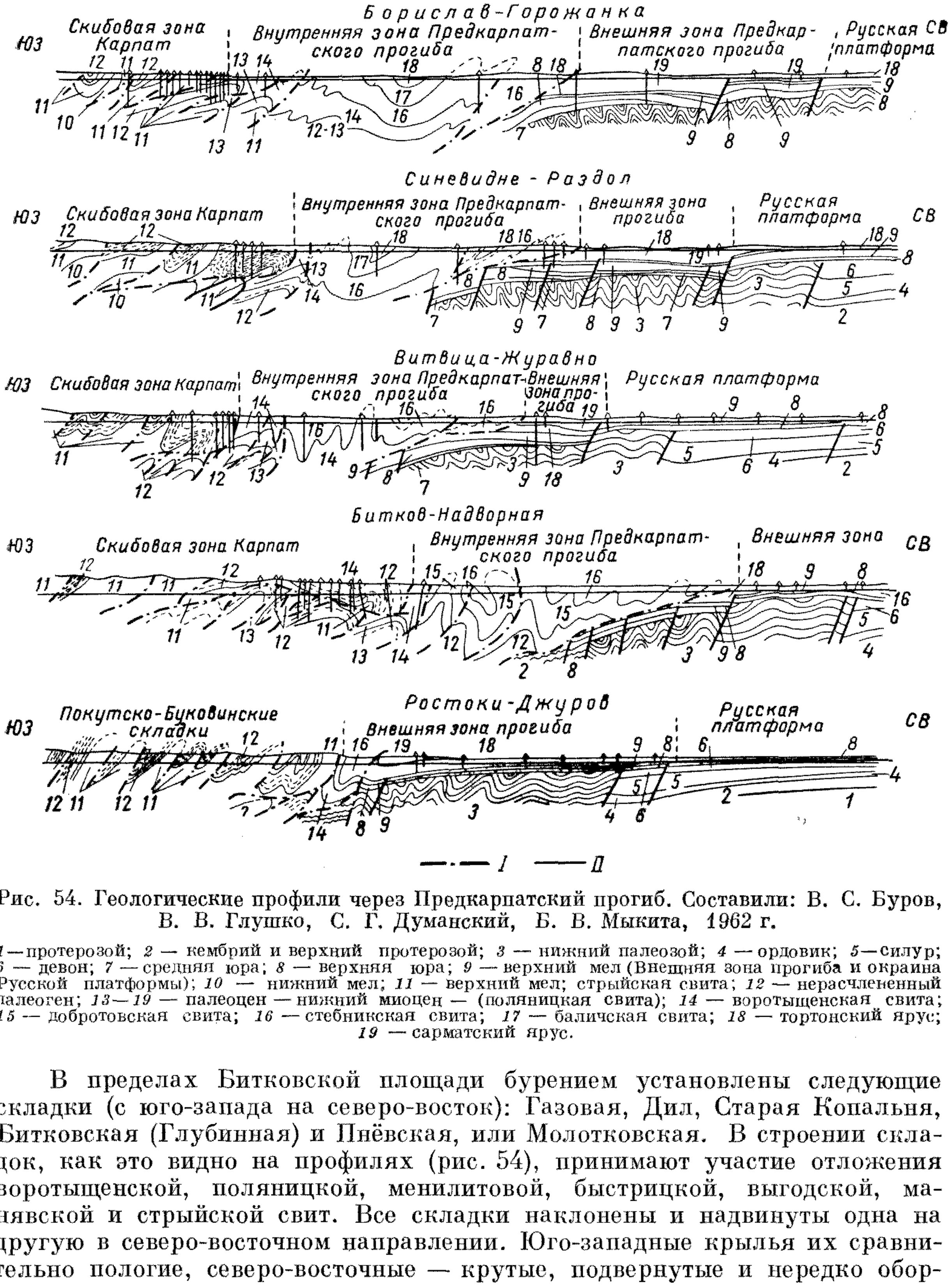


Рис. 54. Геологические профили через Предкарпатский прогиб. Составили: В. С. Буров, В. В. Глушко, С. Г. Думанский, Б. В. Мыкита, 1962 г.

1 — протерозой; *2* — кембрий и верхний протерозой; *3* — нижний палеозой; *4* — ордовик; *5* — силур; *6* — девон; *7* — средняя юра; *8* — верхняя юра; *9* — верхний мел (Внешняя зона прогиба и окраина Русской платформы); *10* — нижний мел; *11* — верхний мел; стрыйская свита; *12* — нерасчлененный палеоген; *13—19* — палеоцен — нижний миоцен — (поляницкая свита); *14* — воротыщенская свита; *15* — добротовская свита; *16* — стебникская свита; *17* — баличская свита; *18* — тортонский ярус; *19* — сарматский ярус.

В пределах Битковской площади бурением установлены следующие складки (с юго-запада на северо-восток): Газовая, Дил, Старая Копальня, Битковская (Глубинная) и Пнёвская, или Молотковская. В строении складок, как это видно на профилях (рис. 54), принимают участие отложения воротыщенской, поляницкой, менилитовой, быстрицкой, выгодской, манявской и стрыйской свит. Все складки наклонены и надвинуты одна на другую в северо-восточном направлении. Юго-западные крылья их сравнительно пологие, северо-восточные — крутые, подвернутые и нередко оборваны надвигом.

Самая большая и лучше изученная — Битковская (Глубинная) складка является основным объектом эксплуатации нефтяных залежей. В породах эоцена этой складки открыта и крупная газовая залежь.

На структурной карте, составленной по поверхности менилитовой свиты, достаточно ясно видно, что Битковская складка между Быстрицей Надворнянской и Манявской имеет северо-западное простирание. Между Быстрицей Надворнянской и верховьями Любижни простирание складки резко меняется на меридиональное. По-видимому, такая интерпретация фактического материала (хотя и считается общепринятой) не может быть единственной и твердо установленной. Можно предполагать, что юго-восточная часть Битковской складки по системе поперечных разломов смещается к юго-западу при одновременном сохранении общекарпатского северо-западного простирания отдельных ее блоков. Наиболее высоко поднятая часть этой складки располагается севернее с. Пасечна. К северо-западу от Быстрицы Надворнянской Битковская складка погружается быстрее, чем к юго-востоку. На северо-западе продолжением Битковской складки можно считать Майданскую антиклиналь. К юго-востоку осевая линия Битковской складки при постепенном погружении шарнира, судя по общей геологической ситуации, должна прослеживаться в районе с. Дора. В районе этого же села Битковская складка, вероятно, максимально погружается. Юго-восточнее с. Дора можно предполагать начало нового подъема характеризуемой складки, возможно сопровождаемого некоторой ундуляцией ее шарнира.

Все сказанное позволяет думать, что Битковская складка и антиклиналь хребта Брусного (лучше ее называть Космачская антиклиналь по имени старого нефтепромысла) находятся на одной антиклинальной линии.

К северу Битковская складка надвинута на Пнёвскую антиклиналь, или Молотковскую, располагающуюся частично под Береговой скибой, а частично уже в полосе отложений воротыщенской свиты. Молотковская структура имеет наиболее высокое положение шарнира на площади, расположенной между Делятином и Пнёвом, там, где Береговая скиба (ее Страгорская складка) сильно расширена и довольно высоко приподнята. Как к северо-западу от Пнёва, так и к юго-востоку от Любижни эта складка погружается с одновременным уменьшением размеров.

Складки Старая Копальня, Дил и Газовая имеют исключительно сложную тектонику, известную в самых общих чертах. Можно, однако, отметить увеличение надвига складки Старая Копальня и связанное с этим увеличение в северо-западном направлении степени перекрытия Битковской складки.

К северу от Битковской и Молотковской складок располагается еще одна полоса структур, в строении которой принимают участие отложения миоцена и палеогена. Имеются в виду поднятия Дзвиняча, Старуни и Надворной. Тектоническое соотношение всех этих поднятий из-за недостатка фактического материала остается неясным.

Надворнянская складка, сложенная добротовской свитой и слободскими конгломератами, в пересечении Быстрицы Надворнянской с юго-запада ограничена надвигом Молотковской складки, а северо-западнее — надвигом Старуньской складки. Эта складка имеет крутые углы падения и протяженность, не превышающую 12 *км* (по добротовским отложениям). К юго-востоку от с. Стрымба добротовские породы складки погружаются, скрываясь под пестроцветы стебникской свиты. Вероятно, Надворнянская складка может рассматриваться как северо-западное продолжение поднятия Слободы Рунгурской, от которого она отделена довольно глубокой седловиной, расположенной между Стрымбой и Добротовом. Вблизи р. Великий Лукавец Надворнянская складка срезана надвигом Старуньской складки.

Между Старуньской и Молотковской антиклинальными складками располагается крупная синклиналь — Монастырчанская, выполненная стебникскими осадками. С северо-востока она ограничена крутым сбросом,

а с юго-запада — надвигом Молотковской складки. Таким образом, Молотковская складка, простирающаяся примерно параллельно краю Скибового антиклинория Карпат, в междуречье Быстрица Надворнянская — Луква по линии надвига контактирует с различными тектоническими элементами: на юго-востоке — с Надворнянской складкой, дальше к северо-западу — со Старуньской складкой, затем — с Монастырчанской синклиналью и, наконец, вблизи р. Луква — с Дзвинячской складкой.

Старуньское поднятие — структура, по своим размерам и характеру тектоники аналогичная Надворнянской. Она сложена породами воротыщенской свиты, залегающими на менилитовых сланцах, вскрытых на небольшой глубине буровыми скважинами; под менилитовыми сланцами лежат породы эоцена. Надо, однако, отметить, что некоторые исследователи в разрезе Старуньской складки выделяют 15—17-метровую пачку поляницких осадков. Как уже отмечалось, эта складка надвинута на Надворнянскую складку, а на северо-западе — на поднятие Дзвиняча, одновременно срезаясь продольным сбросом, ограничивающим Монастырчанскую синклиналь. Такая интерпретация геологической карты не может считаться единственной, так как не исключено, что между Старуньской и Дзвинячской складками нет надвига и что, следовательно, обе эти складки представляют единую небольшую в поперечном сечении, но довольно протяженную структуру.

Дзвинячско-Черноп отокские складки — это самая северная антиклиналь в Бориславско-Покутской полосе складок, сложенная палеогеновыми породами. Она протягивается от Слободы Небыловской до Быстрицы Надворнянской. Линия, по которой складка надвинута на структуры Самборской впадины, с северо-запада на юго-восток постепенно удаляется от края Карпат.

Майданские складки включают четыре антиклинальных поднятия: Майданское, Луквенское (или Прислупское), Сливкинское и одно — пока без названия.

Первое и последнее поднятия имеют более высокое положение, вследствие чего в сводовых частях их на поверхность выходят породы эоцена и олигоцена. Две другие складки на поверхности сложены отложениями поляницкой свиты. Все складки надвинуты одна на другую в северо-восточном направлении и перекрывают нижние молассы, в результате чего под ними может быть второй этаж структур с флишевыми породами в ядрах. Проводимым *сейчас глубоким бурением это предположение будет проверено.*

Представляется интересным тот факт, что Майданские складки, являясь продолжением Битковских, в общем имеют более крутые углы падения крыльев. По-видимому, они отделены от Битковских сбросом. Однако местоположение сброса в данный момент наметить трудно. С этой точки зрения важное значение имеет отмечавшееся выше погружение Битковской (Глубинной) складки в северо-западном направлении, сменяющееся уже в пересечении Быстрицы Солотвинской воздыманием. В связи с этим с достаточной долей уверенности можно утверждать, что участок между горой Крепа и Быстрицей Солотвинской представляет седловину, отделяющую Майданские складки от Битковских. Не исключено также, что эта седловина с юго-востока и северо-запада ограничена сбросами, проходящими по Маняве и несколько восточнее Быстрицы Солотвинской.

К северо-западу от р. Ломницы Майданские складки по сбросам постепенно погружаются. Здесь начинается Долинско-Бориславская часть Бориславско-Покутского антиклинория.

Долинско-Бориславские складки имеют отличительную особенность — обилие поперечных разломов типа сбросо-сдвигов, разделяющих их на отдельные блоки, и почти полное отсутствие стебникских отложений в разрезе.

Эта система складок сложена воротыщенскими глинами нижнего миоцена, породами палеогена и верхнего мела. Воротыщенская свита получила

широкое распространение только в полосе, образующей северо-восточный край Долинско-Бориславских складок. Эта полоса в северо-западном направлении быстро суживается от 4,5 *км* в Долине до 1 *км* в Стрыйском пересечении, затем вновь расширяется, достигая максимума (6 *км*) между Стебником и Трускавцом. От Трускавца до границы с Польшей наступает закономерное уменьшение ширины полосы воротыщенской свиты, достигающей минимума (нескольких десятков метров) в районе Добромиля.

В р а й о н е Д о л и н ы бурением установлены три антиклинальные складки: Долинская, Северо-Долинская и Витвицкая поднадвиговая, правильнее — Южно-Долинская. Все эти складки, как и другие поднятия Бориславско-Покутского антиклинория, опрокинуты к северо-востоку и надвинуты друг на друга в этом же направлении. Южные крылья их сравнительно пологие, северо-восточные — крутые, подвернутые, срезанные надвигом.

Долинская складка в общем поднята выше, чем прилегающие к ней с северо-востока Северо-Долинская и с юго-запада Южно-Долинская складки. В ней поверхность пород менилитовой свиты в наивысшей точке залегания имеет абсолютную отметку —1100 *м*, в то время как в Северо-Долинской складке абсолютная отметка этой же поверхности в наивысшей ее точке —1700 *м*. Абсолютная отметка наивысшей части поверхности Южно-Долинской, или Витвицкой, поднадвиговой складки приблизительно равна —2570 *м*. В юго-восточном направлении все Долинские складки по Турянскому сбросу резко погружаются. Амплитуда сброса, вероятно, несколько превышает 600 *м*. Затем по системе сбросо-сдвигов в направлении Майдана все складки поднимаются выше с одновременной ундуляцией шарнира.

По-видимому, до момента формирования поперечных разрывов все складки Бориславско-Покутского антиклинория представляли собой структуры, в виде валообразных поднятий, протягивавшиеся (подобно отдельным крупным чешуям Скибового антиклинория Карпат) на многие десятки километров. Шарнир этих валообразных поднятий вдоль их простирания ундулировал, в связи с чем в таком поднятии выделялись приподнятые и опущенные участки. Впоследствии они были разобщены на отдельные блоки.

В северо-западном направлении от р. Турянки все Долинские складки погружаются. Одновременно с этим ось Долинской и Северо-Долинской складок постепенно приближается к краю Береговой скибы. Первая из них полностью скрывается под надвигом Карпат в районе с. Гошева, а вторая — между г. Болехов и р. Стрый. К северо-востоку от Северо-Долинской складки в районе Болехова появляется еще одна складка, протягивающаяся от р. Свича до с. Модрыч.

В р а й о н е Б о р и с л а в а можно говорить о наличии четырех складок, входящих в состав Бориславско-Покутского антиклинория. Самая большая из них известна в литературе как Бориславская лежачая антиклиналь, — мы ее будем называть Верхней Бориславской складкой. Под этой складкой выявлена вторая, Нижняя Бориславская складка, имеющая меньшие размеры и строение, аналогичное Верхней Бориславской. К юго-западу от последней, уже далеко под Карпатами, в Сходнице, в 8 *км* от края Карпат, на глубине около 2550 *м* скважиной вскрыты отложения менилитовой свиты, принадлежащие третьей складке, — Сходницкий поднадвиг. Четвертая складка — антиклиналь Волянки — располагается севернее Бориславских Верхней и Нижней. Она находится в разведке; менилитовые отложения пока здесь не встречены.

Как показывают данные глубокого бурения и сейсморазведки, Верхняя Бориславская складка к юго-востоку от Борислава по системе сбросо-сдвигов погружается и одновременно скрывается под надвиг Карпат. В соответствии с сейсмическими исследованиями, проведенными И. З. Гонтовым, Бориславская складка, вернее поднятия, находящиеся на ее продолжении, испытывают погружение (под надвигом Карпат) вплоть до р. Стрый. За р. Стрый

вновь намечается подъем, продолжающийся до Турянского сброса в Долине. Таким образом, все сказанное позволяет утверждать, что между Бориславом и Долиной максимум погружения падает на пересечение р. Стрый. Последнему не противоречат и материалы одиночных скважин, пробуренных в Доброгостове и Улично, а также данные поверхностной геологии. Если предположить, что ширина полосы воротыщенской свиты находится в прямой зависимости от высоты залегания флишевых складок, то достаточно одного взгляда на геологическую карту, чтобы прийти к выводу о бóльших глубинах залегания палеогеновых отложений в пересечении р. Стрый в районе Семигинова, чем в Бориславе, Болехове и Долине.

Сопоставляя все имеющиеся данные по районам Бориславa, Улично, Болехова и Долины, можно предположить, что Долинская и Верхняя Бориславская складки входят в состав одной антиклинальной линии. Они разделены седловиной, наиболее погруженная часть которой находится в районе Любенцы — Семигинов.

Нижняя Бориславская складка и Северо-Долинская антиклиналь образуют следующий к северо-востоку ряд поднятий, в свою очередь, сменяющийся новой антиклинальной линией, представляющей в районе Борислав — Болехов периферическую часть Бориславско-Покутского антиклинория.

На протяжении нескольких десятков лет многие геологи рассматривали антиклинальные поднятия Ясеницы Сольной и с. Ивано-Франко (Нагуевичей) как структуры, являющиеся прямым продолжением Верхней Бориславской складки. Однако в свете новых данных, полученных глубоким разведочным бурением на площади Урож, представляется необходимым пересмотреть эту точку зрения.

В районе Урож бурением установлены три антиклинальные складки. Северная из них, названная бориславскими геологами Винниковским поднятием, является прямым продолжением Нагуевичской складки, от которой она отделена сбросо-сдвигом.

Положение в Бориславско-Покутском антиклинории центральной складки, точно так же как южной, собственно Урожской, пока неясно. Однако необходимо отметить, что Винниковская и Нагуевичская складки входят в состав самого северного поднятия, разбитого на отдельные блоки. Последнее дает полное основание считать, что Верхняя Бориславская и Нагуевичская складки входят в состав различных антиклинальных линий. По-видимому, Верхняя Бориславская складка по Раточинскому сбросу резко погружается и одновременно смещается к юго-западу. Затем по Чеченскому сбросу (проходящему между Попелями и Ясеницей) она снова резко поднимается с одновременным перемещением к северо-востоку. Однако положение оси ее, уже северо-западнее Чеченского сброса, и соотношение с Ясеницким поднятием остаются неясными. Возможно, что Ясеницкое поднятие представляет собой выдвинутый далее к северо-востоку блок Бориславской антиклинальной линии.

Однако нарисованная картина тектонического взаимоотношения Ясеницкого поднятия и Верхней Бориславской складки противоречит другим данным. Почти все геологи считают, что Ясеницкое и Нагуевичское поднятия представляют блоки одной антиклинальной линии, шарнир которой к северо-западу и юго-востоку погружается. Если это так и если считать, что Ясеницкое поднятие находится на продолжении Бориславского, то мы должны возвратиться к прежнему выводу и утверждать, что Бориславская антиклинальная линия в северо-западном направлении по системе сбросо-сдвигов далеко выходит из-под надвига Скибового антиклинория Карпат и протягивается в Ясеницком, Нагуевичском и Винниковском поднятиях. Структуры же, выявленные к югу от Винниковского поднятия (Центральная и Урожская), должны рассматриваться как поднятия, входящие в состав двух других антиклинальных линий, располагающихся юго-западнее линии

Борислав — Ясеница — Нагуевичи — Винники. В принципе последний вариант возможен, однако, исходя из современных фактических данных, правильнее считать, что продолжением Верхней Бориславской складки является Урожское поднятие, а Винниковское, Нагуевичское и Ясеницкое поднятия входят в антиклинальный ряд, располагающийся севернее Верхней Бориславской складки.

Тектоника Бориславско-Покутского антиклинория северо-западнее Быстрицы Подбужской изучена мало. Исходя из данных немногочисленных глубоких скважин, пробуренных на площади Монастырец, Воля Блажевская и Старая Соль, можно думать, что эта территория имеет очень сложную тектонику. Развитые в ее пределах складки бориславского типа отличаются от Долинской и Битковских небольшими размерами и более крутыми крыльями.

Урожская группа складок с северо-запада ограничена поперечным разрывом, проходящим вдоль Быстрицы Подбужской. За этим Быстрицким разрывом располагаются Черхавские структуры. Глубинное строение этих структур между Быстрицким и Монастырецким разрывами, охватывающих площадь около 12 $км^2$, неизвестно. Можно, однако, предполагать, что, по сравнению с Урожским поднятием, Черхавские структуры погружены сильнее, в связи с чем и отложения палеогена здесь должны залегать на больших глубинах. Судя по данным поверхностной геологии, в состав Черхавских складок входит три поднятия; возможно, что под надвигом Береговой скибы имеется еще одно — четвертое поднятие. Сказанное в какой-то мере подтверждается глубоким бурением, проведенным на соседних Монастырецких складках, северо-западнее Монастырецкого разрыва.

Монастырецкие складки (Южная и Северная) в северо-западном направлении быстро скрываются под надвиг Старосольских флишевых складок. Возможно при этом, что Южная Монастырецкая складка уменьшается в размерах и замыкается.

К северу от Монастырецких складок бурением трех глубоких скважин, расположенных по профилю Воля-Блажевская — Блажев, установлена еще одна складка — Блажевская с флишевым ядром. Под надвигом Блажевской антиклинали, судя по разрезу, пройденному скважиной Воля-Блажевская (1960 г.), располагается еще одна небольшая складка. Как показало бурение, Блажевская антиклиналь одновременно с уменьшением ширины полосы распространения воротыщенских глин погружается. Вероятно, дальше к западу, т. е. ближе к границе с Польшей, складки Бориславско-Покутского антиклинория постепенно погружаются. Вместе с этим размеры их закономерно уменьшаются до полного замыкания где-то в районе Перемышля.

С т а р о с о л ь с к и е с к л а д к и включают следующие структуры: Воля-Блажевская, Звор, Бачина, Смольница, Стрельбичи, Старосольские и ряд более мелких. В сводовых частях всех перечисленных антиклиналей на поверхность выходят песчаники ямненской свиты (а в Воля-Блажевской антиклинали — и стрыйской свиты). Все складки этой полосы к северо-западу от ограничивающего их Монастырецкого разлома постепенно погружаются. Одновременно с этим полоса Старосольских складок суживается, а отдельные поднятия ее становятся меньше, приобретая более сложное строение. В районе между Старой Солью и Хыровом на сложно дислоцированных отложениях палеогена с резким угловым несогласием залегают конгломераты, мергели и брекчии нижнего и верхнего тортона. В районе с. Тарнава (у Добромиля) среди палеогеновых пород на поверхность выходят воротыщенские соленосные глины. Одни геологи считают, что эти соленосные глины выходят на поверхность в тектонических окнах, другие, наоборот, полагают, что они лежат с угловым несогласием на палеогеновом флише. В зависимости от решения этого вопроса находится и понимание положения в структуре Карпат и Предкарпатского прогиба полосы Старосольских складок.

Если рассматривать эти соленосные глины как осадочные образования, выходящие на поверхность в тектонических окнах, то полоса Старосольских складок должна входить в состав Скибового антиклинория Карпат (как и считает большинство геологов). Если же считать, что в Тарнаве тектонических окон нет (как предполагают авторы), то эти складки должны принадлежать Бориславско-Покутскому антиклинорию, представляя, таким образом, выход складчатого основания Внутренней зоны на поверхность. Решение этого вопроса зависит от данных бурения глубоких скважин.

Самборская подзона (синклинорий)

В строении этой подзоны принимают участие осадочные образования воротыщенской, стебникской, баличской свит, тортона и нижнего сармата. Самое широкое распространение в ее пределах имеет стебникская свита, что послужило основанием для К. Толвинского называть эту тектоническую зону Стебникской.

В Стебникскую зону К. Толвинский включал территорию Внутренней зоны, расположенную северо-восточнее Прикарпатской полосы соленосных глин, в том числе и Дзвинячско-Чернопотокские складки Бориславско-Покутского антиклинория. Таким образом, если придерживаться схемы тектонического деления Предкарпатского прогиба, предложенной К. Толвинским, то Самборская подзона могла бы рассматриваться только как часть Стебникской зоны.

Самборская подзона — это сложно дислоцированная впадина, ограниченная на юго-западе складками Бориславско-Покутского антиклинория, а на северо-востоке — линией надвига, по которой она надвинута на породы тортона и нижнего сармата Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Юго-западную границу впадины образует линия надвига Бориславско-Покутского антиклинория, проходящая через следующие населенные пункты (с северо-запада на юго-восток): Добромиль — Черхава — Стебник — Семигинов — Дзвиняч — Печенижин — Пистынь (севернее села).

Особенности геологического строения позволяют разделить Самборскую подзону на две крупные тектонические единицы: Радычско-Моршинские складки и Калушскую чешую.

Радычско-Моршинские складки поперечным разломом (Бережницким), проходящим с юго-запада на северо-восток, между рр. Стрый и Сукель, в свою очередь, делятся на две части: северо-западную (Радычская синклиналь) и юго-восточную (Моршинский синклинорий). Эти складки на всем протяжении от границы с Польшей до Тысменицы (южнее) надвинуты на Калушскую чешую. Амплитуда надвига (Голыньского), вероятно, не превышает 2—5 *км*. Особенно четко надвиг прослеживается в районе Калушского калийного месторождения, где он установлен множеством крелиусных скважин. К северо-западу от Калуша Голыньский надвиг проводится предположительно на основании анализа сейсморазведочных данных и материалов Стрыйской опорной скважины.

Радычская синклиналь сложена породами стебникской свиты на крыльях и баличской свиты, тортона и нижнего сармата в ядре. Осадки тортона в этой синклинали образуют узкую (до 3 *км*) полосу, простирающуюся от с. Чапли до Южно-Стрыйской опорной скважины. На северо-западе, после некоторого перерыва, в ядре синклинали вновь появляются отложения тортона, представленные здесь радычскими валунно-галечниковыми конгломератами.

На северо-западе строение Радычской синклинали асимметрично: юго-западное ее крыло крутое, слегка опрокинутое; северо-восточное — сравнительно пологое. К юго-востоку от р. Вырвы синклиналь приобретает более или менее симметричное строение. Затем тектоника юго-западного крыла усложняется. Появляются небольшие, сначала пологие, а потом и крутые складки.

Северо-восточное крыло Радычской синклинали осложнено довольно крупной Нижанковичской антиклиналью, простирающейся от Нижанковичей через Самбор до Стрыя. Эта антиклиналь сложена стебникской свитой; более древние породы пока неизвестны. От Калушской чешуи Нижанковичская антиклиналь, как уже отмечалось, отделена линией надвига. Юго-западное крыло ее у поверхности сравнительно крутое. С глубиной оно заметно выполаживается. Северо-восточное крыло — крутое, подвернутое, срезанное надвигом.

В отличие от Радычской синклинали Моршинский синклинорий имеет исключительно сложную тектонику. Он состоит из множества крутых, нередко осложненных надвигами и поперечными разрывами антиклинальных и синклинальных складок. В сводовых частях антиклинальных складок на поверхность выходят отложения верхневоротыщенской и добротовской свит. Синклинали обычно образованы нижней или средней (соленосной) стебникскими свитами.

Особенности строения Моршинского синклинория позволяют разделить его на три части: Голыньскую, Болеево-Сварычевскую и Парыщенскую.

Болеево-Сварычевская часть Моршинского синклинория на юго-западе ограничена Бориславско-Покутским антиклинорием (Долинско-Бориславскими складками), на северо-западе — Чолханским поперечным разломом, располагающимся между рр. Сукель и Свича, и на юго-востоке — поперечным разломом, проходящим между ручьями Матыювка и Дзвиняч. Вдоль северо-восточной границы от Быстрицы Солотвинской до Чечвы протягивается линия надвига, по которой нижнестебникские отложения этой части Моршинского синклинория надвинуты на соленосную стебникскую свиту Голыньских складок. Дальше на северо-запад от Чечвы северная граница Болеево-Сварычевской части условно может быть проведена по стратиграфической границе нижнестебникской и среднестебникской свит.

В строении характеризуемого участка Моршинского синклинория принимают участие породы верхневоротыщенской (добротовской) и нижнестебникской свит, образующих в общем три ряда простирающихся с юго-востока на северо-запад антиклинальных складок.

В состав самого северного из них входят такие поднятия, как Болеевское, Сварычевское, Петранковское и Грабовское. Как показало бурение структурно-поисковых скважин, Петранковская складка надвинута в северо-восточном направлении. Плоскость надвига ее полого падает к юго-западу. В направлении от Петранки к Сварычеву плоскость надвига становится круче, а сам надвиг, возможно, затухает. С юго-востока эта же Петранская складка отделена от Грабовской антиклинали поперечным разломом. Следующий к югу ряд антиклиналей включает поднятия: Слобода Болеховская, Подмонастырское и Хмелевское. Все эти поднятия имеют небольшие размеры и крутые крылья. Наконец, последний самый южный ряд поднятий, примыкающий к Бориславско-Покутскому антиклинорию, состоит из Рожнятовской и Краснянской складок.

Парыщенская часть Моршинского синклинория вдоль северной границы на значительном расстоянии граничит с Внешней зоной Предкарпатского прогиба. На юго-западе она перекрывается Дзвинячско-Черпотокскими складками Бориславско-Покутского антиклинория. От поперечного разрыва, ограничивающего Болеево-Сварычевскую часть складок, Парыщенская группа структур в направлении р. Прута быстро суживается, полностью исчезая в районе Косова. Отличительной особенностью Парыщенских складок является широкое распространение типичных добротовских пород, слагающих сводовые части небольших антиклиналей, развитых на фоне крупной в общем синклинальной структуры.

Голыньская часть Моршинского синклинория располагается между Калушской чешуей (на северо-востоке) и Болеево-Сварычевскими складками на юго-западе. На северо-западе она ограничена Бережницким разло-

мом, а на юго-востоке постепенно суживается и исчезает, срезаясь надвигом Парыщенских складок восточнее Богородчан. В отличие от других частей Моршинского синклинория в Голыньских структурах широко распространены среднестебникские соленосные породы и осадки верхнестебникской свиты. Более древние породы нижнего стебника, верхневоротыщенской и добротовской свит в пределах Голыньских структур на поверхность не выходят, за исключением участка, расположенного между Бережницким и Чолханским разломами. Этот последний участок на поверхности сложен нижне- и среднестебникскими осадками. Синклинальные и антиклинальные складки Голыньской части Моршинского синклинория обычно в поперечном сечении имеют небольшие размеры и довольно большую протяженность. Степень дислоцированности их менее интенсивна, чем в других частях Моршинского синклинория. Она постепенно уменьшается с юго-запада на северо-восток. В общем Голыньская часть Моршинского синклинория представляет небольшую впадину, осложненную мелкими складками.

К а л у ш с к а я ч е ш у я протягивается от государственной границы с Польшей до Быстрицы Надворнянской. По своему строению она представляет крупную синклинальную зону, сложенную стебникской и баличской свитами и осадками тортона и нижнего сармата. Юго-западное крыло ее намного круче северо-восточного. В составе этой структуры легко выделяются две синклинали — Берестянская и Лотатниковская, разделенные небольшой седловиной к югу от месторождения Опары.

Ядро Берестянской синклинали выполняют баличские породы, а в наиболее погруженной части Лотатниковской синклинали на подчетвертичную поверхность выходят и более молодые осадки тортона и сармата.

Калушская чешуя надвинута на Внешнюю зону Предкарпатского прогиба. Плоскость надвига ее полого погружается к юго-западу, сливаясь с надвигом Радычско-Моршинских складок.

В целом вся Самборская впадина надвинута на Внешнюю зону Предкарпатского прогиба. Амплитуда надвига, доказанная бурением в стрыйском пересечении, превышает 12—15 *км*. В юго-восточном направлении амплитуда надвига Самборской впадины постепенно уменьшается до 3—5 *км* вблизи Косова.

СКЛАДЧАТЫЕ КАРПАТЫ

В складчатой области Украинских Карпат четко выделяются следующие структуры: Мармарошско-Раховский кристаллический массив, являющийся северо-западной оконечностью Мармарошского массива в Румынии; зона Пиенинских утесов и область широкого развития мелового и палеогенового флиша — флишевые, или Внешние Карпаты (рис. 55).

М а р м а р о ш с к о - Р а х о в с к и й м а с с и в — это древняя, сложно построенная складчатая область, разбитая системой беспорядочно ориентированных разрывов на отдельные блоки. Как показывают детальные наблюдения, в северо-восточном направлении массив надвинут на флишевые отложения мела. Амплитуда надвига при этом не превышает, по мнению А. А. Богданова и А. А. Максимова, 1 *км*, а по данным Л. Г. Ткачука и Л. А. Кривина, — 15 *км*. Вдоль северо-восточного края массива во многих местах на поверхность выходят триасовые и юрские породы в виде небольших изолированных пятен. Эти породы, а также меловые с резким угловым несогласием залегают и на самом массиве, свидетельствуя о том, что массив в отдельные эпохи мезозоя полностью перекрывался осадочными образованиями.

Северо-западнее г. Рахова кристаллические породы массива быстро (возможно по сбросу, как полагает С. И. Субботин) погружаются под отложения мела и палеогена.

Зона Пиенинских утесов, или Утесовая, протягивается в виде двух полос: северная полоса находится на продолжении Раховского массива, южная располагается юго-западнее.

В современном структурном плане Карпат зона утесов в общем состоит из двух исключительно сложно построенных поднятий и разделяющей их синклинальной впадины (тоже имеющей сложную тектонику). В пределах поднятий на поверхность выходят отложения триаса, юры, мела и палеогена, а в разделяющей их впадине — отложения палеогена.

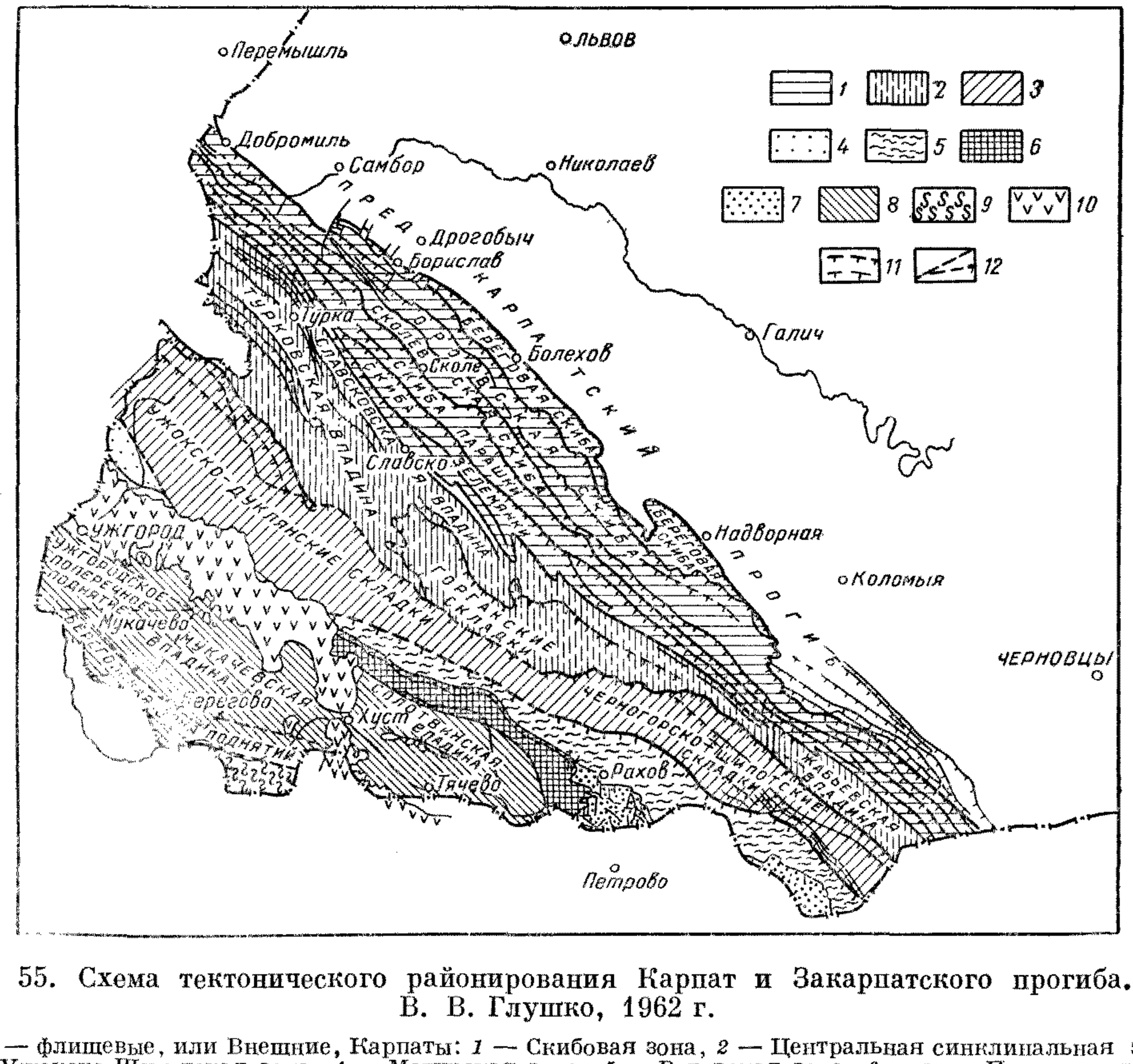


Рис. 55. Схема тектонического районирования Карпат и Закарпатского прогиба. По В. В. Глушко, 1962 г.

1—7 — флишевые, или Внешние, Карпаты: *1* — Скибовая зона, *2* — Центральная синклинальная зона, *3* — Ужокско-Шипотская зона, *4* — Магурская зона, *5* — Раховская зона, *6* — зона Пиенинских утесов, *7* — Мармарошско-Раховский массив; *8* — Закарпатский прогиб; *9* — Венгерская впадина (впадина Альфольда); *10* — Выгорлат-Гутинская эффузивная гряда; *11*, *12* — линии надвигов и разломов.

В утесовых полосах юрские известняки в виде различных по величине (от нескольких сотен метров до нескольких метров), хорошо выраженных в рельефе блоков выступают на фоне широкого развития отложений мела и палеогена.

Происхождение юрских утесов до сих пор не выяснено. Многие геологи считают возможным рассматривать их как тектонические отторженцы, образовавшиеся при формировании огромных пиенинских и субпиенинских покровов. Другие (В. И. Славин, М. В. Муратов) полагают, что полоса юрских утесов связана с антиклинальными складками, входящими в состав главного антиклинория Карпат. О. С. Вялов, Д. Н. Андрусов рассматривают эти утесы как отторженцы, образовавшиеся во время молодой складчатости, вследствие резкого различия литологического состава пород юры (массивные известняки) и их флишевой мело-палеогеновой оболочки.

При решении вопроса о происхождении полосы Пиенинских утесов принципиальное значение имеют два основных положения. Первое заключается в том, что эти утесы приурочены к узкой (от 2—3 *км* до 20 *км*) полосе

протяжением 500 *км* — от характеризуемого массива до г. Братиславы. Второе — они располагаются на границе двух принципиально отличных по тектонике и истории геологического развития геотектонических областей: к северу и северо-востоку от зоны утесов находятся флишевые, или Внешние Карпаты, а к югу и юго-западу — Центральные Карпатские массивы, или Внутренние Карпаты. Основная складчатость во Внутренних Карпатах приурочена к мелу, а во Внешних Карпатах — к неогену. Зона утесов была подвергнута складчатости как в мелу, так и в неогене. Указанные обстоятельства и характер тектоники позволяют связывать образования полосы утесов с зоной глубинных разломов (к этому выводу пришли А. А. Богданов, М. В. Муратов, В. Е. Хаин, Е. М. Лазько, Д. И. Резвой).

Зона Пиенинских утесов в северо-восточном направлении надвинута на флиш Внешних Карпат.

Флишевые, или Внешние, Карпаты — это сложно построенный крупный синклинорий, осложненный надвигами значительной амплитуды. В его составе достаточно четко выделяются следующие тектонические зоны (с северо-востока на юго-запад): Скибовая зона, или антиклинорий; Центральная синклинальная зона, или синклинорий; Раховская и Черногорская, или Шипотская, зоны; Ужокско-Дуклянская зона, или антиклинорий, и Магурская зона, или зона Магуры.

Как известно, в Украинских Карпатах полоса флиша, примыкающая с северо-востока к Мармарошско-Раховскому массиву и Пиенинским утесам, выделялась в самостоятельную единую Магурскую зону. Работами последних лет было установлено, что зона Магуры, сложенная на поверхности палеогеновыми и меловыми отложениями, широко развита только в Западных Карпатах, на территории Чехословакии и Польши. В сторону же Украинских Карпат она быстро суживается и, по-видимому, выклинивается западнее Свалявы. В Западных Карпатах зона Магуры расположена между Центральной синклинальной зоной и полосой Пиенинских утесов. Ширина ее на меридиане Кракова 40—43 *км*. К востоку от меридиана Тарнува ширина зоны Магуры быстро сокращается и уже на границе Украинских и чехословацких Карпат не превышает нескольких километров. Вдоль северной границы зоны Магуры на фоне сплошного развития палеогена кое-где на поверхность выходит верхнемеловой флиш. Сказанное позволяет рассматривать эту зону как крупный синклинорий, замыкающийся в восточном направлении.

Магурская зона в северном направлении надвинута в одних случаях на Силезскую зону, в других — на Центральную синклинальную зону. Считается, что амплитуда надвига в некоторых местах превышает 20—30 *км*.

У границы Чехословакии и Украины между Центральной синклинальной зоной и Магурской зоной располагается Ужокско-Дуклянский антиклинорий. Этот антиклинорий к западу от Украинских Карпат по мере увеличения ширины Магурской зоны суживается, полностью исчезая в районе Жмигруда. В юго-восточном же направлении от чехословацко-польско-советской границы одновременно с выклиниванием Магурской зоны ширина полосы Ужокско-Дуклянского антиклинория быстро увеличивается, а южная его граница вплотную подходит к полосе Пиенинских утесов.

Ужокско-Дуклянский антиклинорий сложен породами палеогена, верхнего и нижнего мела, образующими ряд асимметричных складок, опрокинутых на северо-восток и нередко разделяющихся линиями надвигов. В южных частях антиклинория появляются складки, слегка наклоненные и на юго-запад. Считается доказанным существование надвига, по которому Ужокско-Дуклянская система складок перекрывает юго-западную часть Центральной синклинальной зоны, хотя амплитуда этого надвига неизвестна.

В пределах Ужокско-Дуклянского антиклинория меловой флиш получил наибольшее развитие лишь к западу от Украинских Карпат. К востоку

же вместе с увеличением ширины полосы антиклинория наблюдается и его погружение, достигающее максимума в Стрый-Мукачевском пересечении Карпат. Погружение антиклинория обусловило практически полное исчезновение с поверхности также меловых осадочных образований.

На юго-востоке, на простирании Ужокско-Дуклянских складок, вблизи Мармарошско-Раховского кристаллического массива (к северу от него) протягивается довольно широкая полоса развития верхне- и нижнемелового флиша, образующая Раховскую и Черногорско-Шипотскую, или Шипотскую, зоны.

Раховская зона сложена в основном нижнемеловым флишем раховской и буркутской свит. На территории Румынии ее продолжением, вероятно, является зона Синая. Многие исследователи, в том числе и авторы, считают, что Раховская зона, в общей своей структуре являющаяся сложно построенным синклинорием, надвинута на Черногорско-Шипотскую зону. В северо-западном направлении ширина ее постепенно уменьшается до полного выклинивания.

Черногорская (или Шипотская) зона сложена шипотской, яловецкой и скуповской свитами нижнего и верхнего мела. Кое-где в ее пределах появляются и более молодые осадочные образования нижнего и среднего палеогена. Зона состоит из нескольких чешуй (Черногорские чешуи), надвинутых одна на другую в северо-восточном направлении. Самая крайняя и самая крупная из них надвинута на кросненские отложения олигоцена, слагающие Центральную синклинальную зону. Амплитуда надвига Черногорской зоны до сих пор остается неясной. Определение ее находится в прямой зависимости от понимания структурных соотношений Черногорских чешуй и Горганских складок Центральной синклинальной зоны. Если считать, что Горганские складки являются прямым продолжением чешуй Черногорской зоны, то амплитуда надвига этой зоны на Центральную синклинальную не превышает нескольких километров. При таком понимании тектоники этого района можно предполагать, что северные чешуи Черногорской зоны в северо-западном направлении сменяются Горганскими складками (образованными палеоценом, эоценом и нижним олигоценом), которые постепенно погружаются, скрываясь под кросненской свитой Центральной синклинальной зоны. Горганские складки, являясь высоко приподнятой частью Центральной синклинальной зоны, в юго-восточном направлении погружаются, уходя под надвиг Черногорских чешуй. В этом случае предопределяется Большая амплитуда надвига Черногорских чешуй, превышающая 10—15 *км*.

Центральная синклинальная зона сложена породами кросненской и менилитовой свит олигоцена общей мощностью до 2500—3000 *м*. В приподнятых ее частях, как, например, в Горганских складках и в поднятии Сможе, на поверхность выходят и более ранние отложения эоцена и палеоцена. Для этой зоны в целом характерны узкие гребневидные, наклоненные к северо-востоку, асимметричные складки и сравнительно широкие синклинали. Антиклинальные складки нередко осложнены надвигами небольшой амплитуды, прослеживающимися на многие десятки километров.

В Центральной синклинальной зоне довольно легко выделяются три части: на северо-западе — Турковская впадина, на юго-востоке — Жабьевская, а между ними — Горганские складки, рассматриваемые как поперечное поднятие. Турковская впадина как в северо-западном направлении, уже на территории Польши, так и в юго-восточном, вблизи Горганских складок постепенно воздымается; длина ее в пределах Украины равна 90—100 *км*, ширина 20—30 *км*. Жабьевская впадина имеет длину 70 *км* и ширину 10 *км*. У границы с Румынией вблизи Селетина Жабьевская впадина воздымается, вследствие чего на поверхности в сводах антиклинальных складок появляются породы эоцена. Значительная часть впадины, вероятно, находится под надвигом Черногорских чешуй.

К северо-востоку Центральная синклинальная зона сменяется Скибовой зоной. Эта зона образована отложениями преимущественно верхнего мела и палеогена, слагающими своеобразные структуры, названные К. Толвинским, скибами.

По своему строению скибы (чешуи) представляют асимметричные антиклинальные складки, опрокинутые к северо-востоку и надвинутые в этом же направлении одна на другую. Южные крылья этих структур обычно пологие (в Бориславском пересечении); северо-восточные — крутые, подвернутые и срезанные надвигом.

Все чешуи Скибовой зоны от р. Черемош до р. Стрвионж имеют северо-западные простирания. К западу же от р. Стрвионж наблюдается изменение простирания с северо-западного на северное, а ближе к г. Перемышль — на северо-восточное (Перемышльский уступ). Западнее г. Перемышль простирание Карпат резко изменяется на северо-западное.

Наиболее отчетливо надвиги выражены в Бориславском пересечении Скибовой зоны. К северо-западу от пересечения размеры чешуй уменьшаются, надвиги становятся круче. Одновременно с этим наблюдается воздымание оси всей этой сложно построенной зоны, о чем свидетельствует появление на поверхности в отдельных участках (Спас, Добромиль) нижнемеловых отложений. К юго-востоку от Бориславского пересечения Скибовая зона расширяется и погружается. Надвиги в некоторых случаях теряются (возможно, затухают). Юго-восточнее Рыпненского пересечения надвиги вновь четко улавливаются и прослеживаются вплоть до границы с Румынией. Вместе с этим увеличивается и амплитуда надвигов, достигающая в районе Биткова 10—15 *км*.

Наибольшая ширина Скибовой зоны 38 *км* наблюдается между р. Стрый и Быстрицей Надворнянской. К юго-востоку и северо-западу от этого участка ширина ее заметно уменьшается, так что уже в Старо-Самборском пересечении она составляет 20—22 *км*, а в пересечении Черемоша — 12 *км*.

Скибовая зона состоит из шести крупных чешуй, прослеживающихся на протяжении 100—250 *км*. К. Толвинским установлены следующие скибы (с северо-востока на юго-запад): Береговая (или Краевая), Оровская, Сколь-ская, Мальманстальская, Парышки и Зелемянки. Первая, Береговая скиба граничит с Внутренней зоной Предкарпатского прогиба, а последняя, Зелемянки, — с Центральной синклинальной зоной.

Отличительной чертой всех карпатских скиб является выдержанность по простиранию, при этом в наиболее приподнятых частях их на поверхность выходят породы стрыйской свиты верхнего мела. По-видимому, скибы образовались из антиклинальных складок, шарниры которых на всем их простирании почти всегда находились на одной высоте. Эти складки напоминают, таким образом, громадные валы, опрокинутые к северо-востоку, с оборванными северными крыльями.

ЗАКАРПАТСКИЙ ПРОГИБ

С юго-запада и запада складчатая область Карпат ограничена системой впадин (третичных), разделенных поперечными поднятиями.

На северо-западе располагается Подгальская впадина, выполненная слабо дислоцированными отложениями эоцена, залегающими то на мезозое, то на древних кристаллических породах. С юго-востока Подгальская впадина ограничивается молодым Закарпатским прогибом, который отделяется от огромной Трансильванской впадины поперечным поднятием Сэчела.

Закарпатский прогиб простирается вдоль Раховской и Утесовой зон на протяжении 270 *км* при ширине 30—35 *км* и сложен отложениями неогена, суммарная мощность которых вряд ли превышает 4000 *м*.

В Закарпатском прогибе выделяется ряд небольших впадин и поперечных поднятий. На западе, на территории Чехословакии, находится Восточно-

Словацкая впадина, ограниченная на севере Утесовой зоной, на юге — Земплинским выступом палеозойских пород. К востоку от Восточно-Словацкой впадины располагается Ужгородское горстообразное поперечное поднятие, ограниченное сбросами. К востоку от Ужгородского поднятия находится Мукачевская впадина, выполненная осадками миоцена и плиоцена. Между рр. Рикой и Тересвой устанавливается еще одно — Даниловское поперечное поднятие, в пределах которого широко развиты породы тортона; отложения сармата здесь известны лишь на юге, в Выпковском районе. В восточном направлении Даниловское поперечное поднятие погружено, вследствие чего на поверхности появляются и более молодые отложения сармата, слагающие Аппинскую впадину. Таким образом, отчетливо видно, что в продольном сечении Закарпатский прогиб в целом неоднократно испытывал погружение, сменяющееся поднятием.

В поперечном сечении в Закарпатском прогибе довольно легко устанавливаются две синклинальные и две антиклинальные зоны. На севере вдоль складчатых Карпат протягивается Выгорлат-Ольховецкая синклинальная зона, к югу от нее — Данилово-Залужская антиклинальная зона, сменяющаяся затем Виноградово-Тячевской синклиналью. На юге Закарпатского прогиба находится Береговская зона горстообразных поднятий.

Выгорлат-Ольховецкая синклиналь на юго-востоке сложена отложениями нижнего сармата, а на северо-западе — эффузивными породами гутинской свиты. Северное крыло синклинали примыкает к складчатым Карпатам, от которых оно отделено сбросом, вероятно, проходящим под осадочной толщей миоцена. С этим сбросом связана вулканическая деятельность в плиоцене.

Крылья Выгорлат-Ольховецкой синклинали пологие, с углами падения 10—20°.

В состав следующей к югу Данилово-Залужской антиклинальной зоны входят Солотвинская, Тереблинская, Шандровская, Даниловская, Нанковская диапировые складки и поднятия Залужа и Великого Раковца. К западу от Залужа эта зона сливается с Ужгородским поперечным поднятием.

Диапировые линейно вытянутые складки Закарпатского прогиба сложены выходящими на поверхность породами тереблинской и солотвинской свит. Большинство из них нарушены множеством разломов, чаще простирающихся параллельно Данилово-Залужской зоне. Для всех складок характерны крутые углы падения пород у сводовых частей и пологие на крыльях. Отложения, залегающие под тереблинской солью (туфогенная толща), также имеют пологие углы падения. Судя по данным даниловской опорной скважины, в основании миоцена Закарпатья лежит довольно сильно смятая толща верхнего эоцена.

Между Данилово-Залужской и Береговской зонами поднятий находится Тячевско-Виноградовская синклиналь, протягивающаяся от Тячево через Виноградово до Ужгородского поднятия. Крылья этой синклинали имеют углы падения, обычно не превышающие 10°. Тячево-Виноградовская синклиналь сложена на поверхности в восточной части породами нижнего сармата, а в западной — породами плиоцена; с юго-запада она ограничена сбросом, особенно хорошо прослеживающимся к северу от Берегово.

Береговская зона поднятий сложена отложениями нижнего сармата. В наиболее погруженных ее частях (район верховьев рр. Фенеш, Шаяна, Модерош) имеются и более молодые породы паннона. Зона поднятий разбита на блоки множеством разломов, приведших к образованию эффузивных тел различной величины.

К югу Береговская зона сменяется Венгерской впадиной (впадина Альфольда). Впадина сложена отложениями паннона (до 2000 *м*), залегающими в северной части на сармате, а в южной — на мезозое. Венгерская впадина, таким образом, была сформирована значительно позже Закарпатского про-

гиба. Поэтому ее можно рассматривать как Внешнюю зону прогиба, а Закарпатский прогиб в целом — как Внутреннюю. На границе между этими прогибами располагается Береговская зона поднятий.

ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ

Из-за недостатка фактического материала приводятся лишь самые общие сведения о геологической истории развития охарактеризованной территории.

По мнению М. Ксенжкевича и Я. Самсоновича (1957), отложения кембрия в Келецко-Сандомирских горах лежат с резким угловым несогласием на древних кристаллических породах. К югу и востоку от этих гор в области Карпат и Предкарпатского прогиба в кембрийский период располагалась суша, служившая основным источником терригенного материала флишоидных осадков кембрия (рис. 56).

На Волыно-Подольской окраине Русской платформы терригенные отложения кембрия также лежат несогласно на породах предположительно рифейского возраста. Кембрийские осадки имеются и в Молдавии, в фундаменте Преддобруджанского прогиба, где они представлены мощными песчаниками, образованными, по мнению И. Д. Гофштейна, за счет разрушения горной гряды, располагавшейся к западу. Таким образом, в кембрии вдоль суши, находившейся на месте современных Карпат, простирался обширный бассейн. Юго-западная его граница, судя по данным Кохановских скважин, вскрывших под юрой немую, сложно дислоцированную толщу, а под ней кварциты, вероятно, кембрийского возраста, проходит где-то в пределах Внешней зоны Предкарпатского прогиба.

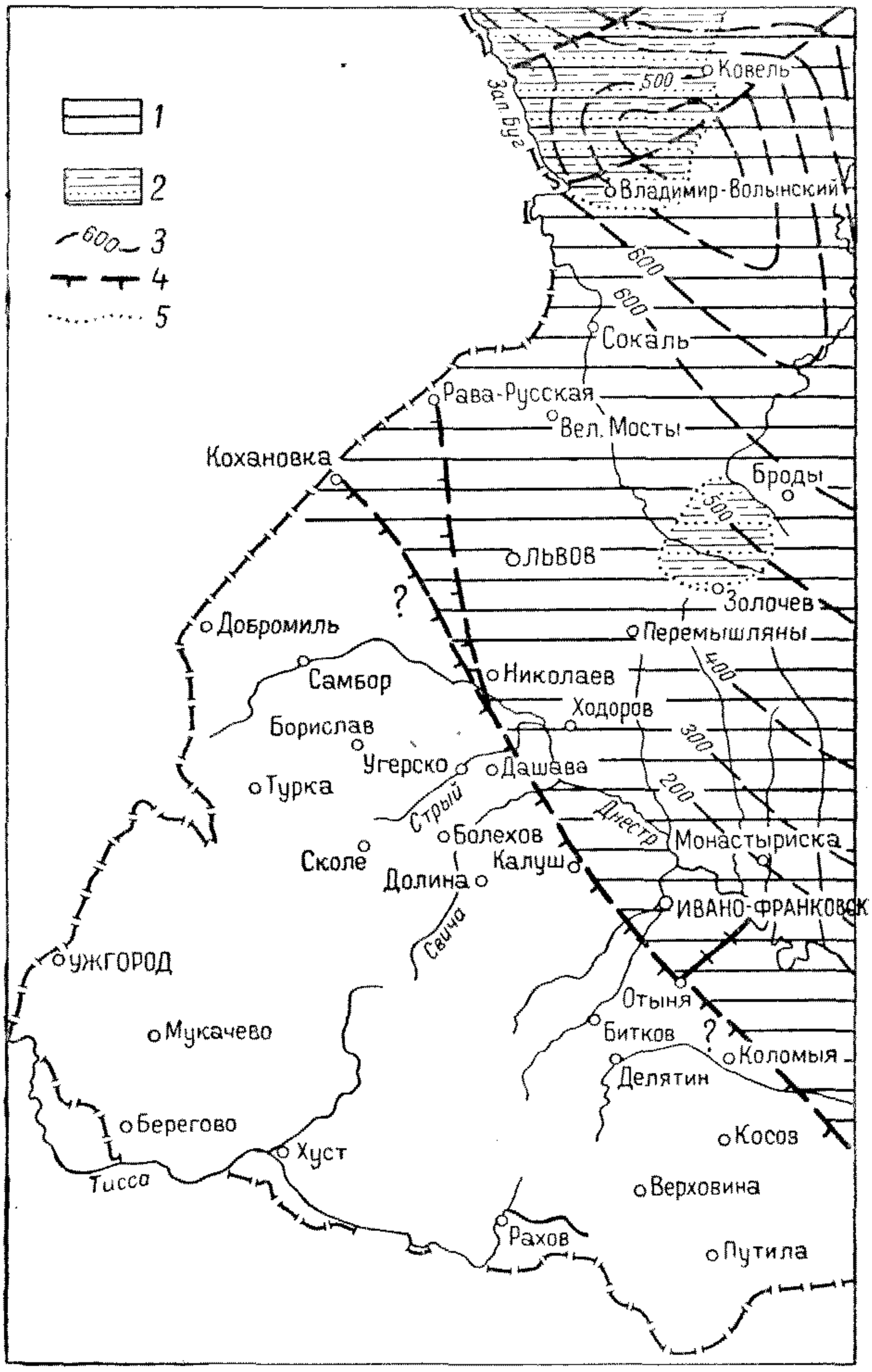


Рис. 56. Литолого-фациальная схема Волыно-Подольской окраины Русской платформы; кембрийская система. По А. В. Хижнякову.

1 — сублиторальная зона; *2* — чередование песчаников и глин; *3* — изолинии мощностей; *4* — глубинные разломы; *5* — границы фациальных зон.

В конце кембрия мощная толща (2600 *м*) осадочных образований Келецко-Сандомирских гор была интенсивно смята в складки (сандомирский, древнекаледонский орогенез). Одновременно с этим поднятие испытала область Волыно-Подольской окраины Русской платформы. Наступил период интенсивного размыва, в связи с чем во многих местах отложения ордовика залегают то на нижнем, то на среднем кембрии.

С силуром связано начало нового этапа в развитии рассматриваемой территории (рис. 57). Только что образовавшиеся Сандомирские горы вместе с областью Волыно-Подольской окраины Русской платформы были вновь

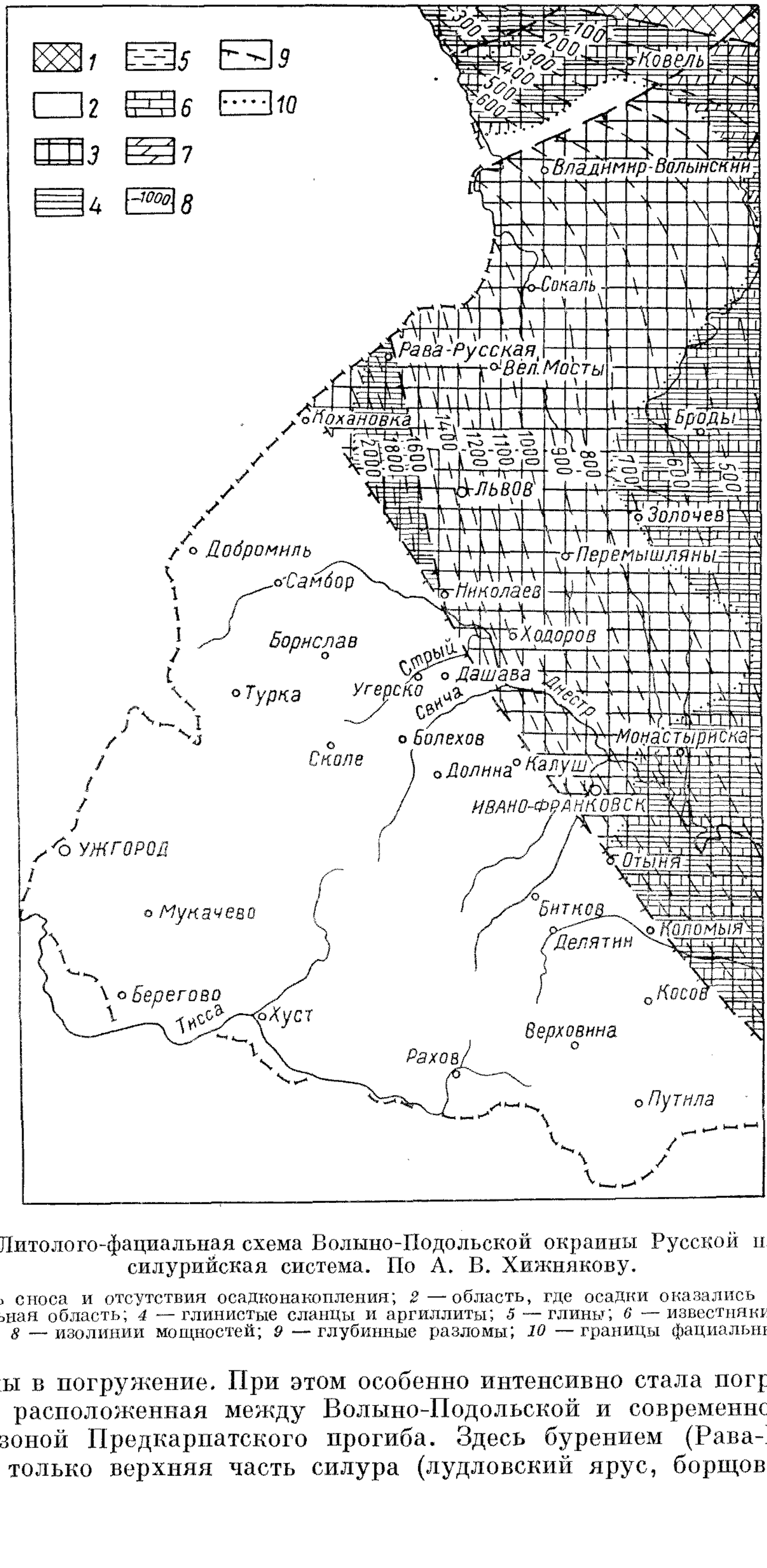


Рис. 57. Литолого-фациальная схема Волыно-Подольской окраины Русской платформы силурийская система. По А. В. Хижнякову.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — область, где осадки оказались размытыми; *3* — батиальная область; *4* — глинистые сланцы и аргиллиты; *5* — глины; *6* — известняки; *7* — мергели; *8* — изолинии мощностей; *9* — глубинные разломы; *10* — границы фациальных зон.

вовлечены в погружение. При этом особенно интенсивно стала погружаться область, расположенная между Волыно-Подольской и современной Внутренней зоной Предкарпатского прогиба. Здесь бурением (Рава-Русская) вскрыта только верхняя часть силура (лудловский ярус, борщовский горизонт).

Обращает внимание большая (до 1000 *м*) мощность пород борщовского горизонта, во много раз превышающая мощности синхронных осадков Волыно-Подольской окраины Русской платформы. Интенсивно дислоцированные впоследствии породы силура (районы Равы-Русской, Угерско и Слободки Лесной) и большая их мощность свидетельствуют о геосинклинальном развитии в силуре территории, находящейся сейчас в основании Внешней зоны прогиба. Следовательно, в силуре вдоль юго-западного края Русской платформы существовала геосинклинальная область, в которой в условиях открытого моря накапливались преимущественно глинистые осадки. Перерыв в осадконакоплении на границе ордовика и силура как в области Келецко-Сандомирских гор, так и на Волыно-Подолии вызвал небольшое поднятие всей территории. Накопление осадков силура завершилось каледонским орогенезом, приведшим к формированию складчатой системы, протягивающейся от Свентокшисских гор через современную Внешнюю зону Предкарпатского прогиба к Добрудже.

К северу от этой полосы в Лысогорском районе и в пределах Волыно-Подолии без видимого перерыва продолжалось накопление осадков нижнего девона [1]. Однако характер осадков резко изменился (рис. 58). В это время повсеместно в континентальных условиях отлагалась пестроцветная песчанистая толща нижнего девона (Old red), которую можно рассматривать как *аналог предгорных моласс. Область накопления осадков в нижнем девоне* по сравнению с силуром и кембрием резко сократилась в связи с тем, что вся Молдавская часть Русской платформы и прилегающие к ней районы Подолии, а также Брест-Ковельский район были подняты. Таким образом, вдоль юго-западной окраины Русской платформы была образована каледонская (Рава-Русская) складчатая система. К северо-востоку от нее располагался девонский прогиб. Вполне возможно, что и к юго-западу от Рава-Русского палеозойского антиклинория образовалась депрессионная область, в пределах которой отложения девона точно так же, как и в Восточных Судетах, лежат прямо на древних кристаллических породах.

К началу среднего девона каледонские складчатые сооружения оказались сильно разрушенными. Наступила эпоха сравнительно спокойных тектонических, преимущественно колебательных, движений. На громадной территории, прилегающей с севера и северо-запада к Карпатам (Силезский, Краковский и Келецко-Сандомирский районы), накапливались карбонатные, преимущественно доломитовые толщи пород. Континентальные пресноводные отложения Old red Волыно-Подолии в начале среднего девона сменились также карбонатными (главным образом доломитовыми породами, отлагавшимися в морских и лагунных фациях). Однако полного свободного соединения среднедевонских (Волыно-Подольского и Келецко-Сандомирско-Краковского) бассейнов не было. Оба эти бассейна по-прежнему разделялись невысокой, значительно денудированной в нижнем девоне грядой Рава-Русского антиклинория. Свободное сообщение среднедевонских бассейнов, по-видимому, было к западу от области Келецко-Сандомирских гор. К юго-западу от Рава-Русского антиклинория, в области современных Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и частично северо-восточного склона Карпат, по-видимому, также находился морской бассейн, на юго-востоке простиравшийся до р. Стрый, а на северо-западе соединявшийся с водами *Келецко-Сандомирского и Краковско-Судетского бассейнов*. В это время значительная часть Восточных и Западных Карпат по-прежнему оставалась сушей.

Верхний девон явился эпохой повсеместного накопления мощных известняковых толщ в условиях открытого моря. Доломитовые пачки в мощной толще известняков наблюдаются лишь в Волыно-Подольском девонском

---

[1] С этим не все согласны. Г. Х. Дикенштейн считает, что отложения девона в Волыно-Подолии лежат на размытой поверхности силура. *Прим. авторов.*

бассейне, что свидетельствует о периодическом кратковременном появлении здесь лагунных условий осадконакопления.

С наступлением следующего каменноугольного периода произошло оживление тектонических движений как в бассейнах седиментации осадков,

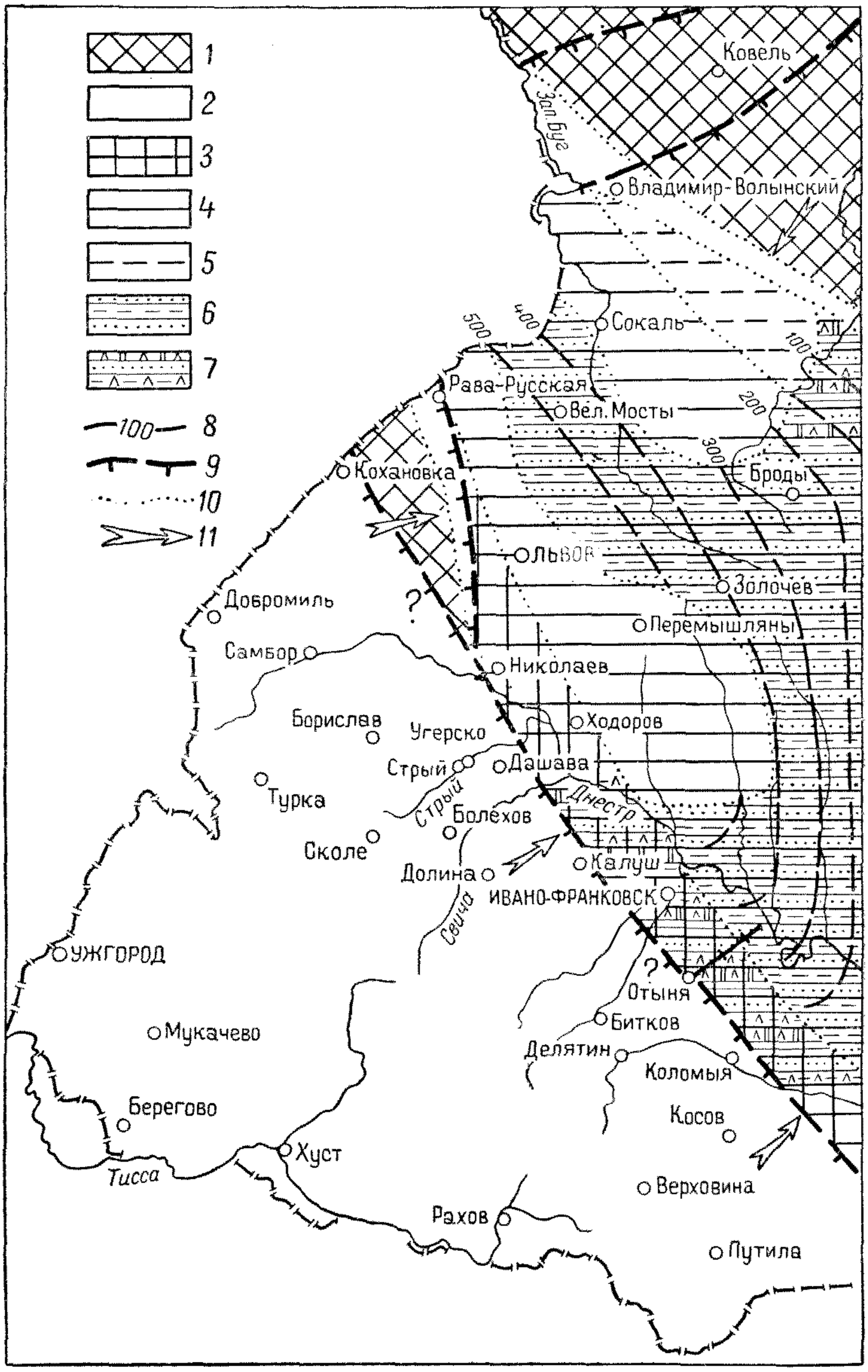


Рис. 58. Литолого-фациальная схема Волыно-Подольской окраины Русской платформы; нижний отдел девонской системы. По А. В. Хижнякову.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — область, где осадки оказались размытыми; *3* — батиальная область; *4* — сублиторальная область; *5* — заливы и лагуны с повышенной соленостью; *6* — чередование песчаников и глин; *7* — загипсованные доломиты, песчаники и глины; *8* — изолинии мощностей; *9* — глубинные разломы; *10* — границы фациальных зон; *11* — направление сноса.

так и в областях сноса терригенного материала (рис. 59). В это время почти *повсеместно известняки верхнего девона сменялись отложениями*, в которых главное значение приобретали аргиллиты, песчаники и конгломераты. Известняки образовали более или менее мощные толщи лишь в районе Кракова (Ксенжкевич и др., 1957) между фацией кульма Восточных Судет и Келецко-

Сандомирских гор. О характере пород, отлагавшихся в юго-восточном заливе каменноугольного бассейна (к юго-западу от Рава-Русского антиклинория), сведений нет. В конгломератах Кругеля Великого (вблизи Перемышля) и в районе с. Стрельбичи найдены (Линецька, 1958) темные известняки нижнего карбона. Возможно, что в пределах фундамента Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, так же как и во Львовско-Волынском палеозойском прогибе, развиты только нижнекаменноугольные отложения.

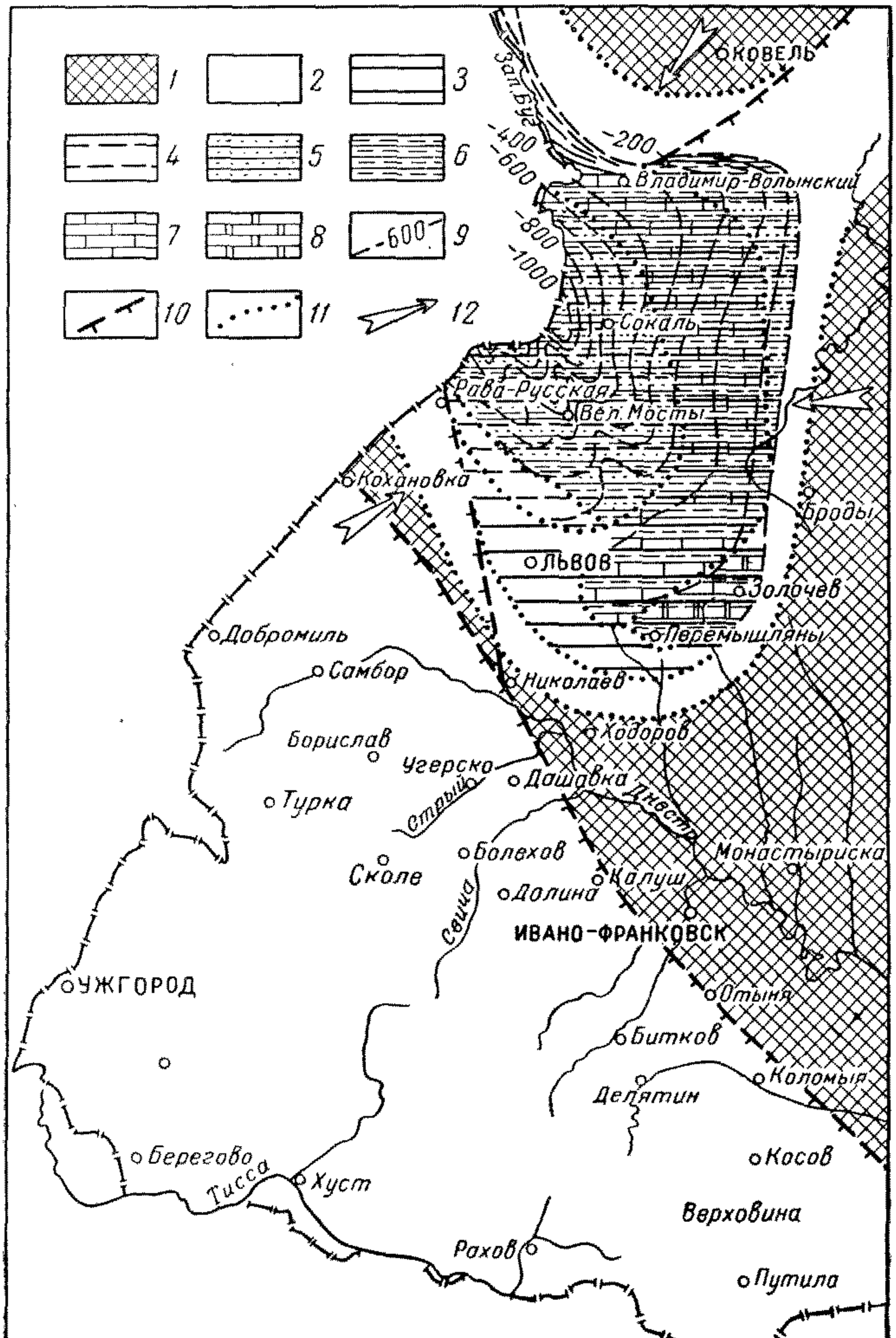


Рис. 59. Литолого-фациальная схема Волыно-Подольской окраины Русской платформы; нижний отдел каменноугольной системы. По Е. А. Завьяловой и С. М. Захарчуку.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — область, где характер осадков не выяснен; *3* — область неглубокого моря и прибрежных равнин; *4* — глины; *5* — песчаники; *6* — аргиллиты; *7* — известняки; *8* — доломиты; *9* — изолинии мощностей; *10* — глубинные разломы; *11* — границы фациальных зон; *12* — направление сноса.

Вероятно, в судетскую фазу герцинского орогенеза Келецко-Сандомирские горы, Львовско-Волынский прогиб и современная область Предкарпатского прогиба, а также Восточные Судеты были высоко подняты. Накопление мощных терригенных, близких к молассовым, отложений происходило только в области Верхне-Силезского угленосного бассейна и, возможно, к западу от Келецко-Сандомирских гор. Львовско-Волынский прогиб отделялся от

Верхне-Силезского Рава-Русским антиклинорием. В отдельные эпохи воды этих бассейнов, вероятно, соединялись, о чем свидетельствует близость комплексов фауны моллюсков.

Как и в девоне, в каменноугольный период основная часть Карпат была сушей. Накопление осадков происходило лишь по периферии.

В процессе развития палеозойской структуры Карпат на севере и северо-востоке наблюдалось последовательное смещение области накопления осадков к югу и юго-западу и вовлечение в погружение в связи с этим все новых и новых участков докембрийского массива. По отношению к предполагаемым каледонским складчатым сооружениям область распространения восточно-судетских и верхнесилезских каменноугольных пород, по-видимому, может рассматриваться как типичный предгорный прогиб, заполненный мощными молассами. Здесь Верхне-Силезский каменноугольный бассейн представляет Внешнюю зону прогиба, а полоса развития пород нижнего карбона и девона Восточных Судет и предполагаемое ее продолжение на востоке — Внутреннюю зону. Каледонская складчатая область (Вроцлав —Рава-Русская) и ее Силезский предгорный прогиб в общих чертах параллельны современной дуге Карпат. Это позволяет думать, что форма складчатой области Карпат была предопределена еще в каледонский и герцинский орогенезы.

История развития Карпат в следующий, пермский период еще менее ясна, чем в каменноугольный. Возможно, с этим периодом связано накопление мощных красноцветных конгломератов, залегающих во Внутренних массивах на древних кристаллических породах. Эти же конгломераты (типа Веррукано) развиты и в пределах Раховского массива. Однако многие геологи считают указанные конгломераты нижнетриасовыми. До окончательного выяснения возраста конгломератов, по-видимому, следует говорить о пермско-нижнетриасовом периоде накопления континентальных толщ, залегающих с резким угловым несогласием на древних кристаллических массивах. Конгломераты типа Веррукано, вероятно, были широко развиты и вдоль северо-восточного склона Карпат, о чем свидетельствуют сравнительно частые находки галек кварцевых конгломератов в районах Трускавца и Борислава.

Итак, сразу же после герцинской складчатости территория современных Карпат представляла сравнительно высоко приподнятую сушу. Как к юго-западу, так и к северо-востоку происходило накопление мощных толщ конгломератов. В это время впервые вовлекались в погружение многие районы современных Внутренних Карпат. Здесь во второй половине нижнего триаса наступила обширная морская трансгрессия. Снивелированные горные хребты стали поставлять мало терригенного материала. В бассейне накапливались осадки, давшие аргиллиты, яшмы, известняки, а в среднем триасе, в связи с его обмелением и появлением лагун, — доломиты и известняки. Наступившая затем трансгрессия в конце триаса (по данным В. И. Славина) сменилась регрессией, приведшей в начале лейаса к значительному сокращению и одновременно перемещению к северо-востоку области осадконакопления. На юге Внутренних Карпат к герцинским структурам, простиравшимся, примерно, от г. Земплин к оз. Балатон, протягивалась суша, сложенная породами триаса.

Во Внутренних Карпатах (включая и зону утесов) в лейасе и доггере происходило накопление в основном известняков. К северу от зоны утесов, как считают В. И. Славин и М. В. Муратов, в эти эпохи располагалась суша. В начале верхней юры наступила большая трансгрессия, с течением времени увеличивавшаяся. К концу юры, в титоне, воды бассейна Внутренних Карпат соединились с юрским бассейном Волыно-Подолии.

На территории современного Предкарпатского прогиба в триасе и нижней юре, возможно, также формировались осадки. Достоверно известно, что уже в средней юре, в байос-бате, эта территория была покрыта водами открытого моря, в котором накапливались сначала терригенные осадки, а затем

и карбонатные. Перед великой келловейской трансгрессией Стрыйский (Предкарпатский) юрский бассейн заметно обмелел; образовалась система лагун, заполнявшихся пестроцветными глинами, доломитами и ангидритами. Затем вся эта территория вместе с Волыно-Подольской (юго-западной)

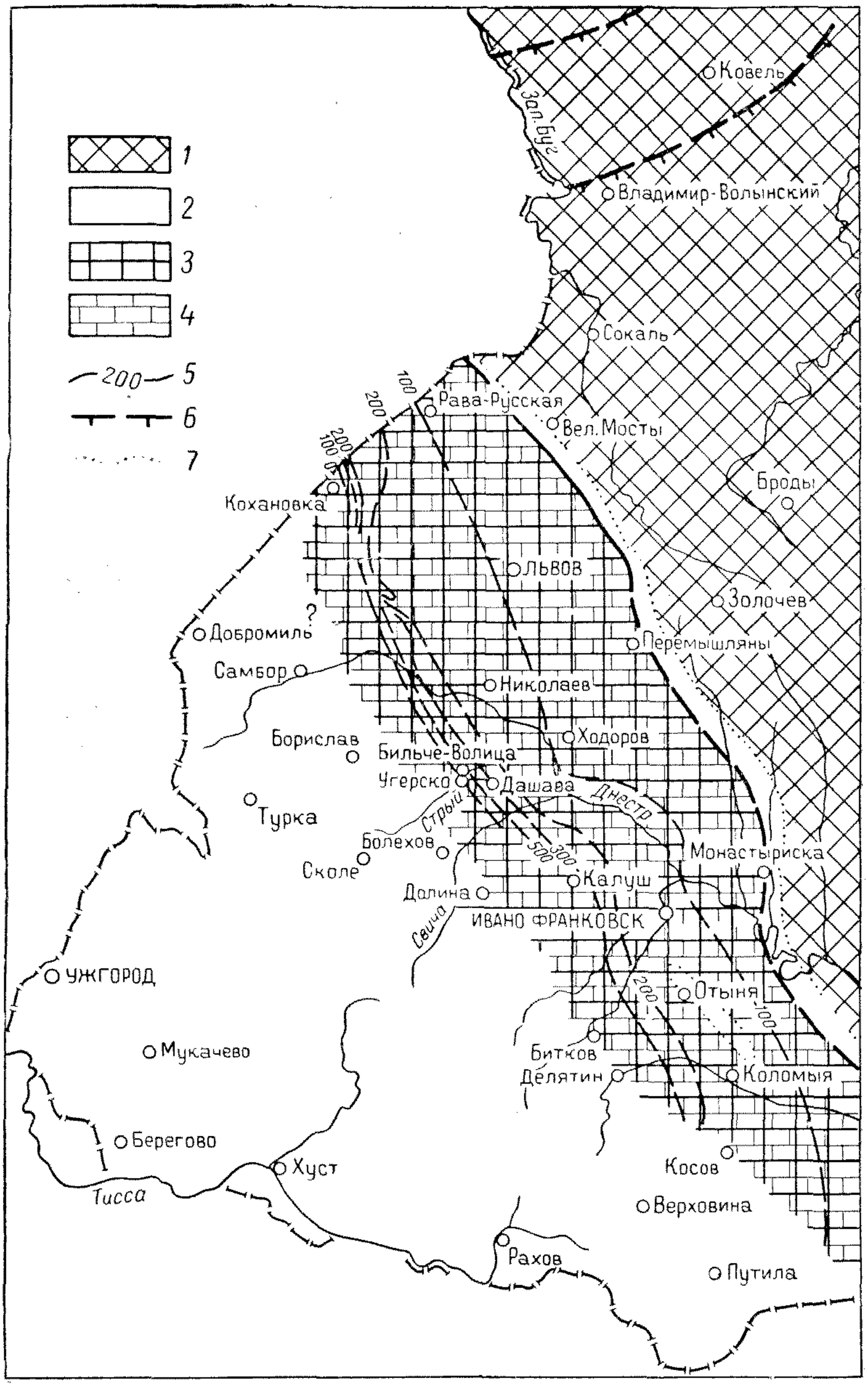


Рис. 60. Литолого-фациальная схема Волыно-Подольской окраины Русской платформы; верхний отдел юрской системы. По Я. М. Сандлеру.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — область, где осадки оказались размытыми; *3* — батиальная область; *4* — известняки; *5* — изолинии мощностей; *6* — глубинные разломы; *7* — границы фациальных зон.

окраиной Русской платформы стала медленно погружаться, и в титоне в условиях открытого моря отлагались мощные известковистые толщи (рис. 60). Интересно отметить значительно бóльшую мощность юрских отложений в фундаменте Предкарпатского прогиба по сравнению с Утесовой зоной.

Со следующим, меловым периодом связана коренная перестройка структурного плана будущих Карпат и Предкарпатья. С начала нижнего мела область Волыно-Подолии стала подниматься. Вместе с ней испытала поднятие и прилегающая северо-западная, стрыйская часть прогиба. В Паннонском бассейне, по мнению В. И. Славина, размеры суши увеличивались. В Карпатах районы, бывшие до этого (начиная с докембрия) сушей, по-видимому, по разломам стали глубоко погружаться и заполняться мощными терригенными осадками флишевой формации.

В нижнем мелу в Карпатах впервые установился геосинклинальный режим. К югу от Утесовой зоны после валанжинского века накапливалась небольшая по мощности карбонатная толща нижнего мела. В Утесовой зоне вплоть до верхнего альба, т. е. до момента образования фукоидных мергелей и известняков тиссальской свиты, был перерыв. Эта зона одновременно с Мармарошско-Раховским массивом в неокоме являлась основным источником сноса терригенного материала в только что образовавшийся флишевый трог, в котором за сравнительно небольшой промежуток времени накопилась 200-метровая толща отложений раховской, буркутской, шипотской и спасской свит. Наряду с терригенным материалом в бассейн неокома привносилось огромное количество органического вещества. В местах развития спасской свиты осадконакопление, по-видимому, происходило в застойном бассейне в условиях восстановительной среды. Наряду с черными листоватыми сланцами, при выветривании покрывающимися желтоватыми налетами ярозита, здесь довольно часты пласты и линзы темных сферосидеритов.

Апт и альб — время главной складчатости, затронувшей Внутренние Карпаты. Море надолго оставило эту территорию; область прогибания и накопления осадков переместилась к северо-востоку от Утесовой зоны. В верхнем альбе на громадных пространствах Карпат образовалась толща пестроцветных осадков.

Верхний мел — следующий, очень важный этап в геологическом развитии Карпат и Предкарпатского прогиба. В этот период в погружение вовлекались и огромные пространства Волыно-Подолии. В геосинклинали в начале верхнего мела накапливались мощные толщи фукоидных мергелей (тиссальская, головнинская свиты) и глинистых сланцев (верхняя половина яловецкой свиты). На платформе в условиях открытого морского бассейна образовывались глауконитовые песчаники, мергели, известняки.

Во второй половине верхнего мела флишевый бассейн и прилегающие к нему области, по-видимому, испытали некоторое поднятие. На территории бассейна появились возвышенности, давшие много терригенного материала. При этом интенсивнее всего разрушалась суша, связанная с поднятием Мармарошско-Раховского массива и зоны Пиенинских утесов, у подножья которых накапливались черногорские песчаники большой мощности, а дальше — толсторитмичный флиш стрыйской свиты. Много обломочного материала давала гряда, простиравшаяся в виде огромного острова от Келецко-Сандомирских гор до Борислава. В пределах Предкарпатья к северу от этой гряды располагался Львовский верхнемеловой бассейн, а к югу — флишевой трог Карпат. В Западных Карпатах в осевой зоне флишевого бассейна также находилась возвышенная гряда, за счет разрушения которой образовалась мощная толща так называемых истебнянских песчаников. Влияние этой гряды чувствуется и в Украинских Карпатах у границы с Польшей, где в верхнем мелу (р. Вырва, с. Михово) появились необычайно мощные для стрыйской свиты песчаные пачки.

В Закарпатском прогибе и в Раховской и Утесовой зонах после перерыва в сеноман-туроне формировалась толща пуховских пестроцветных мергелей (рис. 61). Верхнемеловой флишевый бассейн Карпат в сеноне отделился от Закарпатского узкой кордильерой. Конец верхнемелового этапа ознаменовался новыми поднятиями в Карпатах и в прилегающих районах.

К началу палеогена зоны Раховская и Пиенинских утесов были выведены на поверхность и подвергались размыву вплоть до среднего эоцена. Море также ушло за пределы Волыно-Подольской окраины Русской плат-

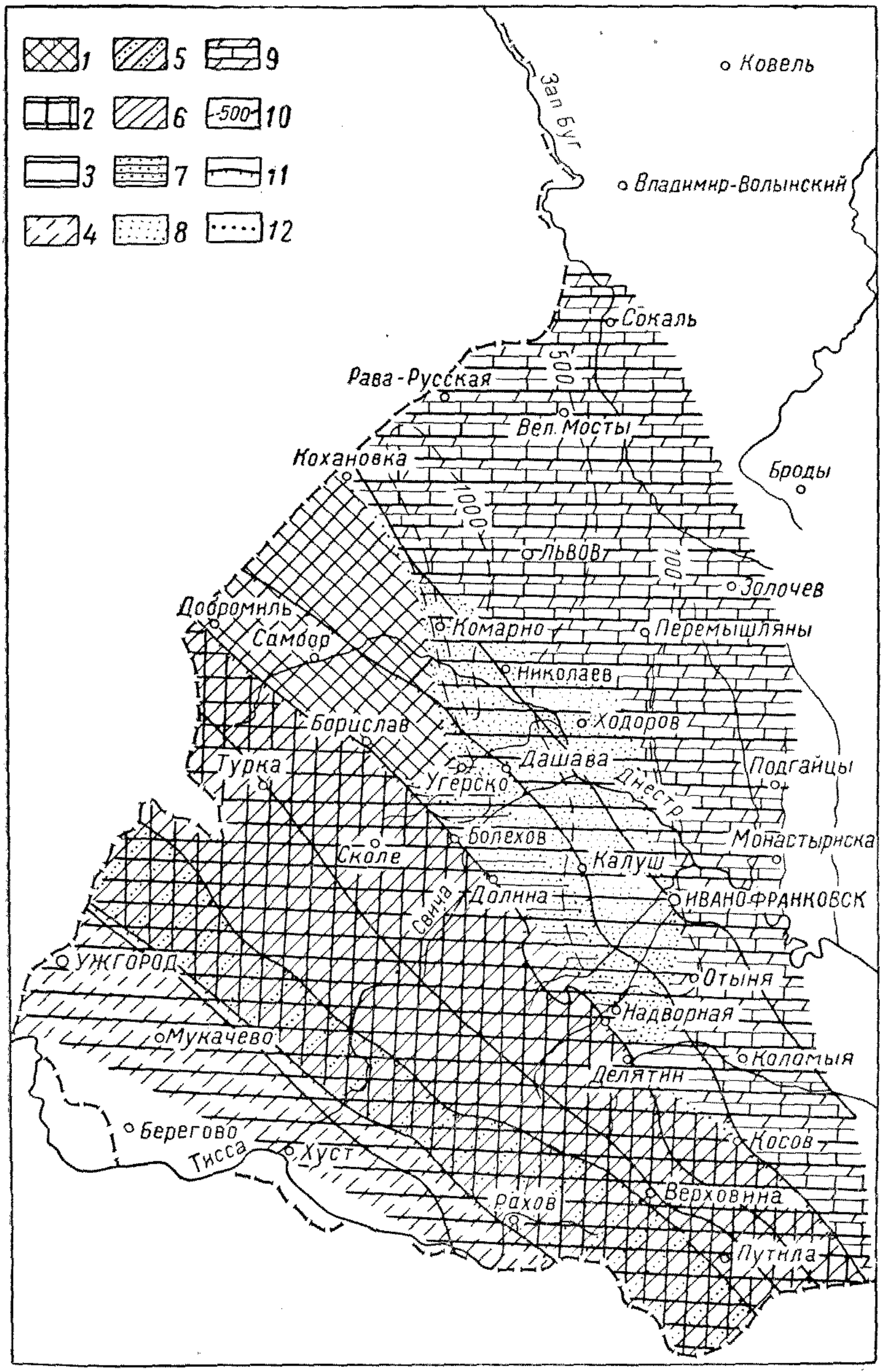


Рис. 61. Литолого-фациальная схема сенонских и датских осадков Карпат и прилегающих прогибов. По В. С. Бурову, В. В. Глушко, Я. О. Кульчицкому.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — батиальная область; *3* — сублиторальная область; *4* — красные мергели и аргиллиты с прослоями песчаников (пуховская свита); *5* — толсторитмичный песчаный флиш скуповской и черногорской свит; *6* — ритмичный песчано-глинистый флиш стрыйской свиты; *7* — песчаники с прослоями аргиллитов (переходная фация от геосинклинальной к платформенной); *8* — песчаники толстослоистые (журавненские); *9* — мергели и известняки; *10* — изолинии мощностей; *11* — надвиги; *12* — границы фаций.

формы (а следовательно, и с площади будущей Внешней зоны Предкарпатского прогиба), в результате чего Волыно-Подолия, начиная с маастрихта и вплоть до гельвета, оставалась сушей.

Верхнемеловые поднятия обусловили накопление в палеоцене мощных толщ ямненских и их аналогов — льютских песчаников. Область сноса для первых располагалась на юго-западе, а для вторых — на северо-востоке.

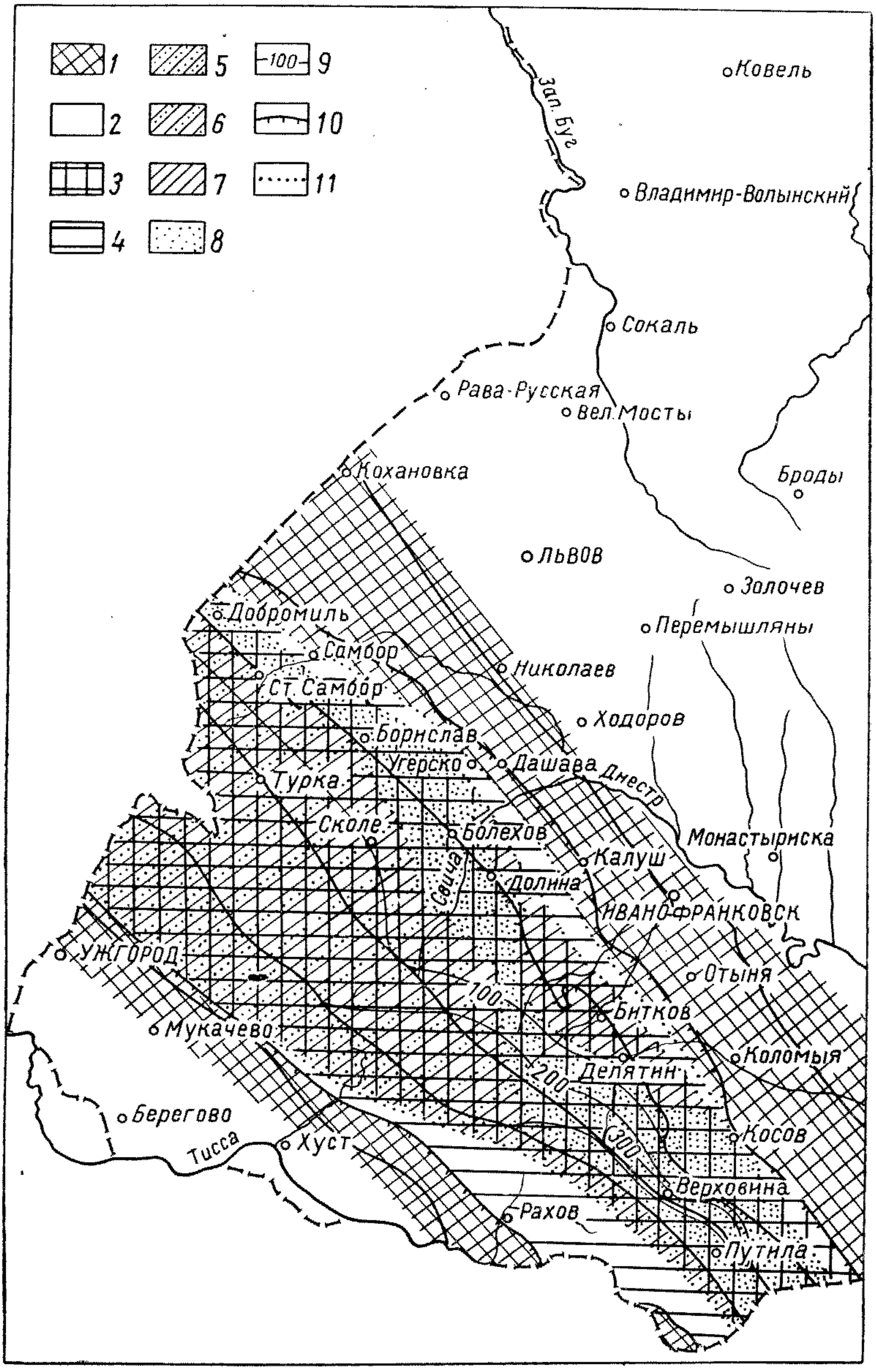


Рис. 62. Литолого-фациальная схема палеоценовых осадков Карпат и прилегающих прогибов. По В. В. Глушко и Я. О. Кульчицкому.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — область, где характер осадков не выяснен; *3* — батиальная область; *4* — сублиторальная область; *5* — толсторитмичный песчаный флиш; *6* — ритмичный песчано-глинистый флиш с прослоями толстослоистых песчаников; *7* — ритмичный пестроцветный и зеленовато-серый терригенный флиш; *8* — толстослоистые и массивные песчаники, иногда с прослоями гравелитов и конгломератов; *9* — изолинии мощностей; *10* — надвиги; *11* — границы фаций.

Обе эти толщи песчаников по мере удаления от области размыва постепенно переходят в песчано-глинистый флиш, по внешним морфологическим признакам очень похожий на верхнемеловой стрыйский флиш (рис. 62).

Полоса развития ямненских песчаников косо пересекает Скибовую зону Карпат и в районе Верховины сливается с полосой льютских песчаников. На северо-восточном склоне Карпат в междуречье Чечва — Прут и к юго-востоку от Черемоша ямненские песчаники фациально замещаются пестроцветным песчано-глинистым флишем. Вероятно, обломочный материал (докембрийский, палеозойский и юрский) в основном поступал с северо-запада, с Добромильско-Дрогобычской суши.

В верхнем палеоцене — нижнем эоцене в области Карпат в нормальных морских условиях повсеместно формировался тонко- и среднеритмичный флиш (манявская свита и средняя часть гнилецкой свиты).

В среднем эоцене, вероятно, в связи с новыми поднятиями Волыно-Подолии вновь создались условия для накопления осадков, близкие к палеоценовым. На юго-западе вблизи современных зон — Ужокско-Дуклянской, Черногорской и Магурской — широкое развитие получили топильчанские песчаники; в погружение были вовлечены зона Пиенинских утесов и, вероятно, Закарпатский прогиб, где также образовывались мощные толщи песчаников, трансгрессивно перекрывающие породы верхнего мела. На юго-востоке полоса распространения топильчанских песчаников сливается с полосой развития выгодских песчаников. Последние на северо-западе, у Дрогобыча, переходят в зеленый тонкоритмичный флиш.

В междуречье Быстрица Солотвинская — Серет вдоль северной границы распространения выгодских песчаников широкое развитие получили пасечнянские известняки, что свидетельствует о незначительном сносе терригенного материала с Волыно-Подольской окраины Русской платформы на этом участке. Основная область сноса при накоплении выгодских песчаников находилась между Долиной и Дрогобычем. Не исключено, что по линии Долина — Верховина в Выгодском бассейне располагалась система островов, дававших обильный обломочный материал.

К концу среднего эоцена почти повсеместно образовывался флиш тонкоритмичный в Скибовой зоне и среднеритмичный в зоне Ужокско-Дуклянских складок. Лишь на северо-восточном склоне Карпат в Береговой и Оровской скибах, в междуречье Стрый — Вырва, формировались известковистые песчано-глинистые сланцы с фауной пелеципод (попельские слои). Обилие крупных валунов и даже глыб зеленых и красных филлитов и темных кварцитов свидетельствует о близости области сноса и о том, что вдоль северной границы распространения попельских слоев могут быть развиты конгломераты (рис. 63).

На границе эоцена и олигоцена, по мнению М. В. Муратова, громадный Черноморско-Каспийский бассейн распался на ряд замкнутых, но достаточно глубоких водоемов. В связи с этим изменялись и условия осадконакопления. Начали формироваться породы, богатые органическим веществом, захоронявшимся в условиях восстановительной среды. В это время в Карпатах широкое развитие получили осадки, давшие породы нижней менилитовой свиты. В Украинских Карпатах черные сланцы менилитовой свиты накапливались повсеместно, за исключением Раховской и Черногорской (Шипотской) зон. На западных склонах Мармарошско-Раховского массива отлагались песчаники грамитненской свиты, а на западе, в чехословацких и польских Карпатах — магурские песчаники.

К концу нижнеменилитового времени зоны Раховская и Пиенинских утесов были подняты и практически на протяжении всей дальнейшей истории развития Карпат оставались сушей, являясь одним из главных источников сноса обломочного материала (рис. 64). Поднятие испытала и современная Внутренняя зона Предкарпатского прогиба. В связи с этим к концу нижнего олигоцена размеры бассейна заметно сократились, а область наиболее интенсивного погружения переместилась в современную Центральную синклинальную зону.

В начале среднеменилитового времени примерно в осевой части Скибовой зоны появилось поднятие, к юго-западу от которого, в Центральной синклинальной зоне, начали отлагаться осадки «переходной» и кросненской свит, а к северо-востоку — лопянецкой и верхнеменилитовой свит.

Таким образом, Центральная синклинальная зона как крупная структурная единица четкое обособление получила лишь к началу среднего олигоцена. В олигоцене осадки менилитовой свиты неоднократно обогащались кремнеземом (горизонты роговиков), источник которого, по-видимому, связан с подводной вулканической деятельностью Карпат. Особенно мощные вулканические извержения в Карпатах, приведшие к образованию чечвинских туфов мощностью до 70 *м*, наблюдались в конце верхнего олигоцена.

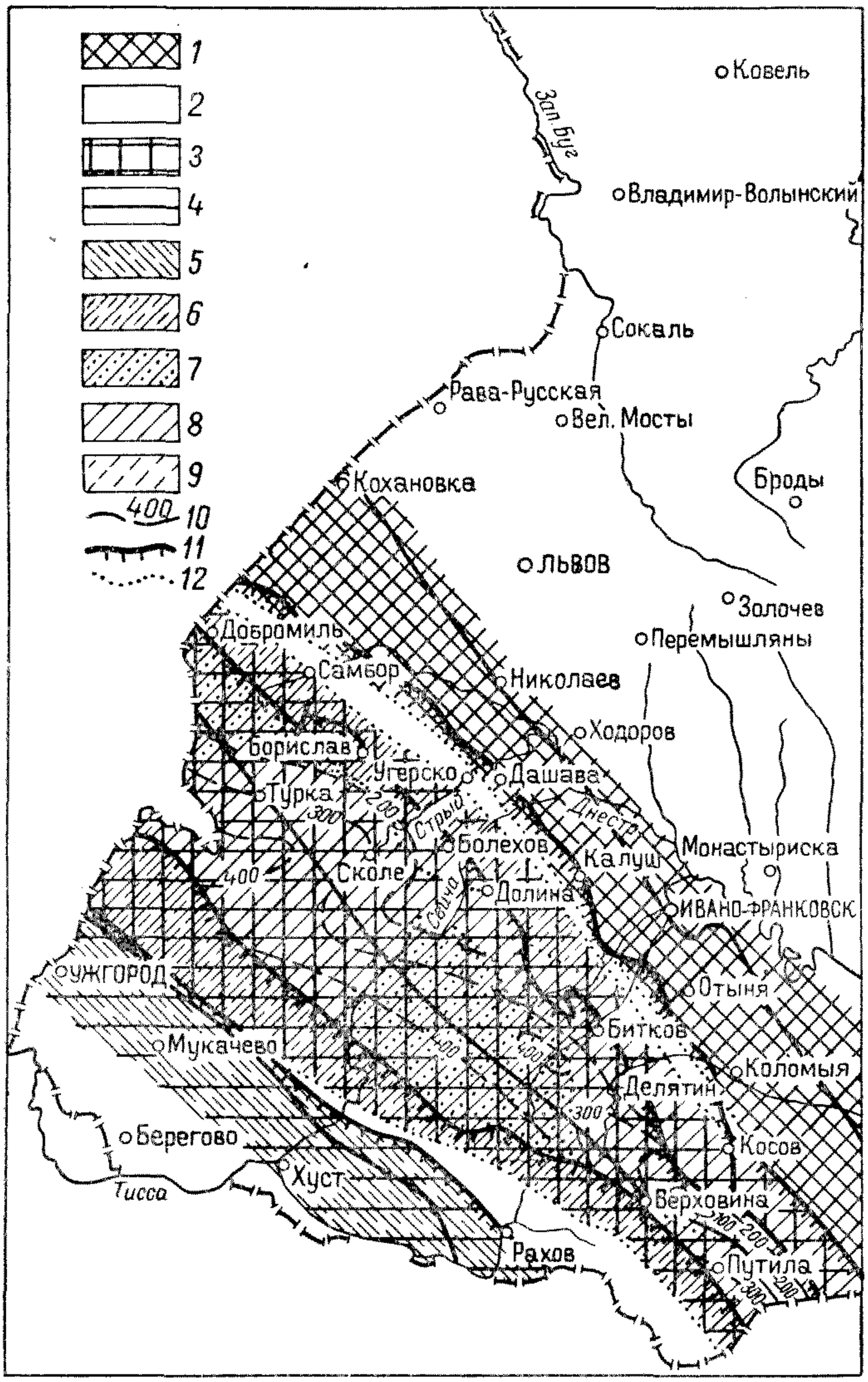


Рис. 63. Литолого-фациальная схема верхнеэоценовых осадков Карпат и прилегающих прогибов. По В. В. Глушко и Я. О. Кульчицкому.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — область, где характер осадков не выяснен; *3* — батиальная область; *4* — сублиторальная область; *5* — ритмичный песчаный флиш подгальского типа; *6* — темно-серый песчано-глинистый флиш с мощными горизонтами пестроцветных пород (пробийненская свита); *7* — песчаный флиш (средне- и толсторитмичный); *8* — ритмичный зеленоватый песчано-глинистый флиш (быстрицкая свита); *9* — алевролиты и серые известковистые аргиллиты (попельская свита); *10* — изолинии мощностей; *11* — надвиги; *12* — границы фаций.

В это время Скибовая зона начала подниматься; появились первые пологие складки.

В неогеновую эпоху развития Карпат (аквитанский век?) в Центральной синклинальной зоне в полосе, примыкающей к современной зоне Ужокско-Дуклянских складок и Черногорских чешуй, по-видимому, происходило образование засолоненных и загипсованных песчано-глинистых осадков.

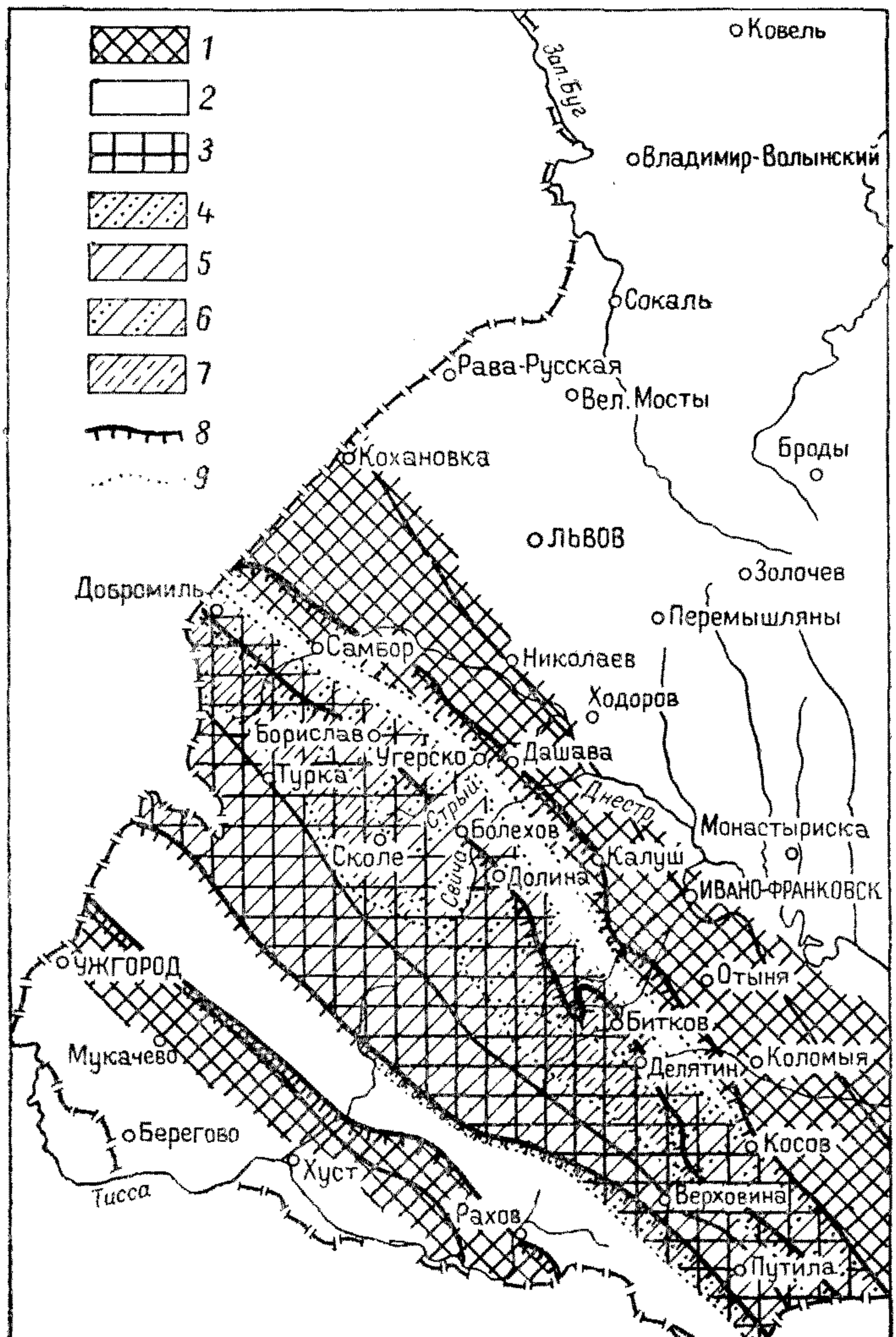


Рис. 64. Литолого-фациальная схема нижне- и среднеолигоценовых осадков Карпат и прилегающих прогибов. По Я. О. Кульчицкому.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — область, где характер осадков на выяснен; *3* — батиальная область; *4* — толстослоистые и массивные песчаники; *5* — ритмичный серый песчано-глинистый флиш (кросненская свита) с отложениями менилитовой свиты в подошве; *6* — районы развития песчаников кливского типа в отложениях менилитовой свиты; *7* — черные битуминозные песчано-глинистые породы с горизонтом халцедонолитов в подошве (менилитовая свита); *8* — надвиги; *9* — границы фаций.

Аналогичные отложения стали накапливаться и в современном Предкарпатском прогибе (поляницкая и нижняя воротыщенская свиты). Закарпатский прогиб в это время, возможно, был сушей. Аквитанский век завершился резким поднятием, складчатостью и замыканием Карпатской геосинклинали. Поднятиями были охвачены и современные Предкарпатский прогиб, и Волыно-Подольская окраина Русской платформы. В это время закладывались

основные надвиги в Карпатах. Значительная часть Центральной синклинальной зоны перекрывалась надвигом Черногорской зоны. Широкое развитие надвиги получили и в Скибовой зоне; тыловые части Внутренней зоны прогиба также перекрывались надвигом. Наступил кратковременный перерыв в осадконакоплении, сменившийся затем интенсивным и быстрым погружением Предкарпатского прогиба, на юго-западе ограничившимся флишевыми Карпатами, а на северо-востоке — сушей, сложенной отложениями палеозоя (Борислав — Самбор — Перемышль), аргиллитами докембрия (Покутско-Буковинские Карпаты), известняками верхней юры и песчаниками верхнего мела (Стрый — Калуш).

В бурдигальский век погружения Предкарпатского прогиба, имевшего ширину не более 30 *км*, сопровождались накоплением мощной толщи конгломератов, брекчий, песчаников, глин и различных солей. При этом осадки распределялись в прямой зависимости от строения области размыва: вдоль юго-западной границы Предкарпатского прогиба накапливалась брекчия, сложенная обломками пород карпатского флиша; вдоль северо-восточной (исключая центральную часть прогиба) — конгломераты из палеозойских и докембрийских пород. Между полосами конгломератов и брекчий в осевой зоне Предкарпатского прогиба отлагалась песчано-глинистая соленосная толща, особенно широкое развитие получившая в его центральной части. К концу бурдигала область сноса (Карпаты и палеозойская возвышенность) оказалась сильно снивелированной, в связи с чем почти всюду начала отлагаться соленосная песчано-глинистая толща. На юго-востоке на месте развития слободских конгломератов формировались флишевидные песчано-глинистые осадки добротовской свиты.

С бурдигальским этапом развития Карпат связано заложение Закарпатского прогиба, в пределах которого в узком (до 10 *км*) проливе накапливались буркаловские глины и песчаники с богатым комплексом фауны фораминифер и моллюсков.

Вслед за буркаловским временем в Закарпатском прогибе во второй половине бурдигальского века последовал перерыв, в осадконакоплении фиксируемый терешульскими конгломератами, выполняющими эрозионные неровности рельефа.

В гельветский век в Предкарпатском прогибе в лагунно-континентальных условиях накапливалась мощная толща пестроцветных моласс нижней стебникской свиты. В середине стебникского времени наступила небольшая трансгрессия, быстро сменившаяся регрессией, приведшей к образованию соленосных и засолоненных глин. Затем снова наблюдается трансгрессия, опять сменяющаяся регрессией и появлением опресненного бассейна, заполнявшегося сначала красноцветными, а затем сероцветными отложениями стебникской и баличской свит. Представляется интересным появление в разрезе гельвета (особенно в его второй половине) прослоев и пластов конгломератов из палеогенового и верхнемелового флиша. Это свидетельствует о том, что глубина денудации складчатой области Карпат в это время была довольно большой. Область наибольших мощностей гельвета (до 3500 *м*) по сравнению с аквитан-бурдигалом переместилась к северо-западу в район Дрогобыч — Нижанковичи.

В конце гельветского и начале тортонского веков Карпаты вместе с Предкарпатским прогибом были сильно подняты. Начался интенсивный размыв флишевых пород и отложений, слагающих Волыно-Подолию и Предкарпатский прогиб. Накопление осадков в виде галечниковых конгломератов происходило только в северо-западной части Внутренней зоны прогиба. В Закарпатском прогибе достоверно известных осадков гельвета нет. Возможно, в это время здесь продолжалось накопление терешульских конгломератов.

В тортонский век поднятие (возможно, сопровождавшееся складчатостью в Карпатах и Предкарпатье) сменилось погружением. Вся территория современного Предкарпатского прогиба и прилегающая часть Волыно-По-

долии вошли в состав обширного нижнетортонского бассейна, имевшего нормальную морскую соленость. В нижнетортонском бассейне основной источник обломочного материала располагался на северо-востоке, в связи с чем в Предкарпатском прогибе наблюдается следующее распределение литофаций: вдоль северо-восточной границы Внешней зоны Предкарпатского прогиба нижний тортон представлен песчаными отложениями. Несколько западнее в песчаниках появляются мергели и глины. Еще дальше на юго-запад на громадной территории Предкарпатского прогиба в нижнем тортоне отложилась 20- и 50-метровая (редко 400 *м*) толща известковистых, переполненных глобигеринами, глин; найденные в с. Березове (уже в области развития отложений палеогена и верхнего мела) породы нижнего тортона также представлены глинами. Подобное размещение фаций объясняется тем, что *в это время (которое можно назвать временем великой нижнетортонской* трансгрессии) Восточные Карпаты настолько сильно погрузились, что их северо-западная часть, по-видимому, вместе с Западными Карпатами оказалась под уровнем моря, вследствие чего нижнетортонские бассейны Предкарпатья и Закарпатья свободно сообщались.

С нижним тортоном связана интенсивная вулканическая деятельность, приведшая к образованию в Закарпатском прогибе мощной туфогенной даниловско-новосилецкой свиты. Сравнительно мощные туфы появились и в разрезе нижнего тортона Предкарпатья.

Великая нижнетортонская трансгрессия завершилась новым мощным поднятием Карпат и резким уменьшением размеров бассейна. В Закарпатье в это время накапливалась мощная толща соленосных осадков теребликской свиты. В Предкарпатье сокращение размеров бассейна сопровождалось его опреснением. В последующем здесь наступила большая трансгрессия, охватившая северо-западную часть Внутренней зоны и всю Внешнюю зону прогиба и Волыно-Подолию. Образовавшийся бассейн, вероятно, был мелководный, полузамкнутый. Сухой и жаркий климат способствовал засолонению его и выпадению хемогенных осадков. Размещение фаций гипсо-ангидритового горизонта показывает, что наиболее чистые разности хемогенных осадков отлагались вдали от Карпатской суши. По мере приближения к Карпатам в отложениях этого горизонта появляется и терригенный материал — сначала в виде примеси к гипсам и ангидритам, а затем в виде тонких прослоев глин. Ближе к Карпатам мощность прослоев гипсов и ангидритов уменьшается; появляются прослои не только глин, но и песчаников (Калуш). Затем гипсы отступают на второй план, присутствуя в разрезе только в виде линз (с. Дубровка и Радохонцы) или тонких прожилок. Вблизи Карпат загипсованные породы исчезают, появляются песчаники, гравелиты и конгломераты.

Приведенные материалы говорят о том, что во время накопления гипсо-ангидритовой свиты снос терригенного материала происходил со стороны Карпат. В это время разрушались как флишевые, так и молассовые отложения (конгломераты с. Рыхтычи). Ручьи и мелкие реки, сносившие большое количество крупнообломочного материала в Предкарпатский прогиб, опресняли воды гипсоангидритового бассейна и не давали выпадать хемогенным осадкам вблизи берега. С удалением от Карпат влияние рек и ручьев постепенно уменьшалось.

Во второй половине верхнего тортона (косовское время) Предкарпатский прогиб и прилегающая часть платформы испытали новое мощное погружение, вследствие чего большая лагуна гипсо-ангидритового времени соединилась с открытым морем. Отложение хемогенных осадков прекратилось. Прогиб стал заполняться терригенным материалом. Бассейн имел соленость, близкую к нормальной морской. На юго-западе косовский бассейн ограничивался приподнятой частью Внутренней зоны прогиба, северо-восточная граница проходила далеко за пределами современного Предкарпатского прогиба.

В косовское время наиболее погруженные участки Предкарпатского прогиба находились на юго-востоке в Косовской впадине, где мощность косовской свиты превышает 1000 *м*. В области Станиславского поперечного поднятия мощность косовской свиты уменьшается до 300 *м*. Наименее погруженной оказалась северо-западная часть Внешней зоны (Угерская впадина), где мощность косовской свиты составляет 10—200 *м*. Основным источником сноса для отложений косовской свиты были Карпаты и приподнятая

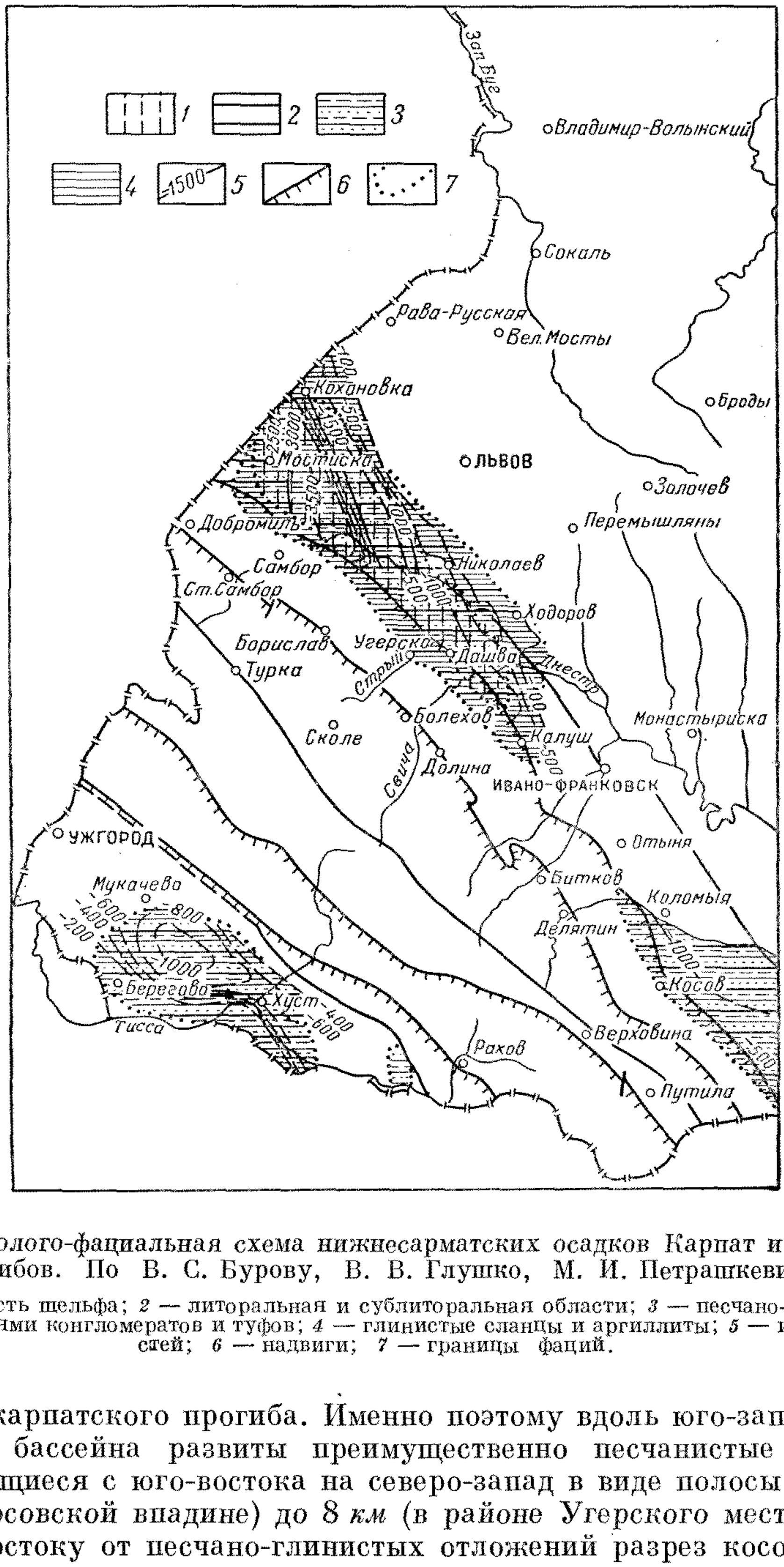


Рис. 65. *Литолого-фациальная схема нижнесарматских осадков Карпат и прилегающих прогибов. По В. С. Бурову, В. В. Глушко, М. И. Петрашкевичу.*

1 — нижняя часть шельфа; *2* — литоральная и сублиторальная области; *3* — песчано-глинистые отложения с прослоями конгломератов и туфов; *4* — глинистые сланцы и аргиллиты; *5* — изолинии мощностей; *6* — надвиги; *7* — границы фаций.

часть Предкарпатского прогиба. Именно поэтому вдоль юго-западного края косовского бассейна развиты преимущественно песчанистые отложения, протягивающиеся с юго-востока на северо-запад в виде полосы шириной от 25 *км* (*в Косовской впадине*) *до* 8 *км* (*в районе Угерского месторождения*). К северо-востоку от песчано-глинистых отложений разрез косовской свиты становится глинистым.

В Закарпатском прогибе после отложения соленосных осадков наступила трансгрессия и в условиях, близких к нормальным морским, происходило накопление моласс солотвинской и тересвинской свит. Основная область сноса терригенного материала находилась на востоке и юго-востоке, именно поэтому в этой части Закарпатского прогиба в верхнем тортоне широко распространены конгломераты и песчаники. По мере удаления от области сноса на запад количество конгломератовых пачек постепенно уменьшается и вся толща приобретает флишевый характер.

Формирование моласс верхнего тортона сопровождалось интенсивной вулканической деятельностью, следы которой в виде прослоев и пачек туфов и туффитов встречаются как в Закарпатском, так и в Предкарпатском прогибах.

Времени накопления осадков следующего нижнесарматского века в Предкарпатском и, вероятно, в Закарпатском прогибах предшествовал перерыв, вызванный резким новым поднятием Карпат и Внутренней зоны Предкарпатского прогиба (рис. 65). В Предкарпатье область накопления осадков переместилась на территорию современной Внешней зоны. Обилие пресных вод, поступавших с Карпатских гор в сарматские бассейны Предкарпатья и Закарпатья, привели к постепенному опреснению их, исчезновению стеногалинной фауны и появлению в большом количестве организмов, выдерживающих значительное опреснение.

В Предкарпатье вдоль юго-западного края дашавского бассейна отлагались преимущественно песчаные осадки и иногда конгломераты. В местах впадения рек в дашавский бассейн накапливались мощные толщи дельтовых образований (например, пистынские конгломераты). По мере удаления от края Карпат, количество песчаников и конгломератов уменьшается и вся толща дашавской свиты становится глинистой.

Во второй половине дашавского времени происходило накопление глинистых осадков. В процессе формирования Предкарпатского прогиба ось наибольшего погружения его постепенно смещалась к северо-востоку, так что уже к началу дашавского времени она располагалась где-то вблизи полосы перехода современной Внутренней зоны прогиба во Внешнюю. В дашавское же время образовались две впадины, разделенные сушей Станиславского поперечного поднятия. Более погруженной оказалась Угерско-Крукеничская впадина, в пределах которой мощность дашавской свиты изменяется от нескольких метров до 3,5 *км*. В Косовской впадине мощность дашавской свиты, по-видимому, не превышает 1000 *м*. Величина погружения этих впадин находится в полной зависимости от строения фундамента Предкарпатского прогиба. Косовская впадина благодаря устойчивости Русской платформы, обусловленной сравнительной близостью кристаллического фундамента, погружалась очень медленно. Угерско-Крукеничская впадина, располагаясь на месте ранее существовавшего юрского прогиба, оказалась наиболее подвижной и, как следствие этого, наиболее сильно погруженной.

Сарматские поднятия Карпат и Предкарпатского прогиба сопровождались складкообразовательными движениями. В Скибовой зоне Карпат были окончательно сформированы все те надвиги, которые мы наблюдаем сейчас.

Внутренняя зона прогиба была интенсивно смята в сложно построенные складки и надвинута на значительном расстоянии на Внешнюю зону. Во Внешней зоне прогиба были сформированы пологие брахиантиклинальные складки. В сармате Предкарпатский прогиб (его Украинская часть) стал сушей. В Закарпатском прогибе в нижнем и частично в среднем сармате накопление осадков происходило в узкой полосе, примыкающей к Карпатам. В это время территория современной Венгерской впадины почти вся была сушей. В прогибе вдоль его северо-восточного края формировались преимущественно песчаные осадки сублиторали (Буров, 1958). В центральной части

бассейна были образованы глинистые осадки значительно большей мощности; вдоль юго-западной границы его отлагались мелководные терригенные осадки вулканогенных пород.

В связи с быстрыми поднятиями и складчатостью в Карпатах и Предкарпатье, в Закарпатском прогибе на рубеже низов среднего сармата и паннона область наиболее интенсивного прогибания переместилась к югу. С этим временем связано начало формирования Венгерской впадины, которую можно рассматривать как Внешнюю зону по отношению к Закарпатскому прогибу.

В верхнем плиоцене в Закарпатском прогибе формировалось множество различно ориентированных разломов; широкое развитие получили андезитовые лавы, туфы, туфобрекчии, туффиты. Одновременно с этим к юго-западу от Выгорлат-Гутинской вулканической гряды накапливалась песчано-глинистая толща с прослойками и пластами угля.

Развитие Закарпатского прогиба завершилось накоплением континентальных отложений чопской свиты.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В Западно-Украинской нефтегазоносной области разрабатывается 20 месторождений (рис. 66, 67). Во Внешней зоне известно 10 газовых месторождений: Ходновичское, Рудковское, Мало-Горожанское, Опарское, Бильче-Волицкое, Угерское, Дашавское, Кадобненское, Калушское, Косовское и одно нефте-газовое — Кохановка-Свидницкое. Газовые залежи обнаружены в породах неогена (сармата, тортона), мела и юры. Залежь нефти приурочена к юрским отложениям месторождения Кохановка-Свидницкое. Во Внутренней зоне действующие промыслы находятся на 7 месторождениях, из них 6 — нефтяных: Бориславское, Северо-Долинское, Долинское, Рыпненское, Небыловское и Майданское и одно нефте-газовое — Битковское. Кроме того, находятся в консервации 6 нефтяных месторождений: Иваниковское, Нагуевичское, Старуньское, Дзвинячское, Слобода Рунгурская и Космачское. В Скибовой зоне известны 2 месторождения нефти — Стрельбичское и Сходница-Урычское. Крупные залежи нефти связаны с отложениями палеоцена (ямненские песчаники), эоцена (выгодские и подменилитовые песчаники) и олигоцена (породы менилитовой свиты). Залежи нефти в верхнемеловом флише встречаются редко и в основном только в Скибовой зоне Карпат. Еще реже они имеются в отложениях поляницкой и нижневоротыщенской свит. В породах гельвета (стебникская и баличская свиты) залежи нефти пока неизвестны.

Крупные залежи нефти связаны только с теми антиклинальными поднятиями, в которых породы палеогена перекрыты мощной толщей поляницких и воротыщенских, преимущественно глинистых, сильно засолоненных осадков. Последние, таким образом, представляют покрышку, обусловившую сохранение нефти от разрушения. В качестве примеров, подтверждающих сказанное, можно привести следующие факты.

Самыми большими по запасам нефти в пределах Предкарпатского прогиба являются Долинское, Бориславское и Битковское месторождения. В них нефтесодержащие породы палеогена перекрыты мощной толщей отложений поляницкой и воротыщенской свит. В антиклинальных складках Майдана и Рыпне (расположенных между Битковым и Долиной) породы палеогена выходят на поверхность (Майдан) или перекрываются надвинутыми флишевыми породами Скибовой зоны (Рыпне). Промышленные залежи нефти здесь в несколько десятков раз меньше, чем в Долине или Бориславе. Вторым примером может служить Слободская антиклиналь. В пределах этой антиклинали в районе Черного Потока нефтесодержащие породы палеогена выходят на поверхность. Покрышки нет и результат этого — более чем скромные запасы нефти Черного Потока.

В Скибовой зоне Карпат наблюдается множество естественных проявлений нефти, однако ввиду отсутствия покрышки крупных месторождений не имеется.

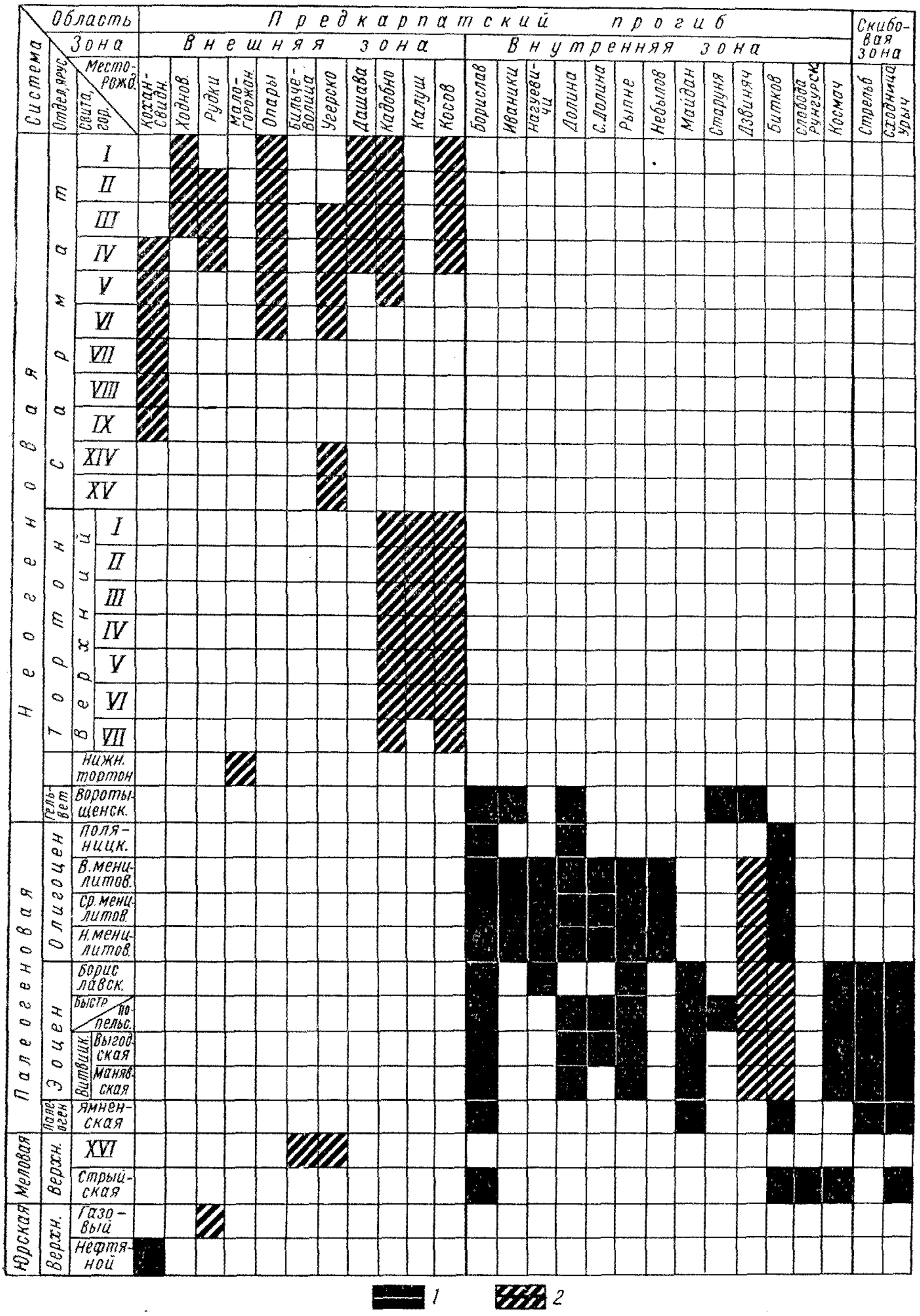


Рис. 66. Нефтегазоносные горизонты месторождений Западно-Украинской нефтегазоносной области. По В. Н. Крамаренко.

1 — нефтеносные горизонты; *2* — газоносные горизонты.

В более благоприятных условиях сохранения залежей нефти по сравнению со Скибовой зоной находится Центральная синклинальная зона. В пределах этой зоны роль покрышки может играть мощная толща пород кроснен-

ской свиты. Именно это обстоятельство, наряду с более спокойными формами складчатости определяет значительно бо́льшие возможности открытия здесь новых месторождений нефти.

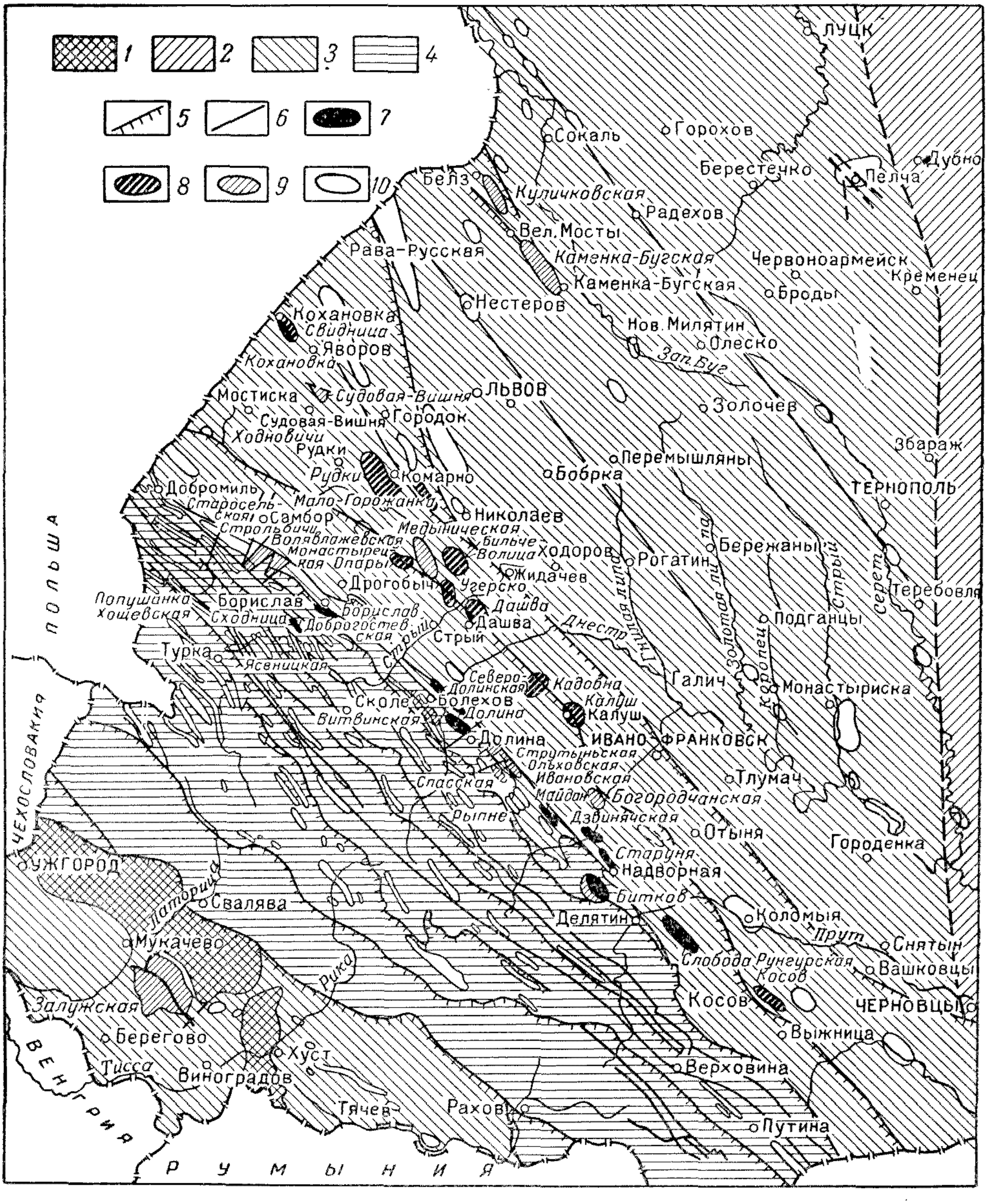


Рис. 67. Размещение локальных структур Западно-Украинской нефтегазоносной области. По В. Н. Крамаренко, 1962.

1 — эффузивы; *2* — склон Украинского кристаллического щита; *3* — прогибы и впадины; *4* — складчатая область; *5* — надвиги; *6* — разломы; *7* — нефтяные месторождения; *8* — газовые месторождения; *9* — разведочные площади; *10* — перспективные площади.

По характеру залегания среди нефтяных и газовых залежей месторождений Западно-Украинской нефтегазоносной области различают следующие (табл. 7):

1. **Пластовые залежи** — наиболее распространенный тип; они, в свою очередь, могут быть подразделены на группы: сводовые, литологически экранированные и тектонически экранированные.

Таблица 7

Типы структур и формы нефтяных или газовых залежей Предкарпатского прогиба

	Типы структур	Формы залежей	Месторождение	Возраст продуктивной толщи
На геосинклинальном основании	Антиклинальные асимметричные	Пластовые сводовые	Стрельбичское	Эоцен, палеоцен
			Сходница-Урычское	Палеоцен, мел
			Нагуевичское	Олигоцен, эоцен
			Северо-Долинское	Олигоцен, эоцен
			Старуньское	Эоцен, быстрицк. св.
			Дзвинячское	Олигоцен, эоцен
			Небыловское	Олигоцен
			Майданское	Эоцен, палеоцен
			Слобода Рунгурская	Мел, стрыйск. св.
	Лежачие	Литологически ограниченные	Сходница-Урычское	Эоцен
			Иваниковское	Олигоцен
			Косовское	Н. сармат, в. тортон
		Сводовые	Бориславское	Олигоцен, эоцен, палеоцен
			Долинское	
			Рыпненское	
			Битковское	
			Майданское	
	Надвинутых покровов	Тектонически экранированные	Бориславское	Эоцен, св. бориславск. песч.
			Рыпненское	Олигоцен, рыпненск. гор.
На платформенном основании	Куполовидные и брахиантиклинальные	Сводовые	Опарское	Н. сармат, в. тортон
			Угерское	
		Литологически ограниченные	Дашавское	Н. сармат
			Ходновичское	Н. сармат, в. тортон
			Кадобненское	В. тортон
			Калушское	
		Тектонические экранированные	Мало-Горожанское	Н. тортон
		Массивные	Рудковское	В. юра
			Угерское	В. мел
			Бильче-Волицкое	

К сводовым принадлежат залежи менилитовой свиты месторождений Долины и Биткова, пород олигоцена, эоцена и палеоцена Бориславa, эоценовых пород Майдана, сарматских пород Опар и Угерско. Характерным примером пластовых сводовых залежей могут быть залежи нефти в ямненских и поляницких песчаниках Бориславского месторождения и залежь газа VI горизонта Опарского месторождения.

К литологически экранированным можно отнести залежи газа в верхнем и нижнем горизонтах главной газоносной толщи Дашавского месторождения. По данным Н. Д. Елина, здесь выделяется несколько самостоятельных залежей, разделенных непроницаемыми глинистыми породами. Кроме того, в менилитовой свите Бориславa и Рыпне

имеются небольшие залежи нефти, литологически ограниченные со всех сторон; изучены они очень плохо.

К тектонически экранированной может быть отнесена залежь бориславского песчаника. На юго-западном крыле и юго-восточной периклинали Верхней Бориславской складки залежь нефти ограничена контурной водой, в то время как на северо-западе она запечатана Раточинским сбросом, а на северо-востоке — плоскостью надвига. Возможно, к этой группе принадлежит также залежь нефти рыпненского горизонта менилитовой свиты месторождения Рыпне.

2. **Массивные залежи.** К этому типу относятся залежи газа месторождений Рудки, Бильче-Волица и Угерско. В Рудках массивная залежь приурочена к погребенной эрозионной возвышенности, сложенной известняками верхней юры. В Угерско и Бильче-Волице такая залежь относится к мощной толще песчаников XVI горизонта верхнего мела. По мнению некоторых геологов, в данном случае залежь газа связана не с брахиантиклинальным поднятием, а с эрозионными возвышенностями, образовавшимися в пред-нижнетортонское время.

В пределах складчатой области Карпат и Внутренней зоны Предкарпатского прогиба брахиантиклинали не получили развития. Здесь распространены линейно вытянутые антиклинальные складки, в той или иной мере опрокинутые или надвинутые в направлении к северо-востоку. Брахиантиклинали развиты во Внешней зоне Предкарпатского прогиба. В табл. 7 приводится некоторое уточнение классификации И. О. Брода и Н. А. Еременко применительно к условиям Западно-Украинской нефтегазоносной области.

По химическому составу воды месторождений Предкарпатского прогиба относятся к хлориднокальциевому типу согласно классификации В. А. Сулина (1948); исключение составляют нижнесарматские воды Рудковского месторождения, относящиеся к хлоридномагниевому типу (табл. 8). Наибольшей минерализацией (в *г/л*) обладают воды воротыщенской (302,4), попельской (323,3), менилитовой (312,38) и ямненской (318,68) свит Бориславского месторождения. Минерализацию менее 100 *г/л* имеют воды менилитовой свиты Рыпне (91,43), нижнего сармата Рудок (16,06), Опар (19,39—24,52) и Дашавы (23,06—33,76), а также тортона Угерско (20,53—52,09). По-видимому, в первом случае на минерализацию влияло присутствие в воротыщенских отложениях хемогенных осадков в виде поваренной и калийных солей, которые, растворяясь водами, насыщают их и, опускаясь по дизъюнктивным дислокациям, попадают в лежащие ниже отложения.

Воды со слабой минерализацией или связаны непосредственно с атмосферными осадками (отложения менилитовой свиты складки Рыпне), или с хемогенными осадками — гипсами и ангидритами Внешней зоны Предкарпатского прогиба.

Газ месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба характеризуется большим содержанием метана (от 93,2% в сарматской залежи 9-с месторождения Кадобно до 99,9% во II тортонском горизонте месторождения Косова) и относительно небольшим содержанием тяжелых углеводородов. Аналогично изменяется и удельный вес газов — от 0,5545 (II тортонский горизонт месторождения Косова) до 0,5841 (горизонт 9-с сармата месторождения Кадобно).

В табл. 9 приведена характеристика газов месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Данные табл. 9 показывают увеличение содержания тяжелых углеводородов вниз по разрезу (юрская залежь Рудок — более 1,4%, нижнесарматские отложения Свидницы — всего 0,22%). Юрские отложения, как правило, содержат более тяжелый газ, чем залежи сармата, тортона и даже верхнего мела. В первый период разработки месторождений Угерско, Бильче-Волица и Рудки газ выносил большое количество конденсата удельного веса 0,760—0,850 с температурой кипения от 40 до 150° С. В конденсате юрских отложений Рудковского месторождения ко-

Таблица 8

Химический состав пластовых вод нефтяных и газовых месторождений Предкарпатья. По материалам А. Ф. Романюка и др.

(Форма выражения анализа — в *мг-экв*)

Месторождение	Стратиграфическое положение горизонта	Глубина залегания горизонта, *м*	Уд. вес воды	Катионы			Анионы				Минерализация, *г/л*	Тип воды по классификации В. А. Сулина
				$N^{\cdot} + K^{\cdot}$	$Ca^{\cdot\cdot}$	$Mg^{\cdot}$	Cl'	другие галоиды	SO_4''	HCO_3'		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
				Нефтяные месторождения								
Бориславское	Воротыщенская св.	48	1,2010	3961,25	982,05	258,15	5188,27	—	8,38	4,80	302,40	Хлориднокальциевый
	Поляницкая св.	891	1,1960	2955,46	972,06	232,89	4144,35	7,92	6,45	1,69	241,25	То же
	Св. бориславск. песч.	14,40—1480	1,1670	3012,53	790,00	212,55	4000,00	8,93	4,00	2,31	234,00	»
	Попельская св.	11,88	1,1960	5172,98	232,18	41,65	5406,52	2,75	35,14	2,40	323,30	»
	Менилитовая св.	1244	1,2085	3754,29	1129,79	538,95	5406,52	9,74	5,77	1,00	312,38	»
	Ямненская »	1618	1,2002	4058,85	1010,76	443,68	5506,68	—	4,61	2,00	318,68	»
Долинское	Менилитовая »	2828—3000	1,0949	2592,24	130,06	12,64	2703,27	0,41	28,26	3,00	165,71	»
Рыпненское	» »	408	1,054	1449,49	39,02	41,67	1501,82	3,20	0,77	24,39	91,43	»
Майданское	Быстрицкая »	417	1,0713	1693,20	165,70	76,35	1920,30	2,82	3,91	8,20	113,97	»
Битковское	Менилитовая »	1600	1,1138	2701,73	171,05	52,43	2915,89	5,13	3,74	0,45	170,33	»
				Газовые месторождения								
Рудковское	В. юра	1686—1796	1,0915	1838,97	340,17	57,47	2202,67	3,37	28,17	2,40	131,51	Хлоридно-кальциевый
	Н. сармат	1107—1125	1,0098	246,25	12,61	6,83	250,30	1,00	2,40	11,99	16,06	Хлоридно-магниевый
Опарское	» »	714—723	1,0455	280,34	25,17	21,75	321,09	0,87	0,19	5,20	19,39	Хлоридно-кальциевый
	» »	527—550	1,020	363,42	31,14	22,29	412,24	—	—	4,61	24,52	То же
Угерское	В. юра — мел	1761—1780	1,097	2255,65	260,13	114,23	2603,15	4,26	20,60	2,00	154,52	»
	Н. тортон	1065—1075	1,050	791,33	68,26	20,72	874,83	1,76	0,87	2,85	52,09	»
	В. тортон	742—768	1,023	396,84	31,29	19,90	441,18	1,36	—	5,40	20,53	»
Дашавское	Н. сармат A_1	708—712	1,026	486,00	51,00	38,00	574,00	—	—	1,00	33,76	»
	Н. сармат, средн. гор.	524—542	1,025	459,66	33,10	11,00	500,00	0,86	—	2,90	29,64	»
	Н. сармат, нижн. гор.	377—379	1,0606	255,25	30,62	14,33	295,10	0,52	0,13	4,45	23,06	»

Таблица 9

Характеристика газов месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба

По материалам Н. Н. Мазур и Ф. И. Тесляр

Месторождение	Возраст, горизонт, залежь	Содержание компонентов, %								Относительный уд. вес
		CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} и высшие	сумма редких	
Свидницкое	Н. сармат	0,17	0,61	99,1	0,10	0,12	—	—	0,020	0,5599
Рудковское	Юра, тортон	0,20	2,01	96,24	0,47	0,26	0,22	0,46	0,108	0,580
	Н. сармат	0,07	0,83	98,7	0,15	0,075	0,04	—	—	0,5612
Опарское	Н. сармат I	0,10	1,44	97,95	0,13	0,05	0,05	0,03	—	0,5698
	II	0,07	1,3	98,48	0,09	0,02	0,09	0,04	—	0,5728
	III	0,9	1,5	98,06	0,18	0,04	0,05	0,03	—	0,5663
	IV	0,12	1,3	98,35	0,16	0,07	0,11	0,04	—	0,5684
	V	0,3	1,4	98,4	0,15	0,04	0,04	0,05	—	0,5731
	VI	0,4	1,4	98,01	0,20	0,07	0,07	0,03	—	0,5709
Бильче-Волицкое	В. мел	0,07	0,83	98,74	0,15	0,075	0,04	—	—	0,567
Угерское	Н. сармат II	0,4	—	99,3	0,14	—	—	0,14	0,014	0,5557
	IIIб	0,10	1,2	98,38	0,05	0,22	—	—	—	0,5578
	IV—VII	0,05	2,13	97,35	0,06	0,41	—	—	—	0,5578
	XIV	0,154	—	99,34	0,25	0,02	—	0,22	0,014	0,5585
	XV	0,12	1,48	96,64	0,79	0,99	—	—	—	0,5573
Дашавское	В. мел	0,23	0,79	99,53	0,16	0,29	—	—	—	0,5577
	Сармат, тортон А	0,36	—	98,83	0,41	0,11	Следы	0,35	—	0,5627
	A_1	0,54	—	98,7	0,35	0,115	0.04	0,255	—	0,5615
	A_2	0,25	—	99,4	0.18	Следы	—	0,17	—	0,5584
	Б	0,44	—	99,13	0,17	»	0,06	0,2	—	0,5593
	В	0,25	—	99,36	0,23	0,04	—	0,12	—	0,5572
	Г	0,14	—	99,27	0,24	0,07	0,02	0,26	—	0,5587
	Д—$Д_1$	0,43	—	99,2	0,19	0,06	0,01	0,16	—	0,5581
	Е	0,2	—	99,47	0,14	0,02	—	0,17	—	0,5571
	Ж	0,4	—	99,3	0,17	0,02	—	0,11	—	0,5575
Кадобненское	Н. сармат	0,10	1,21	98,5	—	—	0,14	—	—	0,5596
	IV	0,1	1,16	98,59	—	—	0,15	—	—	0,5594
	VIII	0,27	3,00	96,51	0,09	0,06	0,04	0,03	—	0,5700
	IX	0,20	6,30	93,24	0,15	—	0,11	—	—	0,5841
	X	0,17	4,54	95,03	0,13	0,07	0,05	0,02	—	0,5700
Калушское	В. тортон	0,28	1,04	95,6	3,4	0,3	0,2	0,5	—	—
Косовское	Тортон I	0,30	—	99,49	0,067	—	—	0,13	—	0,5572
	II	—	—	99,9	0,06	—	—	0,04	—	0,5545
	IV	—	—	99,61	0,19	—	—	0,2	—	0,5598
	V	0,513	—	98,82	0,517	—	—	0,149	—	0,5592
	VI	0,262	—	99,5	0,119	—	—	0,119	—	0,5567
	Сармат V	0,102	—	99,2	0,259	—	—	0,039	—	0,5557
	VI	0,352	—	99,1	0,3288	—	—	0,2192	—	0,5596
	VIII	0,6027	—	98,98	0,298	—	—	0,119	—	0,5565

личество легких фракций достигает 20—60%, в то время как в Угерско и Бильче-Волице их только 8%, остальное приходится на средние фракции.

Для образования нефтяных или газовых залежей необходимы пласты-коллекторы, по которым флюиды мигрируют в ловушки, представляющие структурные формы с непроницаемой кровлей, способные сохранять залежи.

Структуры северо-западной части Внешней зоны Предкарпатского прогиба в основном формировались в нижнесарматское время. Следовательно, образование газовых залежей в тортоне и сармате могло произойти не ранее этого времени. Юго-восточная часть зоны была осложнена локальными структурами несколько раньше, а именно, в верхнем тортоне. В результате перестройка тектонического плана этих двух частей привела к миграции газа в направлении к северо-западу, вверх по восстанию блоков фундамента

прогиба. Если представить себе, что в процессе формирования залежи давление в ловушке было близко к гидростатическому, то можно сделать вывод о дальнейшем наполнении ловушек. Там, где начальное пластовое давление оказалось ниже гидростатического, соответствующего современному положению залежи, можно допустить или диффузию газа через кровлю, или опускание ловушки после формирования залежи. Это положение хорошо иллюстрируется табл. 10.

Таблица 10

Соотношение пластовых и гидростатических давлений в залежах северо-западной части Внешней зоны Предкарпатского прогиба

Месторождение	Возраст	Горизонт	Глубина залежи, *м*	Начальное пластовое давление, *атм*	Отношение пластового давления к гидростатическому
Дашавское	Сармат	Верхний	670	65,0	0,96
		Нижний	735	68,8	0,94
Опарское	Н. сармат	I	406	44,2	1,09
		II	460	54,8	1,19
		III	593	60,5	1,02
		V	709	73,5	1,04
		VI	794	80,3	1,01
Угерское	В. мел	XVI	902	102,0	1,13
Рудковское	Сармат	IV	1023	101,6	0,99
	Юра		1290	143,0	1,11

Повышенное пластовое давление может косвенно указывать на восходящие движения, охватившие данный участок после формирования залежей. По-видимому, нисходящие движения имели место в послесарматское время в полосе между Дашавой и Рудками, тогда как восходящие — в мезозое — во всей северо-западной части зоны Предкарпатского прогиба и в сарматский век — на участке Ходновичи — Опары — Медыничи.

Нефть Внутренней зоны Предкарпатского прогиба также характеризуется снижением удельных весов вверх по разрезу и с северо-запада на юго-восток для отдельных стратиграфических толщ (табл. 11).

Наиболее легкая нефть находится в складке Восточное Рыпне месторождения Рыпне; к северо-западу и юго-востоку удельные веса нефти возрастают. В этом же направлении уменьшается содержание парафина и смол. В связи с этим для нефти Восточной складки Рыпне характерна и самая низкая температура застывания, и наибольшее количество легких погонов. Это приводит к мысли о возможной латеральной миграции нефтей, поступавших во Внутреннюю зону Предкарпатского прогиба из наиболее погруженной части Карпатской геосинклинальной области, распространившихся к северо-западу и юго-востоку от Рыпне. Нефти по мере продвижения теряли легкие погоны, а удельное соотношение других компонентов соответственно возрастало. Как видно из данных табл. 12, где приведена характеристика нефтей Западно-Украинской нефтегазоносной области, такая закономерность в общем сохраняется и для других зон. Наиболее легкие нефти (удельный вес 0,754 в Биткове и 0,830 в Бориславе) приурочены к стрыйским отложениям складчатых Карпат, удельные веса нефтей эоценовых отложений Внутренней зоны выше (от 0,7656 в Биткове до 0,862 в Долине) и т. д.

Во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба воротыщенские и полянницкие отложения образуют непроницаемую покрышку, обеспечивающую

Таблица 11

Изменение параметров нефтей в менилитовых отложениях Внутренней зоны Предкарпатского прогиба

Месторождение		Глубина залегания, *м*	Уд. вес	Содержание, %			Температура застывания, °С	Фракционный состав, %				
				парафина	смол	серы		н. к., °С	100° С	150° С	200° С	300° С
Северо-запад	Бориславское, Верхняя складка	1700—2200	0,8500	8,0	16,0	0,29	+8	+88	0,5	8,6	20,0	45,0
	Бориславское, Нижняя складка	2190—2206	0,8550	10,55	21,0	—	—	+72	2,0	10,0	19,0	42,0
	Долинское	1800—2200	0,8497	10,30	16,0	—	+12	+46	5,5	17,5	27,5	51,0
Юго-восток	Рыпненское, Восточная складка	520—580	0,8252	1,06	13,0	0,24	—20	—	9,5	30,0	42,0	61,0
	Рыпненское, Западная складка	300—450	0,8267	4,2	16,0	0,25	—	+69	6,0	27,0	31,0	54,0
	Битковское, Глубинная складка	1350—2150	0,8621	13,0	2,6	0,3	—	+110	1,0	8,0	14,0	32,0

сохранность залежей нефти, располагающихся ниже по разрезу в хороших коллекторах. Последние фазы складчатости Карпат образовали систему разрывов, которые скорее играли роль фактора, разрушающего залежи, чем формирующего. Следовательно, залежи могли быть сформированы в результате латеральной миграции и заполнения ловушек, образованных в более раннее время. Если принять, что пликативные дислокации образовались в более ранние фазы складчатости, — между менилитовым и поляницким временем, нижневоротыщенским и слободским, верхневоротыщенским и стебникским, а также между нижним и верхним тортоном, — то образование отдельных залежей нефти может быть связано с ними. Во всяком случае верхний предел образования залежей ограничивается последней из этих фаз складчатости — между нижним и верхним тортоном. Структуры-ловушки Внутренней зоны прогиба представляют собой замкнутые гидродинамические системы, что способствует сохранению залежей нефти.

В связи с этим нефтяные месторождения Внутренней зоны Предкарпатского прогиба характеризуются повышенными пластовыми давлениями против гидростатических, значительно превышающими давление насыщения нефти газом, что приводит к развитию в залежах режима растворенного газа. Это подтверждают данные эксплуатации месторождений Борислав, Долина и Битков, приведенные в табл. 13. На Бориславском месторождении в менилитовой залежи на глубине 2200 *м* пластовое давление около 300 *атм*, в то время как давление насыщения 150—250 *атм*. На месторождении Долинском в менилитовой залежи на глубине 2000 *м* пластовое давление 277 *атм*,

Таблица 12

Характеристика нефтей Западно-Украинской нефтегазоносной области. По материалам Е. Ф. Шевченко и др.

Зона		Месторождение, участок, складка, залежь	Возраст	Глубина залегания, *м*	Уд. вес	Вязкость, $Э_{50}$	Содержание, %			Температура застывания, °С	Фракционный состав, %				
							парафина	смол	серы		н. к., °С	100° С	150° С	200° С	300° С
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Внешняя		Кохановско-Свидницкое	В. юра	1120—1150	0,973	—	0,5	27,0	До 5,0	—	100	—	—	—	15,0
		Судовая Вишня	» »	1720—1775	1,014	—	0,7	18,6	До 7,0	—	100	—	—	—	10,0
Внутренняя	Бориславское	Верхняя складка	Поляницк. св.	2100—2200	0,8543	1,3	7,2	18,0	0,37	+ 6	100	1,0	7,5	16,0	44,0
			Менилитов. »	1700—2200	0,8506	1,53	8,0	16,0	0,29	+ 8	88	0,5	8,6	20,0	45,0
			Св. бориславск. песч.	1160—1200	0,8520	1,31	12,0	18,0	0,25	+12	75	2,0	8,0	21,0	46,0
			Попельск. св.	1300	0,8540	1,41	14,0	17,0	0,24	+10	85	1,5	10,0	20,0	44,0
			Витвицк. св.	1400	0,8550	1,36	9,1	18,0	—	—	95	0,5	8,5	24,0	44,0
			Ямненск. »	1500—1700	0,8488	1,34	9,3	16,0	0,22	+16	97	0,3	9,0	22,0	46,0
		Помярки	Менилитов. св.		0,8374	1,17	6,78	12,8	—	—18	60	7,1	19,0	33,0	57,0
		Нижняя складка	Поляницк. »	2177—2230	0,8562	1,4	—	17,0	—	—	100	—	9,0	18,0	44,5
			Менилитов. »	2190—2206	0,8550	1,5	10,55	21,0	—	—	72	2,0	10,0	19,0	42,0
		Тустановицы	Св. бориславск. песч.	1490	0,852	—	8,7	—	—	—	63—80	—	11,2	—	58,8
			Эоцен	1440	0,862	—	9,5	—	—	—	62—83	—	10,2	—	29,7
			Ямненск. св.	1520	0,868	—	8,2	—	—	—	68—83	—	8,1	—	32,9
			Воротыщенск. св.	50—550	0,7688	1,0	0,21	7,0	0,07	—20	40	18,0	45,0	60,0	83,0
			Менилитов. »	1800	0,8497	1,2	10,8	16,0	—	+12	46	5,5	17,5	27,5	51,0

Продолжение табл. 12

Зона	Месторождение, участок, складка, залежь		Возраст	Глубина залегания, *м*	Уд. вес	Вязкость, $Э_{50}$	Содержание, %			Температура застывания, °С	Фракционный состав, %				
							парафина	смол	серы		н. к., °С	100° С	150° С	200° С	300° С
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Внутренняя	Рыпненское	Западная складка	Менилитовая св.	300—450	0,8267	1,24	4,2	16,0	0,25	—	69	6,0	27,0	31,0	54,0
		Участок Сергов	»	930—990	0,8329	1,23	0,82	20,0	0,29	—	74	5,0	28,0	36,0	57,0
		Восточная складка	Рыпненск. гор.	520	0,8252	1,15	1,06	18,0	0,24	—20	—	9,5	30,0	42,0	61,0
	Майданское		Менилитов. св.	—	0,8541	—	—	—	—	—	70	4,0	23,0	40,0	58,0
			Эоцен	400—500	0,8373	—	0,8	—	—	—	74	2,0	14,0	24,0	46,3
	Битковское	Глубинная складка	Менилитов. св.		0,8621	1,7	13,0	2,6	0,3	—	110	1,0	8,0	14,0	32,0
			Эоцен		0,7656	—	1,24	3,0	Нет	—	—	—	54,0	—	97,0
	Старуньское, Дзвинячское		Воротыщен. св.	1150	0,857	1,44	9,18	20,0	—	+6	68	4,5	12,0	20,0	43,0
			Поляницк. »	259	0,855	1,44	—	37,0	—	—	—	—	1,0	11,0	18,0
	Бориславское	Береговая скиба Мириам	Ямненск. »		0,8583	1,52	—	22,0	—	—	85	1,0	8,0	18,0	41,0
			Стрыйск. »		0,877	1,57	—	26,0	—	—	128	—	4,5	15,0	42,0
			Ямненск., стрыйск. св.	164—176	0,867	1,36	1,7	25,0	0,43	—	80	3,0	16,0	28,0	42,0
		Мражница	Св. бориславск. песч.	1579	0,855	—	8,3	—	—	—	62—67	—	14,9	—	58,2
			Эоцен	1570	0,860	—	8,8	—	—	—	62—74	—	12,9	—	57,0
			Ямненск. св. Береговск. скиба	420	0,869	—	6,9	—	—	—	17—63	—	12,2	—	59,2
			Оровск. чеш. подошв. надв.	170	0,885	—	0,8	—	—	—	58—79	—	15,3	—	56,2
				1027	0,857	—	9,8	—	—	—	48—52	—	14,3	—	57,2
			Стрыйск. св.	320	0,830	—	6,0	—	—	—	45—46	—	18,4	—	45,3

Зона	Месторождение, участок, складка, залежь		Возраст	Глубина залегания, *м*	Уд. вес	Вязкость, $Э_{50}$	Содержание, %			Температура застывания, °С	Фракционный состав, %				
							парафина	смол	серы		н. к., °С	100° С	150° С	200° С	300° С
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Складчатые Карпаты	*Сходница-Урычское*	Сходница	Эоцен Ямненск. св. Менилитов. св.	260 380—800 2570—2720	0,8261 0,8283 0,8495	1,13 1,15 1,41	2,0 2,55 10,5	14,0 12,0 26,0	0,13—10 0,15—18 0,27—12	— — —	70 54 54	8,0 4,0 8,5	24,0 13,0 28,5	36,0 21,0 38,5	58,0 45,0 61,0
		Опака Урыч	Эоцен Ямненск. св.	300—750 160—350	0,8282 0,8708	1,15 1,34	5,12 0,8	13,0 26,0	0,11—18 0,1—20	— —	63 78	5,0 3,0	22,0 15,0	33,0 28,0	60,0 52,0
		Перепростына	Ямненск. св.		0,8740	1,37	0,9	24,0	0,26—20	—	81	2,5	15,5	28,5	58,0
	Битковское	Дил	Менилитов. св.		0,8101	1,1	—	9,1	—	—	88	4,2	17,4	30,5	74,0
		Старая Копальня	Менилитов. »		0,8107	1,16	6.68	9,4	—	—	96	3,7	16,0	32,3	70,6
		Береговая скиба	Стрыйск. »	500—600	0,7628	1,4	—	3,0	—	—	76	11,0	58,0	80,0	95,0
		Пнёв	Стрыйск. »	370—480	0,770	—	0,1	6,0	0,09	—	74	11,5	5,2	72,0	90,0
		Пасечная	Стрыйск. »	590	0,754	—	—	—	—	—	—	—	70,0	—	—

Таблица 13

Данные эксплуатации Бориславского, Долинского и Битковского месторождений

Месторождение	Эксплуатационный объект	Начальный дебит, *т/сутки*	Средний дебит, *т/сутки*	Газовый фактор, $м^3/т$	Давление пластовое, *кг/см²* / Глубина, *м*	Давление насыщения, *кг/см²*	Режим залежи	Температура пласта, °С	Диаметр штуцера, *мм*	Примечание
Бориславское	Менилитовая св.	40—300	10—130	100—300	300 / 2200	150—250	Раствор. газа	68	4—7	
Долинское	То же	60—300	20—100	200—2000	277 / 2000	200	То же	56—60	8	Газовый фактор увеличивается к своду со времени эксплуатации
	Выгодская св.	150—250	100	150	312 / 2500	200	»	70	8	
Битковское	Менилитовая св.	60—130	20—80	100—500	279 / 2000	200	»	50—56	6	

а давление насыщения соответствует гидростатическому. В выгодской свите эоцена на глубине 2500 *м* пластовое давление 312 *атм*, а давление насыщения 200 *атм*.

ХАРАКТЕРИСТИКА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для удобства изучения характеристика месторождений и проявлений приводится по тектоническим элементам или структурам, выделенным в Западно-Украинской нефтегазоносной области (см. соответствующий раздел «Тектоника»).

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛЬВОВСКОГО ПАЛЕОЗОЙСКОГО ПРОГИБА

На части платформы, относящейся к Западно-Украинской нефтегазоносной области, нефтяные и газовые месторождения пока не обнаружены. Однако многочисленные нефтегазопроявления установлены в пределах Львовского палеозойского прогиба.

В палеозойских породах Львовского прогиба признаки нефти и газа известны по многим районам. Они довольно подробно описаны в ряде фондовых и опубликованных работ.

В отложениях силура, вскрытых буровыми скважинами в районе Олеско, выявлены породы, содержащие битумы от фоновых значений до 0,13%.

Во время испытания разведочной скважины, пробуренной на площади Белз, с глубины 2580 *м* из пород нижнего девона получен первый в истории разведки Львовского прогиба газо-водяной фонтан. Давление в течение 6—10 *час* на устье достигало 100 *атм*. В состав газа (по данным лаборатории УкрНИГРИ) входят: метан 85%, этан 2%, пропан 0,5%, бутан 0,7%, углекислота 0,3%, азот и инертные газы 7,6%.

В отложениях среднего и верхнего девона и нижнего карбона многочисленными скважинами в районе Великих Мостов, Каменки-Бугской, Милятина, Олеско и Острова также встречены битуминозные породы, обычно окрашенные в темный цвет. В трещинах и кавернах карбонатных пород нередко наблюдаются включения и примазки капельно-жидкой нефти и твердых окисливших битумов.

Значительные газопроявления встречены в каменноугольных отложениях вблизи польской границы. Особенно эффективные проявления газа наблюдались в скважине, пробуренной на площади Белз. Газ выделялся в течение 22 дней и при поджоге горел пламенем высотой 1,5 *м*. Сравнительно сильно газ выделялся и из скважины, пробуренной между г. Белз и Красноградом. В составе газа из этой скважины определены: метан 93,76%, этан 0,17%, пропан 0,16%, бутан 0,16%, углекислота 0,74%, азот 5,01%.

Особенности геологического строения, наличие коллекторов и разного типа ловушек, а также прямых и косвенных признаков нефти и газа позволяют рассматривать Львовский прогиб как бассейн с большими потенциальными запасами нефти и газа. Полученные интенсивные газопроявления подтвердили мнение о больших перспективах этого прогиба и о возможности открытия в его пределах на сравнительно небольших глубинах крупных газовых и нефтяных месторождений.

Залежи нефти и газа могут быть связаны как со структурами, так и с литологическими и стратиграфическими ловушками и в терригенных, и в карбонатных коллекторах. Литологически и стратиграфически экранированные залежи нефти и газа, по-видимому, следует искать на восточном и юго-западном крыльях прогиба, примерно вдоль границы распространения отложений нижнего карбона, перекрытых толщей карбонатных пород юры и мощными мергелями верхнего мела, предохраняющими залежи от разрушения.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

В этой зоне долгое время были известны только газовые месторождения. Недавно на двух площадях — в Кохановке и Судовой Вишне несколькими скважинами выявлена и небольшая нефтяная залежь. Самые крупные залежи газа связаны с юрскими известняками и верхнемеловыми угерскими (журавненскими) песчаниками.

1. Кохановско-Свидницкое нефтяное и газовое месторождение

Расположено в Яворовском и частично в Мостисском районах Львовской и Дрогобычской административных областей.

В 1954 г. в районе населенных пунктов Ивано-Франковск — Яворов — Немиров электроразведочными и сейсмическими работами изучалась полоса сочленения юго-западной окраины Русской платформы с Внешней зоной Предкарпатского прогиба. В 1956 г. структурно-картировочным бурением установлена промышленная газоносность отложений нижнего сармата, что явилось основанием для постановки разведочного бурения. Первые глубокие скважины подтвердили наличие структуры по гипсо-ангидритовому горизонту. Бурением установлено, что свод, сложенный нижнесарматскими отложениями, смещен на 2,5—3,0 *км* к юго-западу по отношению к своду, сложенному породами верхнего тортона (поднятие в нижнесарматских отложениях названо по близлежащему населенному пункту Свидницким, а структура в нижнетортонских отложениях — Кохановской). Разведка по обоим структурным планам проводилась самостоятельно. В результате бурения на Кохановской структуре выявлена нефтяная залежь, приуроченная к эрозионным выступам известняков верхнеюрского возраста. В пределах Ногачевского блока с интервала 1087—1090 *м* поднят керн, представленный песчаником, пропитанным нефтью.

Промышленная нефтеносность установлена испытанием двух скважин: одной — с интервала 1117—1154 *м*, другой — с интервала 1313—1327 *м*. В 1959 г. отложения были опробованы еще в шести скважинах, из которых две дали слабые притоки нефти, две были «сухие», а две при более высоких отметках оказались за контуром нефтеносности. Это обстоятельство позволяет предполагать тектоническое нарушение в пределах Кохановского блока.

На Свидницкой структуре с глубин 800—900 *м* установлено девять газоносных горизонтов в песчаниках сармата, из которых шесть имеют промышленное значение. В пределах Кохановского блока на территории Польши обнаружена мощная газовая залежь в отложениях средней юры, возможно приуроченная к газовой шапке Кохановского нефтяного месторождения.

В строении месторождения принимают участие отложения кембрия (?), средней и верхней юры и миоцена.

По данным геофизических исследований, юрские отложения образуют узкую антиклиналь северо-западного простирания. Поверхность отложений юры сильно эродирована, причем максимальный размыв соответствует своду поднятия. Складка погружена в юго-восточном направлении. Северо-западная ее часть в пределах СССР не замыкается, а переходит в Любачевское поднятие на территории Польской Народной Республики.

По кровле гипсо-ангидритовой свиты, облекающей размытую поверхность юры (рис. 68), вырисовывается асимметричная брахиантиклинальная складка с пологим западным крылом (углы падения до 2°) и сравнительно крутым — восточным. Свод складки низкий. На глубине поднятие осложнено рядом тектонических нарушений северо-западного простирания, разделяющих его на три блока: Кохановский, Ногачевский и Драгомышлянский.

С интервала 1117—1154 *м* из верхнеюрских известняков приток нефти с дебитом при самоизливе составляет около 20 $м^3$/*сутки*. При компрессорной эксплуатации рациональный отбор нефти оценивается в 105 *т*/*сутки*. Пластовое давление равно 111 *атм*. Коэффициент продуктивности скважины 0,95. Нефть черного цвета, густая, смолистая, с запахом сернистых соединений. С интервала 1313—1327 *м*, соответствующего абсолютным отметкам —1091—1105 *м*, из тех же известняков приток нефти также значительный. Залежь приурочена к зоне размыва известняков верхней юры и подпирается ниже отметки —1106 *м* подошвенной водой. Коллекторами являются оолитовые известняки, сильно трещиноватые и крепкие.

С интервала 1087—1090 *м* керн взят из подошвы почти горизонтально залегающих отложений средней юры. Ниже лежат дислоцированные породы палеозойского возраста. Песчаник, пропитанный нефтью, мелкозернистый. Пористость песчаника 24,8%.

Нефть густая, вязкая. Физико-химическая характеристика нефти следующая:

Удельный вес	0,9819
Молекулярный вес	457,0
Содержание, %:	
акцизных смол	70
селикагелевых смол	27,1
асфальтенов	17,3
парафина	0,5
кокса (по Конрадсону)	17,7
Температура вспышки, °С	120
Температура застывания, °С	—8

Фракционный состав (по Энглеру), %:

Н. к.	78
185° С	10
260° С	20
320° С	30
350° С	40

В данной нефти количество асфальтово-смолистых веществ превышает 40%, из них только асфальтенов 17,3% против 5% для смолистых нефтей, известных в СССР. Высокое содержание серы (до 8%) выделяет нефть среди карпатских нефтей, содержащих ее 0,3—0,8%. Следовательно, условия миграции и образования залежей этой нефти являлись исключительными для Западно-Украинской области.

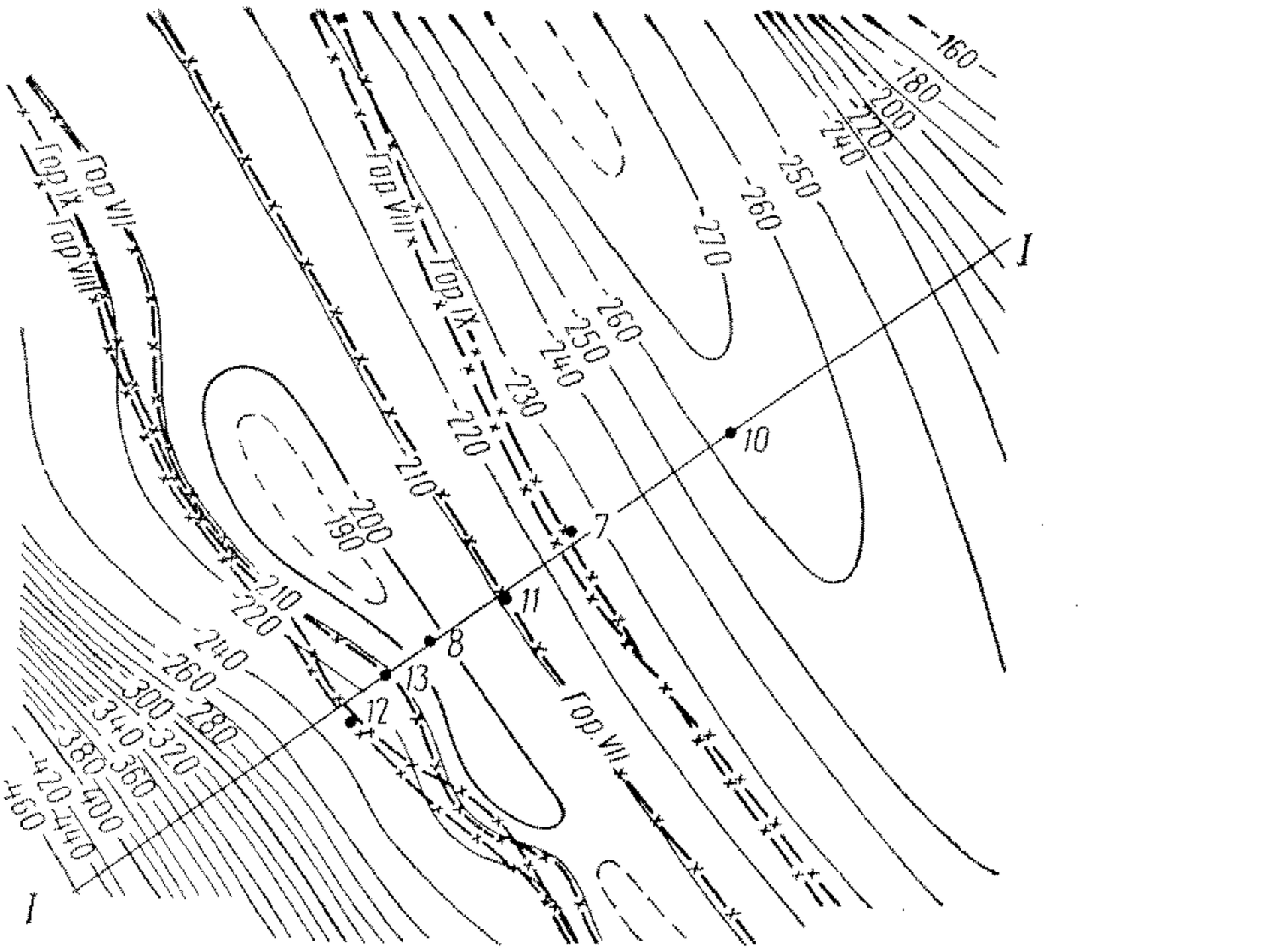
Газ, вскрытый в Кохановском блоке, содержит значительное количество углеводородов.

Характеристика промышленно газоносных горизонтов, относящихся к волынскому горизонту нижнего сармата, следующая:

Горизонт IV-а изучен слабо, продуктивность принята условно по каротажу. Эффективная мощность равна 5 *м*. Средняя пористость 8%.

Контур газоносности определяется отметкой 30 *м*. Залежь пластовая, литологически ограниченная; режим газовый.

Горизонт V опробован отдельными скважинами со свободным дебитом 17,3—106,1 тыс. *м³/сутки*. Общая мощность горизонта 35—44 *м*,



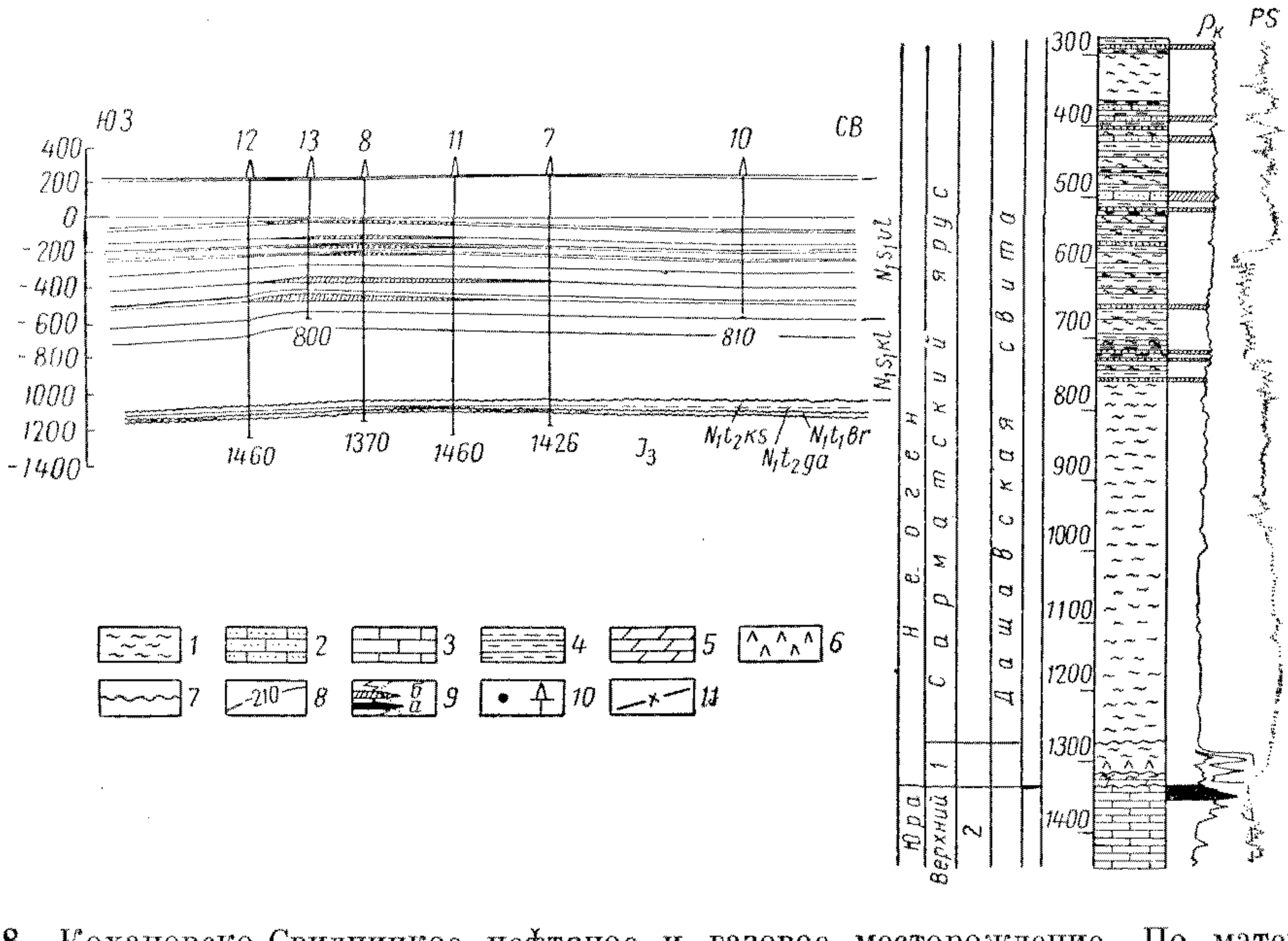


Рис. 68. Кохановско-Свидницкое нефтяное и газовое месторождение. По материалам Г. И. Левина, В. И. Антипова и авторов. (Структурная карта по кровле VII горизонта нижнего сармата, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — песчаники; *3* — известняки; *4* — алевролиты; *5* — мергели; *6* — ангидриты; *7* — границы несогласий; *8* — изогипсы кровли VII горизонта; *9* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *10* — скважины; *11* — контуры газоносности. На разрезе: *1* — тортонский ярус; *2* — оксфордский—кимериджский ярусы.

эффективная мощность 12,4—20 *м*. Средняя эффективная пористость 8%. Пластовое давление 33,74 *атм*. Контур газоносности условно проводится по отметке 120 *м*. Залежь пластовая, литологически ограниченная; режим газовый.

Горизонт VI дал притоки газа при опробовании скважин со свободным дебитом 52,2—65,0 тыс. *м³/сутки*. Эффективная мощность 8,6—14,0 *м*. Эффективная пористость 8%. Пластовое давление 41,79 *атм*. Залежь пластовая, литологически ограниченная; режим газовый.

Горизонт VII опробован отдельными скважинами со свободным дебитом 17,04—183,3 тыс. *м³/сутки*. Общая мощность 15—54 *м*, эффективная — 10—40 *м*. Эффективная пористость 8%. Пластовое давление 49,77 *атм*. Залежь пластовая, литологически ограниченная.

Горизонт VIII дал промышленные притоки при опробовании тремя скважинами со свободным дебитом 27,04—63,46 тыс. *м³/сутки*. Общая мощность 57—84 *м*, эффективная — 16,3—30 *м*. Эффективная пористость 3%. Пластовое давление 63,72 *атм*. Контур газоносности условно проведен по отметке 370 *м*. Залежь пластовая, литологически экранированная; режим газовый.

Горизонт IX — самый нижний продуктивный на месторождении. Опробован 15 скважинами, из которых промышленный приток газа получен в 13 со свободным дебитом 5,8—51,5 тыс. *м³/сутки*. Средняя эффективная мощность горизонта 20 *м*. Эффективная пористость 8%. Пластовое давление 73,68 *атм*. Контур газоносности намечается по отметке —470 *м*. Залежь пластовая, литологически ограниченная; режим газовый.

Кроме указанных горизонтов, в толще сарматских отложений по электрокаротажу выделяется ряд перспективных на газ прослоев песчаника. Газы сухие метановые с незначительным содержанием гомологов метана (0,13—0,41%), углекислоты (0,1—0,61%), азота (0,3—3,25%), редких газов. Удельный вес газа по воздуху 0,5592.

Воды приурочены к трещиноватым известнякам верхнеюрского возраста. Статический уровень установлен при испытании скважины с интервала 1361—1293 *м* на глубине 48 *м* от устья, соответствующей отметке +197 *м*. По химическому составу воды относятся к хлоркальциевому типу. Минерализация их с глубиной возрастает. Минимальная минерализация не превышает 80 *г/л*. Низкие значения соотношений эквивалентов натрия и хлора, колеблющиеся в пределах 0,76—0,86, свидетельствуют о высокой степени метаморфизации. С глубиной отмечается закономерное увеличение отношения кальция к магнию — от 2,44 до 4,05.

В отложениях нижнесарматского возраста химический состав вод наиболее полно охарактеризован по IX и VII горизонтам. Воды также хлоркальциевые. Воды отдельных горизонтов отличаются по содержанию хлора. Восстановление статических уровней на месторождении происходит в течение месяца и более. Удельный вес вод колеблется от 1,022 до 1,025 при общей минерализации 35,49—40,36 *г/л*.

2. Ходновичское газовое месторождение

Расположено между населенными пунктами Поповичи и Ходновичи, Нижанковичского района Дрогобычской административной области.

Первые детальные геологические и геофизические исследования проведены в 1935—1937 гг. В 1937 г. вдоль линии тектонического контакта пробурено 164 скважины глубиной от 50 до 210 *м*; в четырех скважинах получены небольшие притоки газа. На этом основании в 1939 г. пробурена скважина до глубины 1800 *м*. В разрезе до глубины 1500 *м* песчаных коллекторов, обусловливающих скопление газа, не отмечалось. Однако при испытании скважины с интервала 687—700 *м* получен приток газа до 15 тыс. *м³/сутки* при давлении на устье до 80 *атм*. В 1940—1941 гг. пробурена вторая глубокая скважина, в которой также отмечен небольшой приток газа с высоким давлением. В годы немецко-фашистской оккупации пробурено 40 скважин глубиной 150—250 *м* и одна — глубиной до 1202 *м*. После Отечественной

войны на основании уточненных сейсмических данных пройдена глубокая скважина. Максимальная глубина скважин более 2200 *м*.

В строении месторождения принимают участие отложения стебникской свиты Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, надвинутые на породы нижнего сармата Внешней зоны.

Поверхность надвига падает на юго-запад, в некоторых местах запрокидываясь. На поверхности надвиг имеет северо-западное простирание, делая небольшой изгиб в районе с. Поповичи. Нижнесарматские отложения, примыкающие к поверхности надвига, смяты в мелкие складки, затухающие к северо-востоку и переходящие в пологую моноклиналь. Определенного представления о строении Ходновичской складки нет.

Скопления газа приурочены к тонким, преимущественно линзовидным пропласткам песчаников нижнего сармата, имеющих слабую проницаемость. Интервал залегания разрабатываемого горизонта 560—840 *м*. Первоначальное давление в отдельных скважинах колебалось от 55 до 110 *атм*. Средневзвешенное пластовое давление упало до 60 *ата*. Свободный суммарный дебит всех эксплуатирующихся скважин достигает 115 тыс. $м^3/сутки$.

Газ содержит: метана 97,6—98,4%, этана 0,08—0,16%, пропана 0,06—0,11%, бутана и высших 0,03—0,10%, углекислоты 0,15—0,61%, азота 1,18—1,62%; инертные газы отсутствуют. Удельный вес по воздуху 0,561—0,568. Теплотворная способность колеблется от 7860 до 7910 $ккал/м^3$.

Водоносный горизонт встречен в песчаниках нижнего сармата. Воды пластовые. Удельный вес их 1,008—1,013. По химическому составу они гидрокарбонатнонатриевые. Состав (в *г* на 100 *г* воды) следующий: $Ca^{\cdot\cdot}$ 0,0088—0,0122; $Mg^{\cdot\cdot}$ 0,0013—0,0021; Cl' 0,0453—0,9786; SO_4'' 0,0065—0,0153; HCO_3' 0,0969—0,2171; NH_3' от следов до 0,0008. В водах в большом количестве присутствуют ионы натрия и хлора и в незначительных количествах — ионы кальция и магния.

3. Рудковское газовое месторождение

Находится в окрестностях населенных пунктов Рудки, Комарно, Сусолов, Тулиголовое, Переможное и др., Рудковского района Дрогобычской административной области.

В результате проведенных в 1935—1936 гг. сейсморазведочных работ и бурения девяти скважин глубиной от 89 до 160 *м* выявлен антиклинальный перегиб. В 1940 г. сейсморазведкой уточнено положение антиклинали между городами Рудки и Комарно. В 1948—1949 гг. геофизическими работами детализировано строение складки и установлено положение опорного горизонта на глубине 1330 *м*. В 1950 г. после проверки данных структурно-поисковым бурением начато глубокое разведочное бурение. Всего пробурено 39 скважин. Наряду с бурением в 1954—1955 гг. проводились детальные сейсмические исследования методом отраженных волн (МОВ).

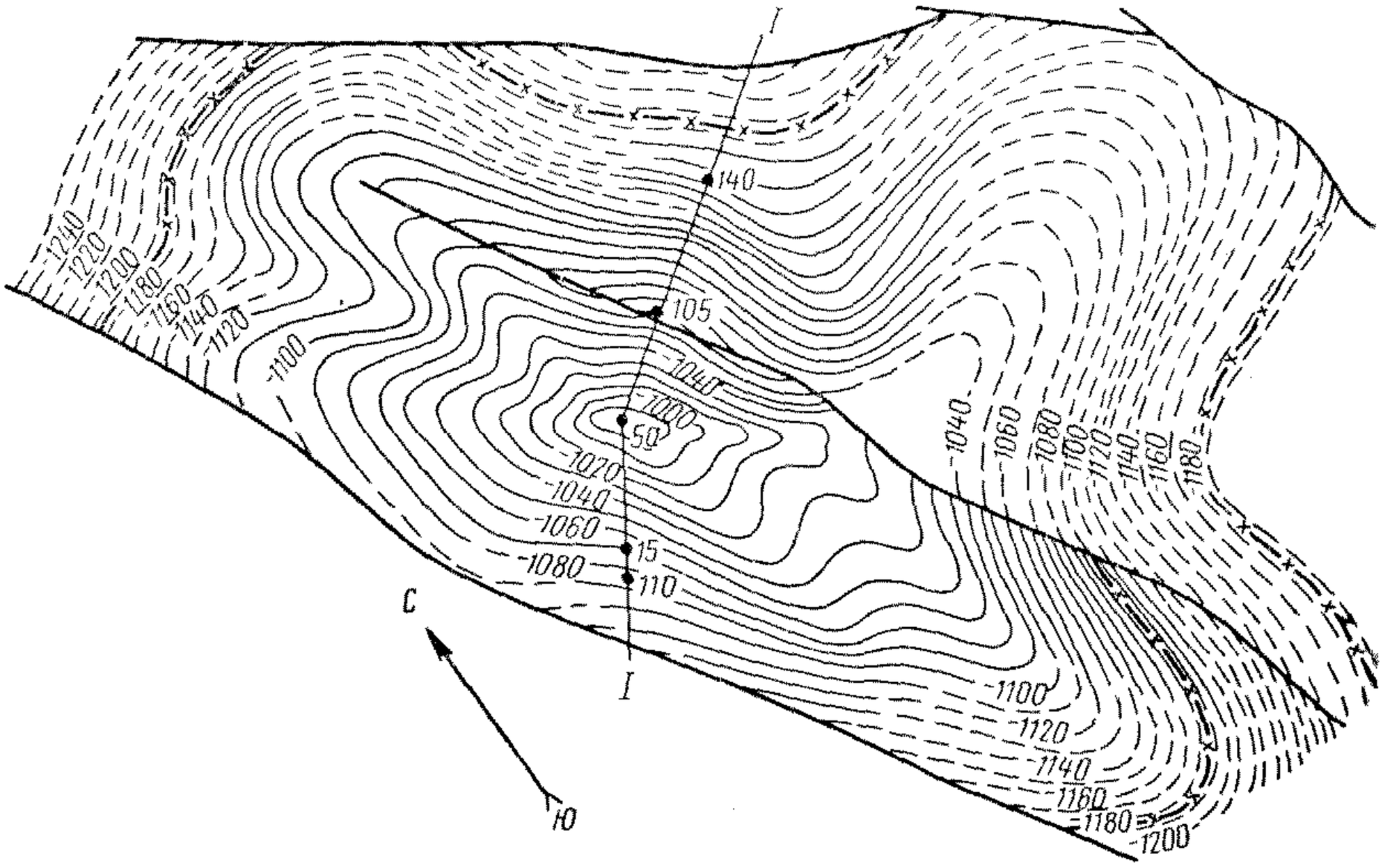
В строении месторождения принимают участие отложения палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

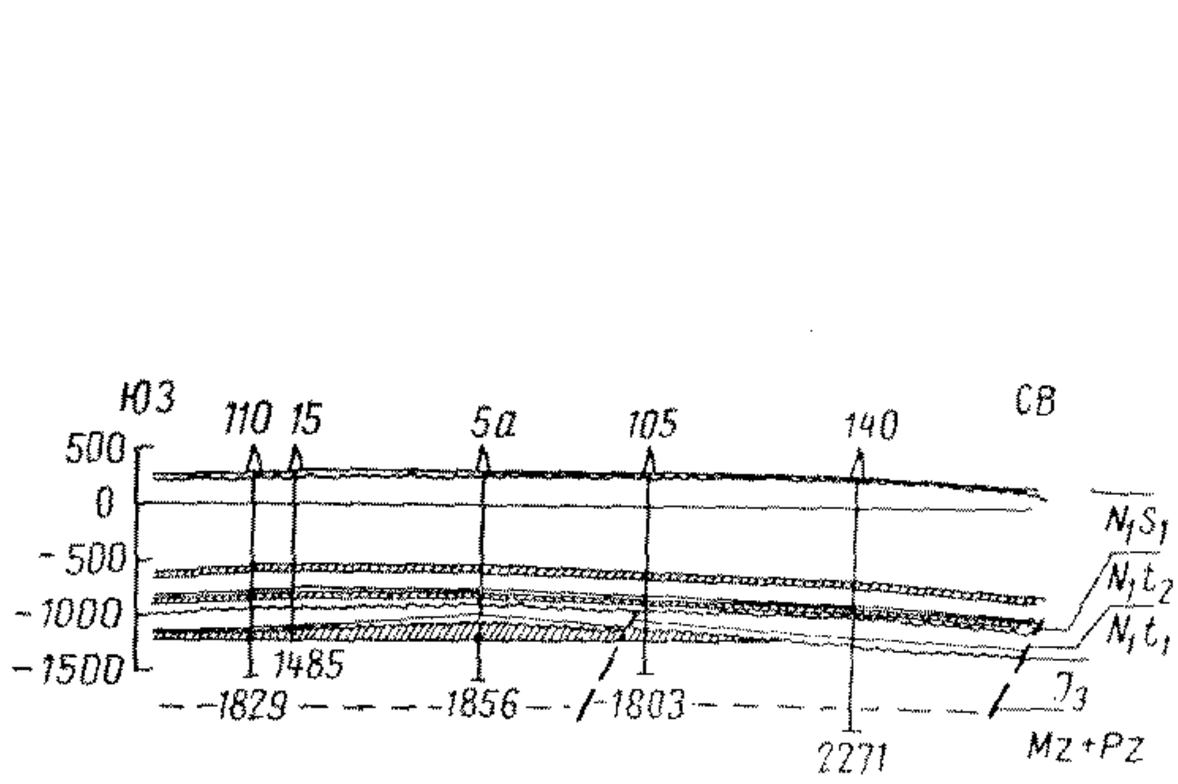
Тектонически структура представляет асимметричную брахиантиклиналь, юго-восточная оконечность которой осложнена пережимом (рис. 69). Углы падения северо-восточного крыла — до 4°15′, юго-западного — 2°40′. Складка разбита продольными нарушениями, развитыми на крыльях с амплитудой смещения от 150 до 400 *м*. В присводовой части складки имеется также нарушение, затухающее к северо-западной периклинали. Угол наклона плоскости нарушения 70°, амплитуда на юго-востоке достигает 120 *м*. Нарушение делит структуру на два блока, из которых северо-восточный — приподнятый.

В результате бурения обнаружены три газоносные залежи.

1. В III песчаном горизонте нижнего сармата выделены три продуктивных пачки: III, IIIа и IIIб.

Горизонт	Пластовое давление, *атм*	Эффективная мощность, *м*	Эффективная пористость, %
IIIб	93,2	8,2	11,2
IIIа	87,8	1,8	11,2
III	82,2	3,0	11,2





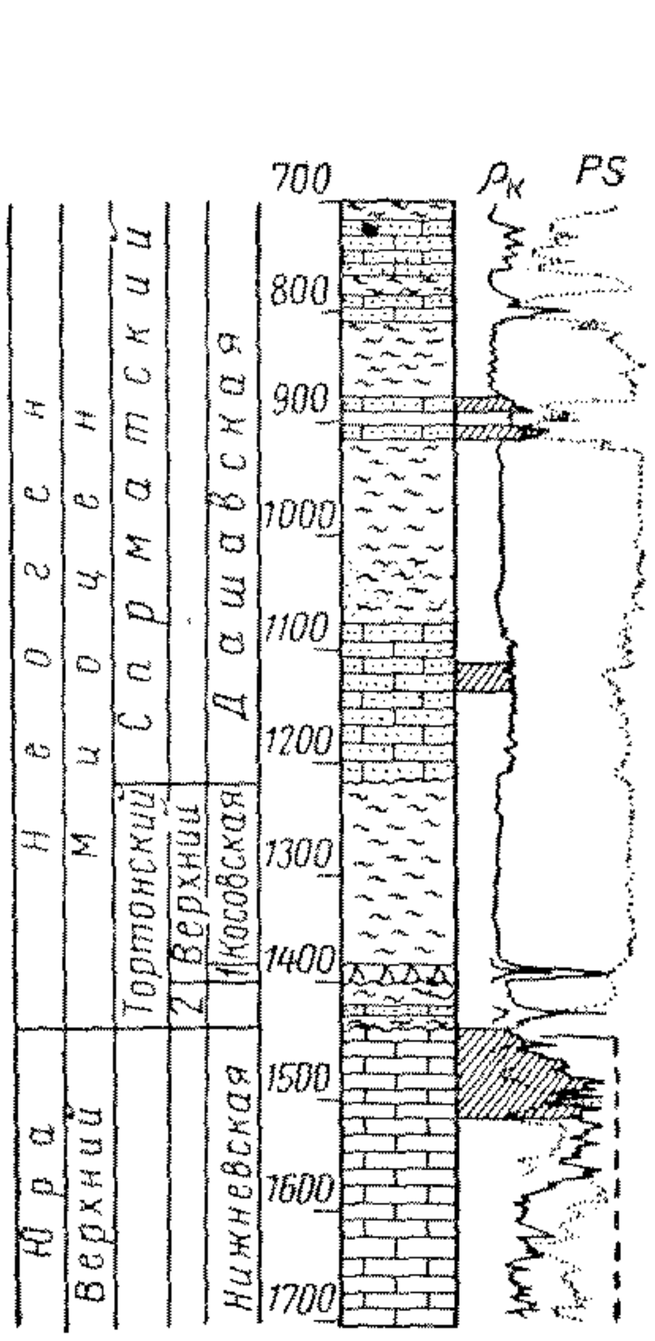




Рис. 69. Рудковское газовое месторождение. По материалам П. В. Анцупова, В. Н. Иванова, Г. И. Левина, В. И. Мясникова, П. В. Полева и авторов. (Структурная карта по кровле гипсо-ангидритовой свиты, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — известняки; *2* — песчаники; *3* — ангидриты; *4* — глины; *5* — линии разломов; *6* — изогипсы кровли гипсо-ангидритовой свиты; *7* — газоносные горизонты; *8* — скважины; *9* — контур газоносности. На разрезе: *1* — гипсо-ангидритовая свита; *2* — нижний тортон.

Газоносные залежи пластовые, линзовидные, что задержало их открытие Промышленная газоносность III горизонта установлена уже после окончания разведки двух других залежей.

2. В IV песчаном горизонте газ получен в пяти скважинах на глубине 1100—1250 *м*. Газоносная залежь пластовая. Средняя эффективная мощность 20 *м*. Пластовое давление 105,7 *атм*.

3. Юрская массивная залежь разрабатывается в 1957 г. с глубин 1300—1500 *м* 10 скважинами с суммарным свободным суточным дебитом 25 576 тыс. $м^3/сутки$. Пластовое давление снизилось с 147,6 до 140,3 *ата*. Эффективная мощность газонасыщенных известняков 75,4 *м*. Эффективная пористость 7,5%. Проницаемость 0,02—2,5 *д*. Коэффициент водонасыщенности 30%. Газо-водяной контакт установлен на отметках —1190 — —1220 *м*.

Газ мезозойской залежи по компонентному составу однороден. Основную часть его составляют углеводороды: метан 96,3%, этан 0,47%, пропан 0,29%, бутан 0,22% и пентан 0,46%; редких незначительное количество, азота 0,84%; углекислоты 0,075%. Удельный вес газа по воздуху 0,5758—0,5875 в зависимости от содержания конденсата, количество которого достигает 4 $л/м^3$. Конденсат представляет собой смесь бензиновых, лигроиновых и керосиновых фракций и имеет удельный вес 0,78.

Газ песчаных комплексов нижнего сармата содержит: метана 98,7%, этана 0,15%, пропана 0,075%, бутана 0,045%, азота 0,92% и углекислоты 0,07%. Удельный вес его 0,5612.

Водоносные горизонты встречены в сарматских отложениях на глубинах от 1065 до 1215 *м*. Воды пластовые. При бурении водоносные интервалы отмечались только при испытании газовых горизонтов. Воды принадлежат к гидрокарбонатнонатриевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе, сильно щелочные и высокоминерализованные.

При испытании юрских отложений водоносные горизонты встречены в интервале 1450—1800 *м*. Приток воды 14 $м^3/сутки$. Воды имеют высокую минерализацию — 3000—5000 $мг \cdot экв/л$, принадлежат к хлоркальциевому типу.

4. Мало-Горожанское газовое месторождение

Расположено в окрестностях сс. Большая и Малая Горожанка, Комарновского района Дрогобычской административной области, в 8 *км* к западу от г. Николаев.

Структура выявлена сейсмическими работами в 1950 г. По данным сейсмических работ, в 1951 г. пробурено пять скважин. Скважинами в интервале 490—465 *м* вскрыт песчаный комплекс нижнего тортона, содержащий промышленные запасы газа под давлением 51,4 *атм*. Одна из скважин имела свободный дебит порядка 500 тыс. $м^3/сутки$. В 1952 г. для оконтуривания вскрытой залежи в северо-северо-восточной части структуры дополнительно пробурены три скважины. Сложность геологического строения складки и ее раздробленность заставили в 1955—1956 гг. провести детальные сейсмические исследования комплексом методов.

В строении месторождения принимают участие отложения верхнего мела и миоцена.

По кровле первого отражающего горизонта структура представляет собой поднятие антиклинального типа, осложненное двумя рядами разломов: одна группа разломов протягивается с северо-запада на юго-восток, другая — сечет структуру в широтном направлении. Юго-западные разломы ограничивают глубокую депрессию, в которой не прослежено отражающего горизонта; северная группа разломов образует уступ глубиной 60—80 *м*. Результаты бурения мало изменили картину, полученную по сейсмическим данным. Наивысшая отметка опорного горизонта по скважинам установлена на 100 *м* выше, чем предполагалось по сейсмическим построениям (по сейсмическим данным — 250, а по данным бурения — 150 *м*). Таким образом, по гипсо-ангидритовому горизонту амплитуда поднятия составляет около

450 *м*. Верхнетортонские и нижнесарматские отложения моноклинально погружаются в юго-восточном направлении.

Газ приурочен к песчаникам нижнего тортона в самой приподнятой части блока. Контур газ — вода проводится по изогипсе 230 *м*. Глубина залегания продуктивного горизонта 465—490 *м*. С 1956 г. залежь эксплуатируется одной скважиной со свободным дебитом 298 тыс. $м^3/сутки$. За период эксплуатации пластовое давление снизилось с 57,5 до 56,0 *атм*. Пористость коллекторов колеблется от 2,0 до 29,2%, карбонатность — от 7,6 до 64,9%.

Химический состав газа следующий: метана 97,2%, этана 0,25%, пропана 0,15%, бутана 0,1%, пентана и высших 0,08%, углекислоты 0,15%, азота 1,55%.

Воды месторождения по химическому составу относятся к хлоридно-натриевым, хлоркальциевого типа. Содержание (в %-*экв*): $Na^{\cdot}$ 41,11—45,47; $Mg^{\cdot}$ 1,164—3,62; $Ca^{\cdot\cdot}$ 2,89—5,27; Cl' 37,05—47,59; HCO_3' 0,1—1,06; SO_4'' 3,31—11,89.

5. Опарское газовое месторождение

Расположено в Дрогобычском районе одноименной административной области, в 13 *км* к северо-востоку от г. Дрогобыча и в 18 *км* к северо-западу от г. Стрый, в окрестностях населенных пунктов Опары, Литыня, Медыничи, Довге, Ривне, Врублевцы и Рябчицы.

Постановке бурения предшествовала геологическая съемка, установившая дугообразный изгиб линии надвига стебникских отложений. Эти данные подтверждены геофизическими исследованиями. В 1938 г. началось разведочное бурение. В 1940 г. при глубине скважины 393,5 *м* (кровля I газоносного горизонта сармата) и 513 *м* (кровля III горизонта) получены фонтаны со свободным дебитом 400 тыс. $м^3/сутки$ и давлением на устье 52,9 *атм*. После Отечественной войны установлены мощные газовые залежи в IV и V, а затем и в VI горизонтах нижнего сармата.

В строении месторождения принимают участие отложения миоцена.

Месторождение представляет собой пологую антиклиналь, вытянутую в северо-западном направлении и имеющую грушевидную форму, значительно расширяющуюся к юго-востоку (рис. 70). Обе периклинали погружаются под углами от 1 до 0,5°. Юго-западное крыло падает под углами до 5°, северо-восточное у свода — под углом около 3°, выполаживаясь в дальнейшем до 1° и образуя террасовидный уступ.

Газовые горизонты представлены песчаниками с глинистыми прослоями различной мощности.

На месторождении эксплуатируется 32 скважины, из которых восемь приходится на I и II горизонты, одиннадцать — на III горизонт, три — на IV горизонт, пять — на V горизонт и пять — на VI горизонт.

I и II горизонты нижнего сармата залегают на глубине 415—493 *м*. Разрабатываются с 1938 г. Свободный суточный дебит скважин 4000 тыс. $м^3$. Пластовое давление снизилось с 36,2 до 28,6 *атм*. Эффективная мощность газонасыщенной части обоих горизонтов 30 *м*. Эффективная пористость 26,3%.

III горизонт залегает на глубине 537—576 *м*. Разрабатывается с 1940 г. Свободный суточный дебит скважин составляет 2903 тыс. $м^3$. Пластовое давление снизилось с 48,7 до 25,9 *ата*. Эффективная мощность газонасыщенной части пласта 26,8 *м*. Эффективная пористость 24,8%.

IV горизонт залегает на глубине 628—698 *м*. Разрабатывается с 1946 г. Свободный суточный дебит скважин составляет 1114 тыс. $м^3$. Пластовое давление снизилось с 56,8 до 39,6 *ата*. Эффективная мощность 37,6 *м*. Эффективная пористость 27,7%.

V горизонт залегает на глубине 734—771 *м*. Разрабатывается с 1946 г. Свободный суточный дебит скважин составляет 1407 тыс. $м^3$. Пла-

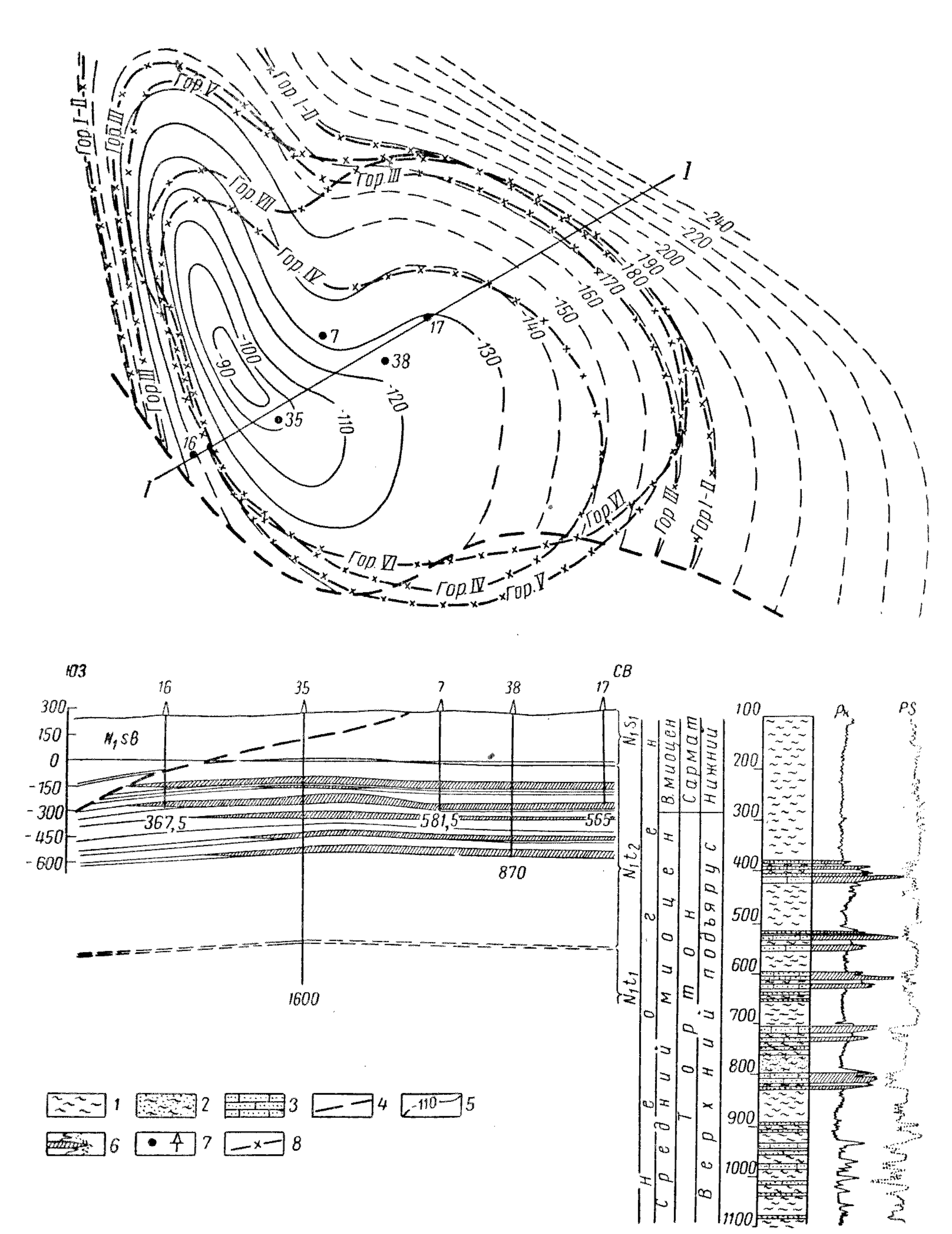


Рис. 70. Опарское газовое месторождение. По материалам Н. Д. Елина, Г. А. Баранова и авторов. (Структурная карта по кровле I горизонта нижнего сармата, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины песчанистые; *3* — песчаники; *4* — линия надвига; *5* — изогипсы кровли I горизонта; *6* — газоносные горизонты; *7* — скважины; *8* — контуры газоносности.

стовое давление снизилось с 67,7 до 35,5 *ата*. Эффективная мощность 20,6 *м*. Эффективная пористость 15,4%.

VI горизонт залегает на глубине 833—870 *м*. Разрабатывается с 1947 г. Свободный суточный дебит 1306 тыс. $м^3$. Пластовое давление за период эксплуатации упало с 74,8 до 28,3 *ата*. Эффективная мощность 21,5 *м*. Эффективная пористость 17,9%.

Газ месторождения сухой, состоит из метана и очень незначительного количества более тяжелых углеводородов, углекислоты и азота. Средний химический состав его следующий:

Горизонт	Уд. вес по воздуху	Средний состав, % об.						
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	N_2
I	0,5698	97,95	0,13	0,05	0,05	0,03	0,10	1,44
II	0,5728	98,48	0,09	0,02	0,09	0,04	0,07	1,30
III	0,5663	98,06	0,18	0,04	0,05	0,03	0,90	1,50
IV	0,5684	98,35	0,16	0,07	0,11	0,04	0,12	1,30
V	0,5731	98,40	0,15	0,04	0,04	0,05	0,30	1,40
VI	0,5709	98,01	0,20	0,07	0,07	0,03	0,40	1,40

Газовые залежи подпираются контурными водами. Высота этажа газоносности: по I горизонту 93 *м*, по II — 25 *м*, по III — 80 *м*, по IV — 45 *м*, по V — 50 *м*, по VI — 57 *м*.

6. Бильче-Волицкое газовое месторождение

Расположено на границе Николаевского и Стрыйского районов Дрогобычской административной области, в окрестностях сс. Бильче, Волица, Пасечная и др., в 16 *км* к северо-северо-востоку от г. Стрый.

Электроразведочными работами в районе ж.-д. станции Бильче-Волица в 1936 г. установлен антиклинальный перегиб. Электроразведкой и сейсмическими работами в 1947—1948 гг. выявлено пологое поднятие северо-западного простирания. В 1948 г. в своде электроразведочного поднятия заложена первая скважина, прошедшая, как выяснилось, по юго-восточной периклинали складки. При испытании интервалов 1054—1051 *м* и 1020—1013 *м* получен газовый фонтан при свободном дебите порядка 15 000 тыс. $м^3/сутки$ и статическом давлении до 95 *атм*. Всего на площади пробурено 25 разведочных скважин, из которых в эксплуатации находится 22.

В строении месторождения принимают участие отложения юры, верхнего мела и миоцена.

По меловым отложениям складка представляет собой брахиантиклиналь (рис. 71), осложненную на северо-западной оконечности в области северного крыла прогибом. Прогиб образован в виде грабена, опущенного по двум сбросам с амплитудой 80 *м*. Углы падения юго-западного крыла и северо-западного погружения не превышают 2°, северо-восточного крыла 5—6° и юго-восточной периклинали 2,0—2,5°. Нижне- и верхнетортонские отложения, залегающие на размытой поверхности меловых, в основном сохраняют те же черты строения, но имеют более пологое залегание. Структурный план отложений нижнего сармата характеризуется пологим моноклинальным залеганием слоев с наклоном к северо-востоку.

Залежь газа приурочена к верхнемеловым тонко- и мелкозернистым известковистым песчаникам, выделенным в XVI газоносный горизонт в интервале 986—1280 *м*. Горизонт на месторождении разрабатывается с 1949 г. Пластовое давление снизилось с 102,6 до 79,1 *атм*. Первоначальный этаж газоносности составлял 130 *м*. Контакт газ — вода с 1949 по 1958 г. поднялся с —800 до —785 *м*. Суммарный свободный дебит скважин составляет

61 496 тыс. *м³/сутки*. Эффективная мощность горизонта 120 *м*. Эффективная пористость 21,0%.

Химический состав газа (в % об.) следующий: метана 97,57, этана 0,24, пропана 0,1, бутана 0,058, пентана 0,072, углекислоты 0,31, азота 1,65; содержание инертных газов ничтожно. Удельный вес газа 0,569.

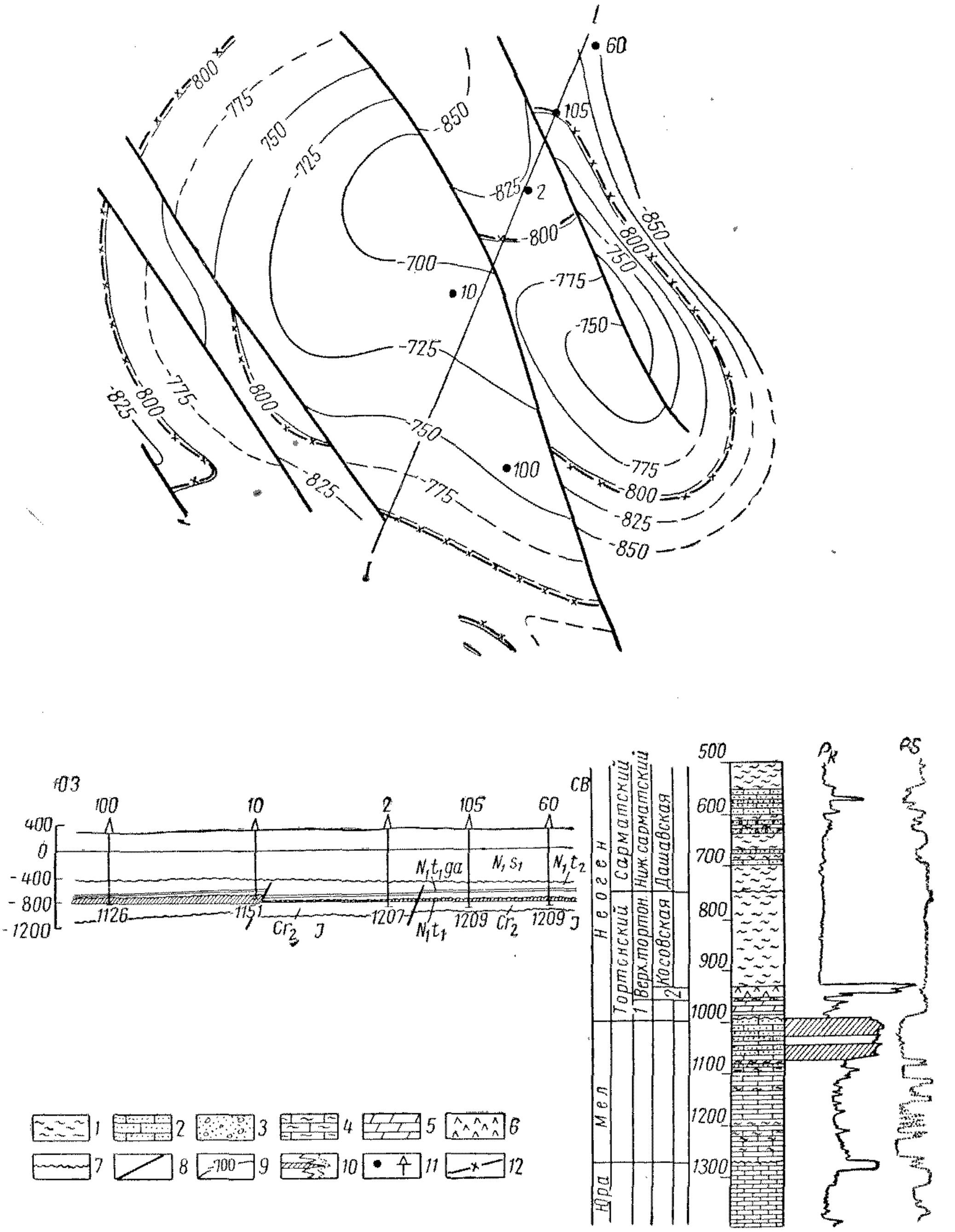


Рис. 71. Бильче-Волицкое газовое месторождение. По материалам Н. Д. Елина, Г. А. Баранова и авторов. (Карта рельефа поверхности XVI продуктивного горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — песчаники; *3* — галечники; *4* — глинистый известняк; *5* — мергели; *6* — ангидрит; *7* — границы несогласий; *8* — линии разломов; *9* — изогипсы поверхности XVI горизонта; *10* — газоносные горизонты; *11* — скважины; *12* — контур газоносности. На разрезе: *1* — нижний тортон; *2* — гипсо-ангидритовая свита.

С начала разработки месторождения наблюдался вынос в небольшом количестве конденсата, который затем постепенно прекратился.

Пластовые воды приурочены к песчанистым горизонтам нижнего сармата, верхнего и нижнего тортона и верхнего мела. В водах (в %-*экв*.) содержится: натрия 44,27—48,54, кальция 1,14—3,73, магния 0,15—1,96, хлора 47,54—49,79, SO_4 0,16—1,79, HCO_3 0,05—0,67. Воды относятся к хлор-натриевым, хлоркальциевого типа. Удельный вес 1,017—1,043.

7. Угерское газовое месторождение

Расположено в районе сс. Угерско, Пятничаны и Вовня, Дрогобычской административной области, в 8 *км* к северу от г. Стрый и в 5 *км* к северо-западу от месторождения Дашава.

В 1936 г. с целью доразведки Дашавского месторождения пробурена первая скважина, вскрывшая сильно заглинизированные породы без признаков газа. Затем были пробурены еще три скважины, которые также оказались за контуром газоносности и не дали промышленных притоков газа. Скважина, пробуренная в годы немецко-фашистской оккупации в 9 *км* от окраины г. Стрый, у шоссе Стрый — Львов, была взорвана фашистами при их отступлении, но в 1945 г. восстановлена и введена в эксплуатацию. Свободный дебит скважины составляет до 340 тыс. *м*^{3}/*сутки*, статическое давление на устье 34 *атм*. Другая скважина, пробуренная в 1946 г., вскрыла газоносные песчаники XVI горизонта, называвшиеся угерскими. В ноябре вследствие разгазирования глинистого раствора ударил мощный фонтан, сорвавший превентер и выбросивший 6-дюймовые бурильные трубы. Свободное фонтанирование продолжалось в течение года и привело к потерям газа по приблизительным подсчетам в объеме свыше 3 млрд. *м*^{3}. При ликвидации фонтана пробурены две наклонные скважины, одна из которых в ноябре 1947 г. введена в эксплуатацию со свободным дебитом 234 000 тыс. *м*^{3}/*сутки*; в результате аварии фонтанирование скважины прекратилось. Во второй скважине получен свободный дебит 21 000 тыс. *м*^{3}/*сутки*. Всего на месторождении пробурено 37 разведочных скважин, из которых 26 находятся в эксплуатации. В 1950—1963 гг. для уточнения строения структуры проведены сейсмические работы методом отраженных волн.

В строении месторождения принимают участие отложения мела, миоцена и четвертичной системы.

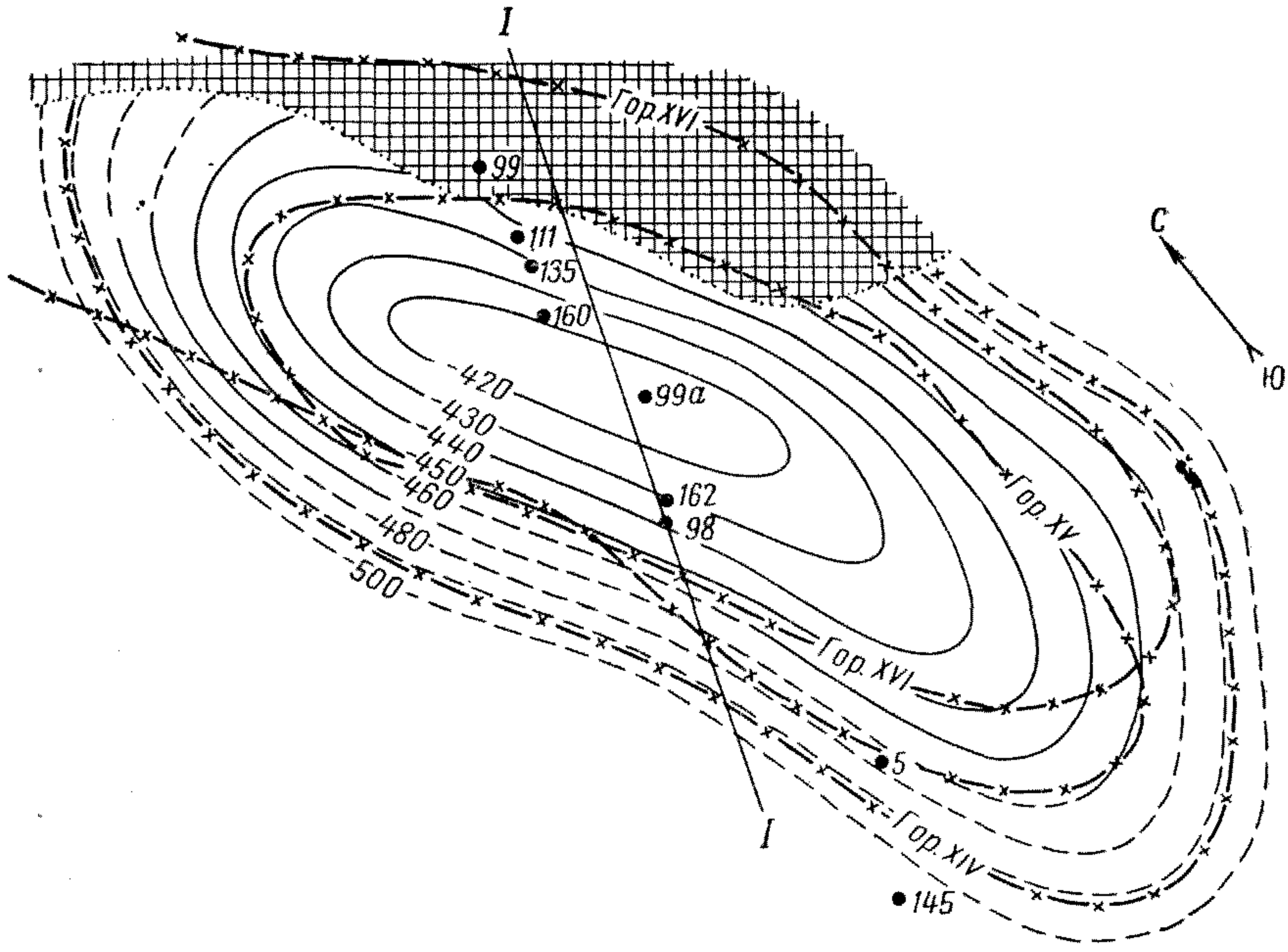
На сарматские отложения с юго-запада надвинуты стебникские, перекрывающие почти половину структуры. Надвинутые породы сильно перемяты. Месторождение приурочено к брахиантиклинали (рис. 72) с осью, вытянутой в северо-северо-западном направлении. Углы падения крыльев: юго-западного 7°, северо-восточного 5°. Юго-западное крыло складки по отложениям нижнего тортона и верхнего мела осложнено продольным сбросом с амплитудой около 70 *м*; северо-восточное крыло также нарушено сбросом того же направления с амплитудой 40 *м*. Между сбросами находится участок, приподнятый в виде горста. Простирание оси складки по песчаникам нижнего сармата, параллельное общекарпатскому, на 30° отклоняется от простирания оси складки по породам нижнего тортона.

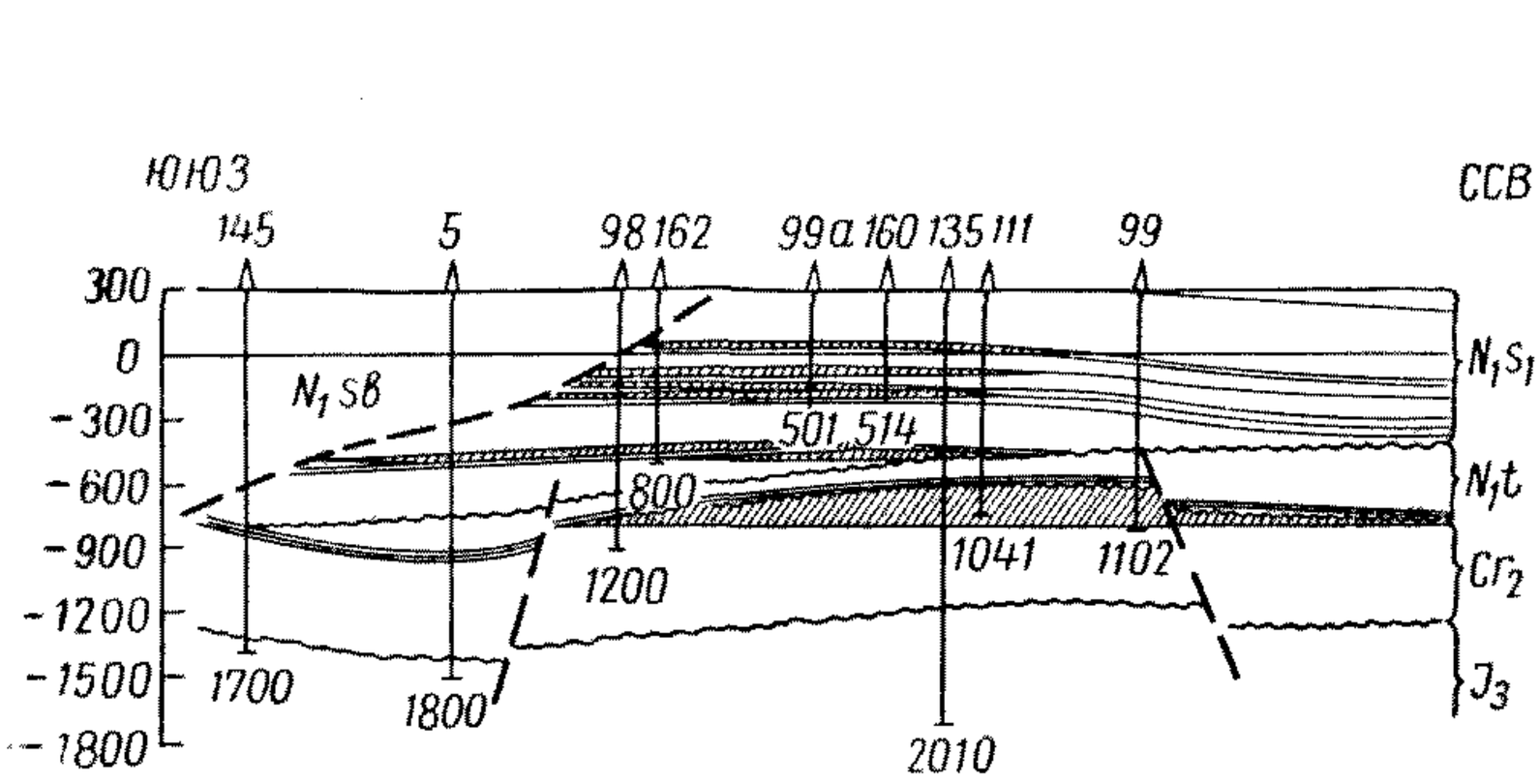
Из 17 песчаных горизонтов, выделяемых в разрезе месторождения, восемь содержат газовые залежи; из них XVI горизонт верхнемеловой, XV, XIV, V — VI, III — IV и II горизонты — нижнесарматские. XVI горизонт отделен от вышележащих 20-метровой пачкой мергелей нижнего тортона и 15-метровым гипсо-ангидритовым пластом.

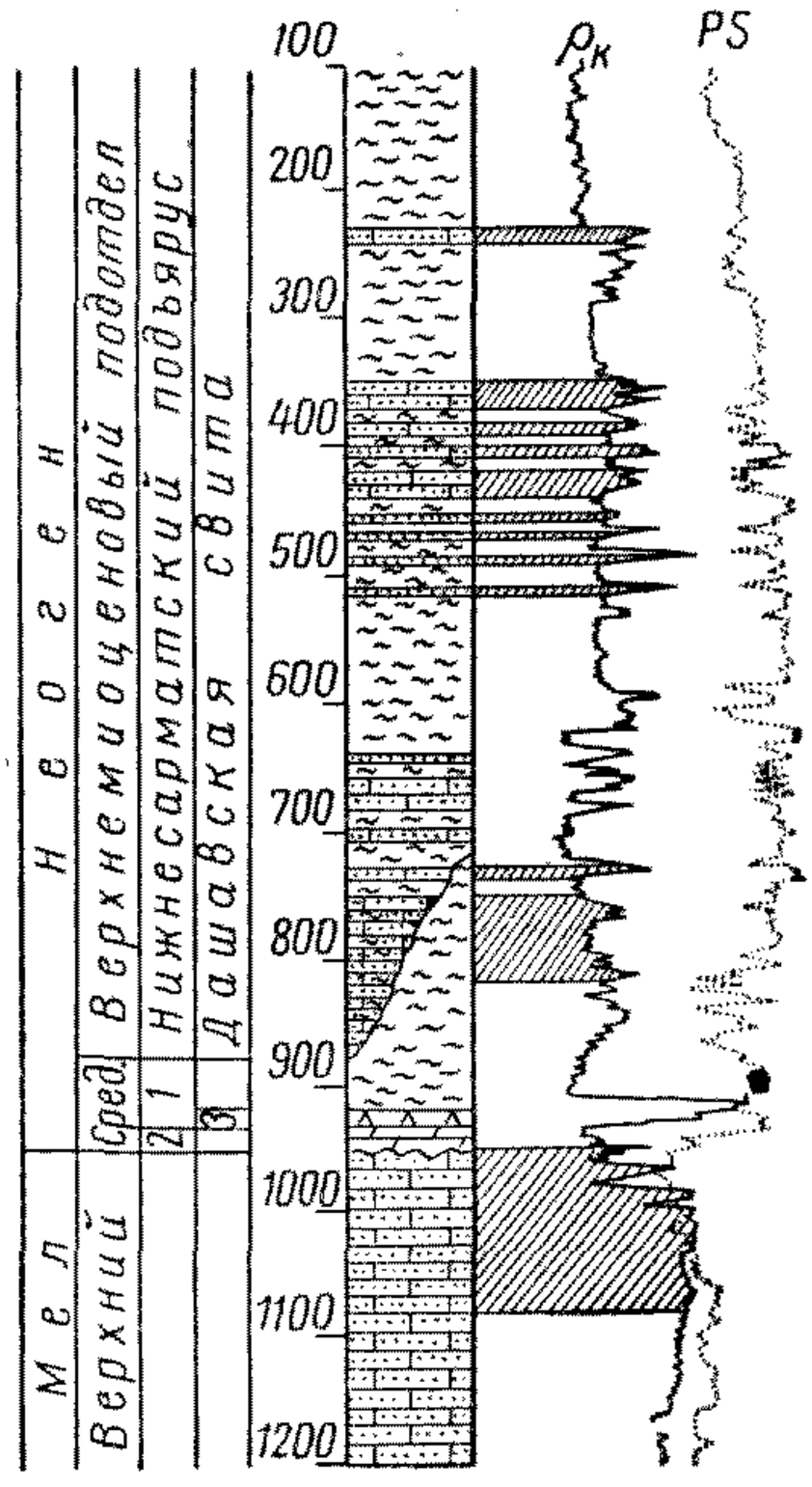
II горизонт залегает на глубине 230—248 *м* и разрабатывается одной скважиной с 1952 г. Пластовое давление снизилось с 20,8 до 19,3 *атм*. Свободный дебит 400 тыс. *м*^{3}/*сутки*. Эффективная мощность 4,2 *м*. Средняя эффективная пористость 17,3%. Температура пласта 14,5° С.

III — IV горизонты залегают на глубине 349—410 *м* и разрабатываются с 1948 г. совместно одной скважиной. Пластовое давление снизилось с 32,7 до 24,5 *атм*. Свободный суточный дебит скважины 250 тыс. *м*^{3}. Эффективная мощность обоих горизонтов 16,5 *м*. Средняя эффективная пористость 17,3%. Температура пластов 17,5° С.

V — VI горизонты залегают на глубине 455—490 *м* и разрабатываются совместно с 1952 г. Пластовое давление за это время снизилось с 44,5 до 23,0 *атм*. В эксплуатации находится пять скважин с суммарным сво-







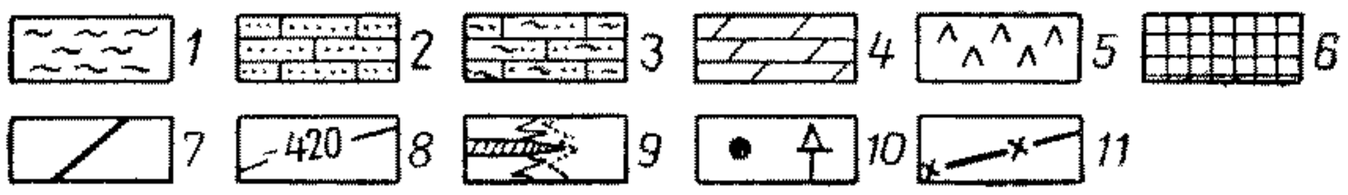


Рис. 72. Угерское газовое месторождение. По материалам Н. Д. Елина, Г. А. Баранова, В. В. Бреславского, Н. В. Смирновой и авторов. (Структурная карта по кровле XIV горизонта нижнего сармата, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — песчаники; *3* — песчаники глинистые; *4* — мергели; *5* — ангидриты; *6* — заглинизированные участки; *7* — линии надвигов и разломов; *8* — изогипсы кровли XIV горизонта; *9* — газоносные горизонты; *10* — скважины; *11* — контуры газоносности. На разрезе: *1* — верхний тортон; *2* — нижний тортон; *3* — гипсо-ангидритовая свита.

бодным суточным дебитом 1800 тыс. $м^3$. Эффективная мощность пластов 11,0 *м*. Средняя эффективная пористость 16,5%. Температура пластов 20,3° С.

XIV горизонт залегает на глубине 730—739 *м* и разрабатывается с 1952 г. В эксплуатации находится четыре скважины с суммарным свободным суточным дебитом 4500 тыс. $м^3$. Пластовое давление снизилось с 72,3 до 48, 0 *атм*. Эффективная мощность 4,5 *м*. Средняя эффективная пористость 21,2%. Температура пласта 29,0° С.

XV горизонт залегает на глубине 750—785 *м* и разрабатывается с 1948 г. В эксплуатации находится только одна скважина со свободным среднесуточным дебитом 2500 тыс. $м^3$. За время эксплуатации пластовое давление снизилось с 73,6 до 63,0 *атм*. Эффективная мощность горизонта 14,5 *м*. Средняя эффективная пористость 18%. Температура пласта 29,4° С.

XVI горизонт залегает на глубине 951—1080 *м*. Этаж газоносности его превышает 190 *м*. Горизонт разрабатывается с 1946 г. 14 скважинами с суммарным свободным суточным дебитом свыше 34 000 тыс. $м^3$. Пластовое давление снизилось с 94,3 до 41,8 *атм*. Эффективная мощность горизонта от 0 до 186 *м*. Эффективная пористость 22,9%. Температура пласта 38° С. Газо-водяной контакт находится на отметках —806 — —810 *м*.

Химический состав газа во всех газоносных горизонтах однотипный: метана 99,38%, этана 0,22%, пропана 0,03%, бутана 0,2%, пентана и высших 0,14%, углекислоты 0,2%; азот и редкие газы отсутствуют.

С начала разработки из XIV, XV и XVI горизонтов наблюдалось выпадение конденсата в сепараторах в количестве 1,5—2,0 *л* на 1000 $м^3$ газа. Постепенно в результате падения пластового давления количество выпадающего конденсата уменьшилось и в настоящее время его нет совершенно. Удельный вес газа по воздуху 0,557.

8. Дашавское газовое месторождение

Расположено в окрестностях сс. Дашава, Гельсендорф, Загирче, Иосиповичи, Ходовичи, Стриганичи, Стрыйского района, Дрогобычской административной области.

В конце 20-х годов скважина, пробуренная в с. Гельсендорф на соль, дала промышленный приток газа и была заброшена. В 1920 г. с глубины 395 *м* из скважины со свободным суточным дебитом 14 тыс. $м^3$ получен приток газа. После непродолжительной эксплуатации она была углублена до 756,7 *м* и дала приток газа при свободном дебите порядка 320 тыс. $м^3/сутки$ и давлении на устье 61 *атм*. Систематическое разбуривание месторождения началось в 1927 г.; свободные начальные дебиты скважин колебались от 430 до 575 тыс. $м^3/сутки$ при давлениях на устье от 50 до 63 *атм*. Выше основного газового горизонта установлены менее продуктивные (средние и мелкие) горизонты, содержащие газ в песчаных линзах; они разбуривались самостоятельной сеткой скважин. С 1931 по 1947 г. строение месторождения систематически изучалось геофизическими методами.

В строении месторождения принимают участие отложения юры, верхнего мела и миоцена.

В юго-западной части месторождения на нижнесарматские отложения надвинуты породы стебникской свиты среднего миоцена. Поверхность надвига наклонена к юго-западу под углами до 20°. Отложения дашавской свиты смяты в очень пологую складку, осложненную на южном крыле прогибом, отделяющим небольшое куполовидное поднятие; прогиб находится в районе с. Дашава и имеет почти широтное простирание при глубине до 15 *м*.

Простирание структуры (рис. 73) северо-западное. Наиболее полно изучено юго-западное крыло складки. Наклоны крыльев составляют 1—3° в присводовой части и увеличиваются до 15—20° с удалением от нее.

Газоносны песчаники дашавской свиты нижнего сармата. Основными объектами разработки являются нижний и верхний горизонты главной

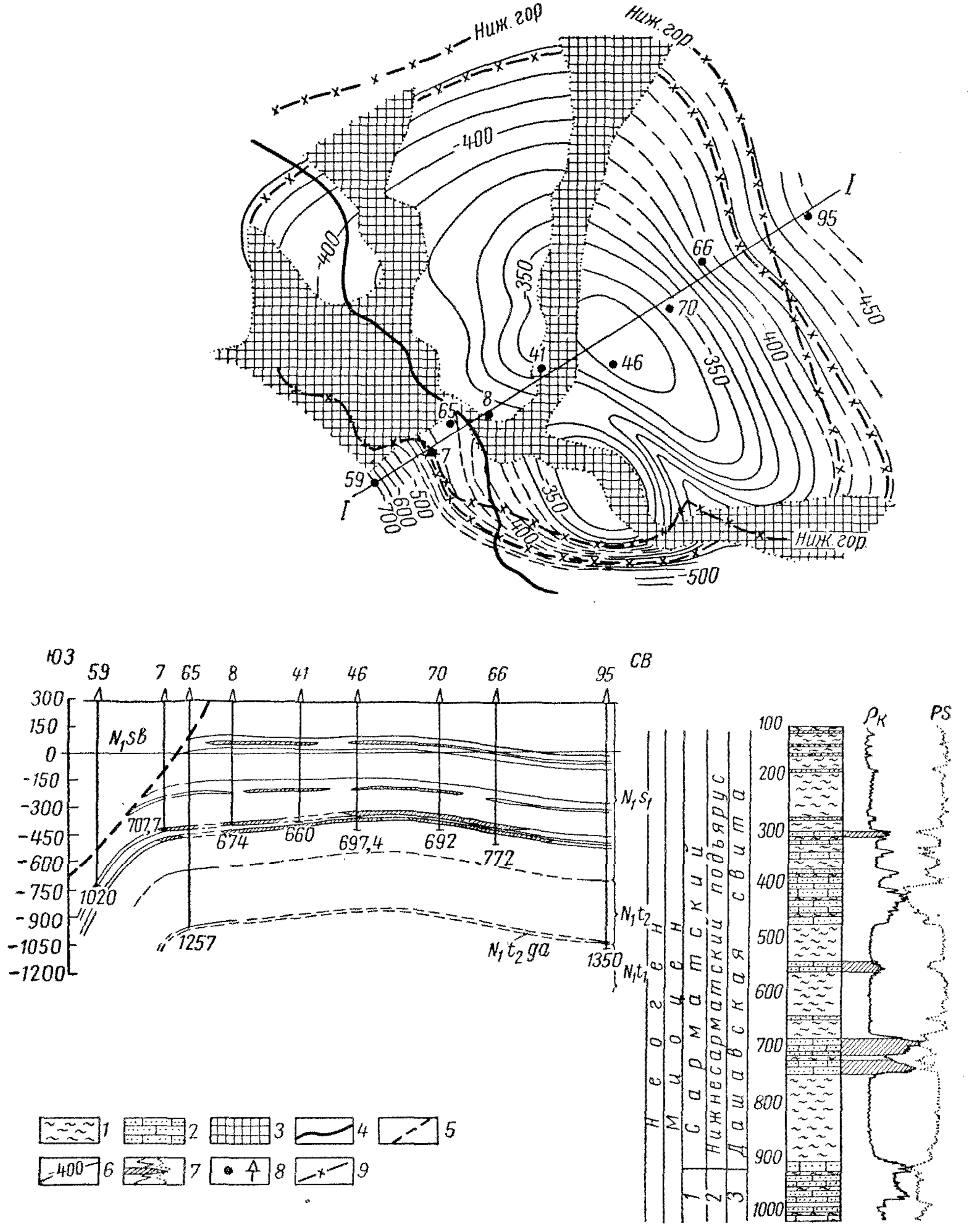


Рис. 73. Дашавское газовое месторождение. По материалам Н. Д. Елина, Г. А. Баранова и авторов. (Структурная карта по кровле верхнего горизонта главной газоносной толщи, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — песчаники; *3* — заглинизированные участки; *4* — проекция фронта надвига стебникской свиты на сармат; *5* — линия надвига; *6* — изогипсы кровли верхнего горизонта; *7* — газоносные горизонты на разрезе; *8* — скважины; *9* — контуры газоносности. На разрезе: *1*, *2* — верхний тортон; *3* — косовская свита.

газоносной толщи, залегающие на глубине 666—736 *м*. Мелкие и средние горизонты залегают на глубине 280—575 *м*. Все горизонты имеют буквенную номенклатуру.

Главная газоносная толща состоит из двух песчано-глинистых комплексов, разобщенных глинистой пачкой мощностью около 20 *м*. Песчано-глинистые комплексы не выдерживаются по мощности и часто выклиниваются. Мощность отдельных песчаных прослоев редко превышает 1 *м*. Общая мощность песчаников в каждом из комплексов не превышает 50 *м*. Пески тонко- и среднезернистые, слоистые, с обуглившимися растительными остатками. Общая мощность главной газоносной толщи около 110 *м*. Начальные свободные дебиты составляли 750—1300 тыс. *м³/сутки*.

Верхний горизонт главной газоносной толщи делится на три линзовидные залежи: Д — Д1, Е и Ж.

Залежь Д — Д1 открыта в 1927 г. Начальное пластовое давление составляло 49,8 *ата*. Начальные дебиты от 49 до 1173 тыс. *м³/сутки*. За время разработки пластовое давление снизилось до 11,1 *ата*. Залежь эксплуатируется 14 скважинами.

Залежь Е разрабатывается с 1943 г. девятью скважинами. Начальные свободные дебиты отдельных скважин колебались от 134 до 886 тыс. *м³/сутки*. Пластовое давление снизилось с 52,7 до 12,3 *ата*.

Залежь Ж разрабатывается с 1930 г. Начальные свободные дебиты изменялись от 112 до 608,8 тыс. *м³/сутки*. Пластовое давление снизилось с 57,1 до 33,2 *ата*. Эксплуатируется четырьмя скважинами.

Средние горизонты разрабатываются с 1930 г. Начальные дебиты скважин колебались от 33,1 до 166,0 тыс. *м³/сутки*.

Мелкие горизонты разрабатываются с 1934 г. Начальные свободные дебиты скважин составляли от 10,8 до 785,0 тыс. *м³/сутки*.

Средние и мелкие горизонты разрабатываются совместно восемью скважинами. Пластовое давление в них снизилось с 36,9 до 18,6 *ата*. Параметры песчанистых коллекторов изучены слабо.

В нижнем горизонте главной газоносной толщи выделяются линзовидные залежи: А, А1, А2, Б, В и Г.

Залежь А разрабатывается с 1924 г. Свободные дебиты скважин не превышали 432—576 тыс. *м³/сутки* при начальном пластовом давлении 66,3 *ата*.

Залежь А1 разрабатывается с 1924 г. тремя скважинами. Максимальный свободный дебит равнялся 452 тыс. *м³/сутки* при пластовом давлении 53,2 *ата*.

Залежь А2 разрабатывается с 1937 г. четырьмя скважинами, начальные дебиты которых равнялись от 10,4 до 228, 2 тыс. *м³/сутки* при давлении 45,5 *ата*.

Все три залежи разрабатываются девятью скважинами. За время разработки пластовое давление в скважинах снизилось до 16,9 *ата*.

Залежь Б разрабатывается с 1934 г. двумя скважинами. Начальные свободные дебиты составляли 28,8 и 360 тыс. *м³/сутки*. Пластовое давление за время разработки снизилось с 50,4 до 20,7 *ата*.

Залежь В вскрыта в 1939 г. одной скважиной с начальным свободным дебитом 383 тыс. *м³* при пластовом давлении 68,0 *ата*. Пластовое давление снизилось до 28,8 *ата*. В связи с появлением воды залежь не разрабатывается.

Залежь Г — одна из больших линз нижнего горизонта, вскрытая в 1947 г. Разрабатывается тремя скважинами. Пластовое давление снизилось с 64 до 12,9 *атм*. Начальные свободные дебиты составляли 750—1300 тыс. *м³/сутки*.

Газ месторождения метановый (98,3—99,8%); в качестве компонентов входят гомологи метана, углекислота, кислород и воздух. Характеристика газа следующая:

Горизонт	Уд. вес	%				% об.				
		CO_2	O_2	N_2	углеводородов	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} и высшие
А	0,5627	0,3	0,36	1,73	97,95	98,83	0,41	0,11	Следы	0,35
$А_1$	0,5615	0,54	0,38	1,82	97,64	98,7	0,35	0,115	0,04	0,255
$А_2$	0,5584	0,25	0,35	1,67	98,08	99,4	0,18	Следы	—	0,17
Б	0,5593	0,44	0,7	3,33	96,24	99,14	0,17	»	0,06	0,2
В	0,5572	0,25	0,3	1,43	98,32	99,36	0,23	0,04	—	0,12
Г	0,5587	0,14	0,33	1,60	98,24	99,27	0,24	0,07	0,02	0,26
$Д_1$—$Д_1$	0,5581	0,43	0,6	2,85	96,734	99,2	0,19	0,06	0,01	0,16
Е	0,5571	0,2	0,57	2,71	97,09	99,47	0,14	0,02	—	0,17
Ж	0,5575	0,4	0,44	2,09	97,53	99,3	0,17	0,02	—	0,11
Среднее	0,5574	0,24	0,27	1,29	98,49	99,54	0,12	Следы	—	0,11

В 1949 г. контакт газ — вода для нижнего горизонта главной газоносной толщи проводился по абсолютной отметке —485 *м* и для верхнего — по отметке —427 *м*. В залежи Г, по данным НГК, проведенного в 1958 г., контакт газ — вода отмечен по абсолютной отметке —453 *м*.

Большинство залежей имеет пластовую воду. Водоносные горизонты, приуроченные к песчанистым прослойкам дашавской свиты, обладают значительным напором. Контур залежи Д — $Д_1$ установлен на глубине 1000—1100 *м*, статический уровень воды — на глубине 107 *м*. Многие скважины обводняются за счет поверхностных вод, что значительно осложняет разработку месторождения.

Пластовые воды, окаймляющие газовые залежи, по химическому составу относятся к хлориднокальциевому типу и имеют удельные веса, колеблющиеся от 1,0106 до 1,072 при минерализации 23 060—44 300 *мг/л*.

9. Кадобненское газовое месторождение

Расположено в окрестностях сс. Кадобно, Баличи и Болехов, на границе Калушского и Войниловского районов, Ивано-Франковской административной области.

Структура выявлена в 1940 г. электроразведочными работами методом ВЭЗ. На структурной карте по гипсо-ангидритовому горизонту ясно выражены три поднятия — Дашавское, Болоховское и Кадобненское. В дальнейшем структура подтверждена сейсмическими исследованиями. В 1952 г. начато глубокое разведочное бурение. Всего пробурена 21 скважина. В результате бурения выявлены геологическое строение, стратиграфия и газоносность нижнесарматских и верхнетортонских отложений; установлена водоносность нижнетортонских, меловых и юрских отложений.

В строении месторождения принимают участие отложения юры, мела, неогена, гельветский, тортонский и сарматский ярусы.

Тектонически структура по отложениям юры и мела представляет брахиантиклиналь (рис. 74), осложненную сбросом северо-западного простирания с амплитудой от 120 до 200 *м*. Сброс захватывает юрские, меловые, нижне- и верхнетортонские отложения. По нижнесарматским отложениям он не прослеживается.

Нижнетортонские отложения повторяют рельеф размытой поверхности осадков верхнего мела. По гипсо-ангидритовому горизонту это также брахиантиклиналь, разделенная сбросом на два блока с самостоятельными сводами: юго-западным и северо-восточным. Углы падения юго-западного блока 3—7°, северо-восточного — более крутые, достигающие на периклинали 12°. Амплитуда поднятия юго-западного блока 225 *м*, северо-восточного 400 *м*.

Залегающая выше косовская свита верхнего тортона в общем повторяет структуру гипсо-ангидритового горизонта. В ней наблюдается выполаживание углов падения к периклинальным частям и уменьшение мощности отло-

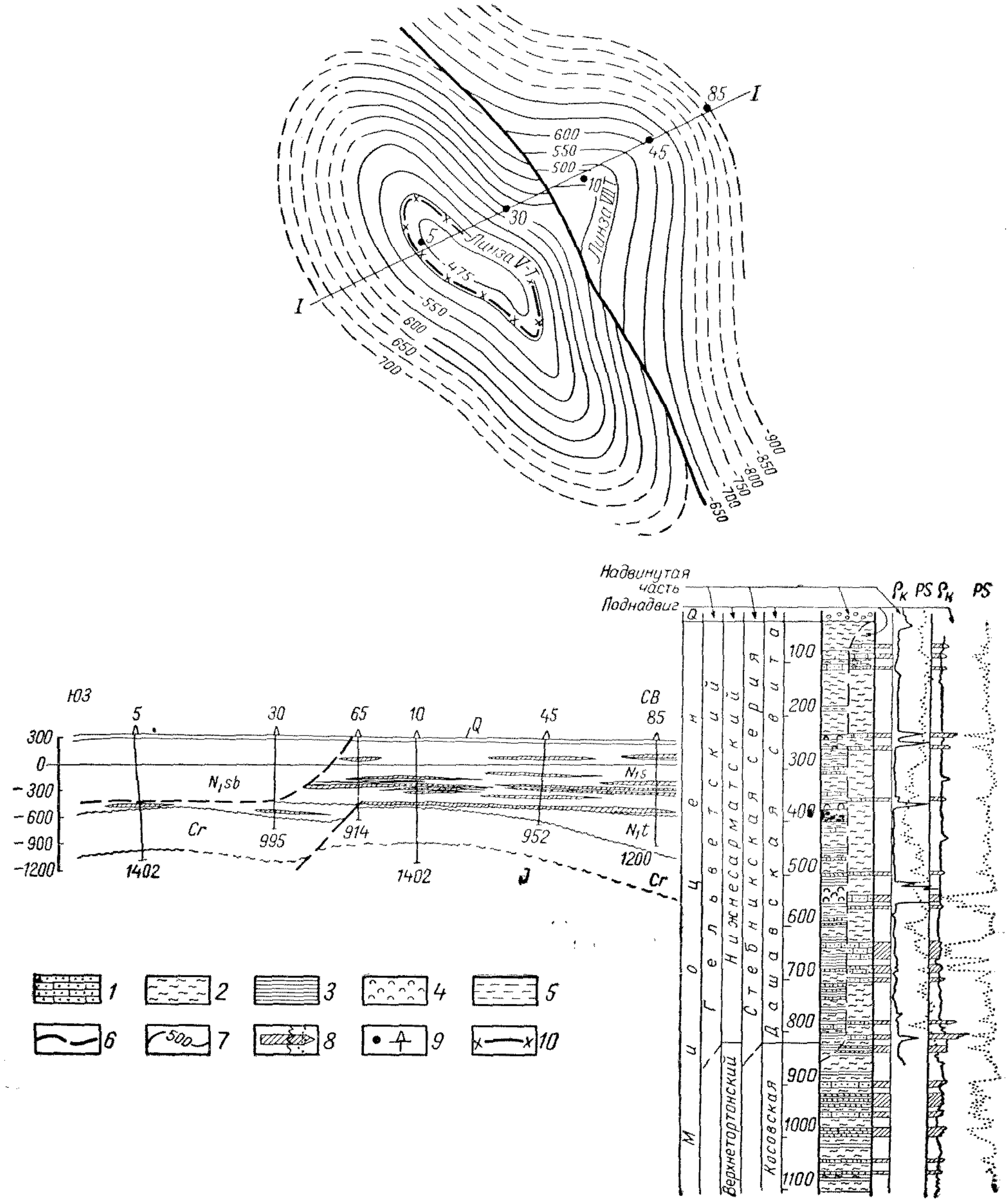


Рис. 74. Кадобненское газовое месторождение. По материалам В. П. Баньковского, И. М. Дубицкого, Я. Р. Морозовича, И. М. Удут, В. И. Иванова, Г. Г. Епихова и авторов. (Структурная карта по кровле гипсо-ангидритового горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — песчаники; *2* — глина; *3* — сланцы; *4* — соль; *5* — алевролиты; *6* — линии надвигов и разломов; *7* — изогипсы кровли гипсо-ангидритового горизонта; *8* — газоносные горизонты; *9* — скважины; *10* — контуры газоносности.

жений к своду складки. Углы падения размытой поверхности верхнего тортона 2—3°; поверхность размыва имеет форму пологой брахиантиклинали,

срезанную в юго-западной части надвигом стебникских слоев; песчаники верхнего тортона залегают линзообразно. Нижнесарматские отложения также по поверхности размыва имеют форму очень пологой брахиантиклинали с песчаниками, залегающими в виде линз.

Промышленная газоносность приурочена к отложениям нижнего сармата и верхнего тортона, в которых выделяется ряд небольших, насыщенных газом, линз песчаников.

В сарматских отложениях установлено 29 линзовидных залежей газа. Линзы имеют порядковые номера с индексом «с» (сармат). Из 34 линз газоносны 29: 1-с, 2-с, 3-с, 4-с, 5-с, 6-с, 7-с, 9-с, 10-с, 11-с, 13-с, 15-с, 16-с, 17-с, 19-с, 21-с, 22-с, 23-с, 24-с, 25-с, 26-с, 27-с, 28-с, 29-с, 30-с, 31-с, 32-с, 33-с, 34-с. Контакт газ — вода установлен только в 9 линзах на отметках: 17-с —265,5 *м*; 22-с —277,5 *м*; 23-с —323 *м*; 24-с —379 *м*; 25-с —322 *м*; 27-с —354 *м*; 28-с —431 *м*; 30-с —400 *м*; 33-с —430,5 *м*.

Свободный дебит скважин, вскрывших отдельные линзы, колеблется от незначительного до 2500 тыс. $м^3/сутки$. Средневзвешенная эффективная мощность линз по месторождению составляет 0,5—3,15 *м*.

В отложениях верхнего тортона выделяется семь линзовидных залежей, нумеруемых, так же как и предыдущие, но с индексом «т»: 1-т, 2-т, 3-т, 4-т, 5-т, 6-т и 7-т. Дебиты газа в отдельных линзах колеблются от непромышленных до 1549 тыс. $м^3/сутки$. Средневзвешенная эффективная мощность линз составляет 1,25—4,7 *м*. Давление в линзах колеблется от 72,1 до 73,6 *атм*.

Частично обводненными в юго-западном блоке оказались линзы 1-т с контактом газ — вода на отметке —449 *м* и 5-т на отметке —499,5 *м*; в северо-восточном блоке линза 5-т обводнена полностью; в линзе 7-т контур газ — вода установлен на отметке —475 *м*.

По химическому составу газ почти однороден: метана 92,5—99,6%, этана, пропана, бутана, пентана и высших углеводородов 7,5—0,4% при сравнительно низком, как правило, содержании CO_2 и N_2; C_2H_6 0,09—0,19; C_3H_8 0,06—0,22; C_4H_{10} 0,04—0,16; C_5H_{12} и высших 0,02—0,32; CO_2 0,1—0,33; N_2 1,16—6,3. Удельный вес газа по воздуху 0,5594—0,5841.

Пластовые воды установлены в отложениях юры, мела, тортона и сармата.

Водоносные горизонты юрских и меловых отложений вскрыты четырьмя скважинами. Воды высоконапорные с различной степенью минерализации. С глубиной минерализация увеличивается, а напор уменьшается, по-видимому, за счет повышения удельных весов.

Удельный вес вод юрских отложений 1,0331—1,0504. Химический состав (в *мг-экв/л*): $Na^{\cdot}$ и $K^{\cdot}$ 21 936,0—29 722,0; $Ca^{\cdot\cdot}$ 3208,0; $Mg^{\cdot\cdot}$ 275,18—738,66; Cl' 365,65—49 700,0; SO_4'' 2180,38—2583,59; HCO_3'' 122,0.

Удельный вес вод меловых отложений 1,0175—1,0316. Химический состав (в *мг-экв/л*): $Na^{\cdot}$ и $K^{\cdot}$ 10 848,0—16 320,0; $Ca^{\cdot\cdot}$ 646,6—1884,7; $Mg^{\cdot\cdot}$ 240,24—580,9; Cl' 15 975—27 357,5; SO_4'' 2386,12—2521,8; HCO_3' 122,0—244,0.

Воды тортонских отложений приурочены к маломощным пропласткам песчаников и песков, залегающих в линзах. В более мощных прослоях вода обычно подпирает газовые залежи. Исключением является линза 8-т, полностью обводненная. Воды имеют различную степень минерализации и различные статические уровни, как правило, устанавливающиеся на глубинах от 60 до 155 *м* от устья скважин. Удельный вес воды 1,0745. Химический состав (в *мг-экв/л*): $Na^{\cdot}$ и $K^{\cdot}$ 44 016,0; $Ca^{\cdot\cdot}$ 5132,8; $Mg^{\cdot\cdot}$ 2139,7; Cl' 74 466,0; SO_4'' 32,91; HCO_3'' 244,0.

В сарматских отложениях воды также залегают в линзах. О гидростатических напорах можно судить только по одному замеру, когда статический уровень установился на глубине 120 *м* от устья. Удельный вес воды 1,0170—1,0475. Химический состав (в *мг-экв/л*): $Na^{\cdot}$ и $K^{\cdot}$ 9168,0—23064,0; $Ca^{\cdot\cdot}$ 1363,4—3849,6; Mg 66,36—1585,8; Cl' 14 555,0—45 388,8; SO_4'' 90,5—2059,4; HCO_3'' 146,4—146,6.

В стебникских отложениях водоносные горизонты встречены на глубинах 636—654 *м*, 690—739 *м* и 752—767 *м*.

По химическому составу воды различных горизонтов однотипные, но по степени минерализации резко различаются. В основном это высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Только в одной скважине при испытании отложений верхнего мела в интервале 820—840 *м* получены воды хлормагниевого, а затем сульфатнонатриевого типа. Воды сходны с метаморфизованными водами морского типа; лишь в некоторых скважинах наблюдались высокоминерализованные воды выщелачивания.

Давления, приведенные к одной отметке, почти равны и повсеместно ниже гидростатических, что указывает на изолированность линз от поверхности и отсутствие активных контурных вод. Поэтому залежи имеют в основном газовый режим.

10. Калушское газовое месторождение

Расположено в окрестностях г. Калуш Ивано-Франковской административной области.

Первые газопроявления наблюдались при проходке шахты на калийные соли на глубине 272 *м*. В дальнейшем в скважине, буривщейся для разведки шахтного поля, с глубин 540, 550 и 570 *м* отмечались проявления газа, а при забое с 600 *м* произошел сильный выброс; скважина была заброшена. Во второй скважине газопроявления отмечались с глубины 278 *м*; с глубины же 876 *м* был получен приток газа с начальным дебитом до 170 тыс. $м^3/сутки$, снизившимся через несколько недель до 85 тыс. $м^3/сутки$. С целью разведки нефти скважину углубили до 891 *м*, но нефть не встретили. В 1917 г. попытка вновь углубить скважину окончилась безрезультатно. Следующие три скважины с забоями 880, 1107 и 1312 *м* имели свободные дебиты от 70 до 560 тыс. $м^3/сутки$. В 1936—1941 гг. пробурено шесть скважин вдоль свода предполагаемой антиклинали. Вскрыв под надвигом, сложенным стебникскими отложениями, верхнетортонские породы с газовой залежью, они дали промышленные притоки газа при давлении до 68 *атм*. Из семи скважин, пробуренных в 1941—1944 гг. на крыльях структуры, незначительные газопроявления отмечены только в трех. Поэтому для окончательного выяснения геологического строения и газоносности в 1945—1949 гг. бурилось еще шесть скважин. Одна из них при забое 1241 *м* прошла породы надвига, верхнетортонские, нижнетортонские и верхнемеловые породы и вошла в окварцованные песчаники, по-видимому, палеозоя.

В строении месторождения принимают участие отложения верхнего мела и миоцена.

Несмотря на сравнительно большое количество скважин, пробуренных на месторождении, строение его структуры по верхнемеловым и тортонским отложениям не выяснено вследствие потери материалов по старым скважинам и разбросанности скважин.

Значительные колебания пластовых давлений — от 37,5 до 79,0 *ата* и быстрое падение их в процессе эксплуатации дают основание считать, что залежи газа приурочены к песчаникам небольшой мощности, имеющим слабую проницаемость и залегающим в виде линз. Условно по различию пластовых давлений в разрезе выделяется шесть песчаных линз: I, II, IIa, III, IV и IVa с пластовыми давлениями соответственно: 37,5; 49; 53,5; 60; 73,5 и 79 *ата*. На месторождении эксплуатируются четыре скважины со средним рабочим дебитом около 4 тыс. $м^3/сутки$. Рабочее давление колеблется от 0,7 до 1,5 *ата*.

Удельный вес газа 0,5630—0,5862. Химический состав газа (пробы взяты на устье скважины) следующий (в % об.).

Уд. вес	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} и высшие	CO_2	N_2 и редкие	O_2
0,5630	97,9	0,1	0,05	0,02	0,01	0,28	1,64	—
0,5862	95,6	3,4	0,30	0,20	0,50	—	—	0,2

11. Косовское газовое месторождение

Протягивается от с. Химчин в юго-западной части Ивано-Франковской административной области до с. Слободка, на р. Черемош, в северо-западной части Черновицкой административной области.

Во время структурного бурения в 1932—1933 гг. из ряда скважин, вскрывших отложения нижнего сармата, получен приток газа при свободном дебите от 25 до 50 тыс. *м³/сутки*. Сейсморазведкой в 1935 г. установлено несколько отражающих горизонтов, залегающих на глубинах 500—1800 *м*. В 1937—1938 гг. в скважине, пробуренной до 1650 *м*, из семи песчаных пластов сарматских и тортонских отложений наблюдались газопроявления. В 1948—1949 гг. с целью установления строения складки было повторено структурно-поисковое бурение. С 1949 по 1955 г. проводилось разведочное бурение.

В строении месторождения принимают участие отложения юры, верхнего мела и миоцена.

Тектонически нижнесарматские отложения залегают в виде узкой брахиантиклинали (рис. 75) общекарпатского простирания с крутым юго-западным (12—13°) и пологим северо-восточным (2—3°) крыльями. Верхнетортонская структура имеет общее простирание с сарматской при некотором смещении оси к юго-западу и увеличении углов падения северо-восточного крыла до 8—10° . Начиная с первого тортонского горизонта и ниже, углы падения крыльев уменьшаются и складка выполаживается. По IV тортонскому горизонту падение крыльев почти одинаковое и составляет 5—6°, по V горизонту — 4—5°, по VI — 2—3°. В VII песчаном горизонте, залегающем ниже газоносных, прослеживается только структурный выступ; VIII, IX и X песчаные горизонты лежат почти горизонтально. Гипсо-ангидритовый горизонт, нижнетортонские и верхнемеловые отложения моноклинально погружаются к юго-западу под углами от 20 до 25°. Характер тектоники юрских отложений не изучен.

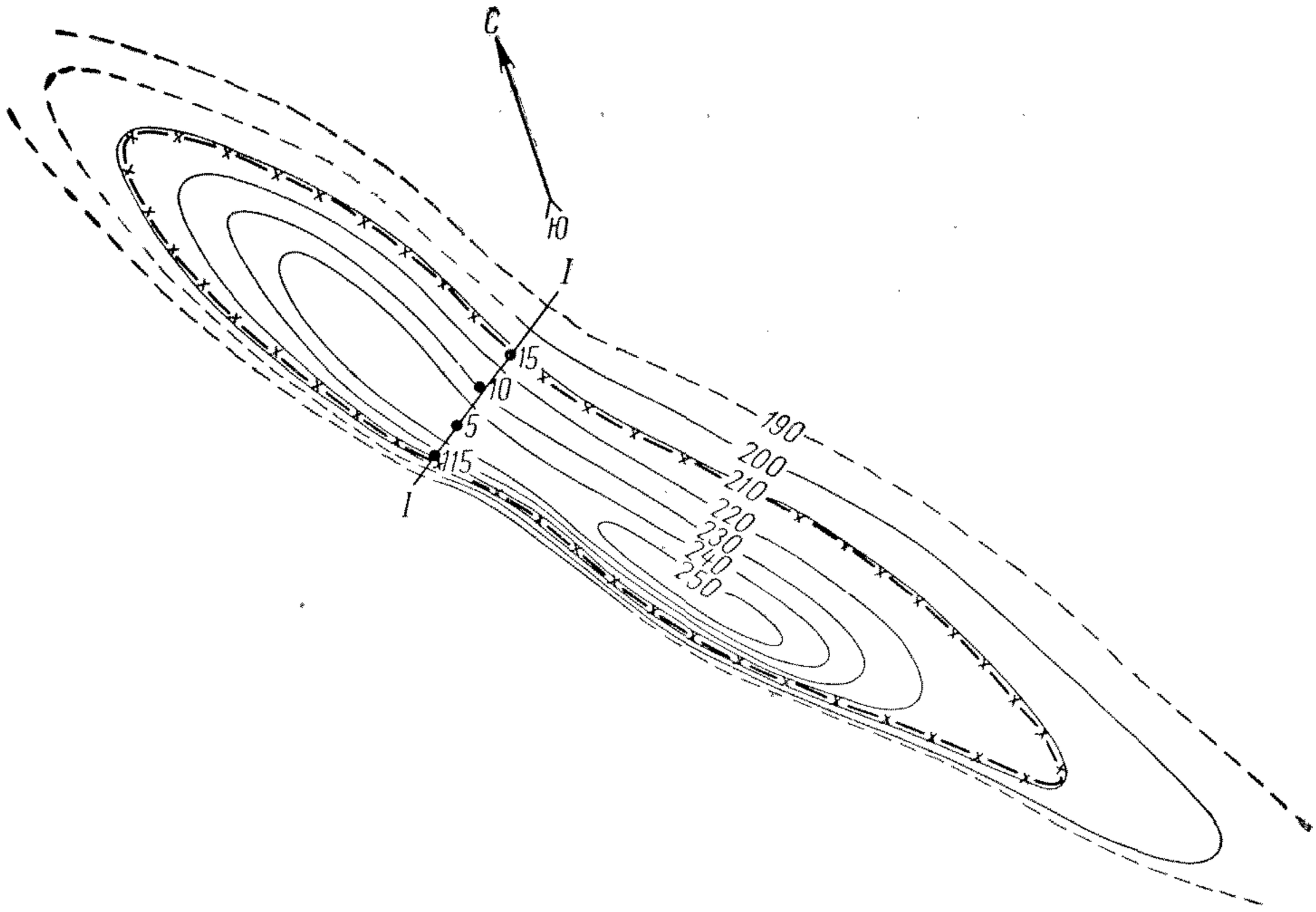
Бурение позволило выявить перспективность отложений нижнего и верхнего тортона и оконтурить газовую залежь по отложениям сармата. Всего установлено 11 промышленно газоносных горизонтов: в породах нижнего сармата: V, VI, VII, VIII; в породах верхнего тортона: I, II, IIIa, IV, V, Va и VI. Газоносность горизонтов IIIa, IV и Va фиксировалась по каротажу, остальные горизонты опробовались.

V сарматский горизонт представлен песчаными пластами и залегает в интервале 100—240 *м*. Контакт газ — вода проводится по отметке +235 *м*.

VI—VII сарматские горизонты выделены условно. По данным испытания скважин это единая залежь с одинаковым пластовым давлением и общим контуром газоносности, залегающая в интервале 151—210 *м*; характеризуется резким выклиниванием песчанистых прослоев. Контакт газ — вода установлен по отметке +210 *м*.

VIII сарматский горизонт залегает в интервале 221—277 *м*. Мощность его 60—80 *м*. Контакт газ — вода установлен по отметке +180. Этаж газоносности 17—20 *м*.

I тортонский горизонт выделяется в виде двух песчаных зон. При испытании верхней зоны в первой скважине получен приток гази-



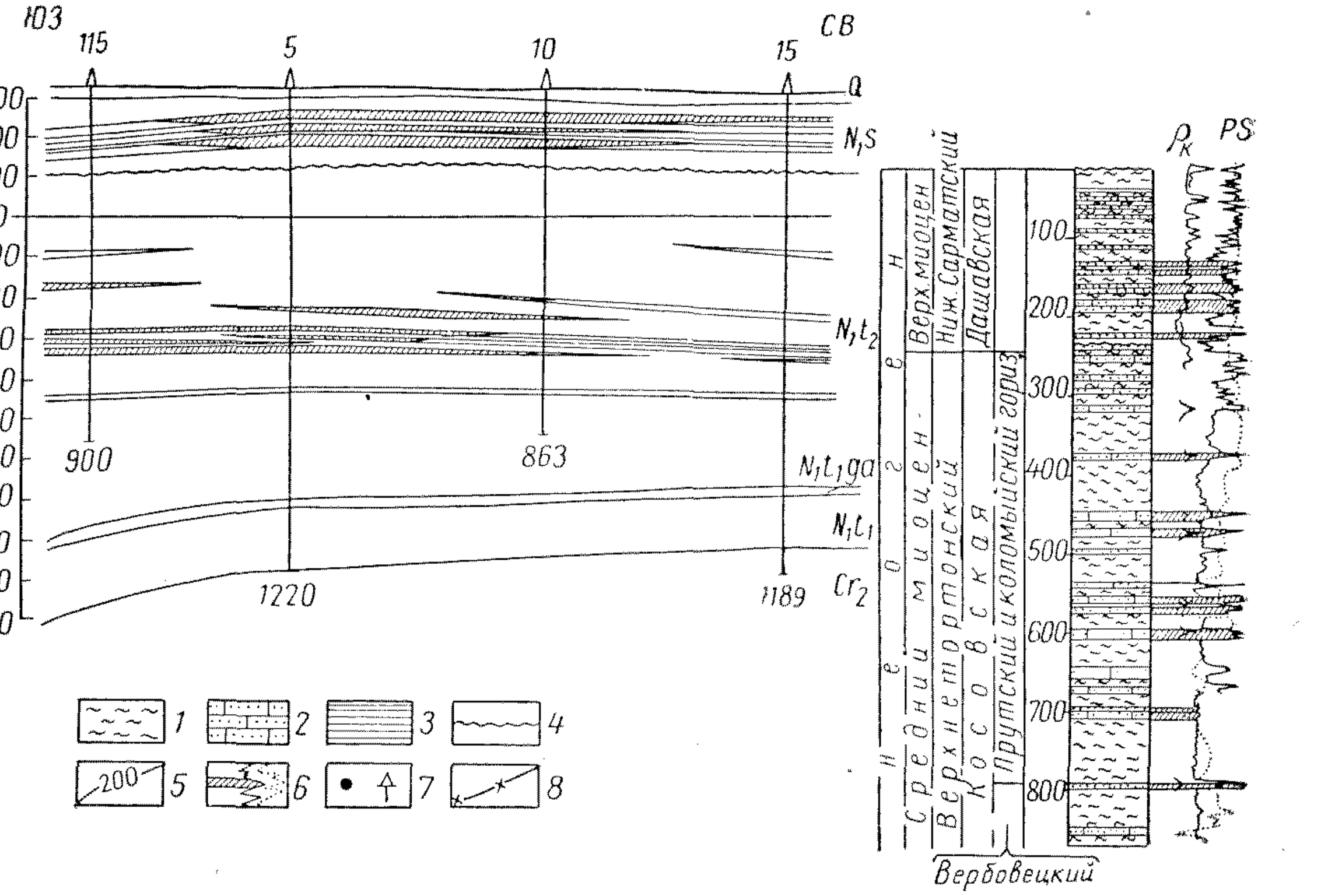


Рис. 75. Косовское газовое месторождение. По материалам И. Н. Головацкого, Б. В. Пайташа, Т. М. Максимович и авторов. (Структурная карта по кровле VI сарматского горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — песчаники; *3* — аргиллиты; *4* — границы несогласий; *5* — изогипсы кровли горизонта; *6* — газоносные горизонты; *7* — скважины; *8* — контур газоносности.

рованной воды; статический уровень воды установился на глубине 63 *м*. Во второй скважине получен приток газа с водой при свободном дебите 50,2 тыс. *м*^{3}/*сутки* и пластовом давлении 34 *ата*. Приток воды превышал 14,5 *м*^{3}/*сутки*. Контакт газ — вода установлен на отметке —36 *м*. Нижняя зона песчаников при испытании дала приток сухого газа со свободным дебитом отдельных скважин от 9,8 до 56,3 тыс. *м*^{3}/*сутки* при пластовом давлении 26,0—27,0 *атм*. Контур газоносности нижней зоны проводится по отметке —55 *м*.

II тортонский горизонт залегает в интервале 400—530 *м*. В нем также выделяются две песчанистые зоны, при испытании которых получен газ. Испытание верхней зоны показало свободные дебиты от 2,9 до 6,2 тыс. *м*^{3}/*сутки* при пластовом давлении от 18,4 до 35 *атм*. Контур газ — вода проводится по отметке —185 *м*. Вторая зона, нижняя, имеет сухой газ при свободном дебите 525 тыс. *м*^{3}/*сутки* и пластовом давлении 41,9 *атм*.

IIIа тортонский горизонт лежит в интервале 495—560 *м*. Газоносность доказана только по каротажу.

IV тортонский горизонт залегает в интервале 520—575 *м*. Испытан только в одной скважине. При испытании получен небольшой приток газа с водой. По каротажу контакт газ — вода проводится по отметке —250 *м*.

V тортонский горизонт разделяется на V верхний и V нижний. В песчаниках V верхнего горизонта, залегающих в интервале 595—650 *м*, контакт газ — вода проводится по отметке —290 *м*. При испытании получен сухой газ при свободном дебите от 10,6 до 87,1 тыс. *м*^{3}/*сутки* и пластовом давлении от 39,7 до 40,6 *атм*. В V нижнем горизонте, залегающем в интервале 600—640 *м*, имеются две песчанистые зоны — северо-западная и юго-восточная с разными отметками контуров газоносности. Для северо-западной полосы контур установлен на отметке —330 *м*; свободный дебит при испытании скважин колеблется от 14,2 до 18,2 тыс. *м*^{3}/*сутки*, а пластовое давление — от 42,8 до 44,3 *ата*. Юго-восточная полоса имеет контакт газ — вода на отметке —300 *м*; при испытании получен сухой газ при свободном дебите 110 тыс. *м*^{3}/*сутки* и пластовом давлении 44,8 *атм*.

Va тортонский горизонт находится в интервале 620—670 *м*. Выделен по электрокаротажу. Состоит из двух песчанистых пластов с разными контурами газоносности. В северо-западной части контакт газ — вода определен на отметке — 335 *м*; на юго-востоке — на отметке —308 *м*. Начальное пластовое давление 47 *атм*.

VI тортонский горизонт залегает в интервале 760—810 *м*. Газоносность доказана скважиной, имевшей начальный свободный дебит 434 тыс. *м*^{3}/*сутки* и пластовое давление 59,8 *атм*. Контакт газ — вода вскрыт на отметке —403 *м*.

В связи с тем, что многие структурно-поисковые скважины, пробуренные на месторождении, ликвидированы без изоляции верхних водоносных горизонтов, через них происходит обводнение сарматских газовых залежей.

Газ месторождения имеет удельный вес 0,5545—0,5646 и состав: метана 94,3—99,7%, этана 0,06—1,03%, пропана 0—0,3%, бутана 0—0,21%, пентана и высших 0,04—0,31%, углекислоты 0—0,7%; кислорода 0,3—4,0%, азота 0—0,74%.

Пластовые воды установлены в отложениях тортона и сармата.

Первый водоносный горизонт находится на глубине от 10 до 40 *м* в четвертичных галечниках; воды пресные.

Воды нижнесарматского горизонта по химическому составу относятся к гидрокарбонатному типу натриевой подгруппы. В VIII сарматском горизонте воды удельного веса 1,000, гидрокарбонатнатриевого типа, натриевой подгруппы. Химический состав вод (в %-*экв*): $Na^{\cdot}$ 42,34—47,34; $Ca^{\cdot\cdot}$ 2,63—7,66; Cl' 15,34—21,05; SO_4'' следы; HCO_3' 27,0—28,95. Удельные веса вод:

VI сарматского горизонта 1,000—1,001; V сарматского горизонта 0,9992—1,0030. Химический состав вод (в % *экв*): VI сарматского горизонта — $Na^{\cdot}$ 44,0—45,66; $Ca^{\cdot\cdot}$ 2,17,—4,0; $Mg^{\cdot\cdot}$ 1,88—2,17; Cl' 4,34—5,25; SO_4'' 0,95; HCO_3' 38,55—90,0; V сарматского горизонта — $Na^{\cdot}$ 45,94—50,0; $Ca^{\cdot\cdot}$ 0,33; $Mg^{\cdot\cdot}$ 3,68; Cl' 5,41—7,14; SO_4'' 6,71—7,15; HCO_3' 27,06—35,71.

В I и II тортонских горизонтах воды аналогичны сарматским и также принадлежат к гидрокарбонатнонатриевому типу, натриевой подгруппы, но имеют большую минерализацию. Химический состав вод (в %-*экв*): I тортонского горизонта — $Na^{\cdot}$ 49,71; $Ca^{\cdot\cdot}$ 0,18; $Mg^{\cdot\cdot}$ 0,11; Cl' 49,29; SO_4'' 0,29; HCO_3' 0,42; II тортонского горизонта — $Na^{\cdot}$ 45,02; $Ca^{\cdot\cdot}$ 2,58; $Mg^{\cdot\cdot}$ 2,45; Cl' 41,84; SO_4'' 0,42; HCO_3' 7,60. Воды III тортонского горизонта более минерализованные и приближаются к хлоркальциевому типу. В IV горизонте воды хлоркальциевого типа. V горизонт содержит воды хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Удельные веса вод 1,0022—1,0069. Химический состав (в %-*экв*): $Na^{\cdot}$ 45,96—48,33; $Ca^{\cdot\cdot}$ 0,93—4,92; $Mg^{\cdot\cdot}$ 0,5—1,82; Cl' 43,98—48,89; SO_4'' 0,07—0,48; HCO_3' 0,94—4,68. Самый нижний горизонт IX содержит воды хлоркальциевого типа.

Таким образом, в горизонтах наблюдается два типа вод — гидрокарбонатнонатриевый и хлоркальциевый. С глубиной минерализация увеличивается. В I и II горизонтах верхнего тортона происходит смешение двух типов вод.

Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа

Анализ характеризуемых выше месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба позволяет сделать вывод, что самые крупные залежи газа этой зоны связаны с юрскими известняками, точнее — с границей стратиграфического несогласия между породами юры и тортона, и с верхнемеловыми угерскими (журавненскими) песчаниками, главным образом также с границей стратиграфического несогласия этих песчаников с породами тортона. Менее перспективны газоносные горизонты в песчаниках верхнего тортона и нижнего сармата. Покрышкой юрских и верхнемеловых залежей газа, предохраняющей их от разрушения, являются мергели и ангидриты нижнего тортона. Покрышкой верхнетортонских и сарматских залежей служат известковистые глины.

Для данной зоны весьма характерно пространственное распространение залежей газа, когда верхнетортонские и нижнесарматские газоносные горизонты приурочены к брахиантиклинальным складкам, расположенным вблизи надвига Внутренней зоны на Внешнюю (Косовское, Грыновское, Калушское, Кадобнянское, Дашавское, Угерское, Опарское, Ходновичское месторождения), а юрские и верхнемеловые залежи (кроме угерских) тяготеют к границе между прогибом и платформой. Такое расположение тортонских и сарматских залежей газа связано с выклиниванием в сторону платформы песчаных коллекторов и замещением их глинистыми, практически непроницаемыми отложениями.

Почти вся территория развития газосодержащих отложений тортона и нижнего сармата в пределах Внешней зоны Предкарпатского прогиба уже разведана. Не охваченные бурением участки располагаются к северо-западу от Опарского месторождения и к юго-востоку от Косовского. Однако отсутствие в этих районах хорошо выраженных больших антиклинальных поднятий, по-видимому, исключает открытие в породах тортона и сармата таких крупных залежей, как, например, угерской, дашавской и опарской.

На значительной площади северо-западной части Внешней зоны отложения верхнего мела отсутствуют. На юго-востоке зоны в Косовской впадине отложения этого возраста (исключая сеноманские) представлены в основном

мергелями, что определяет небольшие возможности открытия в них новых крупных залежей газа. В благоприятных для газонакопления литофациях отложения верхнего мела выражены только в районе между Бильче-Волицей и Ивано-Франковском. Однако, несмотря на значительное площадное распространение верхнемеловых угерских (журавненских) песчаников, перспективы открытия в них новых месторождений газа, вероятно, небольшие. Это подтверждается разведочными работами, проведенными к юго-востоку от Угерско, на площадях Дашава, Кадобно, Баличи.

Выявленные в породах юры на Рудковском поднятии большие запасы газа позволяют считать эти породы, широко развитые во Внешней зоне Предкарпатского прогиба, высоко перспективными на газ. Работы по разведке их следует проводить: во-первых, на старых газопромысловых площадях; во-вторых, в полосе сочленения прогиба с платформой; в-третьих, на юго-востоке Внешней зоны в Косовской впадине и, в-четвертых, — на северо-западе в Крукеничской впадине, в полосе предполагаемого выклинивания (в юго-западном направлении) юрских отложений.

Перспективы газонефтеносности терригенных пород, подстилающих во Внешней зоне карбонатные отложения юры, отстаются до сих пор невыясненными. Не исключено, что и здесь могут быть открыты крупные залежи нефти и газа.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВНУТРЕННЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

Все месторождения этой зоны располагаются вдоль надвига Скибовой зоны Карпат в пределах Бориславско-Покутского антиклинория. В Самборской впадине ни газовых, ни нефтяных месторождений пока не известно.

12. Бориславское нефтяное и озокеритовое месторождение

Находится в районе г. Борислава и сс. Тустановичи и Мражница, в 8 *км* к юго-западу от г. Дрогобыча, Дрогобычской административной области.

Бориславское месторождение долгое время считалось одним из крупнейших в Европе. До 1855 г. первостепенное значение здесь имела добыча озокерита. Бурение на месторождении начато в 1893 г., а в 1897 г. пробурено уже 10 скважин. Добыча нефти достигла максимума (1920,5 тыс. *т*) в 1909 г. Однако бессистемность разбуривания и хищническая эксплуатация месторождения привели к катастрофическому падению добычи. Планомерная разработка месторождения, сопровождаемая комплексным его изучением, началась в 1945 г. К 1950 г. число скважин на месторождении возросло до 1600.

В строении месторождения принимают участие отложения мела, палеогена и миоцена.

Тектоника и нефтегазоносность месторождения детально охарактеризованы в работах К. Толвинского, Ю. Гжибовского, П. Кропачека, Р. Зубера и других польских геологов.

В районе Борислава установлены четыре самостоятельные тектонические единицы, надвинутые одна на другую с юго-запада на северо-восток: Оровская скиба, Береговая скиба, Верхняя и Нижняя Бориславские складки.

Оровская скиба в Бориславском районе состоит из четырех чешуй, самая северная из которых известна как Мражницкая чешуя. Мражницкая чешуя сложена породами стрыйской и ямненской свит палеоцена. Это сложно дислоцированная асимметричная складка, опрокинутая к северо-востоку и надвинутая на породы палеогена Береговой скибы. Линия надвига Мражницкой чешуи в районе Борислава образует дугу, выпуклой стороной обращенную к юго-западу. К северо-западу от Борислава в районе с. Попеле

линия надвига резко смещается к северу, что, вероятно, связано с погружением в этом направлении всех структурных элементов.

Береговая скиба, расположенная к северу от Оровской, сложена породами олигоцена, эоцена и палеоцена. Отложения палеоцена (ямненская свита) выходят в ядре антиклинальной складки, а эоцена — на крыльях. В Бориславе эта скиба пересечена рядом поперечных разрывов, простирающихся с юго-запада на северо-восток. В некоторых местах структура Береговой скибы нарушена второстепенными мелкими надвигами. К северо-западу Береговая скиба суживается, частично скрываясь под надвиг Оровской скибы.

Углы падения плоскости надвига Береговой скибы в районе Борислава у поверхности составляют 45—55°. С глубиной надвиг быстро выполаживается и углы его плоскости не превышают 10—15°. В юго-западном направлении плоскость надвига Береговой скибы сливается с надвигом Оровской скибы. Последнее определило клиновидную форму Береговой скибы, похожую на пласт земли, отрезанный плугом. Именно это обстоятельство и послужило К. Толвинскому основанием для введения в геологическую литературу термина «скиба», впоследствии распространенного на весь северо-восточный склон флишевых Карпат, для которых характерно чешуйчатое (скибовое) строение отдельных структур. Амплитуда надвига Скибового антиклинория Карпат в районе Борислава превышает 7 *км*.

К. Толвинский на одной из тектонических схем показал положение плоскости надвига Береговой и Оровской скиб в изолиниях. На этой схеме достаточно ясно видно, что изогипсы плоскости надвига к юго-востоку и северо-западу от р. Тысьменица отклоняются к северу, как бы охватывая в полукольцо Бориславскую складку. Такое поведение изогипс плоскости надвига, по мнению К. Толвинского, объясняется наличием поперечного поднятия, осевая зона которого проходит по линии Борислав — Мражница — Сходница.

Вдоль фронта надвига Береговой скибы простирается Бориславская антиклинальная складка, сложенная породами верхнего мела, палеогена и миоцена. На поверхность выходят только соленосные глины миоцена, служащие вместе с лежащими ниже песчано-глинистыми образованиями поляницкой свиты хорошей покрышкой, предохраняющей от разрушения залежи нефти олигоцен-эоцена и палеоцена.

Верхняя Бориславская складка асимметрична и надвинута в северо-восточном направлении — лежачая. Южное крыло ее пологое (15°), далеко уходящее под надвиг Береговой и Оровской скиб. По падению оно осложнено небольшими поднятиями и понижениями. Северное крыло складки подвернуто и оборвано надвигом (рис. 76). По данным бурения, в породах, слагающих складку, установлено несколько поперечных разрывов. Один из них — Раточинский сброс — ограничивает складку с северо-запада. Его амплитуда превышает 500 *м*. К юго-востоку от Раточинского сброса в бассейне р. Тысьменица имеется еще ряд сбросов, отделяющих складку от поднятия Тустановицы. К юго-востоку и северо-западу от Тустановицкого поднятия Верхняя Бориславская складка в целом (по сбросо-сдвигам) постепенно уходит к краю Карпат, далее полностью скрываясь под надвинутые породы Береговой и Оровской скиб.

В последние годы разведочными работами под надвигом Верхней Бориславской складки установлена еще одна антиклиналь — Нижняя Бориславская складка, отличающаяся от Верхней меньшими размерами. Строение складок аналогичное.

К северу от обеих Бориславских складок находится глубокая синклиналь, выполненная соленосными глинами воротыщенской свиты нижнего миоцена. Эта синклиналь устанавливается скважинами, пробуренными северо-восточнее лобовой части Бориславских складок. Все скважины при глубине 2500—3000 *м* из соленосных глин нижнего миоцена не вышли. Юго-

западная граница Бориславских складок остается неизвестной. Возможно, под глубоко надвинутыми породами Береговой и Оровской скиб имеется еще одна или даже две антиклинальные структуры, надвинутые на юго-западное крыло Бориславской антиклинали. В частности, можно предполагать, что одна из этих складок вскрыта под надвигом Оровской скибы скважиной, пробуренной в 7 *км* от края Карпат, в районе с. Сходница.

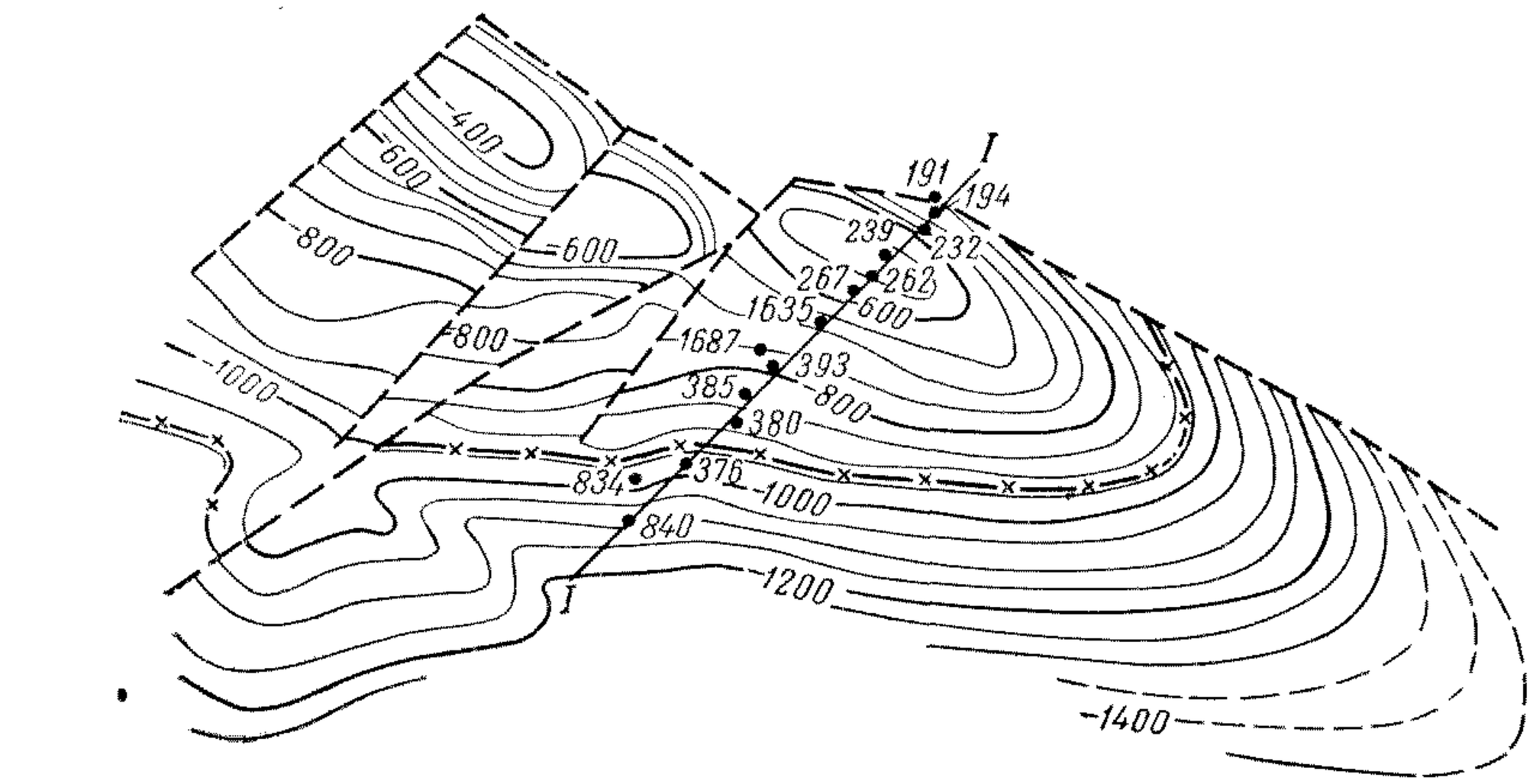




Рис. 76. Бориславское нефтяное месторождение. По материалам Р. М. Новосилецкого, Л. П. Швай, Н. Р. Ковальчука, А. М. Панькив, Г. А. Твердохлеб и авторов. (Структурная карта Бориславской складки по кровле бориславского песчаника, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — песчаники; *2* — аргиллиты; *3* — известняки; *4* — роговики; *5* — линии надвигов и разломов; *6* — изогипсы кровли бориславского песчаника; *7* — нефтеносные горизонты; *8* — скважины; *9* — контур нефтеносности.

В районе Борислава залежи нефти связаны с обеими Бориславскими складками, Береговой скибой и Оровской скибой (участок Мириам, Мражница).

Нефтеносность разреза характеризуется следующими данными.

Верхняя Бориславская складка. Нефтяные залежи имеются в отложениях миоцена и палеогена.

Воротыщенская свита нефтеносна в маломощных косослоистых грубо- и среднезернистых песчаниках. Явилась первым объектом разработки месторождения. Как указывалось выше, колодезная разработка началась в середине прошлого века. Добыча нефти из этих отложений составляет всего 0,5% всей добычи на месторождении. Так как среднесуточный дебит отдельных скважин не превышает нескольких килограммов, нефть из них собирается периодически от 2 до 6 раз в месяц, при этом максимальная откачка не превышает 0,32 *m*.

Полянницкая свита нефтеносна в средней части разреза. Отдельные нефтеносные песчаники встречаются и у подошвы свиты. Линзы песчаников залегают среди аргиллитов и алевролитов при общем этаже нефтеносности около 300 *м*. Свита разрабатывается с 1893 г. В 1960 г. среднесуточный дебит скважин не превышал 0,6 *m*. Удельный вес добычи из этих отложений также составляет около 0,5% добычи месторождения.

Менилитовая свита представляет линзы песчаников, разбросанные по толще аргиллитов и алевролитов. Залежь выявлена в 1893 г. Начальный дебит скважин достигал 200 *m/сутки*. В 1960 г. минимальный суточный дебит скважин составил 1,2 *m*. Из отложений получено 4,0% добычи месторождения. Несколько скважин используется для добычи газа. На участке Помярки, являющемся юго-восточным продолжением складки, нефтеносна только верхняя часть менилитовой свиты и из нее получено всего 0,2% добычи на месторождении.

Бориславский песчаник — основной нефтеносный горизонт, прослеживающийся по всей площади месторождения. Песчаник кварцевый, среднезернистый, часто слабо сцементированный, с отдельными небольшими глинистыми пропластками. Мощность колеблется от 10 до 40 *м*, пористость — от 5,8 до 26,4%. Впервые вскрыт в 1897 г. при начальном дебите до 200 *m/сутки*. Максимальный дебит скважин достигал 3000 *m/сутки*. За время разработки песчаник дал 48% всей добычи на месторождении. В процессе разработки в присводовой части складки образовалась вторичная газовая шапка, распространившаяся почти на $^1/_3$ эксплуатационной площади. Дебит нефтяных скважин вблизи газовой шапки не превышает 3,0 *m/сутки* при относительно высоком количестве сопутствующего жирного газа. Скважины, расположенные на границе с контурными водами, дают нефти до 14 *m/сутки*.

Попельская свита сложена чередующимися маломощными прослоями песчаников и алевролитов, залегающими на 40—100 *м* ниже бориславского песчаника. Залежь разрабатывается с 1898 г. и за это время дала 26,9% всей добычи месторождения. Начальные дебиты колебались от 1 до 460 *m/сутки*. В нескольких скважинах в присводовой части складки наблюдаются небольшие газопроявления.

Витвицкая свита сложена нефтеносными песчаниками, не выдержанными по площади и мощности, залегающими на глубинах 1000—1200 *м*. В южной части складки прослои водоносны. Свита разрабатывается с 1903 г., и за это время из нее получено 10% добычи всего месторождения. Начальные дебиты скважин достигали 250 *m/сутки*.

Ямненский песчаник представлен серыми средне- и мелкозернистыми песчаниками, сравнительно выдержанными по площади, мощностью от 16 до 82 *м*. Нефтеносный песчаник приурочен к ядру складки. С начала разработки нефти (1905 г.) получено 7,7% добычи месторождения.

Нижняя Бориславская складка. В этой складке нефтеносными являются прослои песчаников попельской свиты, бориславский песчаник, подроговиковый и надроговиковый песчаники, а также аналоги кливских песчаников.

Надроговиковый песчаник — основной промышленный объект, хотя во многих скважинах эксплуатируется совместно с другими горизонтами. Этаж нефтеносности 250 *м*. Максимальные начальные дебиты скважин достигали 267 *m/сутки*. Во многих скважинах при испытании пес-

чаников наряду с нефтью проявлялась пластовая вода, что говорит о близости контура. За время разработки песчаника, с 1954 г. получен 1% всей добычи на месторождении.

Береговая скиба. Залежь нефти приурочена к ямненскому песчанику опрокинутой на северо-восток складки. В большинстве случаев ямненский песчаник выходит на дневную поверхность и залежей нефти не имеет. Только в северо-западной части месторождения на участке МЭП (по названиям старых фирм, разрабатывавших его, — Мэри, Эквивалент и Польмин), где они перекрыты отложениями стрыйской свиты Оровской скибы и эоценовыми отложениями Береговой скибы, в 1914 г. с глубины 498 *м* из ямненских песчаников получен фонтан нефти. Удельный вес добычи с этого участка по отношению к общей добыче составляет 0,9%. С юга нефтяную залежь подпирают слабонапорные пластовые контурные воды. Для поддержания добычи из сильно истощенной залежи проводится многозабойное бурение скважин, а с 1954 г. начата закачка воды, что уже в 1955 г. способствовало некоторому приросту добычи.

Оровская скиба. Участок Мириам находится в районе с. Мражница в пределах Оровской скибы, открыт в 1904 г. Залежь приурочена к линзовидным песчаникам стрыйской свиты, разбитым многочисленными трещинами, заполненными кальцитом. Пористость песчаников 10—20%, проницаемость от 2,1 до 105,5 *мд*. Начальные дебиты скважин колебались от 1 до 20 *т/сутки*, быстро снижаясь и стабилизируясь в пределах от 100 до 200 *кг*. На участке добыто до 0,3% нефти от общей добычи на месторождении. Разработка ведется при гравитационном режиме; была попытка эксплуатировать залежь шахтным методом, но из-за высокой себестоимости нефти от этого метода отказались.

Характеристика нефтей отдельных залежей Бориславского месторождения приведена в табл. 14.

Первый период разработки залежей характеризовался упругим режимом, перешедшим со временем в режим растворенного газа, а затем — в гравитационный.

Пластовые воды встречаются во всех отложениях, принимающих участие в строении месторождения.

В отложениях воротыщенской свиты пластовые воды сосредоточены в маломощных пропластках и линзах песчаников. Минерализация вод достигает 244,1 *г/л*, что указывает на выщелачивание ими солей из воротыщенских отложений. По химическому составу воды относятся к хлориднокальциевому типу, имеют слабый напор — от 0,1 до 4,4 $м^3$/*месяц*.

В осадках поляницкой свиты минерализация вод 230,3—244,8 *г/л*. По составу они хлориднокальциевые с преобладанием кальция над магнием. Дебиты незначительные и достигают 26 $м^3$/*месяц* при напоре от 15 до 87 *м*.

Воды менилитовой свиты приурочены к маломощным прослойкам песчаников, залегающим среди глинистых сланцев. Основные компоненты — натрий и хлор; кальций преобладает над магнием. Воды относятся к хлориднокальциевому типу с минерализацией 396,4 *г/л*. Дебиты редко достигают 10 $м^3$/*месяц* при напорах, не превышающих 40 *м*.

Бориславский песчаник в отличие от других коллекторов содержит контурные воды с напором 1600 *м* при дебитах от 23,3 до 29 $м^3$/*сутки*. Контур устанавливается по изогипсам: в западной части структуры —1100 *м*, в восточной —950 *м*. Воды хлориднокальциевые с минерализацией 322,3 *г/л*.

В отложениях попельской свиты водоносны два горизонта: на глубинах 1293—1558 *м* в маломощных прослоях и линзах песчаников и на глубинах 2229—2251 *м*. Большинство нефтяных скважин обводнено. Воды хлориднокальциевые с минерализацией до 320,8 *г/л* и напором от 10,6 до 108 *м*.

В витвицкой свите имеется несколько маломощных водоносных прослоев с напором до 300 *м* при дебитах от 2,35 до 15,4 $м^3$/*месяц*. Воды хлориднокальциевые с минерализацией 299,6—312,4 *г/л*.

Характеристика нефтей Бори

Участок	Горизонт	Уд. вес, *г/см³*	Содержание, %			Температура застывания, °С		Н. к., °С
			парафина	смол	серы	нефти	мазута	
Помярки	Mnl	0,8190	—	12	—	—	32	62
Бориславская Глубинная складка (Верхняя складка)	Pln	0,8558	—	19	—	—	26	135
То же	Mnl	0,8532	—	16	—	—	30	96
»	Ppl	0,8492	—	15	—	—	28	103
»	»	0,8455	14,7	17	—	—	34	82
»	»	0,8471	—	17	—	—	35	102
»	»	0,8554	—	18	—	—	36	112
Поднадвиг (Нижняя складка)	»	0,8508	8,5	15	0,17	—	36	65
То же	»	0,8638	7,91	19	—	—	35	120
МЭП	Jm	0,8627	—	23	—	—	23	108
»	»	0,8717	—	26	—	—	20	128
Мириам	Cr_2	0,8704	1,75	24	—	—	15	85

В ямненских песчаниках воды встречаются на глубинах до 1618 *м*. Напоры достигают нескольких сотен метров. Воды хлориднокальциевые с минерализацией, превышающей 300 *г/л*. Основными компонентами являются натрий и хлор, а количество кальция превышает магний.

В стрыйских отложениях Скибовой зоны воды слабонапорные при самых разнообразных дебитах, что говорит об их изолированности. По химическому составу они также делятся на два типа — гидрокарбонатнонатриевые и хлориднокальциевые. Минерализация гидрокарбонатнонатриевых вод колеблется от 2,4 до 11,1 *г/л*, хлориднокальциевых — от 6,1 до 35,4 *г/л* при высоком содержании гидрокарбонатного иона (3,91%-*экв*), указывающем на пополнение их за счет атмосферных осадков.

В Нижней Бориславской складке воды вскрыты в отложениях воротыщенской, поляницкой и менилитовой свит, в бориславском песчанике и попельской свите.

Из воротыщенских отложений получен приток воды при дебите от 0,24 до 85 *м³/сутки*.

В заключение краткого описания нефтеносности Бориславской складки необходимо несколько слов сказать и об озокерите месторождения, имеющем генетическую связь с нефтью.

Озокеритовое месторождение Борислава приурочено к соленосным глинам воротыщенской свиты. Все озокеритовые жилы располагаются в лобовой части Бориславского поднятия, в непосредственной близости от Тисьменицкого поперечного разрыва.

Во время формирования складки в направлении к северо-востоку в сводовой части ее образовался целый лабиринт мелких трещин, уходивших на глубину вплоть до нефтяных залежей. Нефть, поднимавшаяся по трещинам, заполнила их парафинистым осадком.

Мощность озокеритовых жил колеблется от долей сантиметра до 3 *м*. Главная жила простирается вдоль фронта складки, т. е. с юго-востока на северо-запад. Жилы имеют непостоянную мощность, чаще всего это короткие линзы. Озокерит в жилах выступает в более или менее чистом виде, однако нередко здесь можно видеть и так называемый леп, состоящий из обломков пород воротыщенской свиты и озокерита.

Основная масса жил озокерита приурочена к сытице, залегающей на небольшой глубине. Сытица, по описанию К. Толвинского, — неслоистая плотная глинисто-песчанистая масса, пронизанная сетью жилок гипса и озо-

Таблица 14

славского месторождения

Разгонка по Энглеру, °С											
100	110	120	130	140	150	175	200	225	250	275	300
4,5	6	8	10,5	13,5	17,5	22,5	28	33	39	44	52
—	—	—	—	0,5	2	9	14	20	26	32	39,5
0,5	3	6	9	12	14,5	20	25	30,5	36	42,5	50
—	0,5	3	5,5	7,5	9,5	18,5	24	28	34	42,5	48
4	7	9	11	18,5	14	19	25	30	34	40	48
—	1	3,5	7	10,0	17	24	29	34	39	41	47
—	—	1,0	2,5	4,0	6,5	12	18,5	23,5	30	36	44
3	—	6	—	—	11	—	22	—	34	—	47
—	—	—	—	—	3	—	12	—	20	—	38
—	—	2	3,5	6	8,5	13	18,5	22,5	28	35	42
—	—	—	—	2,5	4,5	8,5	15	22	28	35,5	42
3	6	9	11	14	17	23,5	29	34	39	44	49

керита. Именно к сытице и относится главная озокеритовая жила. С глубиной появляются песчаники, пропитанные нефтью, вместе с этим ухудшается и качество озокерита.

13. Иваниковское нефтяное месторождение

Расположено в с. Иваники, к юго-востоку от с. Тустановичи, Бориславского района, Дрогобычской административной области.

Установлено в связи с озокеритовым оруденением, известным в окрестностях курортного г. Трускавец между Помярками и Иваниками, в полосе развития соленосных отложений воротыщенской свиты. Природу этого оруденения связывают с бориславским, считая, что в Иваниках оно также приурочено к лобовой части опрокинутой антиклинальной складки. Этим мнением руководствовались при обосновании постановки на площади Иваники структурно-поискового бурения. В процессе бурения девяти мелких скважин до глубин 150—174 *м*, иногда несколько больших (200 и 263 *м*), в соленосных отложениях выявлена залежь легкой нефти.

В строении месторождения принимают участие отложения олигоцена и миоцена.

Тектонически месторождение приурочено к юго-восточной периклинали Верхней Бориславской складки. Как уже отмечалось, Верхняя Бориславская складка в юго-восточном направлении погружается, полностью скрываясь под надвигом Береговой скибы. Разведка ее юго-восточной периклинали предпринималась неоднократно. Так, в районе Помярок пробурено 10 глубоких скважин, вскрывших под надвигом Береговой скибы юго-западное крыло складки. Некоторые скважины имели начальные дебиты 3—4 *т/сутки*.

Первоначальные дебиты девяти мелких скважин, вскрывших нефть, достигали 42 *т/сутки*. Все скважины бурились на площади 1 $км^2$ в отложениях верхневоротыщенской свиты, которая в пределах района Иваники — Борислав представлена соляно-глинистой брекчией, включающей обломки серого неизвестковистого алевролита. Коллекторов нефти свита не имеет.

Выявленные залежи нефти отличаются непостоянством состава как по простиранию структуры, так и вкрест него. Дебиты неустойчивы — быстро уменьшаются по отдельным скважинам от нескольких десятков *т/сутки* до 1,5—3 *т* после 3—5-месячной эксплуатации. По-видимому, образование

вскрытых крелиусным бурением нефтяных залежей следует связывать с вертикальной миграцией нефти по тектоническим трещинам и с аккумуляцией ее в небольших песчаных линзах и глинистых породах с выщелоченной солью.

По аналогии с другими районами Предкарпатья (Бориславе, Подливче у Долины и др.) можно было с большой долей уверенности говорить о необходимости разведки на площади Иваники основных нефтеносных горизонтов палеогена. Для проверки этого было пробурено несколько глубоких скважин. Две из них под надвигом Береговой скибы вскрыли породы воротыщенской, поляницкой, менилитовой и попельской свит. Сопоставляя разрезы Иваниковской скважины с разрезами глубоких скважин Помярок и Тустановичей, можно видеть, что все они находятся на юго-западном крыле Верхней Бориславской складки. В Иваниковской скважине нефтеносными оказались отложения верхней части менилитовой свиты; начальный дебит составлял 5 *т/сутки*, за три года снизился до 1,0 *т/сутки*, сейчас он равен 0,5 *т/сутки*.

Другие глубокие скважины, пробуренные уже в полосе воротыщенских глин в непосредственной близости от мелких структурных скважин, при глубине около 2100 *м* не вышли из соленосных глин. Не было в них и существенных признаков нефти.

Таким образом, вопрос о связи воротыщенских залежей нефти (из которых ее добыто около 5100 *т*) с глубоко залегающими палеогеновыми отложениями остался нерешенным. Возможно, в районе Иваники имеются две антиклинальные складки, надвинутые друг на друга. Одна из них, вскрытая под надвигом Береговой скибы, должна рассматриваться как юго-восточное продолжение Верхней Бориславской складки, значительно более глубоко погруженной здесь; другая — как юго-восточное продолжение Нижней Бориславской складки. Исходя из данных глубоких скважин, флишевое ядро этой последней находится на глубинах, превышающих 2500 *м*. Именно с Нижней складкой, вероятно, генетически связаны воротыщенские залежи нефти района Иваники. Сказанное можно проверить бурением глубиной до 3000—3500 *м*.

14. Нагуевичское нефтяное месторождение

Расположено в 12 *км* к северо-западу от г. Борислава Дрогобычской административной области.

Месторождение — одно из старейших в Предкарпатье. Начало промышленной эксплуатации относится к 1892 г., когда в с. Ивана Франко [1] была пробурена первая скважина. До 1927 г. в пределах месторождения пробурено семь скважин, а в последние 10—12 лет — две глубокие и несколько структурно-поисковых скважин.

Нагуевичская антиклиналь сложена породами эоцена, олигоцена и нижнего миоцена. Отложения менилитовой свиты в своде складки залегают на глубинах около 100 *м*. По своему строению она аналогична Бориславским складкам. Это также асимметричная, опрокинутая на северо-восток, антиклиналь. Южное крыло ее пологое; северное — крутое, срезанное надвигом. На северо-западе и юго-востоке она ограничена поперечными дислокациями типа сбросо-сдвигов. По оси складки проходит разрыв, по которому южная ее часть слегка надвинута на северную. Бурением глубоких скважин установлено, что как вдоль лобовой части складки, так и под нею находятся соленосные отложения миоцена. Это обстоятельство позволяет считать, что Нагуевичское поднятие надвинуто в северо-восточном направлении на

---

[1] Бывшее с. Нагуевичи, переименованное в честь украинского писателя Ивана Франко, родившегося здесь.

расстоянии не менее 4—5 *км*. Юго-западная его граница остается неизвестной.

В Нагуевичском месторождении имеются две узкие залежи нефти. Одна связана с надроговиковыми песчаниками, другая — с песчаниками верхнего эоцена (аналог бориславского песчаника). Первоначальные дебиты отдельных скважин обычно не превышали 10 *т/месяц*, через несколько лет эксплуатации дебиты скважин снизились до нескольких *кг/сутки*. За время эксплуатации (с 1892 по 1941 г.), т. е. до момента консервации, добыто около 7000 *т* нефти.

Эксплуатационные скважины (пять) расположены в сводовой части складки на площади 3—4 *га* в центре с. Нагуевичи. Залежи нефти с юго-запада ограничены контурными водами. С северо-запада и юго-востока залежи не оконтурены.

15. Долинское нефтяное месторождение

Расположено на территории Долинского и Болеховского районов Ивано-Франковской административной области.

Месторождение открыто в 1949 г. и является одним из крупнейших на Украине.

В строении месторождения принимают участие отложения палеоцена и эоцена и миоцена.

Береговая скиба Карпат, осложненная антиклиналью Лопянки, надвинута на Внутреннюю зону Предкарпатского прогиба. Доказанная амплитуда надвига достигает 4 *км*. Плоскость надвига падает к юго-западу под углами 60—80°, выполаживаясь с глубиной до 15—20°.

Долинская складка сложена отложениями палеоцена, эоцена (манявская, выгодская и быстрицкая свиты), менилитовой и поляницкой свит олигоцена, воротыщенской и стебникской свит миоцена. Как и Бориславские складки, она опрокинута на северо-восток. Особенно четко структурный план складки вырисовывается по менилитовым отложениям. Складка имеет широкий свод, пологое (15—20°) юго-западное и крутое, подвернутое и срезанное надвигом, северо-восточное крыло, по которому она надвинута на Северо-Долинскую антиклиналь (рис. 77).

В юго-восточной части Долинская складка по Турянскому сбросу, амплитуда которого достигает 700 *м*, погружается, а ось ее приближается к краю Карпат. К северо-западу происходит максимальное воздымание оси и затем погружение в районе Гошева под Скибовую зону.

Нефтеносность развита по всему разрезу — от воротыщенской свиты до палеоцена включительно.

В о р о т ы щ е н с к а я с в и т а нефтеносна в песчаных линзах, вскрытых на глубине от 60 до 500 *м* в 1935 г. в районе с. Подливче большим количеством (до 60) скважин. Добыча по этим скважинам в течение ряда лет составила от 6 *т* до 100 *кг/сутки*. По имеющимся данным, за все время эксплуатации из воротыщенских отложений добыто около 1100 *т* нефти. Нефть легкая, почти бесцветная, с незначительным содержанием смол и парафина. Выход легких фракций до 83%.

В процессе разведки Долинского месторождения воротыщенские отложения не опробовались.

П о л я н и ц к а я с в и т а нефтеносна также в линзах песчаников, залегающих в нижней части разреза, при проходке которых наблюдались обильные нефтегазопроявления.

М е н и л и т о в а я с в и т а содержит основную залежь нефти. По мощности отложений от 550 до 620 *м* этаж нефтеносности достигает 1400 *м*. Резкая фациальная изменчивость пород лишает возможности выделить отдельные нефтегазоносные пласты. В общей толще можно выделить только отдельные пачки с преобладающим развитием песчаников, имеющих плохую

пористость (8—15%) и проницаемость от 8 до 10 *мд*; лишь в единичных образцах проницаемость достигает 110 *мд*. Это обстоятельство позволяет считать, что нефть связана как с пористыми, так и с трещиноватыми коллекто-

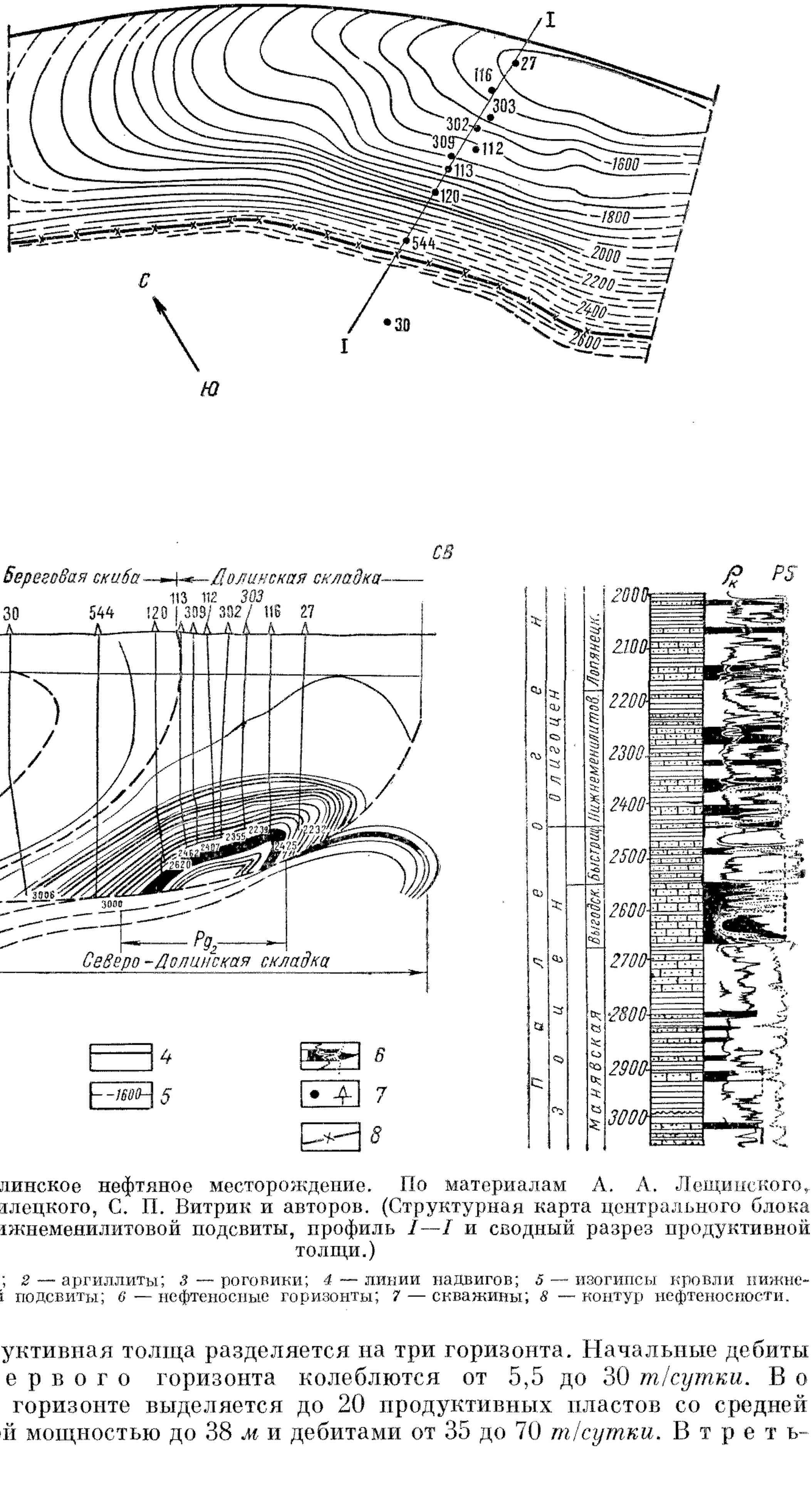


Рис. 77. Долинское нефтяное месторождение. По материалам А. А. Лещинского, Р. М. Новосилецкого, С. П. Витрик и авторов. (Структурная карта центрального блока по кровле нижнеменилитовой подсвиты, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — песчаники; *2* — аргиллиты; *3* — роговики; *4* — линии надвигов; *5* — изогипсы кровли нижнеменилитовой подсвиты; *6* — нефтеносные горизонты; *7* — скважины; *8* — контур нефтеносности.

рами. Продуктивная толща разделяется на три горизонта. Начальные дебиты скважин п е р в о г о горизонта колеблются от 5,5 до 30 *т/сутки*. В о в т о р о м горизонте выделяется до 20 продуктивных пластов со средней эффективной мощностью до 38 *м* и дебитами от 35 до 70 *т/сутки*. В т р е т ь-

е м горизонте нефть приурочена к трем песчаным пачкам. Отсутствие водоносных горизонтов и данные опытной эксплуатации позволили эксплуатировать залежи нефти в менилитовой свите общим фильтром длиной от 100 до 600 *м*. Начальное пластовое давление залежи достигало 300 *атм* при средних глубинах порядка 2400 *м*. Лабораторные исследования показали, что в пластовых условиях в 1 $м^3$ нефти растворено от 100 до 150 $м^3$ газа, причем среднее давление насыщения равно 222 *атм*. В процессе эксплуатации газовый фактор вырос со 100—120 до 1500 $м^3/т$. Особенно большой рост газовых факторов наблюдается в скважинах, расположенных в присводовой части структуры. Залежь характеризуется прогрессирующим режимом растворенного газа.

Быстрицкая свита содержит семь песчаных продуктивных пластов с суммарной эффективной мощностью до 20 *м* при пористости от 7 до 12%.

Выгодская свита содержит песчаные коллекторы, достигающие 140 *м* мощности при колебании проницаемости от 3 до 60 *мд*. Совместно из быстрицкой и выгодской свит получены начальные дебиты скважин от 96 до 260 *т/сутки* при газовом факторе 130—260 $м^3/т$. Начальное пластовое давление превышает 300 *атм*.

Манявская и пестроцветная свиты вскрыты единичными скважинами. В верхней пачке выделяется от одного до восьми пластов с эффективной мощностью до 28,6 *м*. В нижней пачке насчитывается 10 пластов эффективной мощностью от 14 до 22 *м*. Суточный дебит девяти скважин, пробуренных по эоценовым отложениям, в начале разработки составлял около 1100 *т*.

Нефти менилитовых и эоценовых отложений сходны. Они имеют удельный вес 0,8219—0,8520 и содержат смол 12—30% и парафина 6—12%, что дает основание отнести их к классу малосернистых, подклассу высокосмолистых и к группе высокопарафинистых. При разгонке до 300° С выкипает от 45 до 55% нефти. По характеру нефти однородные и не содержат ни механических примесей, ни воды, ни эмульсии. Коэффициент усадки нефти 28,2%, удельный вес в пластовых условиях 0,7350, вязкость от 0,85 до 0,98 *спз*. Из нефтеносной части складки всеми скважинами добывается безводная нефть.

Газ жирный, имеет удельный вес по воздуху до 0,8224 и содержит: метана 70,5—92%, этана до 12,7%, пропана до 9,7%, бутана 4,7%, высших до 2,3% и газолина до 200 $г/м^3$.

Контурные воды получены в ряде скважин на отметках ниже 2500 *м*. Дебиты минерализованной воды в отдельных скважинах достигали 500 $м^3/сутки$. Воды гидрокарбонатнонатриевые и хлоркальциевые, имеют удельный вес 1,001—1,095 и минерализацию от 6,94 до 157,27 *мг/л*.

16. Северо-Долинское нефтяное месторождение

Расположено непосредственно к северо-востоку от месторождения Долина.

Разведка Северо-Долинской складки явилась прямым продолжением разведочных работ на Долинской площади. В 1960 г. одной из скважин вскрыт продуктивный разрез менилитовых отложений и эоцена. Эоценовые отложения внизу оказались обводненными, из верхней же части разреза при испытании скважины получена нефть до 180 *т/сутки* при 10-*мм* штуцере. Разведочные работы продолжаются.

В строении месторождения принимают участие отложения эоцена и олигоцена.

Структура представляет собой узкую асимметричную антиклинальную складку с юго-западным крылом, падающим под надвиг Долинской складки под углами до 30°, и более крутым северо-восточным крылом. Продольным

нарушением складка разбита на два блока: северо-восточный, более погруженный, и юго-западный. Юго-восточная периклиналь складки, в свою очередь, опущена по сбросу с амплитудой до 450 *м*. К северо-западу по простиранию происходит постепенный подъем складки. Восточнее г. Болехова складка погружается.

В присводовой части структуры из подошвы выгодских песчаников получен приток нефти около 8 *т/сутки* и газа около 900 *м³/сутки*. Газ содержит много конденсата — 300 *л/м³*.

Отметка контура нефть — вода устанавливается по менилитовым отложениям на глубинах 2150—2230 *м*, по эоценовым — на глубинах 2500—2540 *м*.

Воды — удельного веса 1,001—1,095, гидрокарбонатнонатриевые и хлоркальциевые, с минерализацией от 6,94 до 157,26 *г/л*.

Перспективы нефтегазоносности связываются с северо-западным подъемом складки.

17. Рыпненское нефтяное месторождение

Находится в окрестностях сс. Рыпне и Перегинско, Рожнятовского района, Ивано-Франковской административной области, в 40 *км* к юго-западу от г. Ивано-Франковска и в 22 *км* к юго-востоку от Долинского месторождения.

Колодезная добыча нефти в пределах месторождения начата в 1786 г. В 1887 г. ударным способом пробурена первая скважина. К 1892 г. в эксплуатации уже насчитывалось 11 скважин с годовой добычей нефти около 250 *т*. В 1903 г. из-за малодебитности промысел был заброшен, но в 1906 г. в связи с положительной оценкой нефтеносности площади, данной Р. Зубером, пробурено две скважины глубиной до 400 *м*. Скважинами вскрыты линзовидные песчаники, залегающие в верхней части разреза продуктивной менилитовой свиты. Таким образом, промысел был вновь возрожден и к 1939 г. давал уже около 12,5 тыс. *т* нефти. Наибольшее развитие промысел получил после Великой Отечественной войны, когда началась разведка Рыпненских складок и был выделен рыпненский горизонт, приуроченный к менилитовой свите и являющийся сейчас основным объектом разработки месторождения. Разработка рыпненского горизонта началась в 1946 г. По породам этого горизонта пробурено уже 24 скважины.

В строении месторождения принимают участие отложения верхнего мела, палеоцена, эоцена, олигоцена и миоцена.

Месторождение приурочено к группе складок Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, выходящих из-под надвига Береговой скибы. Береговая скиба, сложенная породами верхнего мела и палеогена, частично перекрывает крайнюю юго-западную складку Предкарпатского прогиба. Складки Внутренней зоны прогиба опрокинуты на северо-восток и надвинуты одна на другую. Всего в этом районе выделяется, таким образом, три складки: Западное Рыпне (Западная), Восточное Рыпне (Восточная) и Перегинско, или Западно-Рыпненская, Восточно-Рыпненская и Перегинская (рис. 78).

Складка Западное Рыпне асимметрична, с более пологим западным крылом (до 30°) и крутым, подвернутым восточным. Простирание складки северо-западное. В северо-западной части ширина ее 5 *км*, к юго-востоку она сужается. Здесь из-под Береговой скибы выходят менилитовые отложения Внутренней зоны.

Между Западной и Восточной складками находится тектонический клин, разбитый многочисленными поперечными нарушениями с амплитудами смещения от 50 до 200 *м*, состоящий из пород менилитовой свиты.

Строение складки Восточное Рыпне аналогично Западно-Рыпненской складке. Юго-западное крыло более пологое, северо-восточное — крутое, надвинутое и подвернутое. Скважинами вскрыты отложения поляницкой

и верхнеменилитовой свит. В нижней части верхнеменилитовой свиты выделяется рыпненский горизонт. На карте рельефа надвига Береговой скибы на рыпненский горизонт Восточной складки наблюдается ряд поперечных разломов с амплитудами от 100 до 200 *м*.

Детальное строение складки Перегинско еще не изучено. Разведка складки продолжается. Юго-западное крыло складки более пологое, с паде-

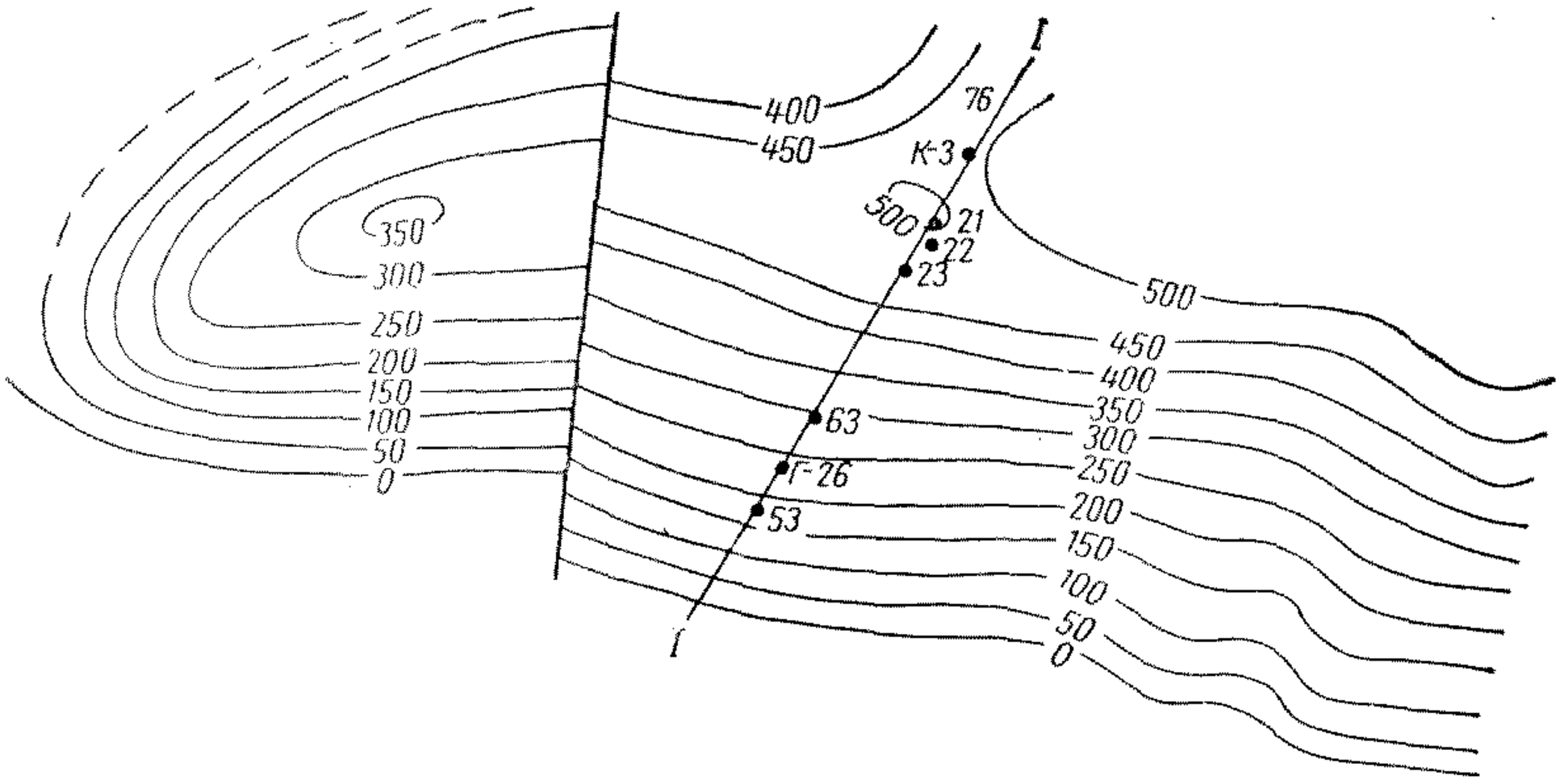




Рис. 78. Рыпненское нефтяное месторождение. По материалам Л. П. Швай, М. Б. Степаненко, В. П. Каменского и авторов. (Карта поверхности надвига Береговой скибы на Западную складку, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — сланцы; *2* — аргиллиты; *3* — песчаники; *4* — известняки; *5* — роговики; *6* — алевролиты; *7* — изогипсы поверхности надвига; *8* — линии разломов; *9* — нефтеносные горизонты; *10* — скважины. На разрезе: *1* — быстрицкая свита; *2* — выгодская свита.

нием от 20 до 25°, при более крутом и, по-видимому, подвернутом восточном. В строении принимают участие отложения поляницкой и менилитовой свит олигоцена и породы эоцена. Складка погружается к юго-востоку от с. Дуба и на площади Сливки совершенно перекрывается надвигом Восточного Рыпне. Ширина структуры достигает 2 *км*.

Нефтеносность связана со всеми тремя складками.

Складка Западное Рыпне нефтеносна в песчанистых линзах верхов менилитовой свиты. Песчаники мелкозернистые, темно-серые, трещиноватые, неизвестковистые. Средняя эффективная мощность их 2,2 *м*, пористость колеблется от 3,5 до 16,3%. Скважина-первооткрывательница месторождения имела начальный дебит 1,2 *т/сутки*. В дальнейшем дебиты отдельных скважин достигали 15 *т/сутки*.

Складка Восточное Рыпне нефтеносна в рыпненском горизонте. Горизонт состоит из часто переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и пепловых туфов и протягивается в виде узкой полосы шириной до 400 *м* с северо-запада на юго-восток вдоль оси складки. Мощность горизонта достигает 100 *м*. Глубина залегания 350—500 *м* в тектоническом клине и до 950—1100 *м* в Восточной складке. Контурные воды до сих пор не вскрыты. Начальные дебиты скважин превышают 30 *т*. Пластовое давление, замеренное в 1949 г., равно 40 *атм*. Нефть легкая, удельного веса 0,826—0,840, парафинистая, малосернистая, с содержанием серы до 0,29%. До 300° С выкипает 52—67% нефти. Попутный газ на 77—89% состоит из метана и его гомологов.

Складка Перегинско нефтеносна в менилитовых и эоценовых отложениях, многочисленные нефтегазопроявления в которых выявлены при бурении разведочных скважин.

В прослойках и песчаных линзах менилитовых отложений Рыпненских складок имеются пластовые воды, обводняющие эксплуатируемые горизонты. По данным анализов, среди них различаются поверхностные и высокоминерализованные воды. В последних содержится от 31,6 до 162,76 *г/л* солей. Воды относятся к хлоркальциевому типу. При испытании интервала 1692—1925 *м* менилитовых отложений Восточно-Рыпненской складки, из этих отложений получен приток пластовой воды; статический уровень установился на глубине 800 *м* от поверхности. Гидрогеологическая характеристика эоценовых отложений не изучена.

Перспективы месторождения могут быть расширены за счет оконтуривания залежей рыпненского горизонта, доразведки складки Перегинско и разведки эоценовых отложений.

18. Небыловское нефтяное месторождение

Находится в окрестностях населенных пунктов Небылов и Слобода Небыловская, Рожнятовского района, Ивано-Франковской административной области, в 5 *км* к северо-западу от нефтяного месторождения Майдан.

Выходы нефти на площади известны с давних времен. Длительное время добыча производилась шурфами и колодцами, при рытье которых встречались прожилки озокерита, ставшего предметом поисков. Первые скважины в конце прошлого столетия были заложены с целью разведки озокерита. Скважины же, встретившие нефть, несмотря на приток ее до 5 *т/сутки*, были заброшены. Систематическое разведочное бурение началось в 1937 г. Первый нефтеносный горизонт менилитовых отложений дал промышленный приток нефти в юго-восточной части складки. В 1939 г. начата эксплуатация второго нефтеносного горизонта. В 1948 г. с целью разведки нефтегазоносности отложений олигоцена заложена скважина глубиной 2000 *м*. Она вскрыла третий горизонт менилитовой свиты мощностью 50 *м* со среднесуточным притоком нефти до 5 $м^3$. Максимальные дебиты скважин не превышали 12 *т/сутки*. Сейчас добыча нефти на месторождении незначительная, залежи обводнены.

В строении месторождения принимают участие отложения олигоцена.

На структуре прослеживаются две складки — юго-западная и северо-восточная. Юго-западная складка является непосредственным продолжением в северо-западном направлении Майданской структуры. Свод складки сложен частично размытыми менилитовыми отложениями. Северо-восточное крыло надвинуто на следующую складку, подвернуто и частично срезано

надвигом; юго-западное крыло тоже крутое с углами падения 70°. Северо-восточная складка асимметрична, сложена осадками менилитовой и поляницкой свит и имеет северо-западное простирание. Юго-западное крыло погружается под углами 48—50°; северо-восточное, более крутое, — под углами 70—75°. С удалением от оси северо-восточное крыло сильно выполаживается.

Промышленные залежи нефти приурочены к песчаным прослоям отложений менилитовой свиты, залегающим на глубинах 200—4000 *м*.

Закономерности в обводнении нефтеносных горизонтов не наблюдается. Скважины, расположенные в крыльевых и периклинальных частях структуры, часто дают чистую нефть, в то время как скважины, вскрывшие горизонт на меньшей глубине, вместе с нефтью дают воду. Вода, по-видимому, поступает с поверхности и из песчаных пропластков менилитовой свиты с глубин 576—973 *м*. Слабый напор пластовых вод обусловливает подъем столба жидкости на 18—183 *м*. Дебиты вод колеблются от 16 до 28 *л/сутки*. Воды второго продуктивного горизонта содержат сравнительно высокое количество кальция и нафтеновых кислот (от 2,64 до 3,33 *мг-экв*.). По химическому составу воды относятся к хлоркальциевому типу.

19. Майданское нефтяное месторождение

Находится в Богородчанском районе Ивано-Франковской административной области.

Площадь изучена по данным геологической съемки, структурно-поискового бурения и сейсмической разведки, и впервые начала разбуриваться в 1880 г. Сначала разрабатывался самый верхний эоценовый горизонт. За время разработки вскрыто три горизонта в отложениях эоцена и палеоцена на глубинах 40—60, 180—260 и 400—560 *м*. В 1880—1905 гг. на месторождении было пробурено около 30 мелких скважин, после чего эксплуатация прекращена как нерентабельная. В 1924 г. скважины, пройденные по второму и третьему горизонтам, имели дебиты 5—7 *т/сутки*, что вызвало возрождение промысла. До 1937 г. эоценовые отложения эксплуатировались 103 скважинами, затем в урочище Кубаш было пробурено пять скважин, вскрывших нефтяные горизонты менилитовой свиты на глубинах 100—200 *м*. Вследствие малодебитности первый и третий горизонты не эксплуатируются. Добыча производится одиночными скважинами из второго горизонта.

Структура приурочена к северо-западному продолжению Битковских складок. В отличие от Битковских складок антиклиналь Майдан высоко приподнята и вместе с поднятиями Луквы и Сливок выходит в тектоническом полуокне Скибовой зоны.

Майданская складка, как и все другие структуры Бориславско-Покутского антиклинория, имеет асимметричное строение с крутым, подвернутым и срезанным надвигом, северо-восточным крылом и пологим юго-западным крылом. Складка надвинута в северо-восточном направлении на соленосные глины воротыщенской свиты миоцена. Амплитуда надвига не установлена, однако по общегеологическим данным можно предполагать, что она составляет не менее 5—6 *км*. В ядре антиклинали Майдана на поверхность выходят отложения эоцена, окаймленные породами менилитовой и поляницкой свит олигоцена. К юго-западу расположена складка Луквы, которую некоторые геологи считают вторичной, осложняющей юго-западное крыло основной Майданской антиклинали.

Нефтеносные горизонты (верхний — эоценовый и три в отложениях эоцена и палеоцена) представлены пропластками песчаников серых, мелкозернистых, кварцевых, переслаивающихся с серыми плотными аргиллитами. Пористость песчаников незначительная. Во втором горизонте выделяется два пропластка мелкозернистых песчаников мощностью 1—1,5 *м* каждый. Песчаники разобщены 15—20-метровой пачкой зеленых аргиллитов. Дебит скважин незначительный — 0,2—0,7 *т/сутки* при продолжительном периоде

эксплуатации. Нефть содержит до 63 % светлых фракций при удельном весе 0,8340—0,8576.

Так как бурение производилось ударным способом и без надлежащей изоляции водоносных горизонтов, нефтяные залежи постепенно обводнились.

Пластовые воды приурочены к песчаным пропласткам отложений эоцена на глубинах 252—432 *м*. Дебиты незначительные и колеблются от 0,1 до 0,7 *м*^{3}/*сутки*. Статические уровни устанавливаются на глубинах 170—230 *м* от устья. Средний подъем столба жидкости достигает 40 *м* выше нефтеносного горизонта. В результате большинство скважин ликвидировано вследствие обводнения. Воды относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией 102,4—139,2 *г/л*.

Значительная эрозия, вскрывшая эоценовые отложения ядра складки, снижает перспективность ее. Разведочные работы необходимо проводить на поднятиях с нефтесодержащими породами, перекрытыми непроницаемыми покрышками. Такой складкой является Луква, в которой перспективны на нефть как олигоценовые, так и эоценовые отложения. Кроме того, есть все основания считать, что под надвигом Майданской складки имеются структуры, содержащие в породах палеогена крупные залежи нефти и газа. Разведка этих структур начата в 1961 г.

20. Старуньское нефтяное и озокеритовое месторождение

Расположено между сс. Старуня и Молотков, Ивано-Франковской административной области, к северу от Битковского месторождения. Через месторождение протекает р. Лукавец, являющаяся правым притоком Быстрицы Солотвинской.

Как месторождение нефти и озокерита оно известно еще с проплого столетия. Первая скважина пробурена в 1885 г.; из нее с глубины около 180 *м* из соленосных отложений нижнего миоцена получено несколько центнеров нефти. До 1901 г. пробурено 12 скважин; одна из них во время бурения фонтанировала в течение 2 *ч*, выбросив на поверхность с глубины 556 *м* около 30 *т* нефти (по данным П. Зубжицкого, три вагона нефти). После закрытия устья скважины нефть вновь прорвалась, и на поверхности ее скопилось больше 500 *т*. В течение последующих лет в Старуне неоднократно предпринимались попытки бурения разведочных скважин; в одной из вновь пробуренных скважин опять произошел выброс нефти. Сложность геологического строения Старуньского месторождения долгое время являлась препятствием для нормального бурения глубоких скважин. Недавно месторождение введено в глубокую разведку, хотя одна из скважин уже ликвидирована по техническим причинам. За все время эксплуатации на месторождении добыто около 1000 *т* нефти и около 4,6 тыс. *т* озокерита.

В строении месторождения принимают участие отложения миоцена и палеогена.

Несмотря на то, что на месторождении пробурено свыше 15 скважин (не считая мелких структурно-поисковых и разведочных на озокерит), тектоника его до сих пор изучена слабо.

Судя по распространению соленосных глин воротыщенской свиты, в районе Старуни имеется узкая крутая антиклинальная складка, простирающаяся в северо-западном направлении. На юго-западе она, вероятно, ограничена разрывом, по которому взброшены (а возможно и надвинуты) стебникские красноцветные осадочные образования. На северо-востоке к соленосным глинам Старуньской антиклинали, вероятно, также по разрыву (надвигу?) примыкают слободские конгломераты, слагающие уже следующую к северу складку.

Соотношения между Старуньской антиклиналью и Дзвинячской складкой с северо-западной стороны и этой же структурой и Молотковским поднятием с юго-восточной стороны остаются неясными. Существует несколько

вариантов толкования этого вопроса. Согласно одному из них, на Старуньскую складку на юго-востоке надвинута Молотковская антиклиналь; на севере рассматриваемая структура, в свою очередь, надвинута сначала на Надворнянскую складку, а затем и на Дзвинячскую. В таком понимании Старуньская складка имеет небольшие размеры. По другому варианту (по мнению авторов менее вероятному) Старуньская складка рассматривается как юго-восточное продолжение Дзвинячской структуры.

Нефтяные залежи на месторождении связаны с терригенными породами эоцена (быстрицкая свита). Мощность насыщенных нефтью пород 60 *м*. Залежь нефти узкая, расположена в присводовой части. Нефть по составу близка к нефти Битковской глубинной складки.

С отложениями соленосных глин связаны слабые нефтепроявления и довольно интенсивное озокеритовое оруденение. Проявления нефти при бурении наблюдались с глубин от 50 до 423 *м*, а проявления озокерита в виде следов и сравнительно мощных жил — с глубин 25—360 *м*.

Ниже воротыщенских глин вскрываются породы менилитовой свиты[1]. С отложениями этой свиты связано четыре водоносных горизонта. Первый вскрыт на глубине 415 *м*, дебит воды 5—7,5 $м^3$/*сутки*; второй — на глубине 532 *м*, дебит 50 $м^3$/*сутки*; третий — на глубине 552 *м*, дебит 10 $м^3$/*сутки* и, наконец, четвертый — на глубине 580 *м*, дебит 150 $м^3$/*сутки*.

21. Дзвинячское газо-нефтяное и озокеритовое месторождение

Расположено в с. Дзвиняч, Солотвинского района, Ивано-Франковской административной области, к северо-западу от Старуньского месторождения.

Дзвинячское месторождение как озокеритовое начало разрабатываться в 1870 г. Озокерит в Дзвиняче приурочен к воротыщенским отложениям, в которых чаще всего выполняет поры в отдельных пластах песчаников, реже — мелкие трещины и небольшие пустоты. Разведочными работами установлена промышленная озокеритоносность на площади 4 $км^2$ от поверхности до глубин, более 250 *м*; добыча озокерита проводилась до глубины 200 *м*.

За все время эксплуатации добыто свыше 2500 *т* озокерита; добыча продолжается.

Во время проходки шахтных стволов и штреков в воротыщенских соленосных отложениях вместе с озокеритом нередко встречались и следы нефти. Разведка нефтяных залежей впервые проведена в 1895 г. Бурением ряда скважин с глубин 273—275 *м* и 465—468 *м* в отложениях воротыщенской свиты выявлены следы нефти, а в отдельных случаях и небольшие газовые фонтаны. В скважине «Бабетта», пробуренной в своде Дзвинячской складки до глубины 1184 *м*, с интервала 250—259 *м* из пород воротыщенской свиты получен приток нефти с дебитом 2,5 *т/сутки*. Выявленная залежь была связана с небольшой линзой песчаника и вскоре истощилась. В этой скважине на глубинах 852 *м* (воротыщенская свита), 1046 *м* и 1056 *м* (эоцен) вскрыты три газоносных горизонта. Второй газоносный горизонт с глубины 1056 *м* в 1929—1931 гг. эксплуатировался и дал более 4000 тыс. $м^3$ газа. Разведка Дзвинячской антиклинали возобновлена в 1940 г., а к 1952 г. в бурении находилось восемь глубоких скважин; из них семь по техническим причинам не были доведены до проектных глубин. Интенсивные проявления газа отмечены в одной скважине с глубин 1128—1132 *м* (менилитовая свита), в другой — с глубины 752 *м* (воротыщенская свита) и в третьей — с глубин 835—841 *м* (воротыщенская свита) и 889—891 *м* (менилитовая свита). Разведка Дзвинячской антиклинали не закончена.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения олигоцена и миоцена.

---

[1] По мнению некоторых исследователей, между воротыщенской и менилитовой свитами в Старуне пройдена 17-метровая пачка пород поляницкой свиты. *Прим. авторов.*

Тектоника месторождения изучена слабо. В соответствии с данными геологической съемки и бурения Дзвинячское месторождение связано с узкой крутой антиклинальной складкой, ограниченной с юго-запада и северо-востока разрывами (надвигами?). В строении складки принимают участие отложения стебникской, воротыщенской, менилитовой и быстрицкой свит. В сводовой части складки на поверхность выходят воротыщенские, интенсивно перемятые соленосные глины. Менилитовая свита вскрыта скважинами на глубинах 1000—1200 *м*.

Анализ газа с интервала 889—891 *м*: метана 86,3%, этана 4,23%, пропана 2,11%, бутана 0,98%, высших углеводородов 0,41% и углекислоты 0,25%.

В отложениях нижней части воротыщенской свиты и в менилитовой свите на глубинах, соответственно равных 856 и 916—1557 *м*, выявлены напорные воды при дебитах до 200 $м^3/сутки$. Воды высокоминерализованные — 176,18—324,72 *г/л*. Основными компонентами их являются хлор и натрий.

22. Битковское нефтяное и газовое месторождение

Расположено в окрестностях населенных пунктов Пасечная и Битков, Надворнянского района, Ивано-Франковской административной области.

С середины прошлого столетия нефть на площади добывалась при помощи колодцев. Бурение в с. Пасечная началось в 1886—1888 гг. Первые скважины в Биткове пробурены в 1897 г. По литературным данным, они имели начальные дебиты до 30 *т/сутки*, сохранявшиеся в течение нескольких лет. Большинство скважин, пробуренных еще в конце прошлого века, после продолжительной эксплуатации в 1959 г. ликвидировано. В эксплуатации находится только одна скважина со среднесуточным дебитом около 0,34 *т*. В 1948 г. начато разведочное бурение с целью поисков складки, предполагавшейся под надвигом Береговой скибы, северо-восточнее чешуи Старой Копальни. В 1951 г. скважинами прощупана складка, получившая название Глубинной. Первая скважина оказалась в присводовой части складки и при забое 1803 *м* дала промышленный приток нефти из отложений менилитовой свиты. Дальнейшее бурение подтвердило наличие структуры значительных размеров с промышленным притоком нефти. В 1958 г. в палеоценовых и эоценовых отложениях складки Глубинной выявлена газоконденсатная залежь.

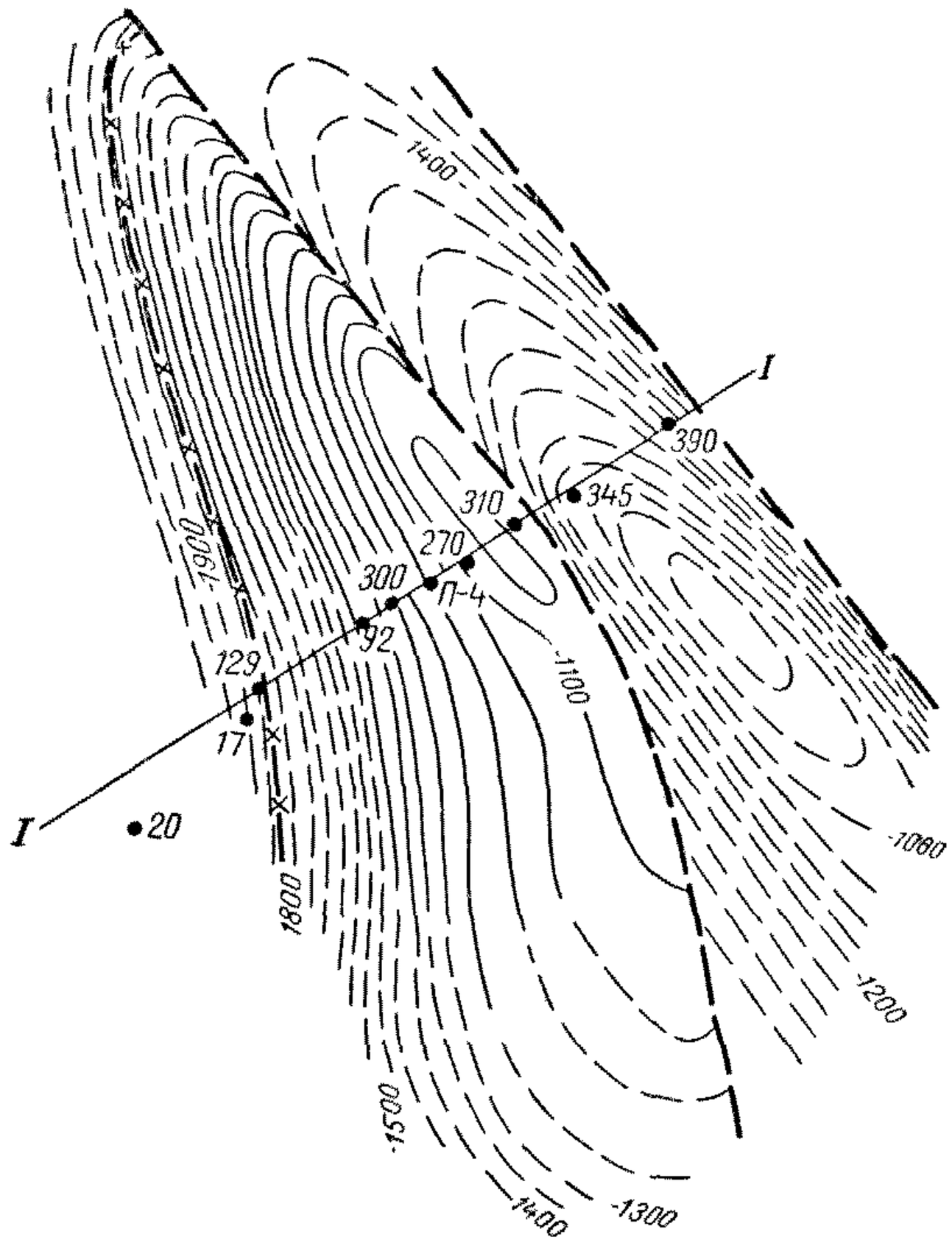
В строении месторождения принимают участие отложения верхнего мела, палеогена и неогена.

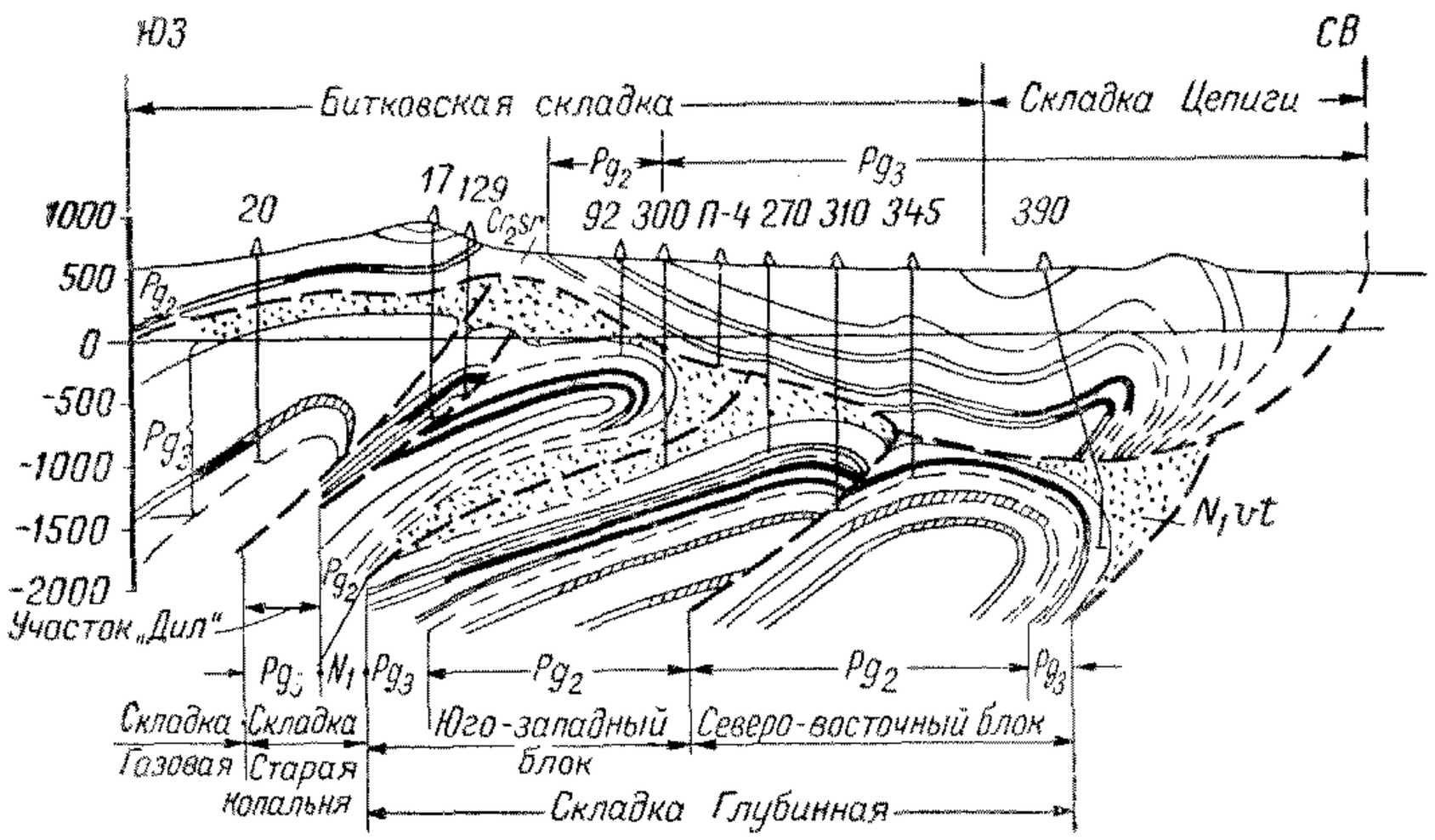
Тектонически месторождение приурочено как к надвинутой Береговой скибе Карпат, так и к поднадвиговой Внутренней зоне Предкарпатского прогиба. В надвинутой Береговой скибе выделяются две складки: юго-западная — Битковская и северо-восточная — складка Цепиги (рис. 79).

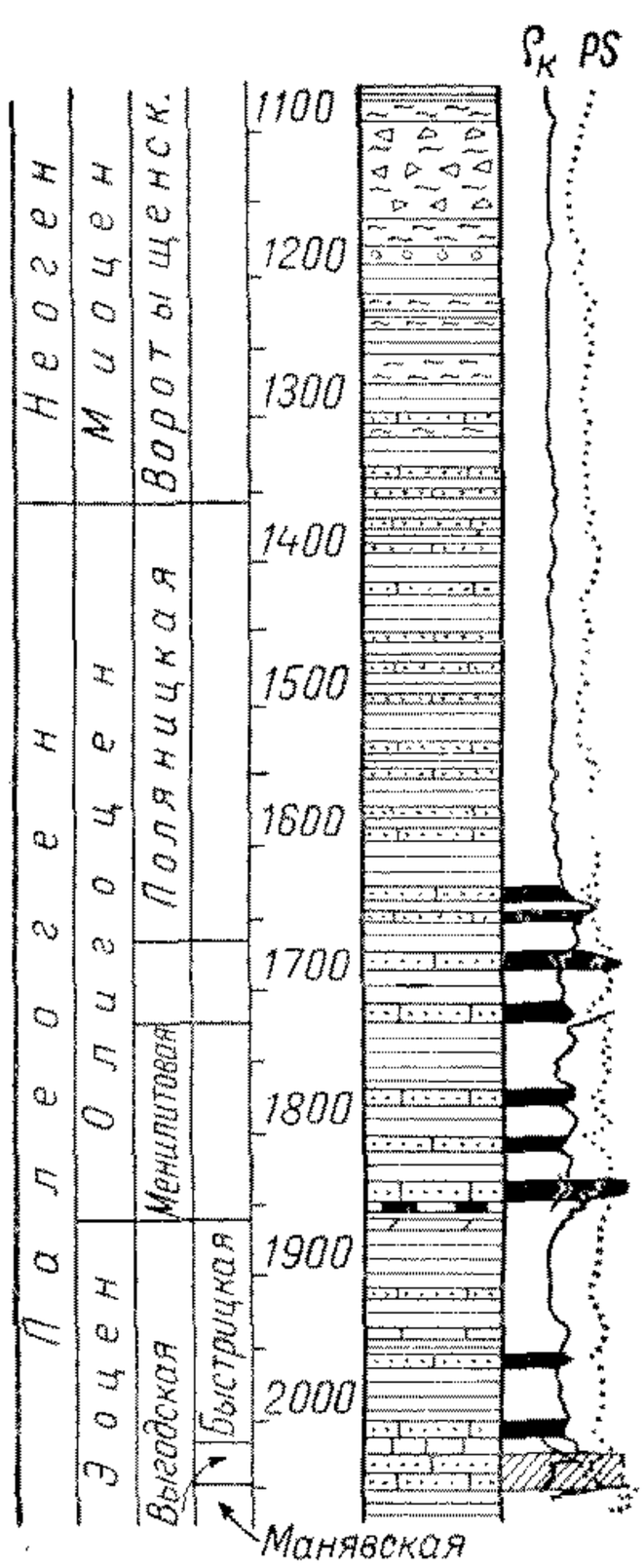
Битковская складка протягивается с северо-запада на юго-восток. Северо-западная оконечность ее размыта, а юго-восточная погружается под более молодые отложения Береговой скибы, перекрываясь далее надвигом Оровской скибы. В своде складки обнажаются стрыйские отложения верхнего мела, пестроцветные и выгодско-пасечнянские отложения палеогена, часто осложненные вторичной складчатостью. Углы падения северо-восточного крыла достигают 40—60°.

Антиклиналь Цепиги расположена во фронтальной части Береговой скибы. Северо-восточное крыло крутое и подвернутое. Вдоль него проходит линия надвига Береговой скибы на Предкарпатский прогиб, в результате чего поляницкие отложения надвига по нарушению контактируют с воротыщенскими отложениями прогиба. Поверхность надвига волнистая и пологая, амплитуда его, установленная бурением, достигает 12—14 *км*.

Непосредственно под надвигом Береговой скибы в 1925 г. Б. Буяльский выделил три опрокинутые на северо-восток и надвинутые друг на друга че-







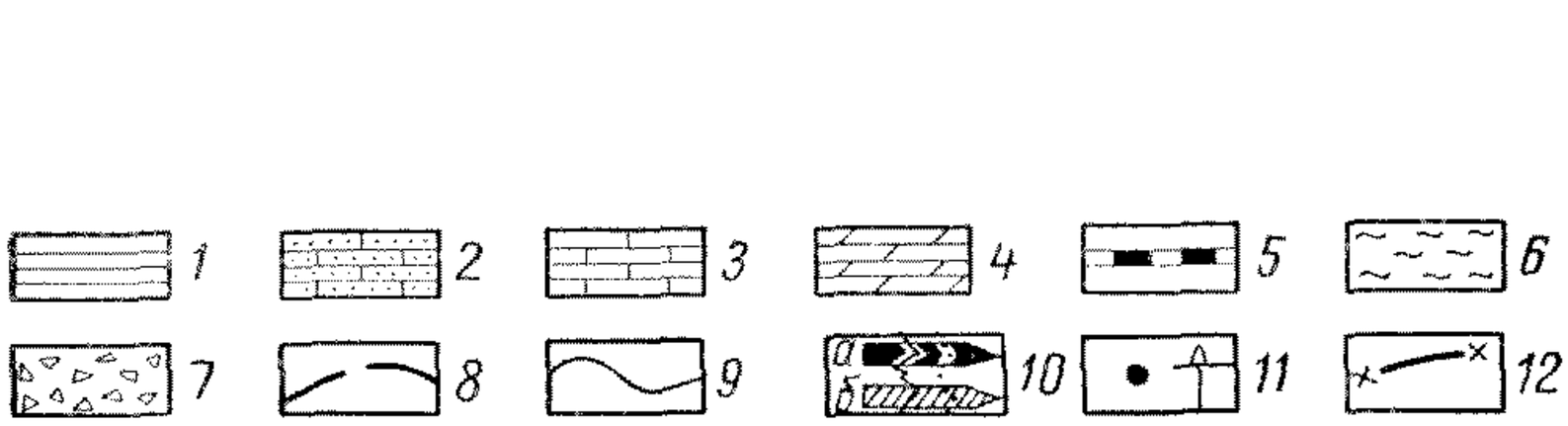


Рис. 79. Битковское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Р. М. Новосилецкого, Я. Р. Морозовича и авторов. (Структурная карта по кровле менилитовой свиты складки Глубинной, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — аргиллиты; *2* — песчаники; *3* — известняки; *4* — мергели; *5* — роговики; *6* — глины; *7* — брекчия; *8* — линии надвигов и разломов; *9* — изогипсы кровли отложений менилитовой свиты; *10* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *11* — скважины; *12* — контур нефтеносности.

шуеобразные складки: на юго-западе — складка Газовая, на северо-востоке складка Старой Копальни, осложненная чешуей Дил.

Чешуя Дил не имеет северо-восточного крыла и по взбросу перемещена в присводовую часть складки с амплитудой до 1 *км*. Присводовая часть основной складки Старой Копальни залегает гипсометрически выше взброшенного участка Дил и сложена отложениями воротыщенской, поляницкой, менилитовой и быстрицкой свит. Северо-восточное крыло складки подвернуто, юго-западное — падает под углами 35—40°.

В строении складки Глубинной участвуют отложения стрыйской свиты верхнего мела, пестроцветной, манявской, выгодско-пасечнянской, менилитовой и поляницкой свит палеогена и воротыщенской свиты миоцена. Складка в северо-восточной части разбита продольным взбросом, в результате чего делится на два блока — северо-восточный и юго-западный. Амплитуда сброса достигает 250 *м*. Юго-западное крыло складки пологое и падает под углами 12—25°. Северо-восточное крыло крутое, подвернутое. Наивысшая отметка кровли менилитовых отложений —1006 *м*, низшая —1909 *м*. Юго-восточная и северо-западная периклинали пока не изучены. Характер надвигов и взбросов дает возможность сделать вывод, что в северо-западной части площади блоки надвинуты друг на друга значительно больше, чем в юго-восточной.

Нефтегазоносны все охарактеризованные выше структуры.

Битковская складка содержит промышленные скопления нефти в песчаниках пестроцветной свиты эоцена и стрыйской свиты верхнего мела, представляющих два горизонта. Интервал между отдельными горизонтами колеблется от 20 до 50 *м*. Максимально вскрытая мощность пестроцветной свиты составляет 100 *м*. Разведанный этаж нефтеносности — около 700 *м*. Коллекторами являются слабо сцементированные светло-серые, мелко- и среднезернистые песчаники. Эффективная пористость составляет от 6 до 20%, проницаемость — от 0,4 до 130 *мд*, остаточная нефтенасыщенность — от 10,5 до 36,2%. В северо-западном направлении песчаники замещаются аргиллитами и алевролитами. Нефть легкая, малосернистая, малопарафинистая с низкой температурой застывания и высоким содержанием бензиновых фракций. По-видимому, она вторичного происхождения и мигрировала с глубин через толщу поляницких и воротыщенских отложений.

Складка Цепиги нефтегазоносна в стрыйских отложениях мела и пестроцветных отложениях палеогена.

Складка Газовая газоносна в северо-западной части, в отложениях менилитовой свиты. Промышленные скопления газа незначительные и приурочены к верхней части разреза. Нижние горизонты менилитовой свиты водоносные. Юго-западное крыло на погружении имеет небольшую, малоразведанную залежь нефти. Этаж газоносности не превышает 100 *м*. Газ имеет удельный вес 0,780 по воздуху и содержит от 10 до 12 $г/м^3$ газолина. Текущие дебиты газа составляют 200—250 $м^3/сутки$ на скважину.

Складка Старой Копальни и чешуя Дил содержат четыре песчанистых горизонта мощностью от 5 до 15 *м*; два горизонта относятся к менилитовым отложениям, два — к песчаникам эоцена и, возможно, палеоцена. Песчаники представлены мелкозернистыми разностями и обычно залегают в виде линз. Данными о параметрах коллекторов промысловая служба не располагает. По каротажным данным скважин, пробуренных на лежащую Битковскую Глубинную складку, вскрытые отложения Старой Копальни достигают 600—700 *м* мощности. Разведанный этаж нефтеносности составляет 820 *м* (от +220 до —600 *м*). Контур нефтеносности не обнаружен. Недоразведаны также и периклинали структуры. Разрабатываются оба крыла. Средние дебиты нефти колеблются от 0,04 до 2,6 *т/сутки*. Наибольшие начальные дебиты достигали 25—30 *т/сутки*. Нефть удельного веса 0,7767—0,8290 по составу относится к классу малосернистых, подклассу смолистых и высокосмолистых, по содержанию парафина —

к группе парафинистых. Залежи разрабатывались при упругом режиме, который постепенно перешел в явно выраженный гравитационный. Добыча нефти глубоконасосная. Некоторые скважины после 20—35 лет эксплуатации дают чистый газ с незначительными суточными дебитами. Газ жирный с большим содержанием газолина, достигающим 85 *г/м*^{3}.

Складка Глубинная содержит залежи нефти и газа в мощной песчанистой толще, имеющей этаж продуктивности свыше 800 *м* (от —1050 до —1850 *м*). Верхний, поляницкий, нефтегазоносный горизонт представлен в основном аргиллитами, песчаниками, гравелитами и конгломератами. Мощность горизонта изменяется от 27 *м* в северо-западной части складки до 109 *м* в юго-восточной. Абсолютная пористость песчаников колеблется между 5,3 и 13,5%. Начальные дебиты составляют от 2 до 70 *т/сутки*. С увеличением песчанистости в юго-восточном направлении увеличиваются дебиты скважин.

В присводовой части складки выше первого горизонта встречаются газоносные линзы небольшой мощности, обводненные на крыльях. В процессе бурения иногда происходят довольно интенсивные выбросы газа, приводящие нередко к образованию вокруг скважин многочисленных грифонов.

Основными нефтесодержащими отложениями складки являются менилитовые. В них различается два нефтеносных горизонта. Первый горизонт представлен песчаниками верхней части разреза менилитовых отложений. Нефтенасыщенные пропластки встречаются в присводовой части складки. Общая эффективная мощность составляет 0,5—1,5 *м*, абсолютная пористость 6—11%, проницаемость менее 1 *мд*. Так как коллекторские свойства горизонта не выдержаны, то с точки зрения разработки он не представляет самостоятельного интереса. Второй горизонт приурочен к песчаникам нижнеменилитовой свиты. Песчаники мелкозернистые, различных оттенков коричневого цвета, слабо сцементированные. На юго-западном крыле пористость песчаников достигает 8—13% при проницаемости от 7 до 24 *мд*. Эффективная мощность 7—12 *м*. Остаточная нефтенасыщенность 25%. Начальные дебиты нефти при 10-*мм* штуцерах от 94 до 223 *т/сутки*. По содержанию серы (0,4—0,52%) нефть относится к классу малосернистых, смол (24—40%) — к подклассу высокосмолистых, парафина (7—13,76%) — к группе высокопарафинистых. Содержание парафина обусловливает высокую температуру застывания нефти (от +17 до +26° С). Удельный вес нефти колеблется от 0,85 до 0,89. Нефтяные залежи Глубинной складки не оконтурены и находятся в разведке. По мере их разработки увеличивается газовый фактор и развивается режим растворенного газа.

Палеоценовые и эоценовые отложения складки Глубинной содержат два продуктивных горизонта. Первый горизонт относится к выгодско-пасечнянской свите и представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, известковистыми, слабо сцементированными, средней крепости, массивными, с темно-серыми известковистыми аргиллитами. Абсолютная пористость песчаников от 9 до 20,4%, газопроницаемость 0,3—0,8 *мд*, эффективная мощность от 7 до 25 *м*. Свободный дебит газа первых скважин достигает 1390 тыс. *м*^{3}*/сутки* и газоконденсата 36,8 *т/сутки*. Песчаники второго горизонта приурочены к низам эоцена (манявская свита) — верхам палеоцена (пестроцветная свита). Абсолютная пористость их 10—14,4%, газонасыщенность 2,7—11,1% при абсолютной проницаемости от 0,3 до 2,8 *мд*. Эффективная мощность составляет 12—17 *м* при общей мощности 25—30 *м*. Пластовое давление на глубине 2640 *м* в водоносной части пласта достигает 331 *атм* при температуре 70° С. При опробовании свободные дебиты скважин достигали 2320 *м*^{3}*/сутки*.

Водоносные горизонты скибовой части месторождения залегают на глубинах 200—350 *м* от поверхности. Дебиты вод редко превышают 12 *м*^{3}*/месяц* при самопроизвольном переливе. Нефтяные скважины, как правило, обводняются при значительном истощении пласта. Встречаются как совершенно пресные гидрокарбонатные воды, так и высокоминерализованные, что дает

основание связывать их с поверхностными, насыщающимися солями при контактировании с соленосными отложениями. Воды складок Старая Копальня и Дил имеют минерализацию от 14,4 до 287 *г/л*. Увеличение их дебитов в дождливое время года говорит о связи с поверхностными водами.

Контуры залежей складки Глубинной не установлены, однако в ряде скважин имеются пластовые воды в песчанистых отложениях. Дебиты воды достигают 40—45 *м³/сутки*. Вода высокоминерализованная, хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы, с удельным весом 1,1029—1,1051. В нефтеносных горизонтах поверхность зеркала воды установлена на отметках —1830 — —1850. В палеоцен-эоценовых отложениях приток воды с переливом до 56 *м³/сутки* получен в интервале 2642—2665 *м*. Вода хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Контур водоносности установлен на отметках —2052 — —2110 *м*.

Перспективы месторождения связываются в первую очередь с оконтуриванием залежей нефти складок Глубинной, Старой Копальни и Дила, а также газоносной залежи складки Глубинной. Несомненный интерес представляет изучение Внутренней зоны Предкарпатского прогиба к северо-востоку от фронта складки Глубинной и части месторождения, приуроченной к Битков-Делятинской депрессии, между Майданским и Покутским поперечными поднятиями протяженностью до 50 *км*. Объективные данные говорят о возможности открытия здесь на глубинах 3000—3500 *м* крупных нефтяных и газоконденсатных залежей.

23. Нефтяное месторождение Слобода Рунгурская

Расположено в окрестности с. Слобода Рунгурская, Яблоновского района, Ивано-Франковской административной области.

О добыче нефти в Слободе Рунгурской для местных нужд населения известно с 1771 г. Первая шахта, заложенная на соль, дала до 100 *кг/сутки* нефти. С 1775 г. месторождение начинает привлекать внимание нефтепромышленников, развернувших здесь разведочные работы. К этому времени эксплуатировалось уже 7 шахт глубиной 25—70 *м*, из которых было добыто 150 *т* нефти. Бурение первых скважин началось с 1875 г. В 1881 г. пробурено 50 скважин, а в 1885 — около 300. По данным К. Толвинского, с 1880 по 1927 г. на месторождении добыто 357 896 *т* нефти, максимально (25 000 *т*) — в 1885 г. Затем отмечается ослабление темпов бурения и быстрое падение добычи. В 1893 г. получено 9870 *т* нефти. Обычная глубина скважин составляла 200—300 *м*. Самая глубокая скважина (720 *м*) была пробурена в 1926 г., но нефти не встречено. Промысел существовал до 1944 г. В 1941 г. на месторождении эксплуатировалось 50 скважин, давших около 1600 *т* нефти за год. В 1944 г. промысел был разрушен.

В строении складки принимают участие отложения верхнего мела, палеоцена, эоцена, олигоцена и миоцена.

Тектонически поднятие представляет антиклиналь северо-западного простирания, опрокинутую на северо-восток. В ядре антиклинали обнажаются отложения манявской свиты нижнего эоцена, а к востоку, в районе горы Каменной, — верхневыгодские песчаники. Крылья сложены быстрицкой и менилитовой свитами. Юго-западное крыло с углами падения 35—40°, северо-восточное — более крутое, срезанное надвигом, в северо-восточной части осложнено небольшой синклиналью, выполненной менилитовыми отложениями.

Описанию нефтеносных горизонтов месторождения в литературе уделено мало внимания. Нефтеносные горизонты залегают ниже пестроцветов палеоцена в отложениях стрыйской свиты. Глубина эксплуатационных скважин 200—350 *м*. Расстояния между скважинами около 50 *м*. О начальных дебитах скважин сохранились очень скудные данные, но дебиты были весьма разнообразные; так, скважина, пробуренная в 1881 г. при глубине 94,8 *м*, имела

начальный дебит из первого нефтеносного горизонта 12 *т/сутки*. Пробуренные в 1884 г. скважины, с глубин 234 и 271 *м*, имели начальные дебиты соответственно 50 и 250 *т/сутки*. Обычные же дебиты скважин составляли 1—2 *т/сутки*.

Присутствие пластовых вод отмечено в ряде скважин на южном крыле складки, но данных о них не сохранилось.

Разведочные работы на месторождении проводились в пределах надвиговой антиклинали, не представляющей большого интереса в качестве нефтеносной, поскольку нефтесодержащие менилитовые и эоценовые отложения выведены здесь на дневную поверхность. Более перспективной является поднадвиговая часть Слободской антиклинали. Однако глубины залегания возможных продуктивных горизонтов палеогена и мела здесь, как показало разведочное бурение (см. раздел «Тектоника»), по-видимому, превышают 4000 *м*.

24. Космачское нефтяное месторождение

Расположено в районе с. Космач, Ивано-Франковской административной области, в верховьях рр. Пистынка и Рушора.

До 1929 г. на месторождении пробурено 15 скважин, из них восемь оказались продуктивными. Все скважины расположены на периклинальном погружении антиклинали Брусного. За время эксплуатации (с 1899 по 1928 г.) на месторождении добыто 23 500 *т* нефти.

Тектонически месторождение приурочено к погружению Покутских складок.

Залежи нефти связаны с породами эоцена и верхнего мела. Глубина залегания нефтяных горизонтов 70—80 *м*, 150 и 200 *м* от поверхности. Изучены залежи плохо, не оконтурены.

Развитие месторождения возможно за счет разведки более глубоких горизонтов верхнего и нижнего мела, а также за счет увеличения промысловой площади в северо-западном направлении, т. е. в направлении погружения Покутских складок под Оровскую скибу Скибового антиклинория.

Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа

Анализ геологического строения и нефтегазоносности Внутренней зоны Предкарпатского прогиба позволяет выделить Б о р и с л а в с к о-П о к у т с к и й а н т и к л и н о р и й как высоко перспективный нефтеносный район.

С 1961 г. здесь разведочные работы производятся на следующих новых площадях (с юго-востока на северо-запад): Пнев-Молотковской, Старуньской, Майданской, Россульненской, Ольховской, Спасской, Струтыньской, Оболоненской, Северо-Долинской, Уличнянской, Доброгостовской, Волянской, Урожской, Воля Блажевская — Старосольской. А в 1962 г. получены мощные нефтяные фонтаны на площадях Ольховской и Уличнянской.

К числу площадей, заслуживающих проведения разведочных работ, относятся:

1. Площадь под надвигом Оровской скибы — между рр. Текуча и Быстрица Солотвинская.

2. Площадь под надвигом Береговой и Оровской скиб — к югу от Долинского месторождения, между рр. Чечва — Воротыще. В первую очередь следует разведать район между рр. Выгодой и Витвицей, где нефтеносные отложения палеогена могут оказаться ближе всего к поверхности.

3. Площадь, с северо-запада примыкающая к Бориславскому месторождению (юго-западнее Береговой скибы).

4. Старосольские складки. Если окажется, что они на значительном расстоянии надвинуты на соленосные глины, вполне оправданной будет

постановка здесь глубокого (до 3500 *м*) разведочного бурения с целью поисков поднадвиговых нефтеносных структур по профилю Звор — Воля Блажевская.

5. Покутские складки. Очень много данных позволяет говорить о том, что эти складки надвинуты в северо-восточном направлении; амплитуда надвига, по-видимому, не менее 10 *км*. Поиски нефтеносных структур должны проводиться под надвигом Покутских складок. Принципиальное значение для определения направления дальнейших поисков нефтяных и газовых месторождений в пределах Самборской подзоны имеют сведения о северо-восточной границе распространения палеогенового и мелового флиша и о глубинах его залегания.

Принято считать, что во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба северо-восточная граница распространения пород палеогена и мела совпадает со Стрыйским разломом, проходящим в 10—15 *км* юго-западнее линии надвига ее на Внешнюю зону. Прямых доказательств этой гипотезы в пределах украинской части Предкарпатского прогиба нет. На территории же Румынии самые северные выходы палеогена (менилитовая свита) известны в антиклинали Пиетричика, вблизи надвига Бухтской впадины (структурный аналог Самборской впадины) на породы сармата Внешней зоны. Бурением вскрыты отложения палеогена недалеко от границы Внутренней и Внешней зон и на территории Польши, в районе с. Яксманица.

Сказанное в какой-то мере подтверждает мнение о наличии пород палеогена и в основании молассового комплекса Самборской впадины. Согласно большинству исследователей интенсивность складчатости во Внутренней зоне уменьшается с юго-запада на северо-восток. Одновременно с этим в северо-восточном направлении должны приближаться к поверхности и палеогеновые нефтьсодержащие породы. Это и предопределило высокую оценку возможностей открытия больших месторождений нефти вдоль северо-восточного крыла Самборской впадины. Открытие залежей нефти возможно в структурах, осложняющих северо-восточное и юго-западное крылья (борта) впадины.

Соглашаясь в общем с высокой оценкой перспектив нефтегазоносности Самборской впадины, следует, однако, отбросить утвердившееся мнение о небольших глубинах залегания пород палеогена.

В соответствии с данными глубокого бурения, проведенного в районах с. Михайлевичи (к северо-востоку от Дрогобыча), Стрыя, Тростянец (к северо-востоку от Долины) и Яксманицы (Польша), можно довольно уверенно считать, что отложения палеогена на глубинах до 3000 *м* могут быть вскрыты только к западу от г. Самбора — в Нижанковичской антиклинали. На остальной площади Самборской впадины породы палеогена должны залегать глубже 4000—4500 *м*. Это следует иметь в виду при проектировании глубокого разведочного бурения.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СКЛАДЧАТЫХ КАРПАТ

В Украинских Карпатах нефтяные месторождения известны в Скибовой и Центральной синклинальной зонах. В Ужокско-Дуклянских складках и в Черногорской, Раховской и Пиенинской зонах месторождений нефти и газа до сих пор не обнаружено.

Нефтегазоносность скибовой зоны

Крупных нефтяных месторождений в этой зоне нет, а небольшие располагаются в пределах Береговой скибы, т. е. у границы складчатых Карпат с Предкарпатским прогибом, представляя по существу единую с Бориславско-Покутским антиклинорием полосу нефтяных месторождений.

В Береговой скибе, от г. Бориславa до р. Прута, буровыми работами выявлено множество признаков нефти по всему разрезу флиша, чаще всего в менилитовой свите. Возможно, что нефть в поднятиях Береговой скибы находится в прямой зависимости от нефтеносности структур Бориславско-Покутского антиклинория, располагающихся под надвигами Скибовой зоны, в том числе и Береговой скибы. Можно предполагать, соглашаясь с А. Г. Вологдиным (1941 г.), что поднятия Бориславско-Покутского антиклинория «питают нефтью» отложения флиша Береговой скибы.

В Береговой скибе эксплуатируется Стрельбичское месторождение, в Оровской скибе — Сходница-Урычское, являющееся для Скибовой зоны уникальным.

25. Стрельбичское нефтяное месторождение

Расположено между сс. Стрельбичи и Старая Соль, в 5 *км* к северо-западу от г. Старый Самбор Дрогобычской административной области, в верховьях руч. Смолянка.

Выходы нефти на дневную поверхность по руч. Смолянка и в районе Старой Соли известны еще с прошлого столетия. Обильные поверхностные нефтепроявления (связанные с песчаниками ямненской свиты и зеленым флишем эоцена) послужили основанием для проходки здесь неглубоких колодцев. В 1881 г. пройдено девять колодцев, из них три оказались продуктивными и шесть «сухими». С развитием бурения в Галиции в истоках руч. Смолянка до 1892 г. пробурено 13 мелких скважин. Эксплуатация нефтяных залежей проводилась до 1905 г., затем прекратилась. С 1924 г. залежи промысла эксплуатируются практически без перерыва. На площади Стрельбичи с 1881 по 1948 г. пробурено до 90 скважин, из них в эксплуатации долгое время находилось только 43. В период немецко-фашистской оккупации была сделана попытка эксплуатации месторождения шахтным способом, для чего пройдена наклонная штольня протяженностью до 150 *м*. Однако ввиду значительного притока пластовых вод из слабо сцементированных песчаников ямненской свиты работы по проходке штольни были остановлены.

По данным геологической съемки, проведенной в 1948 г. одним из авторов, месторождение приурочено к Береговой скибе у границы ее с Оровской скибой. Тектоника Береговой скибы в районе между Стрельбичами и Старой Солью очень сложная. В ее пределах вблизи р. Днестр отчетливо выделяются три узкие антиклинальные складки, сложенные в сводах песчаниками ямненской свиты, на крыльях — эоценовым флишем. Все складки (Старосольская, Смольницкая и Стрельбичская) в северо-западном направлении погружаются, одновременно с этим ширина Береговой скибы быстро уменьшается.

Наиболее перспективна антиклиналь Стрельбичи, а ее периклинальная часть служит объектом эксплуатации залежей нефти в течение уже 60 лет. Стрельбичская антиклиналь в юго-восточной части выходит из-под надвига Оровской скибы, в северо-западной — нарушена поперечным разрывом. Западнее разрыва на поверхность вместе с ямненскими песчаниками выходят породы стрыйской свиты. Последние по линии надвига контактируют с породами эоцена Смольницкой антиклинали. Дальше к северо-западу ямненские песчаники Стрельбичской структуры погружаются под породы эоцена, и вся складка скрывается под надвиг Оровской скибы.

Стрельбичская антиклиналь, точно так же как Смольницкая и Старосольская, имеет крутые углы падения крыльев, равные 60—70°[1].

---

[1] Некоторые исследователи считают, что в район между Монастырцом и Старой Солью Береговая скиба не входит и что полоса флиша здесь вдоль фронта Оровской скибы должна рассматриваться как выход складчатого основания прогиба на поверхность. *Прим. авторов.*

В Береговой скибе, от г. Бориславa до р. Прута, буровыми работами выявлено множество признаков нефти по всему разрезу флиша, чаще всего в менилитовой свите. Возможно, что нефть в поднятиях Береговой скибы находится в прямой зависимости от нефтеносности структур Бориславско-Покутского антиклинория, располагающихся под надвигами Скибовой зоны, в том числе и Береговой скибы. Можно предполагать, соглашаясь с А. Г. Вологдиным (1941 г.), что поднятия Бориславско-Покутского антиклинория «питают нефтью» отложения флиша Береговой скибы.

В Береговой скибе эксплуатируется Стрельбичское месторождение, в Оровской скибе — Сходница-Урычское, являющееся для Скибовой зоны уникальным.

25. Стрельбичское нефтяное месторождение

Расположено между сс. Стрельбичи и Старая Соль, в 5 *км* к северо-западу от г. Старый Самбор Дрогобычской административной области, в верховьях руч. Смолянка.

Выходы нефти на дневную поверхность по руч. Смолянка и в районе Старой Соли известны еще с прошлого столетия. Обильные поверхностные нефтепроявления (связанные с песчаниками ямненской свиты и зеленым флишем эоцена) послужили основанием для проходки здесь неглубоких колодцев. В 1881 г. пройдено девять колодцев, из них три оказались продуктивными и шесть «сухими». С развитием бурения в Галиции в истоках руч. Смолянка до 1892 г. пробурено 13 мелких скважин. Эксплуатация нефтяных залежей проводилась до 1905 г., затем прекратилась. С 1924 г. залежи промысла эксплуатируются практически без перерыва. На площади Стрельбичи с 1881 по 1948 г. пробурено до 90 скважин, из них в эксплуатации долгое время находилось только 43. В период немецко-фашистской оккупации была сделана попытка эксплуатации месторождения шахтным способом, для чего пройдена наклонная штольня протяженностью до 150 *м*. Однако ввиду значительного притока пластовых вод из слабо сцементированных песчаников ямненской свиты работы по проходке штольни были остановлены.

По данным геологической съемки, проведенной в 1948 г. одним из авторов, месторождение приурочено к Береговой скибе у границы ее с Оровской скибой. Тектоника Береговой скибы в районе между Стрельбичами и Старой Солью очень сложная. В ее пределах вблизи р. Днестр отчетливо выделяются три узкие антиклинальные складки, сложенные в сводах песчаниками ямненской свиты, на крыльях — эоценовым флишем. Все складки (Старосольская, Смольницкая и Стрельбичская) в северо-западном направлении погружаются, одновременно с этим ширина Береговой скибы быстро уменьшается.

Наиболее перспективна антиклиналь Стрельбичи, а ее периклинальная часть служит объектом эксплуатации залежей нефти в течение уже 60 лет. Стрельбичская антиклиналь в юго-восточной части выходит из-под надвига Оровской скибы, в северо-западной — нарушена поперечным разрывом. Западнее разрыва на поверхность вместе с ямненскими песчаниками выходят породы стрыйской свиты. Последние по линии надвига контактируют с породами эоцена Смольницкой антиклинали. Дальше к северо-западу ямненские песчаники Стрельбичской структуры погружаются под породы эоцена, и вся складка скрывается под надвиг Оровской скибы.

Стрельбичская антиклиналь, точно так же как Смольницкая и Старосольская, имеет крутые углы падения крыльев, равные 60—70°[1].

---

[1] Некоторые исследователи считают, что в район между Монастырцом и Старой Солью Береговая скиба не входит и что полоса флиша здесь вдоль фронта Оровской скибы должна рассматриваться как выход складчатого основания прогиба на поверхность. *Прим. авторов.*

Все эксплуатируемые скважины располагаются на юго-западном крыле Стрельбичской антиклинали вблизи ее периклинали. Ямненские песчаники в пределах складки нефтеносны от поверхности до глубины 300 *м*.

Залежь на юго-западном крыле ограничена контурной водой. Режим залежи гравитационный и растворенного газа. Сейчас она в значительной мере истощена, что обусловило постепенное снижение из года в год добычи нефти.

По простиранию Стрельбичское месторождение не оконтурено. Залежи нефти возможны в северо-западной периклинальной части складки. В связи с этим целесообразна постановка разведочных работ с целью оконтуривания залежи.

26. Сходница-Урычское нефтяное месторождение

Располагается в 7 *км* к юго-западу от г. Бориславa Дрогобычской административной области.

В районе месторождения Сходницы нефть сначала добывалась, как и на промыслах Предкарпатского прогиба, в шахтах-колодцах. Первая скважина, по данным К. Толвинского, пробурена в 1872 г. В 1892 г. насчитывалось 30 скважин, а к началу 1901 г. в эксплуатации было уже 500 скважин. В небольшом количестве нефть добывалась на участках или промыслах: 1) Вапнярки, к северу от Сходницы, — из песчаников верхнемелового флиша, выходящего здесь на поверхность; 2) Опака, северо-западнее Сходницы, — из песчаников ямненской свиты и эоцена; 3) Оров, в Оровской скибе, в полосе развития верхнемелового флиша, в 6 *км* к востоку от Сходницы, — из песчаников стрыйской свиты с глубин 90 и 102 *м*. Дебиты скважин на промысле Оров были небольшие. Добыча производилась в течение 25—30 лет. За это время добыто 2260 *т* нефти.

Тектонически месторождение приурочено к полосе надвига Сколевской скибы на Оровскую. Оно сложено отложениями олигоцена, эоцена, палеоцена и верхнего мела, образующими узкую антиклинальную складку северо-западного простирания. Как и все складки Скибовой зоны, Сходницкая антиклиналь (рис. 80) опрокинута и слегка надвинута в северо-восточном направлении. Юго-западное крыло ее сравнительно пологое, скрывается под надвинутыми верхнемеловыми породами Сколевской скибы; северо-восточное крутое, подвернутое и срезанное надвигом. Длина складки по породам эоцена, выходящим на поверхность, 1,5 *км*, ширина 0,7—0,8 *км*. В северо-западном и юго-восточном направлениях Сходницкая антиклиналь погружается. На юго-востоке она отделена от Урычского поднятия сбросом, пересекающим структуру с юго-запада на северо-восток (Перепростынский поперечный разрыв). В своде Урычского поднятия, так же как и в Сходницком, обнажаются породы эоцена, а на крыльях — олигоцена. На северо-западе на продолжении Сходницкой структуры находится поднятие Опаки, в пределах которого свод также сложен породами эоцена. Общая протяженность антиклинальной линии Опака — Сходница — Урыч определяется 10 *км*.

Основные залежи нефти в Сходнице связаны с песчаниками ямненской свиты палеоцена. Небольшой нефтяной горизонт имеется и в нижнем эоцене. Глубина залегания нефтяных залежей изменяется от 200 до 700 *м*. Высота этажа нефтеносности в ямненском песчанике равна 300 *м*. Мощность нефтяного горизонта 40—60 *м*. Начальные дебиты скважин редко превышали 5—6 *т/сутки*. Максимальная добыча (168 480 *т/год*) была в 1889 г., затем стала постепенно падать. Сейчас даже при применении вторичных методов эксплуатации дебиты скважин в Сходнице не превышают 22—23 тыс. *т/год*.

Залежи нефти на промысле Урыч также приурочены к песчаникам ямненской свиты. Размеры залежей немного меньше сходницких (в Сходнице $4 \times 0{,}5$ *км*^{2}, а в Урыче $3 \times 0{,}5$ *км*^{2}). Условия нефтеносности аналогичны

сходницким. Дебиты скважин небольшие (1—3 *т/сутки*, редко больше), но отличаются значительным периодом эксплуатации (до 30 лет). Во время бурения скважин интенсивные нефтепроявления отмечались в породах оли-

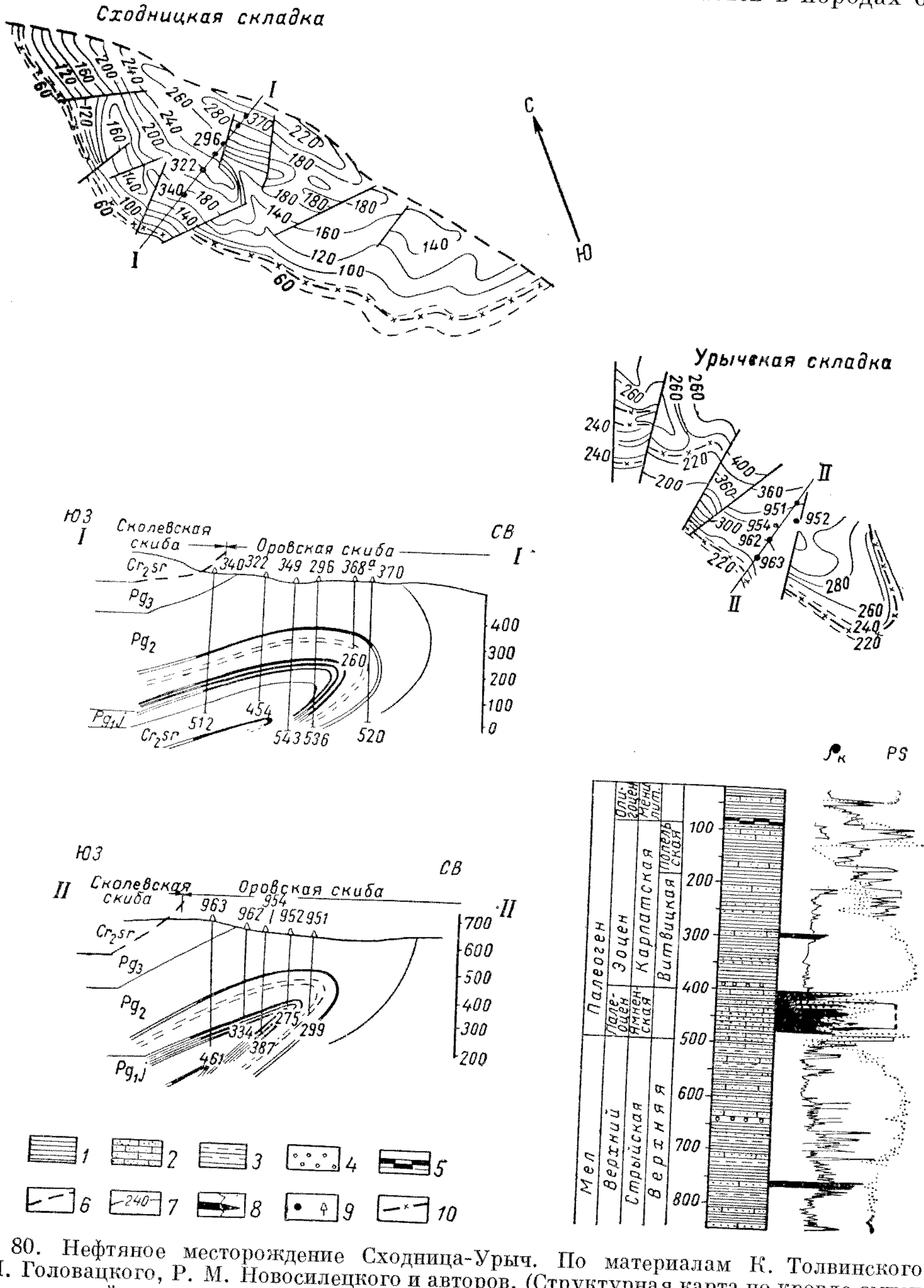


Рис. 80. Нефтяное месторождение Сходница-Урыч. По материалам К. Толвинского, И. Н. Головацкого, Р. М. Новосилецкого и авторов. (Структурная карта по кровле ямненской серии, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глинистые сланцы; *2* — песчаники; *3* — алевролиты; *4* — конгломераты; *5* — роговики; *6* — линии нарушений и разломов; *7* — изогипсы кровли ямненской свиты; *8* — нефтяные горизонты; *9* — скважины; *10* — контур нефтеносности.

гоцена, эоцена и верхнего мела. Ямненский песчаник оказался обводненным.

В Побуке добычи нефти не производилось. Возможности открытия крупных залежей здесь, по-видимому, ограничены.

Все отложения, с которыми в Бориславско-Покутском антиклинории связаны залежи нефти, в Скибовой зоне выведены на поверхность. Это обстоятельство и характер тектоники исключают открытие в Скибовой зоне крупных месторождений в отложениях палеогена и верхнего мела. Залежи нефти, по-видимому, могут находиться в мелких складках типа Сходницких, Побукских, осложняющих обычно юго-западные крылья крупных скиб. Строение поднадвиговых частей Оровской, Сколевской, Паракшинской и Зелемянской скиб не известно. Если надвиги этих скиб пологие, с амплитудой 5—7 *км*, вполне возможно, что под надвинутыми породами имеются антиклинальные поднятия, с которыми могут быть связаны залежи нефти, как, например, бориславские залежи в Береговой скибе.

Некоторый интерес для разведки нефти в Скибовой зоне представляют породы нижнего мела, редко выходящие на поверхность в сводах антиклинальных складок. В породах нижнего мела при благоприятных структурных условиях залежи нефти могут сосредоточиваться в массивных песчаниках (тершовских) спасской свиты.

Давая общую оценку перспективам нефтеносности Скибовой зоны, можно отметить, что сравнительно легко и на небольших глубинах месторождения нефти с небольшими запасами могут быть найдены в Береговой скибе и прилегающей к ней части Оровской скибы в районах: Ясеница Сольная, Витвица, Гошев, Лопянка, Спас. Остальная же территория Скибовой зоны представляет меньший интерес. Небольшие месторождения типа сходница-урычских возможны в центральной наиболее погруженной части зоны.

Северо-западная часть зоны характеризуется узкими сжатыми чешуями и, хотя и имеет поверхностные нефтепроявления, перспективы открытия месторождений здесь очень малы. Такова же оценка перспектив нефтеносности и юго-восточной части Скибовой зоны.

Нефтегазоносность Центральной синклинальной зоны

В Центральной синклинальной зоне с давних времен известно множество естественных источников нефти, разрабатываемых на мелких промыслах. Большинство нефтепроявлений связано с породами нижнекросненской и менилитовой свит. Залежи же нефти приурочены к породам олигоцена, эоцена и мела. Все нефтяные месторождения, находящиеся в эксплуатации, располагаются в пределах польской части Центральной синклинальной зоны.

Наибольший интерес представляют промыслы Турковской впадины на северо-западе и Жабьевской впадины — на юго-востоке Центральной синклинальной зоны.

Турковская впадина. 1. Промысел Гронзева расположен вблизи польской границы, в полосе перехода Скибовой зоны в Центральную синклинальную. Небольшие залежи нефти связаны с узкой (250—300 *м* по породам эоцена) антиклинальной складкой, слегка наклоненной к северо-востоку, с крутыми (40—60°) углами падения крыльев. Длина складки 10 *км*; юго-западное крыло осложнено небольшим надвигом. Складка сложена породами эоцена и кросненской и менилитовой свит олигоцена.

С 1914 по 1939 г. в сводовой части складки пробурены три скважины глубиной до 350 *м*; выкопаны три колодца. Одна из скважин до сих пор эксплуатируется местным населением. Нефтеносны, по-видимому, породы эоцена. Дебит скважины не превышает 100 *кг/сутки*. Удельный вес нефти при 20° С равен 0,846, температура застывания — 8° С, вязкость при 20° С 3,27 *ст*; сера (по Эшке) 0,11%.

2. Промысел Малая Волосянка расположен в полосе перехода Скибовой зоны в центральную синклинальную, в 10 *км* к северо-западу от г. Турка и в 17 *км* к юго-востоку от Гронзева. Нефтепроявления и небольшие залежи аналогичны предыдущим, связаны с узкой асимметричной слегка наклонной к северо-востоку антиклинальной складкой.

В 1928—1934 гг. в с. Малая Волосянка пробурено четыре скважины глубиной от 70 до 315 *м*. Вскрытые скважинами нефтеносные горизонты принадлежат менилитовой свите; эксплуатируются промкомбинатом г. Турка. Дебиты не превышают 40 *кг/сутки*. Химическая характеристика нефти Малой Волосянки такая же, как и нефти в Гронзеве.

3. Промысел Козева расположен у границы Скибовой и Центральной синклинальной зон, в 40 *км* к юго-востоку от Малой Волосянки. Выявленные бурением нефтепроявления связаны с песчаниками кросненской свиты, нижнекросненской подсвиты и свиты, переходной к менилитовой (переходной свиты) свите, слагающими сравнительно узкую антиклинальную складку.

Выходы нефти на поверхность в районе с. Козева известны давно. Пробурено пять скважин глубиной до 700 *м*. С 1896 по 1909 г. в Козевой добыто 165 *т* нефти. В связи с ростом добычи в Бориславе после 1909 г. промысел, по-видимому, был заброшен. В 1954—1956 гг. на антиклинали пробурено семь структурно-поисковых скважин глубинами 375—862 *м*. Отложения олигоцена скважины не прошли. Нефтепроявления наблюдались по всем скважинам и связаны, как правило, с трещинами в песчаниках.

4. Промысел Погар находится на одной антиклинальной линии со структурой Гронзева. Складка Погара протягивается в 7 *км* юго-западнее Козевой и в 30 *км* юго-восточнее г. Турка. Сложена породами менилитовой и кросненской свит олигоцена. Длина складки по роговиковому горизонту нижней менилитовой подсвиты, выходящему на поверхность, не превышает 8—10 *км*, ширина ее по нижней менилитовой подсвите 400—600 *м*. Углы падения крыльев крутые — 70—80°. Антиклиналь слегка опрокинута и надвинута в северо-восточном направлении.

Выходы нефти и колодезная добыча в районе с. Погар известны с давних пор. Первые скважины глубиной до 150 *м* пробурены в 80-х годах прошлого века. Добыча нефти до 1898 г. постоянно возрастала (до 470 *т* в год), а затем стала падать. В 900-х годах промысел был заброшен.

Эксплуатировавшаяся залежь связана с песчаниками нижней менилитовой подсвиты.

Обилие поверхностных нефтепроявлений и присутствие признаков нефти в большинстве скважин, пробуренных как вблизи границы со Скибовой зоной, так и в центральной части впадины, дают основание считать ее высокоперспективным районом.

В то же время исследование песчаников кросненской и переходной свит показывает, что они являются плохими коллекторами нефти. Во многих складках эти породы выведены на поверхность. По-видимому, крупные залежи нефти находятся только в отложениях нижнего олигоцена, эоцена, палеоцена и мела. Так как вблизи перехода Центральной синклинальной зоны в Скибовую во всех складках на поверхность выведены породы почти всего разреза палеогена, а сами складки очень узкие, нарушенные надвигами, крупные месторождения нефти в этой полосе вряд ли могут быть найдены.

С удалением от Скибовой зоны строение складок становится проще, хотя по отложениям кросненской и переходной свит они также имеют узкие своды. Существует мнение, что для многих складок Центральной синклинальной зоны характерны явления эмбрионального диапиризма, особенно ясно фиксируемого в отложениях олигоцена. Вполне возможно, что в таких складках с глубиной в отложениях эоцена углы падения крыльев будут заметно выполаживаться, а складки в связи с этим приобретут форму, значительно более благоприятную для аккумуляции нефти. Это предположение должно быть проверено глубоким бурением, и если оно подтвердится, можно

уверенно говорить о возможности открытия в Турковской впадине сравнительно крупных месторождений на многих площадях. Учитывая характер строения антиклинальных складок впадины, разведочные скважины необходимо размещать по поперечным профилям, смещенным на 1—2 *км* к юго-западу от обнаженного на поверхности свода поднятия.

Жабьевская впадина. Множество нефтяных источников, известных с прошлого века, связано с Конятинским и Долгопольским поднятиями, особенно — с отложениями нижнеменилитовой подсвиты, слагающей Конятинскую антиклиналь. Обе складки имеют гребневидный характер: длина их по отложениям нижнеменилитовой подсвиты около 10 *км*, ширина одной — 1,5 *км*, другой — 0,5 *км*.

Конятинская антиклиналь надвинута на Долгопольскую в северо-восточном направлении. Амплитуда надвига, по-видимому, небольшая. В своде Долгопольской складки на поверхность выходят только нижнеменилитовые отложения.

Нефтяные источники приурочены к породам кросненского типа. Характерно, что нефть просачивается из трещин в песчаники, почти не насыщая их. Это обстоятельство может говорить о возможной миграции ее из отложений нижнего палеогена и мела, слагающих ядра Конятинской и Долгопольской складок.

Естественные источники, из которых во второй половине XIX в. добывалась нефть, известны и к юго-востоку от Долгопольской антиклинали, в районе сс. Дихтенец и Сергие. Здесь поверхностные нефтепроявления связаны с породами не только олигоцена, но и верхнего эоцена. Так как олигоценовые песчаники не имеют надежной непроницаемой кровли, а подвержены непосредственному выветриванию, наибольший интерес могут представлять лежащие ниже отложения эоцена, палеоцена и мела. Залежи нефти в этих отложениях возможны в более пологих складках, не слишком нарушенных дизъюнктивными дислокациями. Разведочные скважины на эти залежи могут буриться на глубину не более 2500—3000 *м*.

Особый интерес при поисках структур и залежей в них нефти представляет юго-западная часть характеризуемой впадины, скрытая под надвигом Черногорской зоны. Если этот надвиг действительно имеет большую амплитуду и под ним находятся толщи соленосных глин, можно более или менее уверенно рекомендовать постановку глубокого разведочного бурения до 3000—3500 *м* на площади между р. Черный Черемош и румынской границей. При этом профиль скважин, по-видимому, следует закладывать в 5—8 *км* юго-западнее современного северо-восточного края Магурского надвига.

Нефтегазоносность Ужокско-Дуклянских складок и зон Черногорской, Раховской и Пиенинской

В пределах Ужокско-Дуклянских складок издавна известны источники нефти у с. Луги, расположенного в верховьях р. Уж, в 75 *км* к северо-востоку от г. Ужгорода, Закарпатской административной области, вблизи польской границы. Выходящая на поверхность нефть приурочена к Лугской антиклинали, сложенной породами олигоцена и эоцена. Углы падения складки, опрокинутой к северо-востоку, равны 50—70°. Глубина пробуренных здесь скважин не превышала 725 *м*. В менилитовой и кросненской свитах на глубинах 200—300 *м* открыты мелкие нефтеносные горизонты, в течение некоторого времени служившие объектом эксплуатации (добыто несколько сотен тонн нефти). Из-за технических трудностей, связанных с резко пересеченным горным рельефом, нефтеносность Лугской антиклинали осталась до конца не выявленной. Отсутствуют данные о нефтеносности пород нижнего палеогена и мела, находящихся в Лугах на сравнительно небольших глубинах. Необходима дальнейшая глубокая разведка Лугской антиклинали и аналогичных ей поднятий Ужокско-Дуклянских складок.

Зоны Черногорская, Раховская и Пиенинская (полоса юрских утесов) в Украинских Карпатах многими геологами считаются бесперспективными в отношении нефтеносности, что основано на особенностях их геологического строения и отсутствии прямых признаков нефтеносности. Однако в последние годы, кроме издавна известных полянских асфальтенов, признаки нефти найдены в сс. Драгово, Плоское и газа — в Кобылецкой Поляне. В связи с этим отношение к оценке перспектив нефтегазоносности зон должно измениться. Не исключено, что при дальнейших исследованиях в пределах этих зон будут получены новые данные о нефтеносности, которые позволят более уверенно оценить их перспективность. Представляется возможной нефтеносность отложений нижнего мела северо-западной, наиболее глубоко погруженной части Черногорской и Раховской зон и юрских в полосе выклинивания отложений лейаса и доггера, которая, как известно, должна располагаться в 2—3 *км* северо-восточнее зоны утесов.

Перспективы нефтегазоносности Закарпатского прогиба

В Закарпатском прогибе признаки газонефтеносности известны еще с XVIII в., когда в 1777 г. в соляной шахте Солотвино произошел мощный выброс горючего газа. Выбросы газа наблюдались и во время проходки (в 1841 г.) шахты в Дорогратово. Особенно много газопроявлений и признаков нефти найдено при проведении структурно-поискового бурения на поднятиях: Солотвинском, Данилово-Тереблинском, Нанковском, Залужском и Иршавском.

Солотвинское поднятие находится вблизи пос. Солотвино Закарпатской административной области, у границы с Румынской Народной Республикой. Сложено породами тереблинской, солотвинской и тересвинской свит неогена. Это брахиантиклиналь северо-западного простирания, осложненная соляным штоком тереблинской свиты. Размеры складки по солотвинской свите 8×5 *км*^{2}. Во время бурения скважин в отложениях тереблинской свиты на глубинах 160—600 *м* встречены интенсивные газопроявления; во многих скважинах и в шахтах имелись также признаки нефти. В разрезе пород миоцена коллекторов, которые могут быть резервуарами для нефти и газа, нет, поэтому разведочные работы, рекомендуемые И. Б. Плешаковым на этой структуре, должны проводиться с максимальным вскрытием подсолевых отложений.

Данилово-Тереблинское поднятие находится в 17 *км* к северо-западу от Солотвинского. Состоит из трех поперечных поднятий — Тереблинского, Александровского и Даниловского, сложенных породами тереблинской, солотвинской и тересвинской свит. Отложения тереблинской свиты в виде соляных штоков выходят на поверхность во всех трех поднятиях. Наибольшим является тереблинский соляной шток. Вдоль Данилово-Тереблинской складки длиной 20—22 *км* протягивается сброс, по которому южная ее половина опущена по сравнению с северной приблизительно на 200 *м*. Крылья складки, точно так же как и Солотвинской, вблизи соляного штока крутые, а с удалением от него быстро выполаживаются до 15—20°. После Великой Отечественной войны здесь пробурено больше 10 структурно-поисковых скважин глубиной от 300 до 600 *м* и одна опорная скважина глубиной 2505 *м*. По данным опорной скважины, туфы даниловской свиты, относящейся по фауне фораминифер к нижнему тортону, с резким угловым несогласием залегают на пестроцветах байловской свиты, относимой уже к палеогену. Таким образом, по данным этой скважины доказано присутствие в фундаменте пород палеогена. Однако детали строения его остаются неизвестными.

Во время бурения в структурно-поисковых скважинах в солотвинской и тереблинской свитах наблюдались довольно интенсивные газопроявления. Состав газа: CH_4 84,5%; тяжелых углеводородов 0,5—12,2%; $H_2 + CO_2$ 1,7%;

O_2 0,8%. Отсутствие хороших коллекторов в породах миоцена дает основание считать, что в пределах складки залежи газа, а возможно, и нефти, по-видимому, находятся в отложениях палеогена стратиграфически ниже лазовской свиты.

Нанковское поднятие располагается к северу от северо-западной периклинали Данилово-Тереблинской складки. Сложено отложениями солотвинской свиты. Судя по обилию соляных источников, в ядре складки имеются и соленосные породы тереблинской свиты. Длина складки 9 *км*, ширина 2 *км*; южное крыло по субширотному сбросу опущено по отношению к северному на 500—600 *м*; углы падения крыльев складки у свода крутые, а с удалением от него выполаживаются (10—15°). На поднятии пробурено 19 скважин глубиной от 265 до 500 *м*. За время бурения во многих скважинах в разрезе миоцена наблюдались нефтегазопроявления. Залежи нефти и газа могут быть связаны с породами палеогена и, возможно, с туфами даниловской свиты.

Залужское поднятие находится в нескольких километрах к юго-востоку от г. Мукачево Закарпатской административной области, примыкая к юго-западному краю Выгорлат-Гуттинской эффузивной гряды. Это брахиантиклиналь, самая большая в украинской части Закарпатского прогиба, — длина 20 *км*, ширина 10—12 *км*. По данным структурно-поискового бурения, в складке установлены два продольных и несколько поперечных сбросов (с амплитудами до 300—450 *м*), делящих ее на три крупных блока: собственно Залужский, Доробратовский и Макарьевский. Центральный — Залужский блок по отношению к двум другим опущен в виде грабена. Бурением установлено, что нижнесарматские отложения, выходящие на поверхность в своде Залужской складки, лежат на породах верхнего тортона с ясно выраженным угловым несогласием. Под породами неогена скважинами в одних случаях вскрыты доломиты триаса (?), в других — отложения мела (?) или эффузивы.

Из отложений нижнего сармата наблюдались многочисленные интенсивные (иногда в виде выбросов) газопроявления. Газоносные породы представлены галечниками, трещиноватыми песчаниками и туфами. По данным электрокаротажа и бурения, в Залуже имеется несколько газоносных горизонтов, из которых испытан только один (357—358 *м*) при свободном дебите 31 тыс. $м^3$, что доказывает промышленное значение нижнесарматской залежи.

Отложения верхнего тортона, пройденные в интервале 470—1460 *м*, представлены глинами, в связи с чем крупных залежей газа они здесь, по-видимому, не содержат. В интервале 1460—1780 *м* пройдена соленосная толща пород. Вместе с глинистыми породами верхнего тортона она могла являться прекрасной покрышкой для газовых залежей, однако вскрытая часть подсолевого разреза, выраженная туфами, а ниже — брекчией, аргиллитами и доломитами, пока не подтвердила этого.

Иршавское поднятие, имеющее четко выраженное брахиантиклинальное строение и необычное для Закарпатского прогиба юго-западное простирание, находится в 6 *км* к востоку от юго-восточной периклинали Залужской складки. Из многих скважин во вскрытой части разреза нижнего сармата с глубин 425—446 *м* наблюдались интенсивные газопроявления, связанные с песчаными прослоями. Состав газа: CH_4 84,8%; C_2H_6 0,33%; C_3H_8 0,22%; тяжелых углеводородов 0,29%; CO_2 0,96%.

Исходя из данных фациального анализа отложений мела и палеогена, слагающих Раховскую и Пиенинскую зоны, и пород миоцена, в Закарпатском прогибе газонефтеносными могут быть отложения нижнего сармата, тортона, бурдигала, среднего эоцена и сенона.

Отложений нижнего сармата в пределах Даниловского поперечного поднятия неизвестно. К юго-востоку от него нижний сармат представлен песчаниками и конгломератами с маломощными прослоями глин. Ввиду

отсутствия хорошей покрышки в породах сармата здесь вряд ли могли сохраниться промышленные залежи.

К северо-западу от Даниловского поднятия отложения сармата распространены шире. Промышленные залежи газа возможны лишь в полосе шириной 6—8 *км*, примыкающей к Выгорлат-Гутинской гряде, так как только здесь, в породах сармата, имеются сравнительно хорошие коллекторы в виде прослоев песчаников небольшой мощности.

Соленосная толща верхнего тортона малоперспективна. Верхняя, терригенная толща может содержать промышленные залежи газа в северо-восточной части Закарпатского прогиба, в полосе, примыкающей к Пиенинской зоне Карпат, так как только здесь имеются сравнительно мощные пачки песчаников, могущих быть коллекторами газа. На остальной территории Закарпатья верхний тортон выражен в глинистой и флишоидной фациях, неблагоприятных для аккумуляции крупных залежей.

Нижний тортон представлен мощной толщей даниловских туфов. Их пористость в разрезе Даниловской опорной скважины изменяется от 1—2% до 19%. Это позволяет надеяться на открытие в породах даниловской свиты залежей газа.

Гельвет развит в виде узкой полосы вдоль северо-западного края прогиба и представлен грубыми терешульскими конгломератами, с которыми вряд ли могут быть связаны залежи газа.

Бурдигал состоит из мергелей и песчаников буркаловской свиты, развитых вдоль северо-восточной моноклинали Закарпатского прогиба в полосе шириной около 5 *км*. Залежи газа могут быть связаны с мощными песчаными пачками.

Отложения аквитана и олигоцена в Закарпатском прогибе, вероятно, отсутствуют.

Верхний эоцен всюду в Закарпатье предположительно представлен пестроцветным известковистым флишем. Перспективы газоносности пород этого возраста невелики. Широкое развитие здесь должны приобретать мощные толщи среднеэоценовых песчаников типа топильчанских и полонинских, с которыми могут быть связаны основные нефтяные и газовые залежи.

Отложений нижнего эоцена и палеоцена в Закарпатье, вероятно, нет.

Верхний мел здесь предположительно представлен красными мергелями и песчаниками пуховской свиты и фукоидными мергелями тиссальской свиты. Песчаники в пуховской свите встречаются в основании и чаще в верхах ее в виде прослоев мощностью до 0,5 *м*. Они мелко- и среднезернистые с базальным кальцитовым цементом. Тип цемента и внешний вид говорят о плохих коллекторских свойствах, в связи с чем перспективы пуховской свиты, точно так же как и тиссальской, ограничены.

Отложения нижнего мела в Закарпатском прогибе, вероятно, отсутствуют.

Таким образом, в Закарпатском прогибе залежи газа и нефти могут быть выявлены в антиклинальной полосе описанных выше поднятий, на северо-восточном моноклинальном крыле Выгорлат-Ольховецкой синклинали, в Береговской зоне поднятий и в Ужгородском поднятии.

В Солотвинской, Тереблинской, Александровской, Даниловской и Нанковской складках крупные промышленные залежи (пластовые или массивные) возможны в породах нижнего тортона и среднего эоцена. Остальная часть разреза палеогена, весь неоген и мел представляют значительно меньший интерес для разведки.

В Иршавской складке, кроме газоносного сармата, следует ожидать открытия залежей газа и, возможно, нефти в породах палеогена (среднего эоцена, не вскрытого бурением). Заслуживает внимания также толща подсолевых туфов нижнего тортона.

На северо-восточном крыле Выгорлат-Ольховецкой синклинали наиболее интересной является площадь между сс. Липча и В. Водяное (вблизи

границы с Румынией). Остальная часть синклинали в связи с широким развитием плиоценовых вулканогенных пород должна быть исключена из числа перспективных площадей.

В Береговской зоне поднятий, характеризующейся присутствием изверженных пород, поиски месторождений газа и нефти представляются очень сложной, но не безынтересной задачей, так как именно в этой зоне должны выклиниваться многие горизонты и свиты неогена и палеогена.

Ужгородское поднятие представляет особый интерес для поисков нефти и газа. Разрез неогена в связи с выпадением многих свит должен иметь здесь в несколько раз меньшую мощность, чем в Мукачевской и Солотвинской впадинах, что значительно облегчает разведку нефтегазоносности отложений палеогена.

ВЫВОДЫ

Согласно подсчету прогнозных запасов нефти и газа, проведенному в 1959—1960 гг., Западно-Украинская нефтегазоносная область обладает значительными ресурсами, уступая в пределах Украины только Восточно-Украинской области.

Подсчет показал необходимость широкого изучения тектоники области, так как основные запасы нефти прогнозной группы D_2 приурочены к участкам, еще слабо изученным. Из всех запасов 50,5% относятся к этой группе и приурочены в основном к Волыно-Подольской окраине Русской платформы,

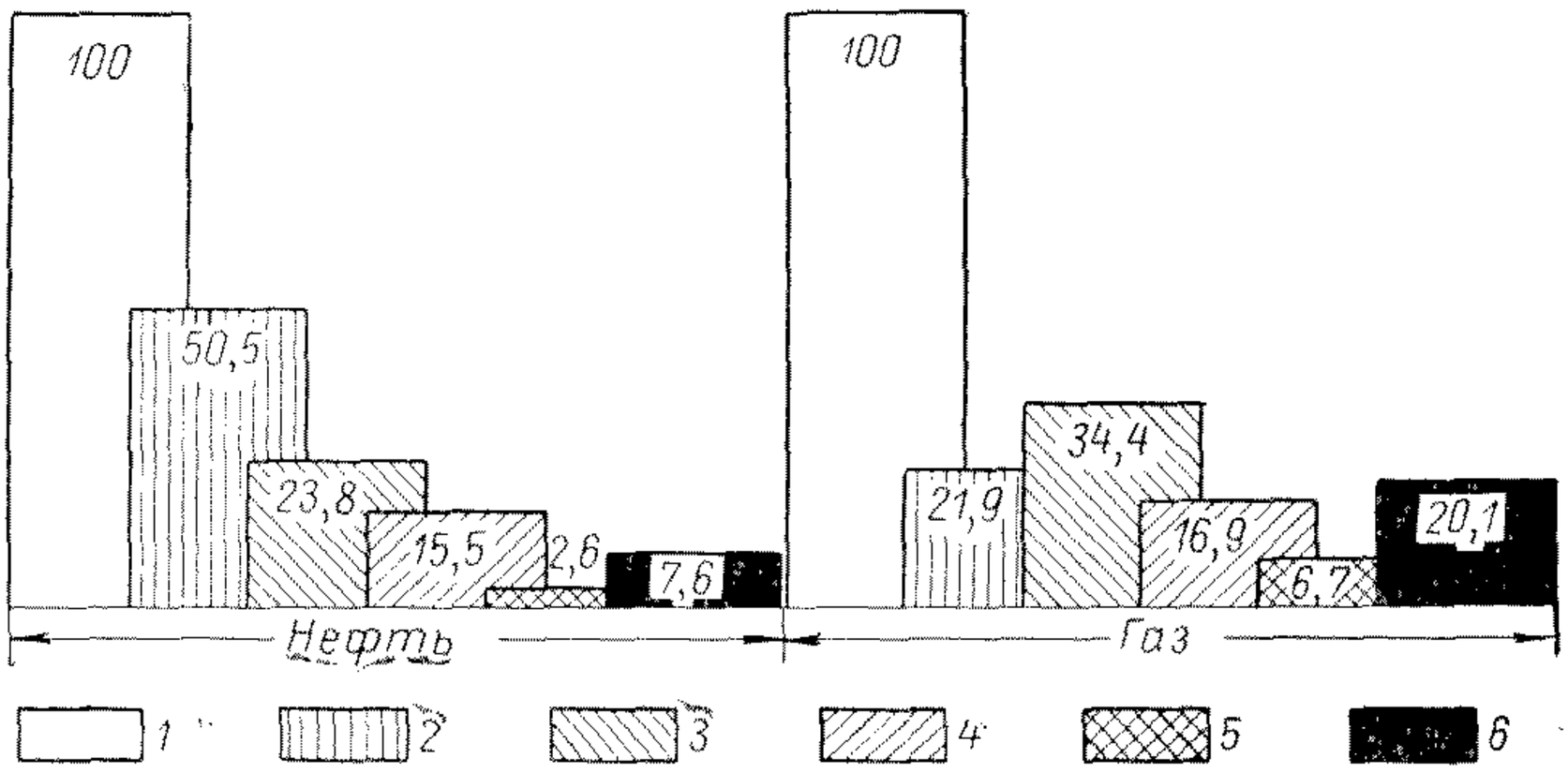


Рис. 81. Соотношение категорий запасов нефти и газа Западно-Украинской нефтегазоносной области на 1/I 1961 г. (в %). По В. Н. Крамаренко.

1 — общие запасы нефти (газа), принятые за 100%; *2* — прогнозные запасы низшей группы — D_2; *3* — прогнозные запасы высшей группы — D_1; *4* — перспективные запасы категории C_2; *5* — предполагаемые запасы категории C_1; *6* — промышленные и разведанные запасы категорий А + В.

к Самборской и Делятинской подзонам, а также к области выклинивания палеогена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и частично к области складчатых Карпат и Закарпатского прогиба (рис. 81).

Группа D_1 составляет 23,8% ресурсов нефти. Эти запасы могут быть выявлены в Бориславско-Покутской подзоне в пределах предполагающихся блоков погребенных складок. Бурение на Доброгостовском блоке, в Струтыни и Ольховке показало необходимость детального геофизического изучения структур до постановки разведочных работ.

Из соотношения категорий C_1 и C_2 видно, что, работая преимущественно над доразведкой уже открытых залежей, разведочные организации мало уделяют внимания подготовке структур под глубокое разведочное бурение.

Запасы промышленных категорий А + В, составляющие 7,6% запасов против 2,6% категории C_1, говорят о необходимости расширения фронта поисковых работ на выявленных перспективных структурах.

Не менее сложно положение с подготовкой запасов газа. Основные перспективы поисков новых залежей газа связаны с доразведкой глубоких (юр-

ских и палеозойских) горизонтов на уже эксплуатируемых промысловых площадях. Поэтому среди прогнозных запасов преимущество имеет группа D_1, составляющая 34,4% по отношению ко всем запасам, против 21,9% группы D_2. Недостаток структур, подготовленных поисковыми работами, привел к тому, что запасы категории C_1 составляют всего 6,7%, в то время как запасы промышленных категорий достигают 20,1%.

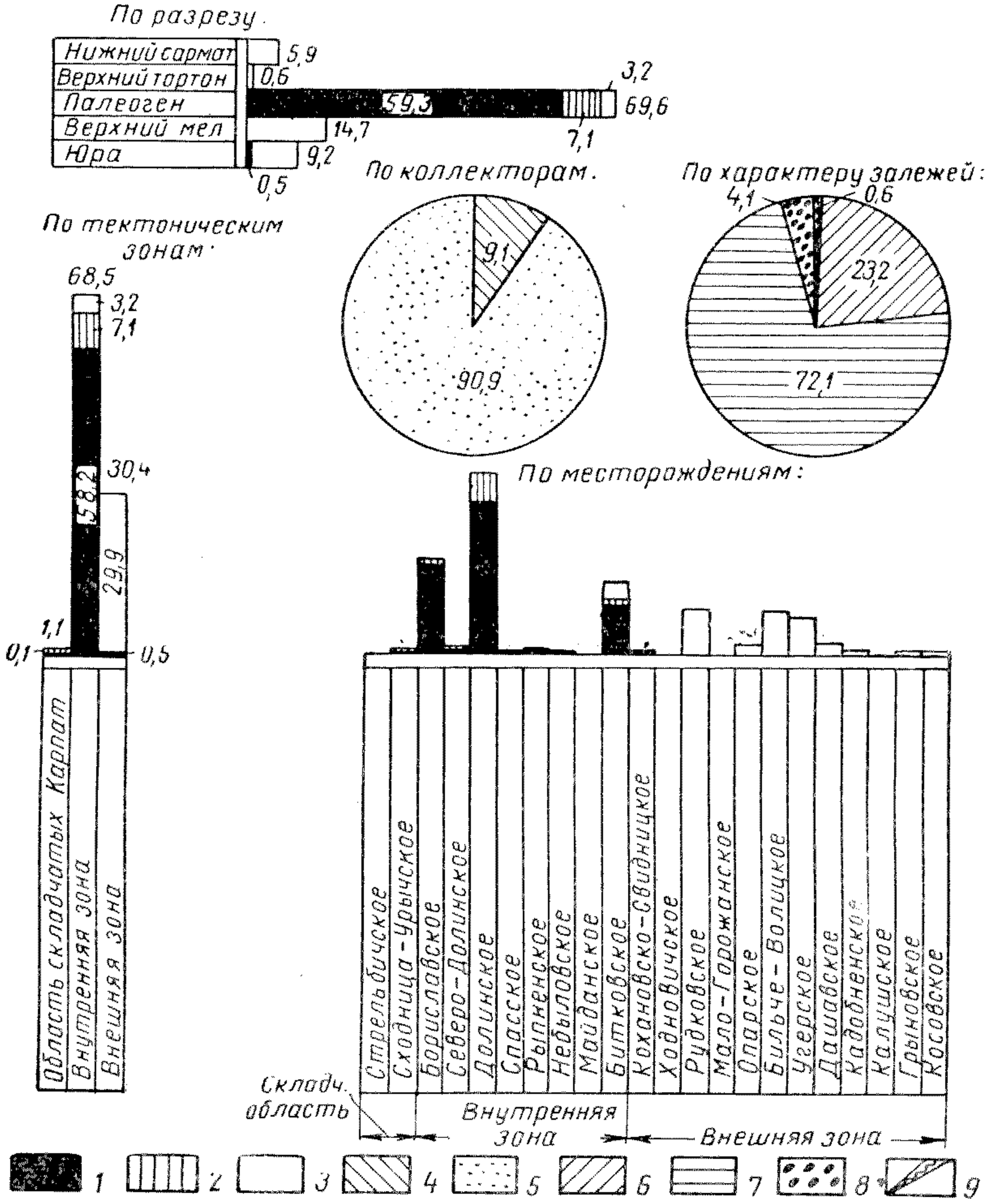


Рис. 82. Характеристика промышленных запасов нефти и газа Западно-Украинской нефтегазоносной области по состоянию на 1/I 1962 г. (в %). Составил В. Н. Краменко.

1 — запасы нефти; *2* — запасы растворенного газа; *3* — запасы свободного газа; *4* — известковые коллекторы; *5* — песчаные коллекторы; *6* — массивные залежи; *7* — пластовые, сводовые залежи; *8* — залежи литологически ограниченные; *9* — залежи тектонически ограниченные.

Анализ распределения первоначальных промышленных запасов нефти и газа по стратиграфическим комплексам (рис. 82) показывает, что 69,6% их приходится на палеогеновые отложения (менилитовая свита, эоцен и палеоцен), 14,7% — на верхнемеловые, 9,2% — на юрские, 5,9% — на нижнесарматские и 0,6% — на верхнетортонские.

Причина, по-видимому, кроется в еще слабой изученности горизонтов, залегающих на глубинах ниже 3000 *м*. Разведка глубоких горизонтов должна увеличить запасы по палеогену, мелу и юре, а на платформе — и по палеозою.

По тектоническим элементам максимальное количество запасов (66,5%) приходится на Внутреннюю зону Предкарпатского прогиба; на Внешнюю зону падает 30,4% всех запасов и на область складчатых Карпат — 1,1%.

Основными нефте- и газосодержащими коллекторами являются пески и песчаники. Карбонатные коллекторы играют подчиненную роль и содержат всего 9,1% всех запасов нефти и газа. Пластовые, сводовые залежи заключают 72,1% всех запасов, массивные залежи — 23,2%, литологически ограниченные — 4,1% и тектонические экранированные — 0,6%.

Первое место по запасам занимает Долинское месторождение нефти, второе — Бориславское месторождение, третье — Битковское, 8,8% приходится на Рудковское, 8,2% — на Бильче-Волицкое, 7,1% — на Угерское, 2,4% — на Дашавское, 2,3% — на Опарское и т. д.

При расчетах 1000 $м^3$ газа были приравнены к 1 $т$ нефти; 41,6% запасов газа сосредоточено в меловых отложениях (Угерско, Бильче-Волица), 27,7% запасов газа — в юрских отложениях (Рудки). Залежь, вскрытая в эоцене Битковского месторождения, пока имеет 3,3% всех запасов газа; на остальные месторождения, залежи которых приурочены к сарматским и тортонским отложениям неогена, приходится 21,4% всех промышленных запасов газа. Такое положение заставляет обратить самое серьезное внимание на разведку газа в палеогеновых отложениях нижнего структурного этажа Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

По нефти 99,0% запасов приходится на палеогеновые отложения (менилитовая свита, эоцен и палеоцен) и только 1,0% — на юрские и меловые, вместе взятые.

Анализ геологических данных, полученных в результате разведочных работ последних лет, проведенных на территории области, показал следующее.

1. Резкое разграничение Внешней и Внутренней зон Предкарпатского прогиба по характеру полезных ископаемых не имеет основания. Открытие Кохановского нефтяного месторождения во Внешней зоне и газовой залежи в эоцене Битковской Глубинной складки говорит о возможности выявления в этих зонах как тех, так и других месторождений.

2. Основным объектом газоносности в области при современном состоянии изученности, по-прежнему, остается Внешняя зона, в то время как Внутренняя зона является главным объектом разведки нефтяных залежей.

3. Во Внешней зоне открытие новых месторождений может быть связано с юрскими отложениями северо-западной части, а также с сарматом и тортоном Крукеничской подзоны. Интерес представляют и сарматские, и тортонские отложения юго-восточнее месторождения Косов, где небольшой объем геофизических работ не позволил выявить значительные антиклинальные поднятия.

4. Во Внутренней зоне еще не использованы возможности открытия новых месторождений в Бориславско-Долинской подзоне между Бориславом и Долиной (нефтяная залежь на площади Улично-Доброгостов), между Долиной и Битковым (нефтепроявления в Струтыни и нефтяной фонтан в Ольховке) и, наконец, в большой полосе к юго-востоку от Биткова — в Делятинской зоне со старыми промыслами Космач и Слобода Рунгурская. Несомненный интерес представляют Покутские и Буковинские складки.

5. На Волыно-Подольской окраине Русской платформы основным объектом, по-видимому, могут быть отложения девона Львовского палеозойского прогиба. Гидрогеологическая характеристика (застойные минерализованные воды), наличие непроницаемой покрышки вышележащих терригенных и карбонатных пород карбона, мела и неогена, коллекторские свойства пород и обильные нефтегазопроявления во время бурения дают основание весьма положительно оценивать этот район.

6. Основная нефтегазоносность складчатых Карпат, в частности флишевых, по-видимому, должна быть связана с нижнеолигоценовыми, эоценовыми, палеоценовыми и меловыми отложениями. Многочисленные выходы нефти на дневную поверхность из разломов узких гребневидных складок верхнего и среднего олигоцена, вероятно, являются результатом миграции из глубинных залежей. Более спокойная тектоника и возможные благоприятные фациальные условия на глубине являются положительным критерием для оценки этой зоны.

7. Самостоятельной разведки требует поднадвиговая часть Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, перекрытая складчатыми Карпатами.

8. В Закарпатском прогибе основной интерес может представлять Солотвинская впадина с ее более мощным чехлом, чем в Мукачевской впадине, паннонских, сарматских и тортонских моласс, перекрывающих палеогеновые и нижележащие породы.

ЧАСТЬ III

ЮЖНО-УКРАИНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Южно-Украинская нефтегазоносная область находится в пределах Одесской, Николаевской, Херсонской, Запорожской и Крымской административных областей и занимает площадь свыше 110 тыс. $км^2$. На севере она граничит с Молдавской ССР, Винницкой, Кировоградской, Днепропетровской и Донецкой областями Украинской ССР.

С юга область омывают воды Черного и Азовского морей. Берега морей крутые, обрывистые, характеризуются большой изрезанностью, обусловленной наличием ряда крупных и мелких полуостровов, заливов и лиманов. Наиболее крупным является Крымский п-ов, в пределах которого, в свою очередь, выделяются Тарханкутский и Керченский п-ва. Море наиболее глубоко врезалось в сушу в Сивашском и Каркинитском заливах, отделяющих Крымский п-ов от материка, и в таких лиманах, как Днепровско-Бугский, Днестровский и др. Берега, как правило, обрывисты.

По рельефу область можно разделить на две части: основную — равнинную, Причерноморскую низменность и меньшую — горную, Крымскую область. На севере Причерноморская низменность ограничена Волыно-Подольской и Приазовской возвышенностями, где высотные отметки превышают 260 *м*. Низменность пересечена широкими долинами рек Черноморского бассейна — Дуная, Днестра, Южного Буга, Днепра и др.

Крымский полуостров на юге ограничивается Крымским горным сооружением, протягивающимся на 150 *км* от г. Севастополя до г. Феодосии при ширине, достигающей 50 *км*. Выделяется три горных гряды. Главная гряда состоит из ряда возвышенностей, разделенных седловинами и носящих названия яйл. Южные склоны гряды круто спускаются к морю, а северные имеют более пологий характер. Первая наиболее высокая гряда, — Бабугак яйла с вершиной Роман-Кош высотой 1545 *м*. Вторая — Средняя, или Внутренняя, гряда, отделена от предыдущей сильно расчлененной местностью, имеющей вид широких котловин (котловины рр. Салгир, Бельбек, Черной и Беюк-Карасу); максимальная высота Средней гряды 723 *м*. Северная, или Внешняя, гряда имеет вид дуги, выпуклой к северо-западу, и отделена от второй продольной долиной, охватывая обе южных гряды. Максимальная высота третьей гряды не превышает 342 *м*.

Северная и средняя части Крымского п-ва представляют собой плоскую однообразную равнину, полого спускающуюся к северу и расчлененную неглубоко врезанными долинами мелководных речек. На юге отметки равнины составляют около 200 *м*, к северу, в районе Сиваша, они спускаются до 5—10 *м*. Тарханкутский п-ов имеет волнистый рельеф, состоящий из трех увалов, разделенных двумя продольными долинами. Берега полуострова воз-

вышаются над морем на 30—50 *м*. Рельеф Керченского п-ва неоднороден: на северо-востоке холмистый, на юго-западе равнинный. Для полуострова типичны грязевые сопки.

Таким образом, рельеф области находится в тесной связи с ее геологическим строением.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ИСТОРИИ ИЗУЧЕННОСТИ

По истории геологического исследования южной части Украинской ССР имеется обширная печатная и фондовая литература.

Геологические исследования и изучение третичной фауны Западного Причерноморья в 1872—1894 гг. проводил И. Ф. Синцов. Восточную часть территории с 1885 г. исследовал Н. А. Соколов. Он осветил стратиграфию, условия осадконакопления, гидрогеологию и полезные ископаемые этой территории. В 1889 г. Н. И. Андрусов разработал стратиграфическую схему третичных отложений для всего юго-востока Европы. Его работа представляет практический интерес и сейчас.

Причерноморская впадина — наиболее крупный тектонический элемент характеризуемой нефтегазоносной области — как тектоническая единица впервые выделена в 1923 г. А. Д. Архангельским. По его мнению, это синклиналь, выполненная верхнемеловыми и третичными отложениями и ограниченная на севере Украинским кристаллическим щитом, а на юге — горными сооружениями Крыма и Кавказа. В 1933 г. А. Д. Архангельский и Н. С. Шатский уточнили границы впадины.

Разведочные и исследовательские работы в пределах области за последние 15 лет проводили многочисленные организации: Институт геологических наук Украинской АН ССР, Украинское геологическое управление, тресты «Укрнефтегеофизика», «Укрвостокнефтеразведка», а затем «Крымнефтегазразведка», объединение «Укргаз», геологопоисковая контора треста ««Союзгеофизразведка» и др. Была составлена геологическая карта юга Украины. Значительный вклад в познание геологического строения и перспектив нефтегазоносности области внесли работы ВНИГНИ, ВНИГРИ, УкрНИГРИ, ВНИИгаз и других научно-исследовательских геологических организаций.

Большой объем геофизических работ, в частности сейсмических и электроразведочных, структурно-поисковое и разведочное бурение позволили выяснить основные черты глубинного геологического строения Причерноморской впадины и произвести тектоническое районирование ее, а также выяснить характер залегания палеозойского фундамента, погружающегося на северном борту в южном направлении. Детальные сейсмические работы помогли изучить тектонику отдельных локальных структур, в частности, осложняющих южный борт впадины.

После Отечественной войны геологической съемкой, сопровождавшейся рытьем шурфов и бурением мелких скважин, была покрыта почти вся территория Керченского полуострова. В северной и восточной частях полуострова, где миоценовые отложения имеют различный литологический состав, съемка помогла детализировать геологическое строение ранее выявленных антиклинальных складок. В пределах юго-западной равнины Керченского п-ва, где на дневную поверхность выходят преимущественно майкопские глины, геологическая съемка оказалась менее эффективной.

С помощью детальной геологической съемки в восточной части предгорья Крымской складчатой области обнаружен ряд антиклинальных структур; в Альминской впадине и на Новоселовском поднятии детализировано строение ранее известных структур и обнаружены Сакская, Серебрянская и Задорненская антиклинали. В Сивашском прогибе геологическая съемка с применением мелкого бурения (30—40 *м*) не достигла цели.

Структурное бурение проводилось на поднятиях Керченского п-ва, выявленных или изученных геологосъемочными работами; так же как и при

геологической съемке, наилучшие результаты получены в северной и восточной частях полуострова. Глубины скважин лишь в отдельных случаях превышали 300 *м*. Структурные построения по данным бурения позволили с большой точностью ориентировать глубокую разведку.

В пределах Индольского прогиба проведено несколько профилей мелких скважин глубиной 400—600 *м* с последующим бурением глубоких скважин. Бурение позволило изучить разрез меловых, палеогеновых и неогеновых отложений, слагающих прогиб, но коллекторов нефти в центре прогиба, — предполагавшегося места выклинивания этих пород, выявлено не было. С целью выявления намечавшегося сейсмическими работами антиклинального поднятия в центре прогиба было проведено бурение, которое отметило только незначительные структурные перегибы на фоне почти горизонтально залегающих пород.

На южном борту Причерноморской впадины, в пределах Тарханкутского п-ва, проведен большой объем структурно-поискового бурения по профилям с глубиной скважин 500—600 *м* и расстоянием между ними 4—6 *км*. Под отложениями неогена обычно вскрывались отложения майкопа, эоцена, а иногда верхнего мела и даже альба. В результате составлена структурная карта по неогеновым отложениям. Дальнейшее бурение показало, что пологие поднятия, сложенные отложениями неогена, соответствуют структурам, сложенным меловыми отложениями.

Немало профильных структурных скважин глубиной до 100 *м* пробурено и на северном крыле Тарханкутского поднятия; глубина скважин составляла 500—600 *м*, а в отдельных случаях 1200 *м*. Четкая стратификация и выделение хороших электрических реперов в эоценовых и палеоценовых отложениях позволяют изучать детали строения структур. Наличие несогласий в породах палеогена и верхнего мела вызывает необходимость бурения отдельных глубоких скважин с целью выявления структур. В последние годы начато глубокое разведочное бурение, показавшее, что разрез от палеогена до низов мела изобилует газовыми горизонтами.

Разведочное бурение на нефть и газ с середины прошлого столетия было сосредоточено на Керченском п-ве. О наличии нефтяных выходов на дневную поверхность здесь известно с давних времен. Однако систематическое изучение его относится к концу XIX в., когда в местах выходов нефти начали буриться скважины. Бурение проводилось на ряде структур, но без достаточной предварительной подготовки, поэтому положительные результаты были получены только на Приозерной антиклинали, где некоторое время и добывалась нефть. После революции началось более планомерное изучение этой площади. С 1926 по 1941 г. здесь было пробурено 45 разведочных скважин. В результате работ открыто Мошкаревское месторождение и получены газовые фонтаны на Борзовской площади. Нефтегазоносными оказались отложения миоцена.

После Великой Отечественной войны бурение развертывалось также преимущественно на Керченском п-ве. Однако незначительный метраж (в 1953 г. 25 тыс. *м*; рис. 83), небольшие глубины разведочных скважин (до 1100 *м*) и разбитость структур дизъюнктивными дислокациями, приводящая к нарушению залежей, не привели к желаемым результатам. В равнинной части Крыма в это время было пробурено всего две опорных скважины.

Данные, полученные в результате геофизических работ, структурно-поискового и опорного бурения, позволили заново оценить перспективы нефтегазоносности равнинной части полуострова и перебазировать бурение туда. За 15 лет — с 1946 по 1960 г. — здесь пробурено 225 разведочных скважин. Средние глубины скважин за это время увеличились с 980 до 1801 *м*.

Максимальный объем бурения затрачен на разведку майкопских отложений, но из общего количества скважин 56% ликвидировано по техническим причинам и только семь скважин дали притоки нефти — на Владисла-

вовской, Мошкаревской, Куйбышевской площадях. На таких площадях, как Харченковская, Андреевская, Мысовая, Краснопольская, Мало-Бабчикская, Борзовская, характер и нефтегазоносность майкопских отложений ни одной скважиной не выявлен. На некоторых же структурах — Селезневской, Глазовской — данные бурения отдельных скважин позволили решить эти вопросы. На многих площадях — Слюсаревской, Каменской и других пробурено только по одной скважине.

Отложения апт-альбского возраста разведывались на двух площадях: Мошкаревской, где были получены незначительные притоки воды и газа, и Краснопольской, где скважины ликвидированы по техническим причинам.

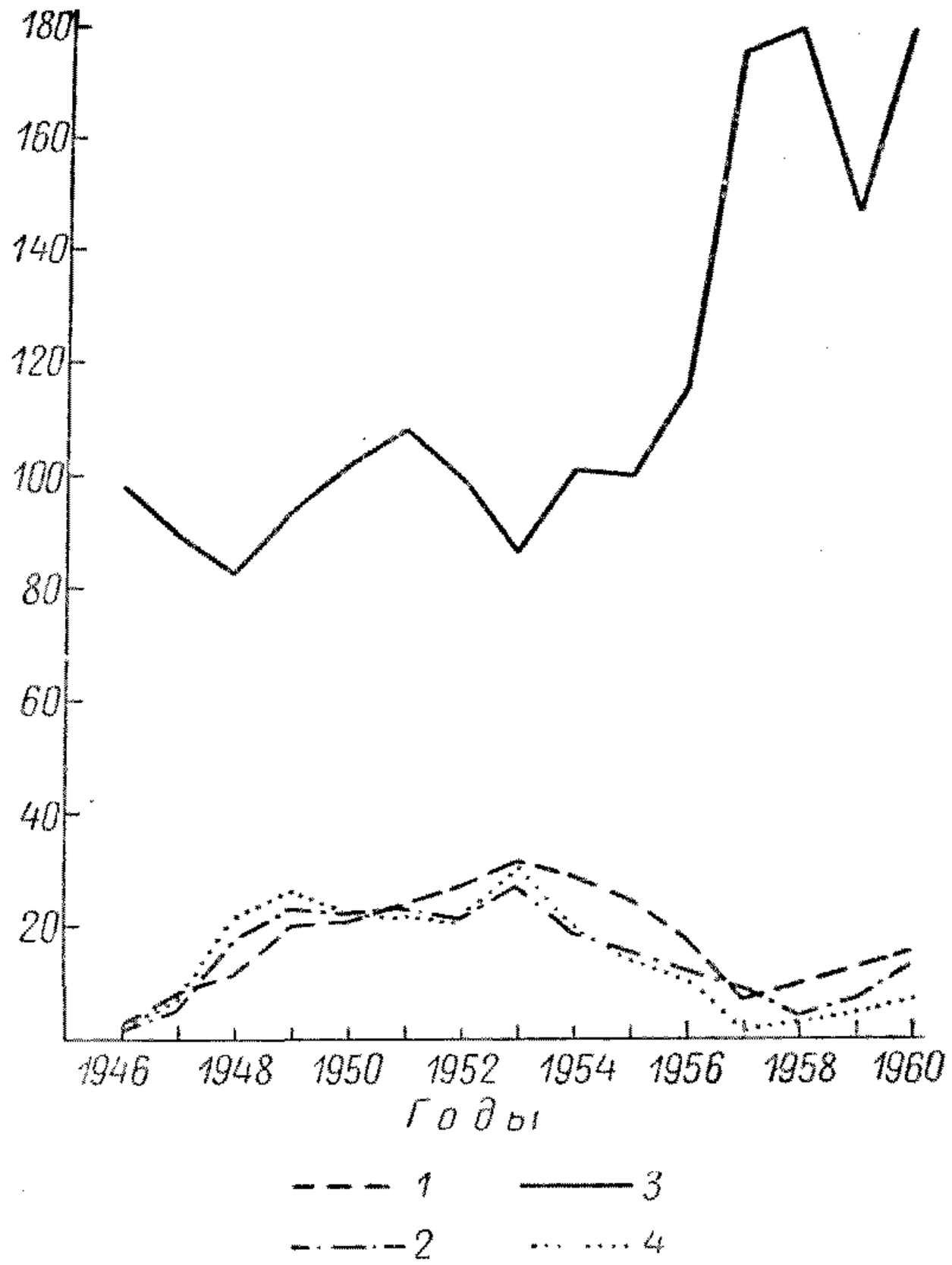


Рис. 83. Развитие разведочного бурения в южных областях Украинской ССР в 1945—1960 гг. По В. Н. Крамаренко.

1 — расходы на бурение в сотнях тысяч рублей; *2* — проходка в тысячах метров в год; *3* — средние глубины законченных скважин в десятках метров; *4* — количество законченных скважин.

В других районах Крымского п-ва, помимо Джанкойской и Тарханкутской опорных скважин, разведочное бурение проводилось на Гончаровской, Сакской и Новоселовской площадях, однако без достаточной подготовки.

После бурения опорной скважины на южном борту Сивашского прогиба в районе г. Джанкоя, в пос. Красная Равнина была заложена глубокая скважина. По данным небольшого объема структурного бурения и некоторых геофизических исследований, здесь намечалась периклинальная оконечность крупного поднятия, расположенного юго-западнее. При бурении выяснилось, что скважина была заложена на глубоком погружении Северо-Новоселовской антиклинали. Остановлена она на глубине 1440 *м*.

На Гончаровской площади, на южном борту Индольского прогиба, методом ВЭЗ выявлено куполовидное поднятие. Структурным бурением, начатым одновременно с разведочным, наличие поднятия не подтвердилось. На площади пробурено шесть скважин, из которых только одна, глубиной до 2167 *м*, прошла верхнеюрские отложения и вскрыла триасовые. В процессе бурения наблюдались нефте- и газопроявления, но скважина испытана не была.

На Новоселовской площади, на южном борту Причерноморской впадины, включающей Северо-Новоселовскую и Южно-Новоселовскую структуры, бурением выяснена тектоника, после чего бурение было перепроектировано. Хорошие коллекторы встречены только в породах нижнего мела, где при испытании получены лишь притоки минерализованной воды с небольшим количеством растворенного газа.

В северной части Сивашского прогиба и на юго-западе Приазовья проведено разведочное бурение в незначительном объеме. Так, на Ново-Алексеевской площади с целью изучения разреза и нефтегазоносности осадочного комплекса пробурено три скважины глубиной 2074—2780 *м*. Скважины остановлены в нижнемеловых отложениях (по мнению некоторых авторов, в юрских). Две скважины оказались аварийными, а испытание третьей — не-

доброкачественным, вследствие чего вопрос о нефтегазоносности площади остался нерешенным.

В 1957 г. в целях выявления общего геологического строения Причерноморской впадины, а также изучения разреза осадочного комплекса, изменения фаций и перспектив нефтегазоносности проведен профиль по пяти глубоким скважинам — от г. Армянска до с. Берислава. Скважины в Армянске и Ново-Каменке вследствие аварий не вышли из нижнемеловых отложений; в Чаплинке, Каховке и Бериславе скважинами вскрыты породы кристаллического фундамента. Сейсмические исследования КМПВ, проведенные по этому профилю, показали наличие разломов северо-восточной ориентировки с амплитудами до 100 *м*.

В Приазовье с целью установления нефтегазоносности пробурено 15 скважин глубиной до 1123 *м*, вскрывших кристаллический фундамент. В породах палеогена и мела, покрывающих фундамент, вскрыты линзы, слабо насыщенные газом. Ликвидация ряда разведочных скважин по техническим причинам, а также недоброкачественное их испытание не позволяют сделать окончательные выводы о перспективах как отдельных стратиграфических комплексов, так и участков площади.

В западной части северного борта Причерноморской впадины, в Нижне-Днестровской депрессии и Преддобруджанском прогибе перспективны палеогеновые, меловые и юрские отложения. Геологопоисковыми работами, проведенными в этой части впадины, пока обнаружено незначительное количество структур (Унгены, Валены и др.). Очевидно, необходимо проведение детальных сейсмических исследований МОВ, а в прибортовых частях прогибов — сети профилей КМПВ. Только после этого можно решать вопрос о направлении глубокого разведочного бурения.

Пробуренными на этой территории опорными скважинами — Мирненской, Саратской и Карагачской глубиной от 757 до 1701 *м* — вскрыты отложения нижнего палеозоя, что говорит о сравнительно небольшой мощности возможно перспективной осадочной толщи.

В настоящее время глубокое разведочное бурение с целью изучения разреза и нефтегазоносности мезозойских отложений сосредоточено на южном борту Причерноморской впадины. Бурение параметрических скважин в сводовых частях складок дает возможность вести параллельно и разведку нефтегазоносности меловых, палеоценовых и палеогеновых отложений. В 1961—1962 гг. на Оленевской, Меловой и Октябрьской площадях получены газовые и нефтяные фонтаны. При этом газ во многих случаях содержит большое количество газоконденсата. Результаты разведки позволяют считать эту часть области высокоперспективной в отношении нефтегазоносности.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

Глубинное строение Южно-Украинской нефтегазоносной области скрыто под мощной толщей трансгрессивно залегающих неогеновых и четвертичных образований.

Д о к е м б р и й с к и е п о р о д ы, слагающие Украинский щит, в пределах северного борта Причерноморской впадины моноклинально погружаются в южном направлении.

По имеющимся разломам широтного направления породы фундамента ступенчато погружаются на значительную глубину, достигающую в Присивашье порядка 4000 *м*. Поперечные нарушения образуют ряд грабенов, создавая мозаичное, блоковое строение фундамента. Крупный субмеридиональный разлом привел к опусканию западного Причерноморья уже в рифейское время. Восточная часть Причерноморья оказалась под морем только в нижнемеловое время. В связи с этим история развития обеих частей северного борта Причерноморской впадины различна.

Таблица 15

Стратиграфический разрез Южно-Украинской нефтегазоносной области по выделенным районам

Группа, система	Отдел	Ярус, подъярус	Литологическая характеристика по выделенным районам I—V
1	2	3	4
Четвертичная (Q)			I—V: суглинки, галечники, лёсс, пески, глины, песчаники. 5—40 *м*.
Неогеновая (N)	Плиоцен (N_2)	Левантинский (lv)	III: пески разнозернистые, часто косослоистые, глины, гравелиты и галечники речного и озерного происхождения. 40—50 *м*.
		Акчагыльский (ak)	V: на Керченском п-ве — глины песчанистые сероватых оттенков. 10—30 *м*.
		Куяльницкий (kl)	II—V: пески серые и желтовато-серые, с прослойками темных глин, приуроченные к долинам в понтических и мэотических отложениях в районе Одессы. 20—40 *м*.
		Киммерийский (km)	IV: глины и пески красно-бурые и кирпично-красные, континентальные. V: песчано-глинистые морские осадки, часто с прослоями коричневато- и зеленовато-бурого железистого песчаника. 30—40 *м*.
		Понтийский (новороссийский подъярус) (pn)	II, III: глины слоистые, зеленовато- и синевато-серые, с прослоями желтых мелкозернистых песков и рыхлых песчанистых ракушечников. Кверху преобладают мелкозернистые кварцевые пески с прослоями известняков, глин и песчаников. 30 *м*. IV, V: известняки ракушечные, оолитовые в районе Днепра, в Присивашье и в Степном Крыму. 10 *м*.
	Миоцен (N_1)	Мэотический (m)	II, III: песчано-глинистые осадки; к югу количество песчаников уменьшается; дельтовая и озерно-речная фация кверху переходит в морскую. 120—185 *м*. IV, V: известняки ракушечные, оолитовые, пелитоморфные, реже мягкие, мелоподобные, с фауной морских, пресноводных и наземных моллюсков. 5—70 *м*. В Индольском прогибе и Альминской впадине — глины известковистые, зеленовато-серые и плотный ракушечный известняк. До 105 *м*.
		Верхнесарматский (S_3)	I: севернее Кривого Рога — прибрежные песчано-глинистые осадки; к югу появляются известняки и реже глины. 10—30 *м*. II: глины с прослоями глинистых песков, реже песчаники с ракушечными известняками и мергелями. Количество глин и мергелей увеличивается к югу и юго-востоку. 20—100 *м*.

1	2	3	4
Неогеновая (N)	Миоцен (N_1)	Верхнесарматский (s_3)	III, IV: известняки оолитово-ракушечные и глины песчанистые. 30—150 *м*. V: в Приазовье, Присивашье и на бо́льшей части Степного Крыма — известняки ракушечные, оолитовые и мелоподобные, с прослоями мергелей и глин. 30—180 *м*.
		Среднесарматский (s_2)	I: севернее Кривого Рога — пески мелкозернистые, горизонтально- и косослоистые, с тонкими прослоями темно-серых глин; ближе к щиту крупнозернистые песчаники с галькой и гравием кварца. 10—30 *м*. II: глины мергелистые, с тонкими прослоями песков, известняков и мергелей. До 300 *м*. III: известняки и глины с прослоями мергелей и песчаников, к востоку и северо-востоку они переходят в оолитовые и раковинные известняки с прослоями глин, песков и песчаников. 20—50 *м*. IV: по течению р. Ингулец — под известняками и глинами конгломератовидные известняки, разнозернистые пески и песчанистые глины с гравием, галькой и обломками кварца, реже известняка. 30—120 *м*. V: в Сивашском прогибе и северной части Степного Крыма — известняки ракушечные, оолитовые, туфообразные или мелоподобные, с прослоями и гнездами глин и мергелей; в Индольском прогибе и в районе г. Саки глины серые, местами песчанистые, с тонкими прослоями крепких, плотных, реже оолитовых известняков. 20—185 *м*.
		Нижнесарматский (s_1)	II, III: известняки мелкокристаллические, с прослоями оолитовых ракушечных и ракушечно-детритусовых, часто с прослоями мергелей и мергелистых глин, серых и светло-серых. 20—50 *м*. IV: однообразная толща известняков и глин; глины комковатые, перемешанные с раковинным детритусом и раковинным известняком, местами с галькой и обломками кварца и известняка. 16 *м*. V: в Присивашской впадине и Степном Крыму — глины вязкие, слоистые, темно-серые и черные, с присыпками и прослойками по плоскостям наслоения светло-серого тонкозернистого песка.
		Тортонский (t)	*Конкский горизонт (ks)* IV: глины темно-зеленые с обуглившимися растительными остатками, к юго-западу обогащаются известняками и песками. Известняки ракушечные, оолитовые или кристаллические. 3—10 *м*.

1	2	3	4
Неогеновая (N)	Миоцен (N_1)	Тортонский (t)	V: пески серые и желтовато-зеленовато-серые, мелкозернистые, глинистые, с прослоями глин голубовато- и зеленовато-серых, песчанистых; к югу пески более крупнозернистые переходят в известняки ракушечные с кварцевой галькой; в Присивашской впадине — туфообразные известняки с прослоями глин и песков. 5—23 *м*. *Караганский (спаниодонтелловый) горизонт* (*kg*) I: в Никопольском и Токмаковском районах — глины пластичные, темно-серые и темно-зеленые, местами с известковистыми прослоями, к югу обогащаются кварцевым и слюдистым песком. 3 *м*. V: в Присивашье — глины, песчаники и известняки; к востоку песчанистость растет; в подошве — конгломерат или грубозернистый песок. На Тарханкутском п-ве — известняки кристаллические, светло-серые; к югу появляются прослойки песков и песчаников. 3—52 *м*. *Чокракский горизонт* (*ch*) IV: известняки-ракушечники серые, песчаники и пески темно-зеленые, мелкозернистые. До 5 *м*. V: глины слоистые, зеленовато-серые, песчанистые, с прослойками песка, к западу глины и мергели голубовато-серые, песчанистые. До 18 *м*. *Тарханский горизонт* (*th*) — *токмаковские слои* I: в Никопольском и Токмаковском районах — глины зеленоватые, иногда с тонкими прослойками известняка и мергеля с грубозернистым песком в основании. Залегают в пониженных частях размытых подстилающих пород. 0—4 *м*.
	Гельветский (h)		*Онкофоровые слои* (*of*) I: в разрезе по р. Токмаковке — глины зеленые, пластичные, с примесью крупного кварцевого песка и гальки, переходящих книзу в песок мелкозернистый, зеленый и светло-серый, залегающий на каолиновых глинах. Вверху плотный раковистый известняк. 0—10 *м*. *Батисифоновый горизонт* (*bs*) — *верхний майкоп* V: Керченский п-ов, Степной Крым — глины зеленовато-серые, с редкими линзами песков средне- и мелкозернистых и алевролитов.
Палеогеновая (Pg)	Олигоцен (Pg_3)	Верхний и средний ($Pg_3^3 + Pg_3^2$)	*Верхнекерлеутский* (kl_2), *нижнекерлеутский* (kl_1), *остракодовый* (*os*), *плянорбелловый* (*pl*) *горизонты — средний майкоп* III—V: глины зеленовато-серые, пластичные, иногда песчанистые, реже пески средне- и мелкозернистые, переходящие в алевролиты. 70—900 *м*.

1	2	3	4
Палеогеновая (Pg)	Олигоцен (Pg_3)	Нижний (Pg_3^1) (харьковский?) (h?)	*Дюрменский горизонт* (*dm*) на Керченском п-ве, *хадумский горизонт* к западу и северо-западу от него — *нижний майкоп* I: в районе Каховки — глины зеленовато-серые, пески глинистые, неизвестковистые, с большим количеством глауконита. II, III: глины зеленовато- и желтовато-серые, мелкозернистые; пески и слабо сцементированные маломощные песчаники, постепенно переходящие в глины. 12—167 *м*. IV, V: чередование глин зеленовато-серых, песчано-алевритистых, глинистых алевролитов и тонкозернистых песчаников. 240—293 *м*.
	Эоцен (Pg_2)	Верхний (Pg_2^3)	I: в районе Кривого Рога — заполняют углубления в кристаллических породах пески и конгломераты, переходящие кверху в мергели и глины. II: алевролитово-глинистые отложения, замещающиеся к северу и востоку мергелями и песчаниками. III: мергели тонкопесчанистые, слюдистые, с редкими прослоями песчаников тонкозернистых, глинистых, известковистых; кверху переходят в песчаники и пески с прослоями глины песчанистой, слюдистой, неизвестковистой. 46—233 *м*. IV: глины песчанистые, чередующиеся с песками и песчаниками тонко- и мелкозернистыми, переходящими кверху в мергели. 50—80 *м*. V: в Джанкое — мергели, песчанистые глины и снова мергели. 50—270 *м*.
		Средний (Pg_2^2)	I: песчанистые мергели, часто с прослоями мелкозернистых песчаников, залегают пятнами в долинах рек, в пониженных частях кристаллического щита, иногда с линзами бурых углей. II: песчаники глауконитово-кварцевые, средне- и мелкозернистые, глинистые, иногда с прослоями глины. III: мергели, изобилующие микро- и макрофауной. До 12 *м*. IV: пески кварцевые, с включениями гальки, чередующиеся с глинами, включающими обугливщуюся древесину и угли. V: в Приазовье — пески разнозернистые, со слабо окатанной галькой и прослоями вторичных каолинов и бурых углей; в Сивашском прогибе — песчано-глинистые и мергелистые отложения. 30—132 *м*.
	Эоцен + + палеоцен (Pg_{1+2})	($Pg_2^2 + Pg_1$)	II: мергель с кремневой галькой в основании. III, IV: песчаники известковистые, чередующиеся с глиной известковистой, иногда внизу мергели.

1	2	3	4
Палеогеновая (Pg)	Эоцен + + палеоцен (Pg_{1+2})	$(Pg_2^2 + Pg_1)$	V: в районе Джанкоя — известняки серые и глины известковистые. На Тарханкутском п-ве: *нальчикский горизонт* (*nl*) — глины зеленовато-серые, мергелистые, с редкими прослоями известняков; *эльбурганский горизонт* (*el*) — известняки с прослоями мергелей.
Меловая (Cr)	Верхний (Cr_2)	Датский (dt)	IV: известняки и известковистые песчаники. 100—120 *м*. V: в районе Мелитополя — песчаники мелкозернистые, глинистые, местами известковистые, чередующиеся с песчаной глиной. В Сивашском прогибе — известняки. В Степном и Горном Крыму — известковистые песчаники, мергели, мергелистые известняки, перекристаллизованные, иногда песчанистые, переходящие кверху в чередующиеся песчаники мелкозернистые, местами известковистые, с песчанистой глиной зеленого цвета.
		Маастрихтский (m)	IV, V: известняки песчанистые, с редкими прослоями мергелей. 200—212 *м*.
		Сенонский — туронский (sn + t)	III, IV: известняки пелитоморфные, органогенно-обломочные и кристаллические и мергели. 110—120 *м*. V: известняки песчанистые, органогенно-обломочные, детритусовые и кристаллические, с прослоями разнозернистых известковистых песчаников. 110 *м*.
		Сеноманский (cn)	II, III: мергели мелоподобные, мел писчий, известняки иногда окремнелые, песчаники глауконитово-кварцевые, разнозернистые, глинистые, слегка слюдистые, слабо сцементированные, местами рыхлые, с включениями фосфоритов. 22 *м*. IV: песчаники и пески с незначительным содержанием глин. V: в Присивашье, на Тарханкутском п-ве, в Крыму — известняки глинистые, переслаивающиеся с детритусовыми известняками, мергелями темно-серыми и черными и аргиллитоподобными черными глинами.
Нижний (Cr_1)	Альбский (al) и аптский (ap)		I: спонголиты глинистые, с пропластком глин и пачкой песчаников в подошве. II—IV: глины аргиллитоподобные и аргиллиты. V: глины алевритистые, неизвестковистые, темно-серые, с пластом песчаника среднезернистого, кварцевого в подошве. 560—900 *м*.
	Неокомский (nc)		II: глины серые, красновато-коричневые и пестроокрашенные, с прослоями песков тонкозернистых и известняков светло-серых, песчанистых. 80—179 *м*.

Продолжение табл. 15

1	2	3	4
Меловая (Cr)	Нижний (Cr_1)	Неокомский (nc)	III: пески разнозернистые, с прослоями гравия, сцементированного глиной, песчанистые известняки с включением фосфоритов, переходящие кверху в толщу известняков и глин, переслоенных песчаниками и песками. 230—656 *м*. IV: песчаники кварцевые, гравелитовые, перекрываемые глинами, песчаниками, песками, алевролитами, аргиллитами и известняками, переслаивающимися. 80—110 *м*. V: глина темно-серая и черная, с песками разнозернистыми, кварцевыми и песчаниками мелкозернистыми, опоковидными, светло-серыми. 120—200 *м*.
Юрская (J)	Верхний (мальм) (J_3)		II: глины с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников, переходящих кверху в известняки и доломиты, иногда включают соли и пестроцветные породы. 246—1345 *м*. IV: сланцы, песчаники, известняки и конгломераты с филлитами, мраморовидными известняками и эффузивами. V: в Горном Крыму — глины с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников, сменяющихся кверху известняками и доломитами. Метаморфизованные гравелиты, кварциты, песчаники, филлиты, мраморовидные известняки и эффузивы. 254—1345 *м*.
	Средний (доггер) (J_2)		II: аргиллиты с прослоями алевролитов, песчаников и доломитов; кверху прослои известняков. 10—1100 *м*. V: в Горном Крыму — глинистые сланцы, черные, метаморфизованные аргиллиты, песчаники и доломиты. 1350 *м*.
	Нижний (лейас) (J_1)		II: известняки и аргиллиты с подчиненными прослоями известняков. 350 *м*. V: в Горном Крыму — аргиллиты черные, с прослоями темных известняков.
Триасовая (T)			II: глинистые сланцы серых и зеленых оттенков, известняки и песчаники, книзу переходящие в брекчированные песчаники, аргиллиты и известняки и порфириты. До 150 *м*. V: алевролиты и аргиллиты темно-серые, почти черные, с брекчией известняков и порфиритами.
Пермская? (P?) Каменноугольная (C) Девонская (D)			II: на острове Змеином, в Карагаче — мраморовидные метаморфизованные известняки с редкими пропластками аргиллитов, глин и эффузивов в нижней части разреза. V: в районе г. Саки и с. Новоселовка — метаморфизованные сланцы с прослоями известняков и эффузивов.

Продолжение табл. 15

1	2	3	4
Силурийская (S)	Готландский (g)		II, III: известняки с подчиненными прослоями мергелей и доломитов. 17—450 *м*. К северо-востоку мощность сокращается.
Ордовикская (O)			II: песчаники известковистые. До 5 *м*. III: песчаники, изобилующие фауной. До 3,5 *м*.
Кембрийская (Km)			II: аргиллитовая темноокрашенная толща, переходящая кверху в песчаники и алевролиты и прослои аргиллитов вишнево-красных, с включением фосфоритовых конгломератов. До 690 *м*. III, IV:?
Рифейская (R)			II, III: песчаники аркозовые, алевролиты и конгломераты. 270 *м*.
Докембрийская (PCm)			I: каолиновые глины, залегающие на выветрелом кристаллическом фундаменте. До 30 *м*.

Если на западе наблюдается разрез отложений от рифея до плиоцена включительно, то в восточной части впадины непосредственно на фундаменте залегают меловые породы, перекрытые более молодыми.

Возраст отложений палеозойской группы определен в основном предположительно как рифейский, кембрийский, силурийский, девонский, каменноугольный и пермский.

Отложения мезозойской группы трансгрессивно перекрывают породы палеозоя, имеют широкое распространение и представлены всеми тремя системами.

Отложения кайнозойской группы лучше изучены в разрезе Причерноморской впадины в связи с неглубоким залеганием от дневной поверхности и содержанием ряда полезных ископаемых, включая марганец, железо, каменный уголь, нефть и газ.

Краткая литологическая характеристика отложений, принимающих участие в строении Южно-Украинской нефтегазоносной области, приведена в табл. 15. Территория области разбита на пять участков, характеризующихся различным комплексом осадков, принимающих участие в их геологическом строении: I — южный склон Украинского кристаллического щита, II — западная часть Причерноморской впадины, III — часть впадины, примыкающая к нижнему течению р. Прут, IV — площадь между рр. Днестром и Днепром, V — Приазовье, южный борт Причерноморской впадины, Крымский п-в.

ТЕКТОНИКА

Южно-Украинская нефтегазоносная область приурочена к южному погружению Украинского кристаллического щита, связанному с Причерноморской впадиной, осложненной в центральной части рядом грабенообразных погружений (рис. 84).

Южный борт Причерноморской впадины ограничен Добруджанско-Новоселовским массивом или поднятием палеозойского фундамента Скифской платформы, которое на юге граничит с Крымским складчатым сооружением.

Западная часть поднятия осложнена сравнительно неглубокой Альминской впадиной платформенного типа. На востоке ее протягивается Индольская окраина Индоло-Кубанского предгорного прогиба, уходящего дальше на восток, в Предкавказье. В пределах Крыма Индольский прогиб включает и Запарпачскую часть Керченского п-ва.

Крымское складчатое сооружение протягивается вдоль всего побережья, погружаясь к востоку в пределах Керченского п-ва и захватывая всю его юго-западную равнинную часть.

ПРИЧЕРНОМОРСКАЯ ВПАДИНА

Исходя из морфологических особенностей в Причерноморской впадине выделяются (Б. Л. Гуревич, М. В. Чирвинская, 1959) три основных тектонических элемента (рис. 84):

1. Северный борт, в пределах которого кристаллический фундамент и покрывающие его породы испытывают моноклинальное погружение на юг.
2. Центральная часть, представляющая систему грабенообразных впадин, разобщенных поперечными выступами, но в целом (по фундаменту) повсеместно погруженных.
3. Южный борт, характеризующийся общим наклоном слоев в северном направлении.

Северный борт

Северный борт Причерноморской впадины целиком расположен в пределах Русской платформы, и его фундамент, судя по данным геофизических исследований, слагают сложно дислоцированные докембрийские образования, аналогичные обнаженным на Украинском кристаллическом щите. Глубина залегания фундамента определена в 14 пунктах (10 глубоких скважин и 4 профиля КМПВ), в связи с чем представление о гипсометрии его поверхности пока лишь сугубо приближенное.

Наиболее погруженный участок северного борта намечается вблизи Каркинитского залива и Сивашей, где поверхность фундамента находится на глубинах 2800—3000 *м*. Здесь ширина борта достигает 150 *км* и соответственно градиент погружения составляет 27—30 *м* на 1 *км*. В западном направлении в междуречье Прут — Днестр ширина борта увеличивается до 220 *км*, а градиент погружения уменьшается до 10 *м* на 1 *км*. Максимальная глубина погружения фундамента здесь не превышает 2000 *м*.

Восточная — Приазовская часть северного борта, так же как и западная, относительно приподнята, однако градиент погружения фундамента сохраняется таким же, как и в средней, Присивашской части, поскольку резко сокращается (до 40 *км*) общая ширина борта.

Фундамент северной бортовой части в ряде мест разбит системой относительно мелких (100 *м*) разломов, ориентированных преимущественно в близком к меридиональному направлении. Такие разломы известны по линии Чаплинка — Каховка и к западу от г. Мелитополя. Они легко увязываются с системой поперечных нарушений в Степном Крыму и совместно ограничивают так называемую Восточно-Крымскую депрессионную зону, охватывающую все тектонические элементы Причерноморской впадины.

Аналогичные меридиональные разломы, по-видимому, имеются к востоку от г. Херсона, к западу от г. Одессы и в ряде других мест. Кроме того, возможно наличие и мелких широтных разломов.

Несмотря на то, что наибольшая мощность осадочного чехла наблюдается в Присивашской части северного борта (Восточно-Крымская депрессионная зона), стратиграфический разрез здесь гораздо менее полный, чем на западе, где, помимо меловых палеогеновых и неогеновых отложений, в разрезе присутствуют отложения юры, силура и кембрия.

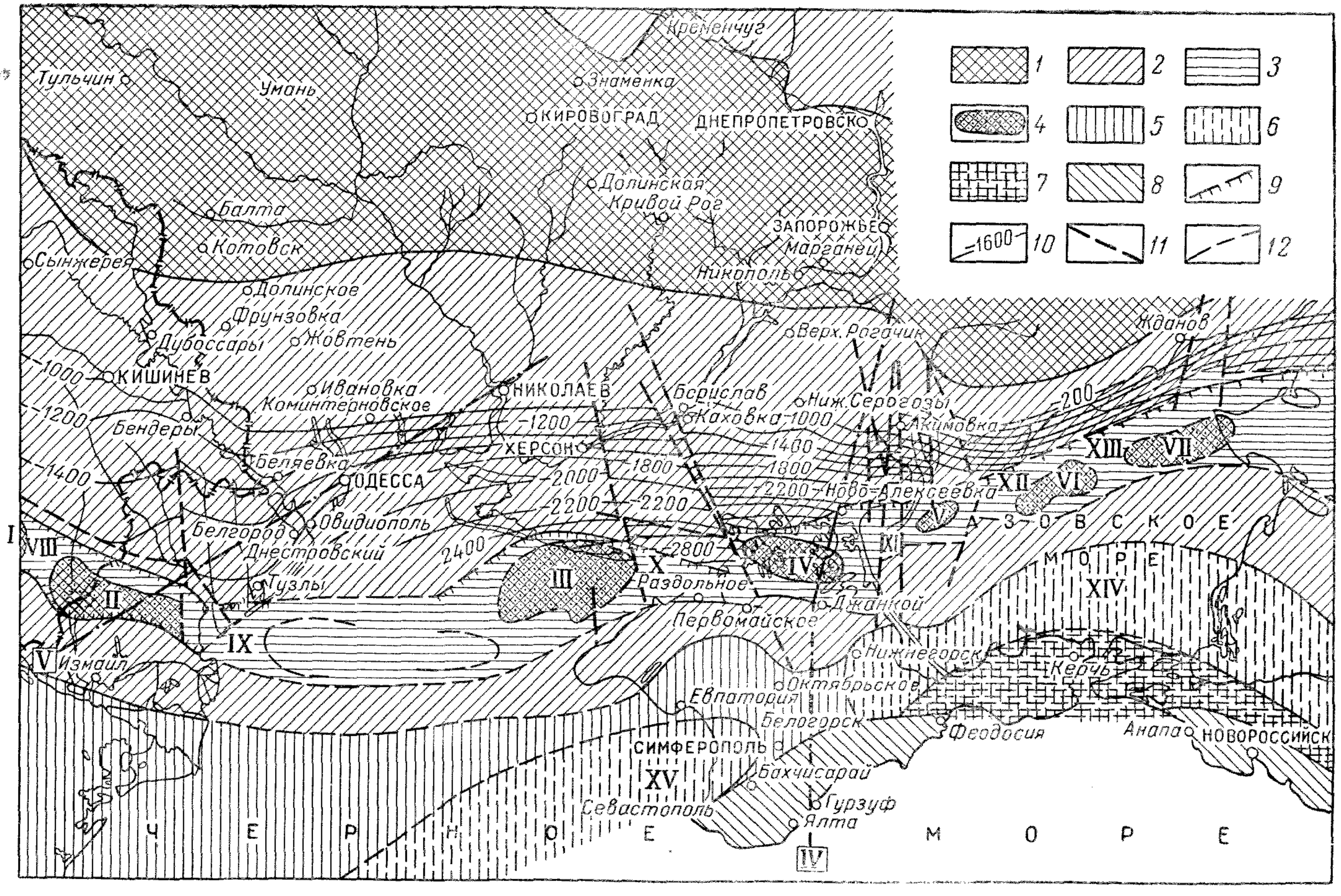


Рис. 84. Схема тектоники Южно-Украинской нефтегазоносной области. Составили: Б. Л. Гуревич, М. В. Чирвинская.

1 — Украинский кристаллический щит; *2* — северный и южный борта Причерноморской впадины; *3* — центральная часть Причерноморской впадины; *4* — грабенообразные впадины: I — Бырладская, II — Пандаклийская, III — Каркинитская, IV — Сивашская, V — Бирючья, VI — Североазовская, VII — Ейская; VIII—XIII — выступы: VIII — Припрутский, IX — Татарбунарский, X — Перекопский, XI — Генический, XII — Обиточный, XIII — Бердянский; *5* — Добруджанско-Новоселовский массив Скифской платформы; *6* — краевые прогибы: XIV — Индоло-Кубанский, XV — Альминский; *7* — складчатая зона краевых прогибов; *8* — альпийское складчатое сооружение; *9* — краевые разломы; *10* — изогипсы поверхности докембрийского фундамента; *11* — разрывные нарушения; *12* — границы тектонических зон; IV и V — региональные геологические профили (см. рис. 85 и 86).

На фоне моноклинального погружения осадочных образований в южном направлении выделяются отдельные, весьма нечетко выраженные поднятия

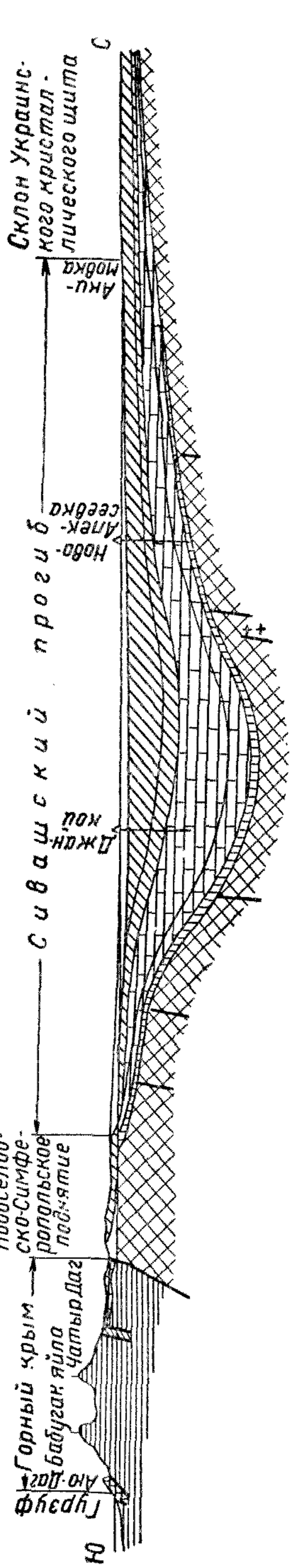


Рис. 85. Схематический поперечный профиль IV—IV через Южно-Украинскую нефтегазоносную область по линии Гурзуф — Ново-Алексеевка — Акимовка (см. рис. 84). По материалам А. Т. Богаец, Н. И. Черняк и др. (Соотношение масштабов 1 : 5.)

1 — неоген; 2 — палеоген; 3 — мел; 4 — юра; 5 — пермь и триас; 6 — палеозой; 7 — докембрийский фундамент.

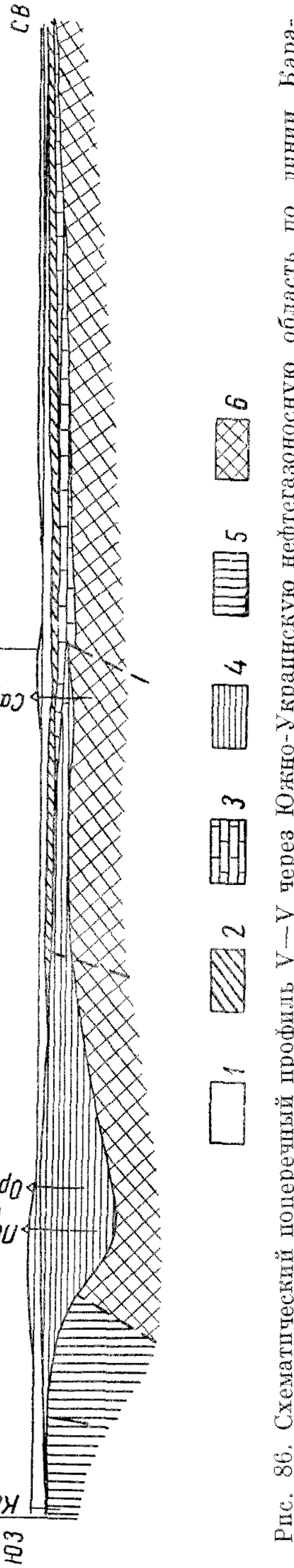


Рис. 86. Схематический поперечный профиль V—V через Южно-Украинскую нефтегазоносную область по линии Карагач — Сарата (см. рис. 84). По материалам А. Т. Богаец, Н. И. Черняк. (Соотношение масштабов 1 : 5.)

1 — неоген; 2 — палеоген; 3 — мел; 4 — юра; 5 — триас; 6 — палеозой.

типа структурных носов и террас, а нижняя часть осадочного чехла затронута, по-видимому, и разрывными нарушениями (рис. 85, 86).

На юге северный борт обрывается зоной крупных разломов, вдоль которых фундамент ступенеобразно погружается с севера на юг, в области

центральной части Причерноморской впадины. На западе, в междуречье Днестра и Прута, это погружение происходит более плавно, чем в районе Каркинитского залива и Сивашей, где разломы локализуются в узкой зоне.

Краевые разломы представляют систему кулисообразно расположенных сбросов с переменной амплитудой от 1500—2000 до 20—100 *м* (Каркинитский, Сивашский и другие сбросы).

Центральная часть

К центральной части впадины отнесена область наибольшего погружения фундамента, сложенного здесь докембрийскими и палеозойскими образованиями. Вопрос о положении зоны сочленения двух разновозрастных фундаментов в настоящее время дискутируется. Местами эта зона совпадает с краевыми разломами, т. е. находится в пределах северной границы центральной части Причерноморской впадины (район Каркинитского грабена), а местами значительно спускается на юг, возможно даже вплоть до ее южной границы (район Североазовского грабена). Надо полагать, что зона сочленения двух разновозрастных платформ достаточно сложна и поэтому не может быть изображена в виде прямой линии.

Фундамент центральной части Причерноморской впадины не только неоднороден, но и интенсивно расчленен. В направлении с запада на восток здесь выделяются следующие, более мелкие грабенообразные впадины (см. рис. 84): Бырладская (I), Пандаклийская (II), Каркинитская (III), Сивашская (IV), Бирючья (V), Североазовская (VI) и Ейская (VII) и разделяющие их выступы: Припрутский (VIII), Татарбунарский (IX), Перекопский (X), Генический (XI), Обиточный (XII) и Бердянский (XIII). В пределах неизученной геофизическими работами Черноморской акватории могут быть найдены новые впадины и выступы.

Судя по особенностям гравитационного поля, все указанные грабенообразные впадины вытянуты в близком к широтному направлении и имеют размеры в пределах от 90—100 × 40—60 *км* до 50—60 × 25 — 30 *км*. Отдельные впадины (Каркинитская, Бирючья) характеризуются неправильной конфигурацией и осложнены, по-видимому, более мелкими впадинами.

Наиболее погруженными (свыше 4000—5000 *м*) среди всех грабенов являются Сивашский и Каркинитский; последний представляется также и наиболее обширным по площади.

В районе грабенообразных впадин северные краевые разломы обычно достигают максимальной амплитуды — свыше 1500—2000 *м*, тогда как в области выступов их амплитуды уменьшаются до 20—100 *м*.

С юга центральная часть Причерноморской впадины также окаймлена системой разломов, наиболее четко проявляющихся в районе грабенообразных впадин и затухающих в районе выступов.

Осадочная толща в пределах Центральной части Причерноморской впадины изучена очень слабо. На западе (Пандаклийская и Бырладская впадины, входящие в Преддобруджанский прогиб) основную часть разреза ее слагают юрские образования, на востоке — доминируют меловые и третичные. Краевые нарушения захватывают лишь нижнюю часть толщи. Так, в районе Каркинитского и Сивашского грабенов они не поднимаются стратиграфически выше нижнемеловых отложений, поэтому верхнемеловые и согласно перекрывающие их палеогеновые залегают здесь моноклинально, маскируя сложноблоковую структуру фундамента. В связи с этим область максимальной мощности этих осадков (достигающей здесь не менее 3000 *м*) совпадает с областью нижнемеловых и юрских грабенов.

Все это свидетельствует о том, что заложение грабенообразных впадин началось раньше на западе и постепенно мигрировало на восток. Соответственно раньше (уже в нижнемеловое время) началось и поднятие западной, преддобруджанской части рассматриваемой территории, в то время как вос-

точная еще долгое время (верхнемеловое и палеогеновое) продолжала погружаться.

Характер и степень дислоцированности осадочного чехла центральной части Причерноморского грабена еще не выяснены.

В пределах Припрутского выступа и в Пандаклийском грабене выявлен ряд локальных поднятий в юрских отложениях — Баймаклейское, Каетское, Кубейское и др.

Южный борт

Южный борт целиком расположен в пределах эпигерцинского фундамента Скифской (по М. В. Муратову) платформы. На одних участках борта сохранились породы триаса и перми, на других они, по-видимому, размыты и разрез представлен в основном каменноугольными образованиями, сложно дислоцированными и прорванными многочисленными интрузиями. Степень метаморфизации их различна. Наиболее погруженным участком южного борта является район населенных пунктов Джанкой — Акимовка, попадающий в пределы Восточно-Крымской депрессионной зоны, где фундамент залегает на глубинах 3500—4000 *м*. Наиболее приподнят Преддобруджанский участок — 400—1000 *м* и средняя часть Азовской акватории — 1200—1500 *м*.

В целом кровля фундамента южного борта погружается в направлении с юга на север. Однако характер этого погружения различен. На западе, в преддобруджанской части, наблюдается плавное погружение — на протяжении 40 *км* амплитуда погружения возрастает с 400 *м* в районе Кагула до 1000 *м* севернее Болграда, после чего фундамент резко погружается вдоль Болградского уступа на глубину 3000—4000 *м*. В восточной части Крымского п-ва погружение происходит более интенсивно и сопровождается системой крупных разломов, амплитуда каждого из которых 500—800 *м*. В пределах же Азовской акватории, где ширина южного борта резко сокращается, наблюдается даже обратное падение кровли фундамента, что обусловлено вовлечением этой территории в более поздние, альпийские опускания, связанные с образованием Индоло-Кубанского краевого прогиба (см. рис. 84, XIV).

Осадочную толщу южного борта Преддобруджанского прогиба слагают нижнеюрские палеогеновые и неогеновые, в значительной степени денудированные осадки. В пределах Крымского п-ва основная часть разреза представлена осадками нижнего и верхнего мела, на которых, по мере погружения, появляется все большая и большая часть разреза палеогена, а затем и неогена. Аналогичный разрез сохраняется и далее на восток, однако в этом направлении происходит значительное сокращение мощности нижнемеловых осадков, а на отдельных, наиболее приподнятых участках (центральная часть Азовского вала) — полное выпадение их из разреза.

Степень дислоцированности осадочного чехла южного борта находится в прямой зависимости от характера погружения фундамента. Так, в преддобруджанской части, где фундамент погружается плавно, развиты мелкие пологие поднятия — Валенское, Суворовское и др., часто имеющие форму структурных носов и террас. В Степном Крыму развиты четко выраженные антиклинальные складки, линейно вытянутые в близком к широтному направлении и ступенеобразно погружающиеся. Наиболее приподнятая из них включает Октябрьское, Родниковское и Меловое поднятия, в сводах которых отложения палеогена полностью размыты. Эти поднятия характеризуются большой амплитудой (800—1000 *м*) по верхнемеловым отложениям, крутыми (15—20°) крыльями и сложным блоковым строением. Более погруженные поднятия — Оленевское, Кировское, Карлавское, Задорненское — резко асимметричны: южные крылья их значительно короче и круче северных. Углы наклона крыльев в отложениях палеогена уменьшаются до 10—12°. Еще дальше к северу, ближе к цент-

ральной части Причерноморского прогиба, поднятия становятся менее четко выраженными — Джанкойское и др., а местами они выражены в осадках палеогена и неогена в виде структурных носов и террас — Межводяное, Бокальское и др.

Судя по характеру изменения мощностей, фациального состава и границ перерыва в осадконакоплении, формирование всех этих структур неоднократно возобновлялось. Начавшись в нижнемеловое, а может быть даже и в юрское время, оно не закончилось вплоть до четвертичного. При этом характерно, что рост структур в основном совпадает со временем общего поднятия и перерыва в осадконакоплении.

Густая сеть развитых здесь разрывных нарушений также не одновозрастна. Наряду с разломами, затрагивающими только меловые осадки, здесь широко развиты послепалеогеновые и, по-видимому, даже и четвертичные разломы.

В восточной части Причерноморской впадины характер дислоцированности осадочного чехла южного борта несколько иной.

ИНДОЛО-КУБАНСКИЙ ПРОГИБ

Этот прогиб ограничивает борт Причерноморской впадины с юга и является передовым по отношению к Кавказскому мегаантиклинорию. В пределах Крымского п-ва расположено западное, Индольское окончание его, занимающее юг Азовской акватории, юго-восточную часть Степного Крыма и северную часть Керченского п-ва.

Прогиб резко асимметричен. Северный борт его пологий и протяженный. Погружающийся фундамент вдоль северного борта осложнен серией широтных разломов. Субмеридиональный сброс отделяет прогиб на западе от Новоселовско-Царицынского выступа эпигерцинской платформы.

В строении прогиба принимают участие юрские (?), меловые, палеогеновые и неогеновые отложения. Особое развитие получили олигоценовые и миоценовые осадки, общая мощность которых местами превышает 4000 *м*. Это однообразная толща майкопских глин, изредка с песчаными прослоями и линзами.

В соответствии с расчетами, проведенными А. В. Чекуновым (1961), средняя скорость прогибания западной части прогиба достигала в олигоцене и миоцене 125—166 *м* в миллион лет и в 5—6 раз превышала скорость погружения этой территории как в палеоцен-эоцене, так и в плиоцене.

Восточная, предкавказская часть прогиба испытывала наибольшее погружение в плиоцене — 136 *м* в миллион лет, что в 4 раза превышало скорость погружения предкрымской части в палеоцен-эоцене при замедленном темпе погружения в майкопское время. Это различие частей прогиба в темпах погружения обусловлено, по мнению А. В. Чекунова, принадлежностью их к разным частям Тавро-Кавказской геосинклинали.

Южный, крутой борт предкавказской части прогиба наложен на геосинклинальную складчатую зону, благодаря чему там выделяется два структурных этажа. Нижний этаж представлен палеогеновой и меловой толщей, сложенной в систему узких, опрокинутых к северу, складок Крымско-Хадыженской зоны. Верхний этаж начинается со среднего майкопа и залегает на нижнем с резким угловым несогласием, образуя моноклиналь, осложненную слабо выраженными мелкими складками.

В предкрымской части Индоло-Кубанского прогиба южный борт осложнен складками Керченско-Таманской зоны. Строение этих складок изучено пока только по отложениям майкопа, тортона, сармата и мэотиса. Структурный план более глубоких горизонтов не изучен. Предполагают, что он построен проще, но осложнен системой крупных разрывных нарушений. В верхней части осадочного чехла здесь может быть выделено три типа складок.

К I типу относятся сравнительно небольшие брахиантиклинальные складки с широким сводом и углами наклона на крыльях около 10—15° — Мысовая, Белокаменская, Борзовская. Они приурочены к северной части Керченского п-ва и, возможно, к центральной, наиболее погруженной части Индоло-Кубанского прогиба.

Ко II типу относятся асимметричные узкие протяженные антиклинальные складки, в различной степени затронутые диапиризмом и грязевым вулканизмом — Владиславовская, Слюсаревская, Каменская, Восходовская и др. Углы падения слоев на северных крыльях складок в присводовых частях достигают 70—80°, выполаживаясь затем до 30—40°; на южных — изменяются в пределах 20—30°. Ядра складок сложены отложениями майкопа, обычно сильно перемятыми, поставленными на голову и нарушенными грязевыми вулканами. В связи с развитием последних у большинства складок имеются на поверхности вдавленности, выполненные сопочной брекчией. Складки II типа развиты в средней части Керченского п-ва, где прослеживаются на фоне интенсивного подъема слоев к югу, чем и объясняется их ярко выраженная асимметрия.

К III типу относятся узкие антиклинальные асимметричные складки, не осложненные грязевым вулканизмом и с несколько более пологим, чем у складок II типа, наклоном крыльев; более крутые у них южные крылья. Развиты складки в южной части Керченского п-ва.

Для всех складок Керченско-Таманской зоны характерно преобладание северо-восточного (крымского) простирания. Обычно они располагаются кулисообразно, образуя протяженные (20—30 *км*) антиклинальные зоны, разделенные узкими прогибами. Наиболее детально изучена Владиславовская складка, состоящая из четырех локальных поднятий: Тамбовского, Владиславовского, Фронтового и Харченковского.

Тектоническое положение складок Керченско-Таманской зоны окончательно не установлено. Одни исследователи относят ее к краевому прогибу (Кортков, 1957; Косыгин и др., 1955), другие — к более внутренним частям Крымско-Кавказской геосинклинали (Щерик, 1954; Муратов, 1955), предполагая поэтому, что складки надвинуты на южный борт Индоло-Кубанского прогиба.

Существует также мнение (А. А. Гроссгейм, И. П. Жабрев, М. Р. Пустильников, В. Е. Хаин, А. Н. Шарданов — 1958), что Керченско-Таманскую зону следует относить к поперечному прогибу, разделяющему Большой Кавказ и Горный Крым. Этот поперечный прогиб является краевым и развитие его тесно связано как с Крымом, так и с Кавказом, чем и определяется миграция его оси то к востоку, то к западу. По существу этот поперечный прогиб представляет ответвление Индоло-Кубанского, поэтому последний при таком толковании для Азовской акватории нельзя уже рассматривать как краевой прогиб, так как к югу от него нет горного сооружения. Решить этот вопрос можно только после изучения глубинного строения Черноморской акватории к югу от Керченского и Таманского п-вов и выяснения характера сочленения здесь Кавказских и Крымских гор. Возможно, Керченско-Таманскую зону надо рассматривать как внутреннюю, а территорию Азовской акватории — как внешнюю зону единого краевого Индоло-Кубанского прогиба.

АЛЬМИНСКАЯ ВПАДИНА (ПРОГИБ)

Эта впадина расположена в юго-западной части Степного Крыма. По-видимому, здесь находится только область ее центриклинального замыкания подобного Индольскому прогибу на юго-востоке Степного Крыма. Основная же часть впадины приурочена к Черноморской акватории, где она, протягиваясь на юго-запад, сливается, как полагает М. В. Муратов, с Варненской впадиной.

Альминская впадина также асимметрична, и крутой южный борт ее граничит с горным сооружением Крыма. Область замыкания впадины на востоке связана со склоном Ново-Царицынского выступа эпигерцинской платформы. Ось впадины параллельна простиранию (с северо-востока на юго-запад) структурных элементов прилегающей части Крымского горного сооружения.

Сложена впадина верхнемеловыми, палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными отложениями. Мощность отложений верхнего мела 750 *м*, палеогена 900 *м* и майкопской свиты более 800 *м*. Общая мощность осадочного комплекса достигает 2500 *м*. В пределах впадины бурение проводилось на северном крыле, в районе курортного города Саки. Скважиной пройден разрез неогена, мела, юры, перми и карбона, и на глубине 1400 *м* встречены метаморфизованные породы палеозойского основания. Разрез отложений представлен преимущественно глинистыми сланцами и аргиллитами.

ДОБРУДЖАНСКО-НОВОСЕЛОВСКИЙ МАССИВ СКИФСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Южной границей Причерноморского прогиба является Добруджанско-Новоселовская область приподнятого залегания эпигерцинского фундамента Скифской платформы.

Еще в 1955 г. М. В. Муратов высказал мысль, что на месте Добруджанского палеозойского горного сооружения располагался крупный приподнятый массив Скифской платформы, в течение триаса и юры неоднократно приподнимавшийся вдоль разломов. На западе массив обрывается сбросом, на востоке — погружается под воды Черного моря, а затем снова обнаруживается в Степном Крыму. Согласно последним данным геолого-геофизических работ, к нему следует относить не всю зону Тарханкутских поднятий, как это первоначально предполагал М. В. Муратов, а только Новоселовский выступ и территорию, расположенную к югу от него, включая и Симферопольский выступ фундамента. Новоселовско-Симферопольский выступ занимает центральную часть Крымского п-ва. Контуры его четко выделяются по структурной поверхности различных горизонтов неогена, по поверхности палеогена и верхнего мела, а также, по данным гравиметрии, в значительной степени отражающей здесь рельеф эпигерцинского фундамента. Наиболее приподнятая часть Новоселовского выступа по фундаменту (844—900 *м*) и нижнемеловым отложениям (40—250 *м*) находится восточнее с. Новоселовка, тогда как по всем лежащим выше отложениям она смещается на 20—25 *км* к западу, в район Красновка — Добрушино (А. Е. Каменецкий, 1962). Размеры Новоселовского выступа составляют 60—65 × 15—20 *км* по поверхности верхнемеловых осадков и 80 × 25—30 *км* — по более молодым отложениям.

С севера и востока Новоселовский выступ ограничен системой краевых разломов Причерноморской впадины. На западе его обрамляет Донузлавский (Амбарский) прогиб, связанный также, по-видимому, с зоной разломов, а на юге — относительно неглубокий прогиб широтного простирания, в западной части которого находится оз. Сасык. Южнее располагается Симферопольско-Сакский приподнятый блок, имеющий форму структурного носа, вытянутого в северо-западном направлении и примыкающего на юге к области Крымских гор. Фундамент здесь залегает на глубинах от 900 *м* в г. Саки до 200 *м* в районе с. Зуя.

Как следует из анализа литолого-фациального состава и карт изопахит (А. Е. Каменецкий, 1962 г.), рассматриваемая территория испытывала преимущественно восходящие движения.

В пределах Новоселовского блока из разреза выпадает значительная часть верхнемеловых осадков — не менее 700—800 *м*, отсутствуют отложения палеоцена и эоцена, мощность которых на склонах выступа составляет 400—900 *м*, и отложения майкопа и чокрака, представленные на склонах

толщей в 500—1000 *м*. Размыта верхняя часть отложений сармата. Это указывает на сложное, многофазное развитие территории и неоднократное смещение области ее максимального подъема.

Необходимо обратить внимание на то обстоятельство, что основное отличие структурных планов в пределах чехла намечается между нижнемеловыми и всеми лежащими выше осадками. Несмотря на то, что в период от сеномана до настоящего времени неоднократно происходил перерыв в осадконакоплении и зафиксировано не менее четырех границ несогласия (внутри верхнемеловых отложений, между эоценом и олигоценом, внутри и в конце миоцена), структурные планы всех этих комплексов мало отличаются. С глубиной лишь увеличивается крутизна крыльев и уменьшаются размеры поднятий. Все это свидетельствует об унаследованности тектонических движений и позволяет выделить в пределах осадочного чехла только два структурных этажа: н и ж н и й , охватывающий осадки юры и нижнего мела (по мере дальнейшего изучения юрских осадков этот этаж, возможно, будет подразделен), и в е р х н и й, охватывающий осадки верхнего мела, палеогена и неогена.

ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ

В общих чертах история развития Южно-Украинской нефтегазоносной области характеризуется постепенным изменением морского бассейна в направлении с запада на восток.

В рифейское, кембрийское и силурийское время в опускание была вовлечена область западной части Причерноморской впадины. В прибрежной части бассейна отлагались аркозовые пески, переходящие по мере удаления от берега в мелкозернистые пески и глины. Источником сноса служили гранитные массивы Украинского кристаллического щита. После кратковременного отступания моря в кембрии началось новое погружение, которое привело к накоплению обломочного материала мощностью до 700 *м* в районе Днестровского лимана. О вулканической деятельности на юге области в тот период говорит появление туфогенного материала. Регрессия моря фиксируется в конце кембрийского периода. В силурийский период началось наступание моря, достигшее меридиана Одессы. Море было мелководным и просуществовало недолго. Подъем дна привел к его отступанию на запад и установлению континентального режима.

В каменноугольный период началось погружение отдельных участков восточной части области, включая и Крым. В пермский период герцинская фаза складчатости привела к сокращению бассейнов и подъему на юге Ейско-Березанского, Тарханкутского и Добруджанского островов субширотного простирания.

В триасе погружение происходило на юго-западе Бессарабии и в Горном Крыму. Мощность осадочного комплекса, представленного в Добруджанской геосинклинали главным образом известняками, достигла 1500 *м*. В Крыму в это время накопилась мощная толща флиша.

В юрский период (рис. 87) в западной части Причерноморской впадины вдоль Добруджанского складчатого сооружения образовался краевой прогиб, перемещавшийся по мере роста геосинклинали в сторону Русской платформы. По мнению М. В. Муратова, на востоке юрский бассейн протягивался до Каркинитского залива. В Крыму на фоне общего опускания происходил подъем отдельных участков, что сопровождалось отложением конгломератов и песчаников непосредственно на осадках триаса, лейаса и палеозоя в районе Тарханкутского вала.

К началу нижнемеловой эпохи были сформированы основные тектонические элементы области, в частности, Добруджанское и Крымское горные сооружения, а также замкнулся Преддобруджанский прогиб. Нижнемеловая трансгрессия захватила всю Скифскую платформу, распространившись

в пределах докембрийской Русской платформы и захватив отдельные возвышенности, сложенные палеозойскими образованиями в Крыму. В неокоме (рис. 88) в Крыму получили широкое развитие песчано-конгломератовые осадки полуконтинентального типа. Крымское горное сооружение являлось на юге основным поставщиком обломочного материала.

Начало верхнего мела совпало с новой крупной трансгрессией, охватившей огромные пространства Русской платформы, Крыма и Кавказа. Крымские горы и Добруджа, возвышавшиеся над морем, служили источниками сноса. Накапливалась довольно однообразная толща мела, мергелей и известняков, иногда в нижней части обогащенных песчаным материалом. К этому времени приурочен расцвет органической жизни, приспособленной к нормальным морским условиям.

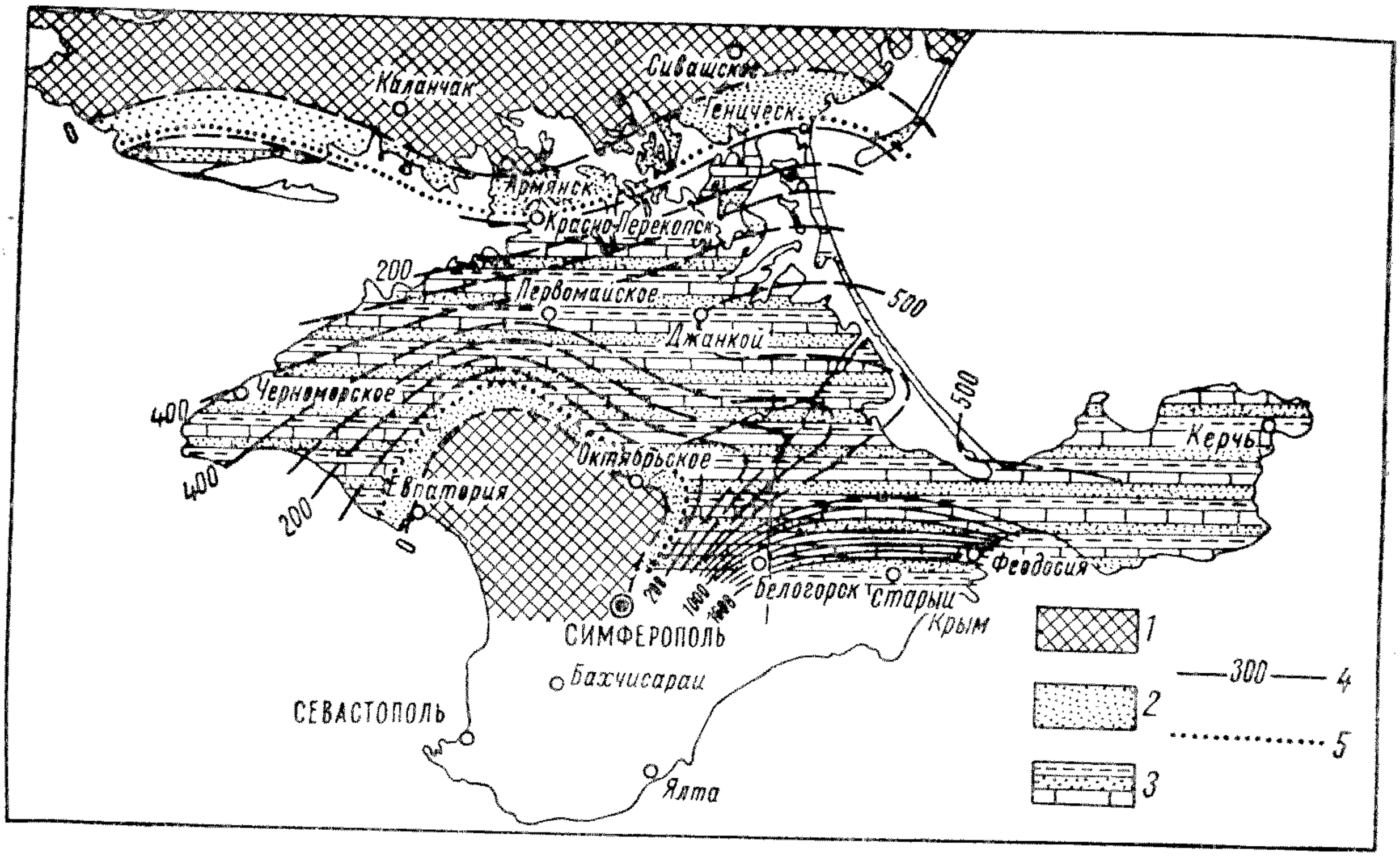


Рис. 87. Литолого-фациальная схема верхнеюрских отложений Крыма и прилегающей части Причерноморской впадины. По Н. И. Черняк, Г. А. Лычагину, А. Т. Богаец.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — песчаники с конгломератами; *3* — глины, песчаники и известняки; *4* — изолинии мощностей; *5* — границы фаций.

В палеоцене (рис. 89) к Крымскому горному сооружению присоединилось Новоселовско-Симферопольское поднятие, отделив Альминскую впадину от восточной части бассейна. Карбонатные осадки в центральной, Сивашской части Причерноморской впадины к югу обогащались глинисто-мергелистым материалом.

В эоцене морской бассейн затопил периферийный выход докембрийского основания. В это время ось Сивашского прогиба переместилась несколько к северу. Палеогеновый бассейн в западной части области перекрыл докембрийские отложения, оконтуривавшие более молодые осадки. Острова в Крыму в районе Новоселовского и Зуйского поднятий подвергались процессам выветривания. По характеру осадки были мергелисто-карбонатные, перекрывающиеся песками и песчаниками. В конце верхнего эоцена повсеместное поднятие дна привело к резкой смене режима бассейна, а в некоторых местах даже к перерыву в осадконакоплении.

В олигоцене все Причерноморье и Крым покрылись морем, являющимся небольшой окраинной частью общего огромного водоема, соединявшего Азовское и Каспийское моря. Накопилась огромная монотонная толща майкопских осадков, представленных главным образом глинами с небольшими

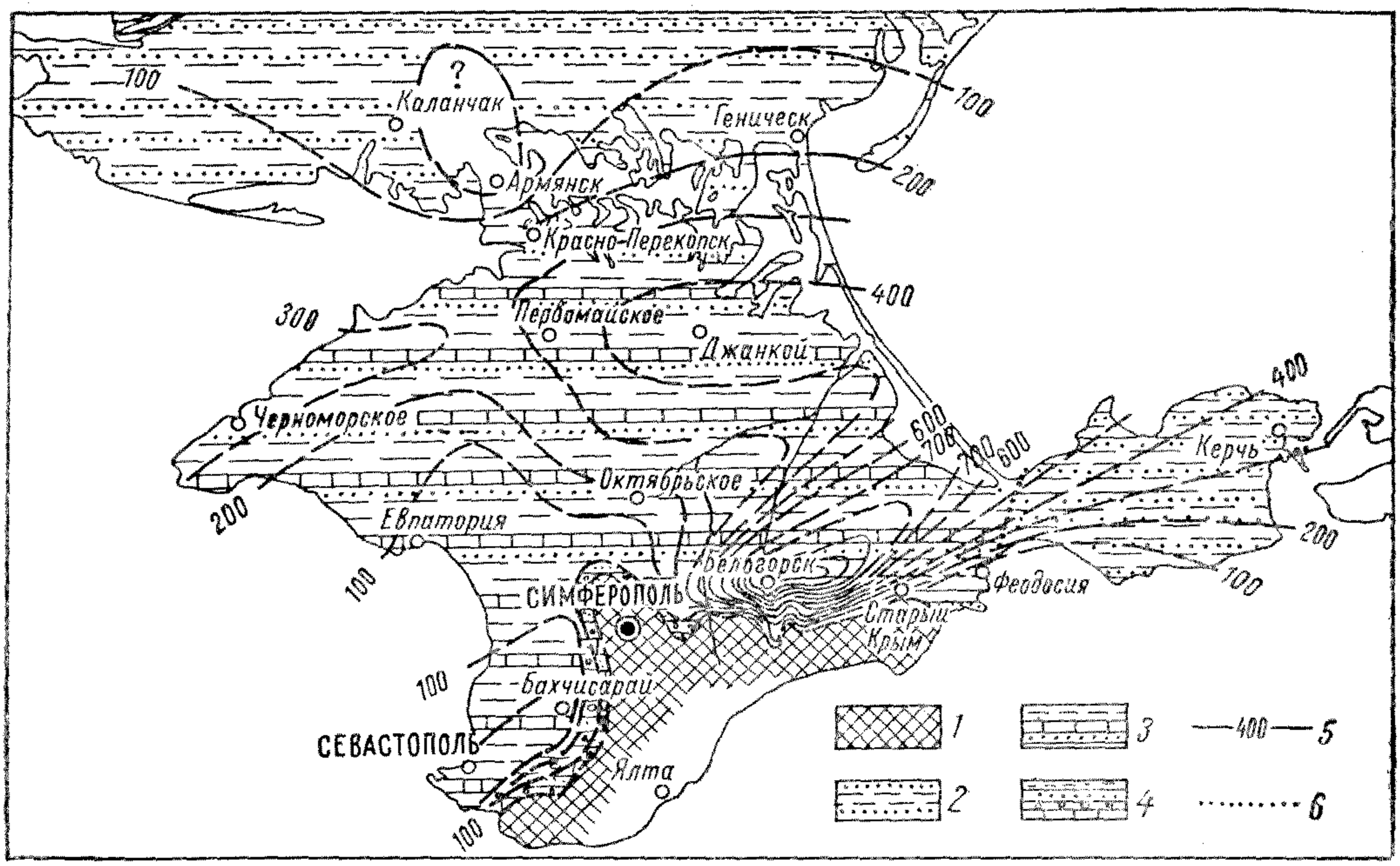


Рис. 88. Литолого-фациальная схема неокомских отложений Крыма и прилегающей части Причерноморской впадины. По Н. И. Черняк и А. Т. Богаец.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — песчано-глинитые отложения; *3* — песчано-глинистые *отложения с прослоями известняков*; *4* — *песчаники, глины, конгломераты и известняки*; *5* — изолинии мощностей; *6* — границы фаций.

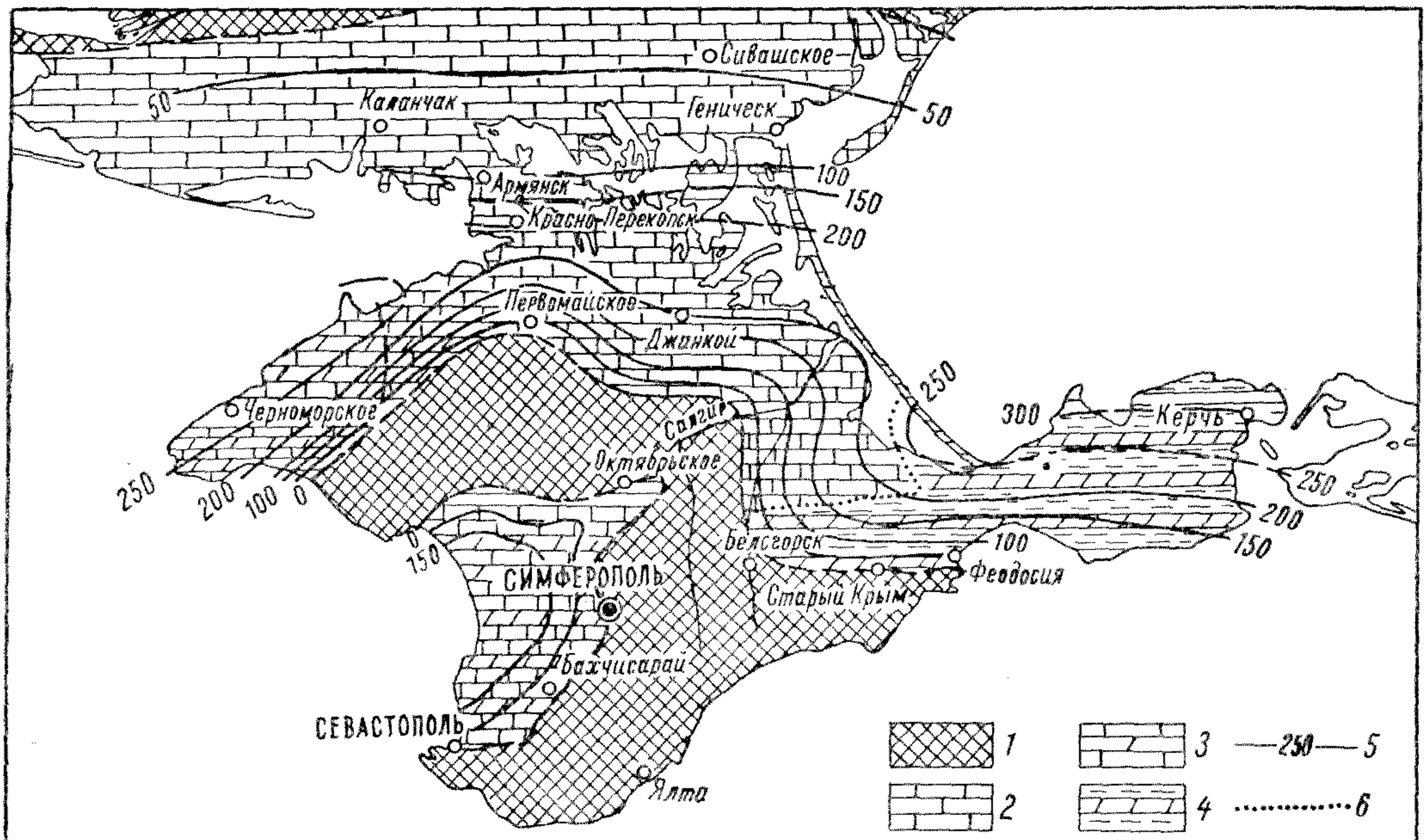


Рис. 89. Литолого-фациальная схема палеоценовых отложений Крыма и прилегающей части Причерноморской впадины. По Н. И. Черняк, А. Т. Богаец.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — известняки; *3* — известняки с прослоями мергелей; *4* — глины и мергели; *5* — изолинии мощностей; *6* — границы фаций.

пропластками алевролитов и песков. Режим бассейна привел к вымиранию органической жизни за исключением мелких фораминифер, приспособившихся к новым условиям. Поднятия в Крыму, оформившиеся еще в палеоцене и эоцене, сохранились в виде островов, являющихся источниками сноса обломочного материала (рис. 90).

В дальнейшем поднятие дна в пределах Украинского кристаллического щита и в Западном Причерноморье привело к сокращению бассейна и локализации его в пределах Сивашского прогиба и Крыма.

В конце олигоцена — начале миоцена общее поднятие Причерноморья привело к регрессии. Остался только залив, охватывающий южную часть Днепровско-Донецкой впадины и восточную часть Причерноморья. К на-

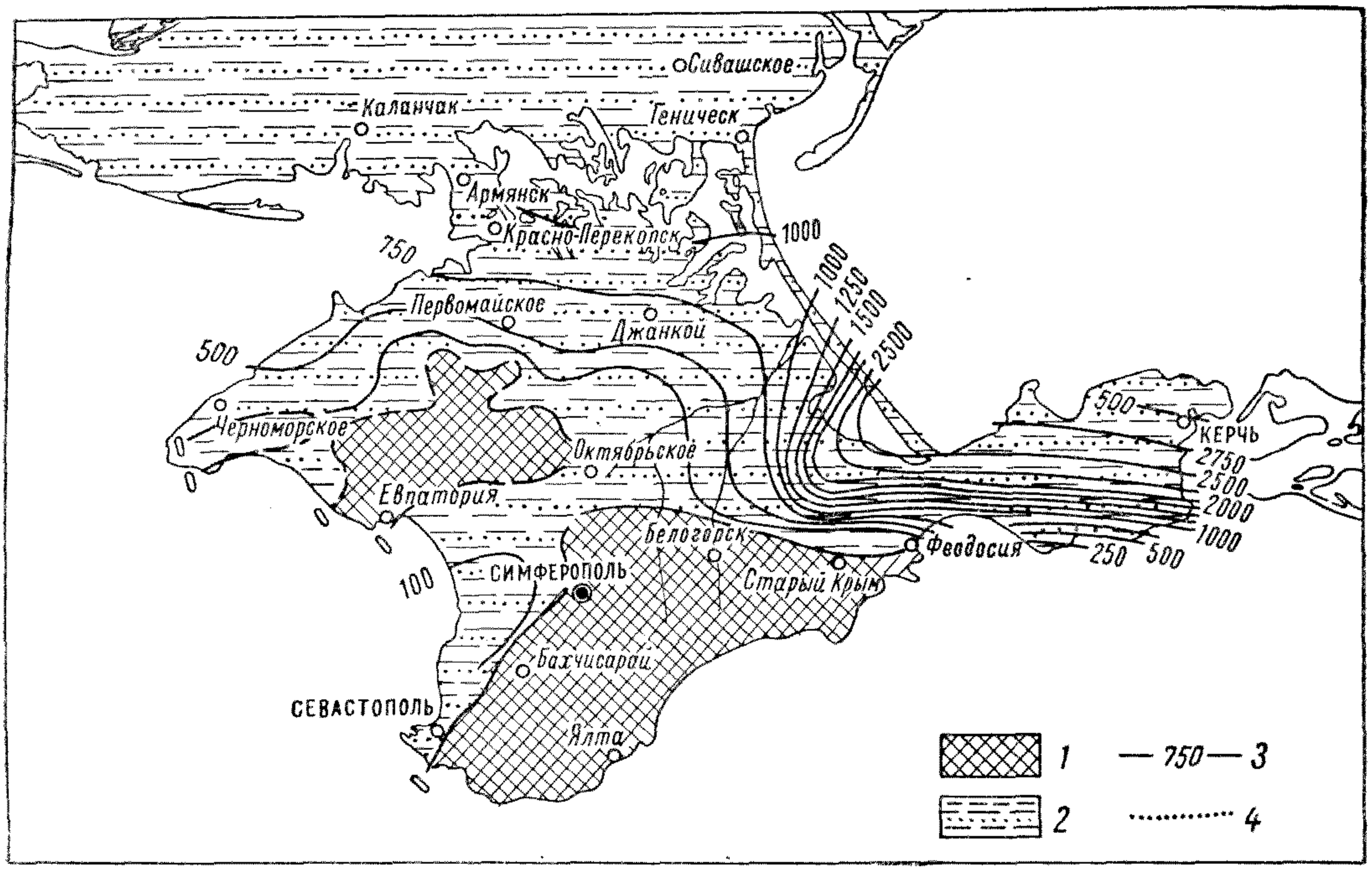


Рис. 90. Литолого-фациальная схема майкопских отложений Крыма и прилегающей части Причерноморской впадины. По Ф. Т. Хадыкину.

1 — область сноса и отсутствия осадконакопления; *2* — глины алевролитовые с пропластками глинистых алевролитов; *3* — изолинии мощностей; *4* — границы фаций.

ступлению среднего миоцена залив еще более сократился. Близость фауны онкофорового горизонта к фауне аналогичного горизонта Западной Европы и кацахурского горизонта юга СССР позволила Б. П. Жижченко сделать заключение о связи этих бассейнов.

Во второй половине среднего миоцена (тарханское время) вновь началась трансгрессия моря на юге Украины. Бассейн был мелководным, связанным с открытым морем. Осадки залегают трансгрессивно на палеогеновых отложениях, а местами непосредственно на продуктах разрушения кристаллических пород. К концу тарханского времени сообщение с океаном ухудшилось, северная часть Причерноморья и Крыма испытывала поднятие, море регрессировало, а осадки подвергались размыву.

Незначительная трансгрессия моря привела к отложению чокракских осадков на размытую поверхность различных горизонтов палеогена. Только в Никопольском и Токмаковском районах, по данным М. Ф. Носовского, не наблюдается перерыва в осадконакоплении. В мелком море чокракского

времени отлагались песчано-глинистые и карбонатные осадки и только в северо-западной части Тарханкутского п-ва и в центральной части Степного Крыма происходило накопление более глубоководных слоистых песчанистых глин и мергелей с прослойками песка. После кратковременного существования континентальных условий началась широкая керченская трансгрессия, достигшая на севере — Запорожья, Токмаковки, Каменки, на востоке — Большого Токмака и Нововасильевки; на западе — Тилигульского лимана и на юге перекрывшая весь Степной Крым. Остальная часть впадины представляла равнину, по мнению Г. И. Малявко, напоминающую современное Причерноморье. Над равниной возвышались Крымские горы и Приазовский кристаллический массив. Изоляция бассейна и изменение климатических условий привели к его опреснению. Небольшая регрессия в конце караганского времени сменилась конкской трансгрессией, охватившей ту же площадь. Море оказалось опять мелководным, но менее опресненным, по-видимому, в результате сообщения с океаном.

В тортонское время опусканию подвергались как восточная, так и западная части Причерноморской впадины. Море было мелководным, но нормальной солености, и затопило площади в районе нижнего течения Прута (Унгенская, Вишневская, Припрутско-Деневицкая), которые продолжительное время были сушей. Здесь тортонские отложения залегают на размытой поверхности эоценовых.

В связи с общим погружением Причерноморья в сарматское время море захватило большую территорию. По мнению В. П. Колесникова (1940), бассейн был замкнутым и соединял Галицийский залив с Борисфенским. Пресные воды, стекающие с суши, переполняли бассейн, приводя к его трансгрессии. В начале среднесарматского времени море на юге мелело и несколько отступало, на севере — трансгрессировало и достигло широты Днепропетровска. На севере отлагались мелководные осадки, представленные известняками, глинами и песками, на юго-востоке — известняки, и только в Индольском прогибе и Альминской впадине продолжали отлагаться глины с прослоями известняков, характеризующие более глубокое море. Поднятие Карпатской геосинклинали привело к миграции прогиба на западе области в сторону платформы. В конце среднего сармата осушались территории на севере. В верхнесарматское время происходило дальнейшее обмеление, опреснение и расширение моря по площади. Сравнительно более глубоководные осадки отлагались в Индольском прогибе. На западе накапливалась толща мелководных, прибрежноморских, дельтовых и озерно-речных песчано-глинистых осадков.

После всеобщей регрессии моря к концу верхнего сармата, вызванной общим подъемом Причерноморья, мэотическое море охватило гораздо меньшую территорию, чем верхнекарпатское, хотя связь с морем мэотиса имелась. Значительное опреснение бассейна наблюдалось в западной части Причерноморья, что выразилось в отложении дельтовых и озерно-речных песчано-глинистых осадков. В это время на востоке, в междуречье Ингул — Днепр, в Индольском прогибе и Альминской впадине отлагались глины с прослоями известняков, на остальной площади — известняки. Обмеление и опреснение моря привели к его сокращению в конце мэотического времени.

Соленость вод внутреннего моря — озер понтического времени, по мнению В. П. Колесникова, приближалась к солености современного Каспийского моря. Почти на всей площади Причерноморской впадины в это время отлагались известняки и лишь на западе (западнее Днестра) — песчано-глинистые образования. В верхнепонтическое время море покинуло пределы Причерноморской впадины. В киммерийское время им заняты лишь южная часть левобережья Днестра, восточная часть Присивашья и юго-западная часть Приазовья. Осадки представлены песками, глинами и песчаниками, что свидетельствует о мелководном его характере. О замкнутости бассейна говорит значительное содержание солей железа в осадках.

Куяльницкое море также было изолировано от океана, но заняло более широкую площадь. В нем отлагались мелководные и прибрежно-морские песчано-глинистые осадки.

Береговая линия Куяльницкого моря в районе Одессы проходила недалеко от современной. Это преимущественно лиманные образования.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В Восточно-Украинской нефтегазоносной области выходы нефти на дневную поверхность прежде всего связаны с явлениями диапиризма и разбитостью складок дизъюнктивными дислокациями, в особенно большом количестве наблюдающимися на Керченском полуострове. С другой стороны, отсутствие мощных коллекторов в монотонном глинистом разрезе майкопской свиты и сильная нарушенность складок дислокациями обусловили разрушение залежей и, следовательно, отсутствие значительных месторождений. В результате разведочных работ на территории области открыты лишь незначительные залежи нефти на Владиславовском, Приозерном, Мошкаревском, Мало-Бабчикском и Мысовом месторождениях. На трех первых нефть добывалась в течение нескольких лет. Всего добыто 25,4 тыс. *т* нефти, из них на Владиславовском месторождении 9,3 тыс. *т*, на Приозерном — 8,6 тыс. *т* и на Мошкаревском — 7,5 тыс. *т*. В последнее время вследствие нерентабельности эксплуатации месторождения законсервированы.

Представление о распределении нефтегазоносности в Южно-Украинской нефтегазоносной области (по площади и разрезу) дает рис. 91. Группа складок в юго-западной равнине и Запарпачской части Керченского п-ва характеризуется небольшими залежами нефти в разрезе от нижнего сармата до верхнего эоцена, и только на Мошкаревском месторождении имеется небольшой нефтеносный горизонт в нижнем мелу; приток газа достигал 14 тыс. *м³/сутки*, приток нефти — слабый. Газ содержит до 90% метана и до 6% тяжелых углеводородов. В связи с трудностями бурения в сложном разрезе майкопских отложений большое количество скважин ликвидировано по техническим причинам, и основная геологическая задача осталась нерешенной.

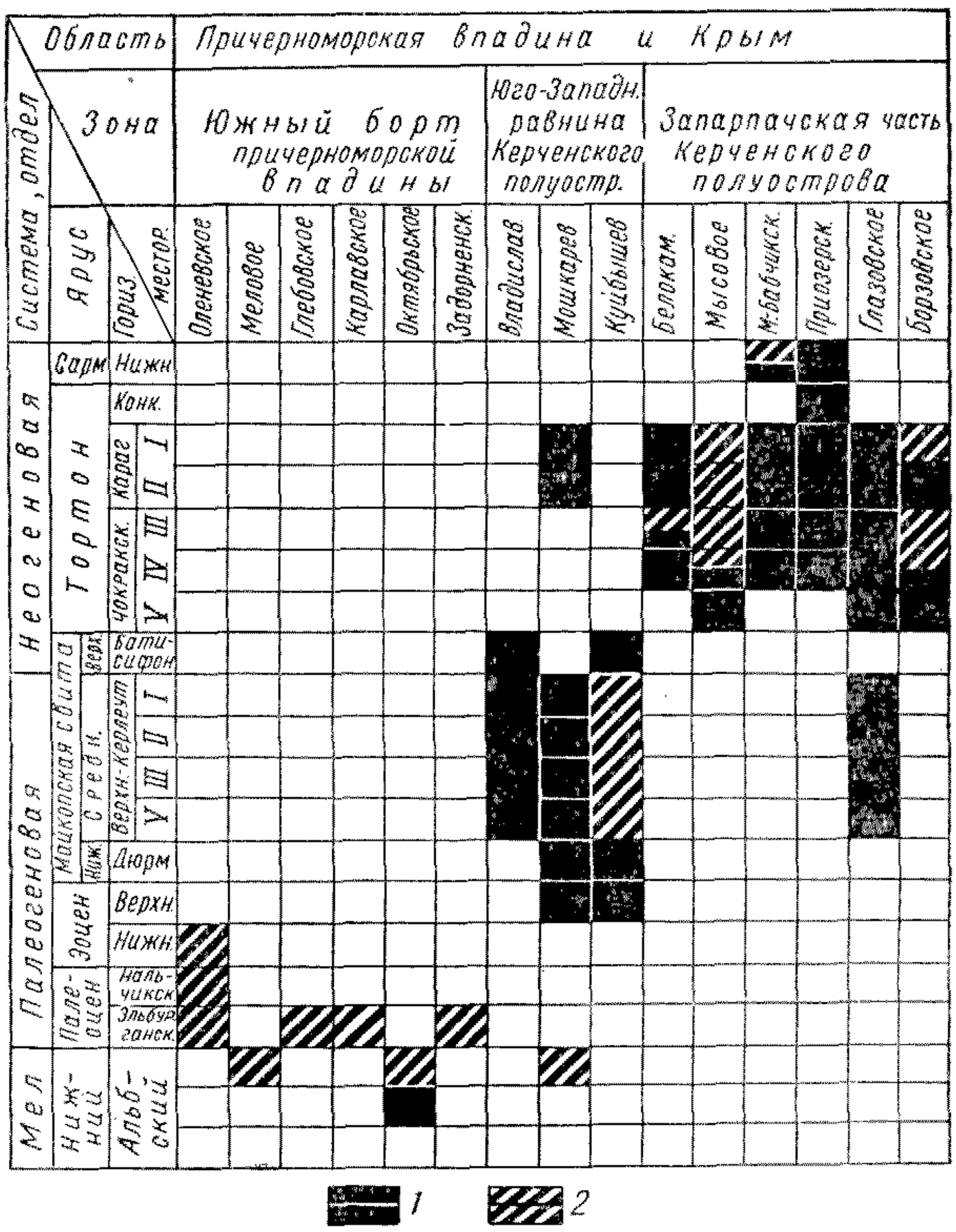


Рис. 91. Нефтегазоносные горизонты месторождений Южно-Украинской нефтегазоносной области. По В. Н. Крамаренко.

1 — нефтеносные горизонты; *2* — газоносные горизонты.

В северной части Крымского п-ва газоносные залежи содержатся в структурах, осложняющих южный борт Причерноморской впадины. Газоносность приурочена к отложениям нижнего мела — Меловое и Октябрьское месторождения и низов палеоцена — Глебовское, Задорненское и Оле-

невское месторождения. При испытании скважин на Оленевской структуре получены фонтаны газа дебитом до 37 тыс. *м³/сутки* с конденсатом; на Задорненской структуре — до 70 тыс. *м³/сутки*, на Глебовской — до 20 тыс. *м³/сутки*, на Октябрьской — до 500 тыс. *м³/сутки* газа и 45 *м³/сутки* легкой нефти.

Крупные месторождения нефти и газа в последние годы открыты на Северном Кавказе. Нижний мел здесь представлен неизвестковыми глинами с прослоями песчаников, залегающих на метаморфизованных породах каменноугольного возраста. Область распространения месторождений Северного Кавказа может быть сопоставлена с Сивашским прогибом Крыма. Такое сопоставление дает основание ожидать и в области прогиба аналогичные залежи нефти и газа.

Газопроявления в отложениях миоцена — сармата и плиоцена в Причерноморской впадине отмечаются повсеместно. Почти все скважины и отдельные колодцы при прохождении этих отложений газируют. Газ в основном также метановый. Так, на западе, в пределах Варненской и Камчийской впадин (Болгария) в скважинах, не превышающих 250 *м*, получались притоки газа от 3 до 25 тыс. *м³/сутки*. Газопроявления из этих отложений отмечены в Одесской, Николаевской и Херсонской областях Украины. Следует сказать и о широко развитых здесь сероводородных источниках, по-видимому, связанных с современными лиманными и куяльницкими отложениями. В ряде мест источники хлоркальциевых и хлормагниевых, сильно минерализованных вод содержат йод и бром. На площади Теленево-Шабла в Варненской впадине имеется нефтяное месторождение, открытое в 1946 г. Залежь нефти находится на глубинах 350—400 *м* в трещиноватых и кавернозных известняках валанжинского яруса, перекрытых несогласно залегающими известково-мергелистыми отложениями палеогена и неогена. Нефть тяжелая, удельного веса 0,976, со сравнительно небольшим содержанием газа. Месторождение приурочено к удлиненной брахиантиклинали северо-западного простирания, разбитой на многочисленные блоки системой продольных и поперечных сбросов.

В долине р. Кемчии на юго-востоке Болгарии известна газоконденсатная залежь, открытая в 1957 г. в отложениях эоцена. Газом заполнены песчано-глинистые линзы, вскрытые на глубинах 1600—2100 *м*. Скважины имели свободные дебиты (в зависимости от положения на площади) от 3 тыс. до 1000 тыс. *м³/сутки*. Количество конденсата при испытании доходило до 60 *г/м³*.

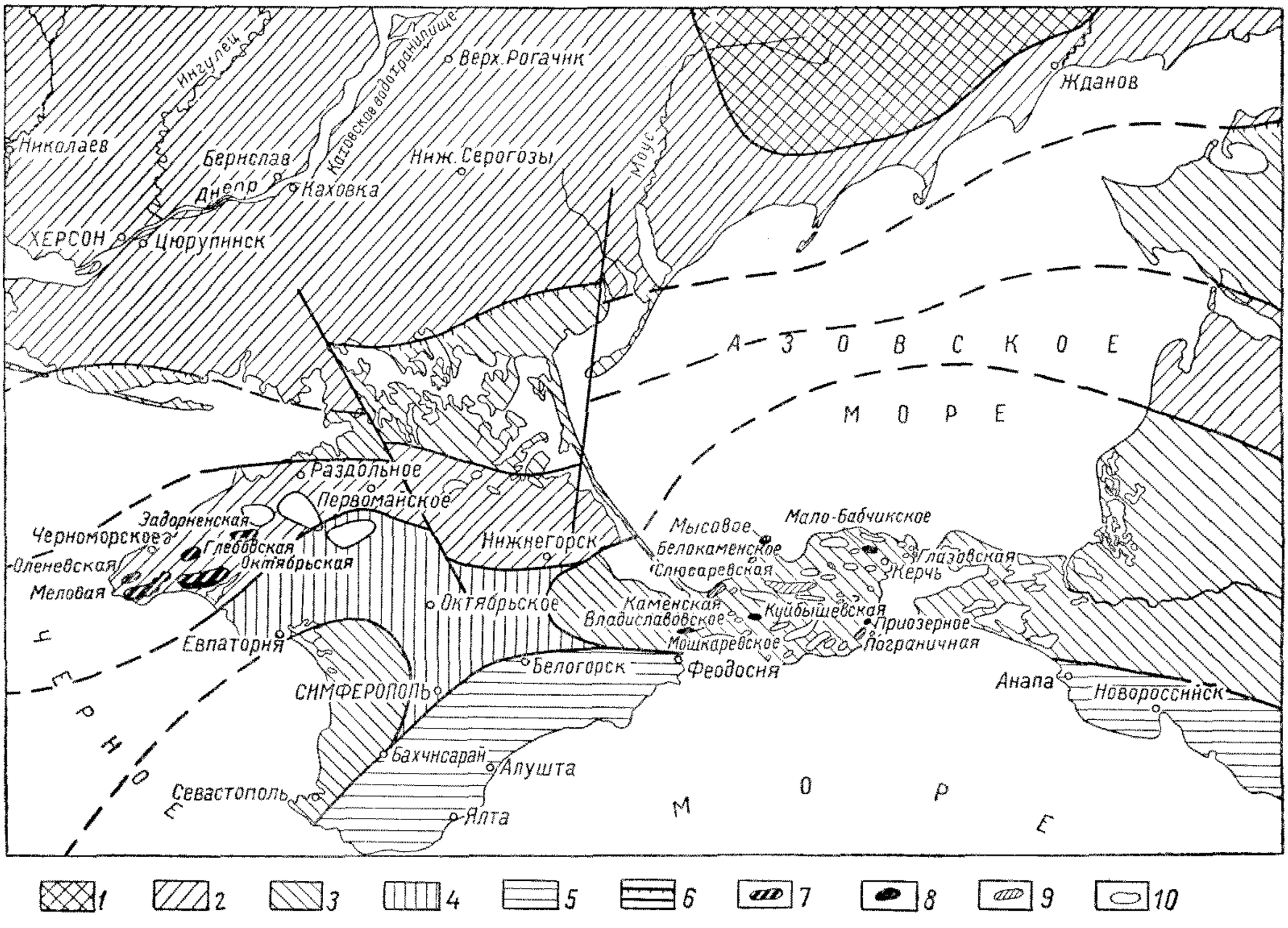
Нефтегазоносность Преддобруджанского прогиба П. К. Иванчук, И. Д. Гофштейн, П. М. Сухаревич, Г. А. Ратушная и другие исследователи связывают с юрскими отложениями. В подтверждение своих взглядов эти авторы указывают на наличие углеводородных газов в отложениях сармата, несогласно перекрывающих юрские, битуминозность юрских известняков, высокоминерализованные хлоркальциевые воды, содержащие йод и бром. Одним из первоочередных объектов для разведки П. К. Иванчук и А. Я. Эдельштейн (1961) считают Баймаклийскую структуру, характеризующуюся приподнятым залеганием юрских отложений (от батских до титонских), благоприятными фациальными условиями и приуроченностью к борту Преддобруджанского прогиба, что «могло способствовать аккумуляции флюидов за счет их миграции из прилегающих опущенных зон». Юго-западнее, на площади Валены, имеется небольшое нефтяное месторождение, открытое в 1957 г. Приурочено оно к среднесарматским отложениям, выраженным оолитовыми известняками, трещиноватыми и кавернозными, залегающими на глубинах 440—490 *м*. Начальные дебиты нефти составляли от 0,4 до 4,5 *т/сутки*. Удельный вес нефти 0,939. Вязкость по Энглеру при 50° С 6,22, температура застывания —17° С. Нефть содержит 0,26% серы и характеризуется полным отсутствием парафина; она маслянистая; бензиновая фракция отсутствует.

В восточной части нефтегазоносной области в районе Мелитополь — Бердянск оконтурена площадь, заключенная между населенными пунктами Кирилловка, Дунаевка, Надеждино, Нововасильевка, Вячеславка, Бердянск. Площадь получила название Приазовского газового месторождения. Газоносны киммерийские и сарматские отложения. Всего пробурено 94 скважины глубинами до 600 *м*. Некоторыми скважинами вскрыты подстилающие палеогеновые и меловые отложения. Признаки нефти при испытании скважин в сс. Степановка, Александровка и Чкалово говорят о возможности нахождения в более глубоких горизонтах и нефтяных залежей. На площади эксплуатируются нижнесарматские отложения, представленные черными слоистыми глинами с линзами, прослоями и присыпками мелкозернистого песка. В районе с. Приазовское на глубинах 120—150 *м* вскрыто три песчаных горизонта, являющихся в настоящее время основным объектом разработки на газ. При пластовом давлении 4 *атм* в эксплуатации находятся от 10 до 15 скважин с дебитами 300—400 $м^3/сутки$. В месяц для местных нужд добывается до 100 тыс. $м^3$ газа. Газ содержит метана до 85%, азота и инертных газов около 14%. Газопроявления отмечены в нескольких скважинах из отложений палеогена и мела.

Исходя из изложенного, можно сделать вывод о региональном распространении нефтегазоносности по всей площади Причерноморской впадины и о возможном распространении залежей нефти и газа по разрезу от юрских до миоценовых отложений включительно.

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Как видно из рис. 92, локальные нефтегазоносные структуры приурочены к юго-западной равнине и Запарпачской части Керченского п-ва, а также



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Рис. 92. Размещение локальных структур Южно-Украинской нефтегазоносной области. По В. Н. Крамаренко, 1962.

1 — Украинский кристаллический щит; *2* — склон щита; *3—4* — прогибы и впадины платформенной области; *5* — складчатая область; *6* — надвиги и разломы; *7* — газовые месторождения; *8* — нефтяные месторождения; *9* — разведочные площади; *10* — перспективные площади.

к наиболее прогнутой части Причерноморской впадины — ее южному борту. Разведочными работами на Керченском п-ве вскрыт ряд нефтегазоносных горизонтов, из которых часть уже эксплуатировалась. Большого практического значения открытые там месторождения не имеют, однако материалы по разведке и разработке их дают возможность ориентировать комплексные поисковые, геофизические и разведочные работы на меловые и нижележащие отложения.

В результате разведки палеогеновых и меловых отложений на Тарханкутском п-ве в пределах южного борта Причерноморской впадины открыты газовые и 1 нефтегазоносное месторождения. Всего в Южно-Украинской области открыто 5 газовых, 3 нефтяных и 7 нефтегазоносных месторождений, характеристика которых приводится ниже. Все месторождения находятся в Крымской области республики.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНОГО БОРТА ПРИЧЕРНОМОРСКОЙ ВПАДИНЫ (ТАРХАНКУТСКИЙ П-В)

1. Оленевское газовое месторождение

Расположено в Черноморском районе.

Оленевская (Каркилинская, Джангульская) полоса складок установлена в тридцатых годах В. В. Меннером и А. И. Дзеис-Литовским. В 1958 г. работами по методам МОВ и КМПВ подтверждено наличие локального поднятия. В 1959 г. начато структурное бурение и в том же году в своде поднятия

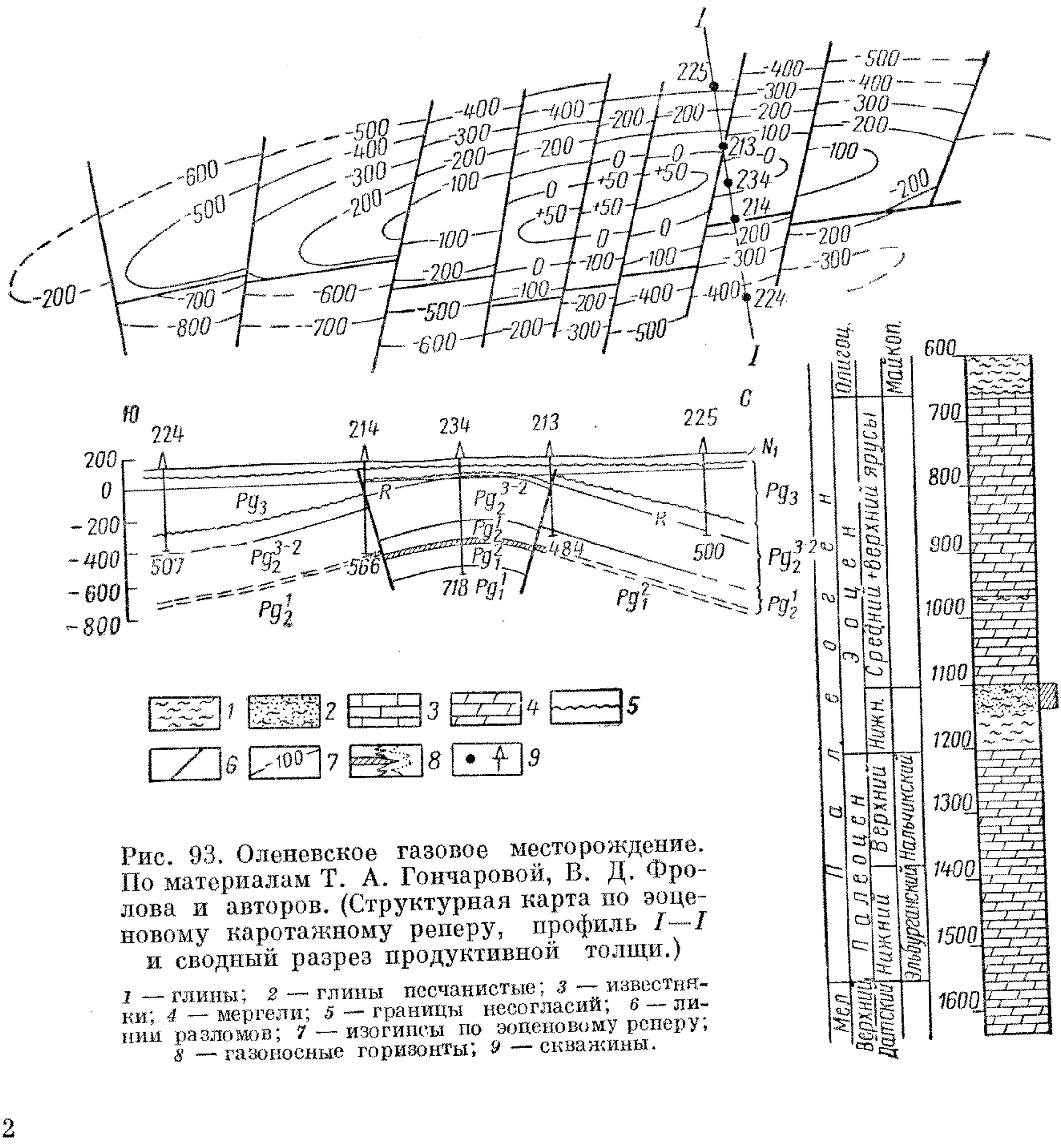


Рис. 93. Оленевское газовое месторождение. По материалам Т. А. Гончаровой, В. Д. Фролова и авторов. (Структурная карта по эоценовому каротажному реперу, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины песчанистые; *3* — известняки; *4* — мергели; *5* — границы несогласий; *6* — линии разломов; *7* — изогипсы по эоценовому реперу; *8* — газоносные горизонты; *9* — скважины.

пробурены три разведочные скважины глубиной 600—1200 *м*, заложена одна параметрическая скважина глубиной 3110 *м* в своде и одна разведочная глубиной 3033 *м* на южном погружении структуры. Всеми тремя скважинами установлена небольшая залежь газоконденсата; глубокие скважины дали отрицательные результаты.

В строении месторождения принимают участие отложения всего разреза, верхнего мела, палеогена и миоцена.

Оленевское поднятие (рис. 93) приурочено к Тарханкутскому валообразному поднятию и занимает на южном борту Причерноморской впадины крайнее западное положение во второй с юга линии структур. Складка антиклинальная, широтного простирания, размерами 12 × 3 *км*; северное крыло относительно более пологое, южное—более крутое. Структура разбита на ряд блоков. Продольный сброс проходит вдоль всего южного крыла, поперечный — в западной части структуры; амплитуда его от 30 до 60 *м*. Формирование поднятия, по-видимому, началось в верхнем мелу и продолжалось до настоящего времени. Отложению осадков нижнего и среднего эоцена, кумского горизонта, верхнего эоцена, майкопа, чокрака, верхнего и среднего сармата предшествовали интенсивные вертикальные движения, сопровождавшиеся разрывами нижележащих напластований.

Газоконденсатная залежь установлена в трещиноватых известняках нижней части палеоцена (эльбурганский горизонт). При опробовании скважины № 5-р с интервала 400—564 *м* получен приток газа с конденсатным дебитом 37 тыс. *м*^{3}/*сутки* через 12-*мм* штуцер. Состав газа: метана 94,8%, этана 2%, пропана 0,6%.

Разведочные работы продолжаются.

2. Меловое газовое месторождение

Расположено на юго-западе Тарханкутского п-ова, в 84 *км* к западу от г. Евпатории Черноморского района.

В 1960 г. в присводовой части структуры начато бурение параметрической скважины с целью изучения геологического разреза и газонефтеносности главным образом нижнемеловых отложений. По отложениям нижнего мела скважина прошла 1377 *м* и закончена на глубине 2980 *м*.

Поднятие большое, в своде которого обнажаются маастрихтские и датские отложения, крылья сложены отложениями палеогена и неогена. Строение асимметричное — северное крыло падает под углом 25°, южное — под углом 20°. Система продольных и поперечных нарушений сечет складку на отдельные блоки. Сейсмические исследования методом отраженных волн показали сложные сейсмогеологические условия; положение отражающих площадок носит хаотический характер.

Газопроявления наблюдались в процессе бурения из нижнемеловых отложений. Первое слабое газирование глинистого раствора зафиксировано при проходке интервала 1617—1618 *м*. При забое 2179 *м* во время промывки скважины интенсивное бурление раствора сопровождалось снижением удельного веса и поглощением раствора породами. Газ имел резкий запах бензина. При углублении газопрояления продолжались, но с каких горизонтов, установить не удалось в связи с первым интенсивным проявлением.

Разведочные работы продолжаются.

3. Глебовское газовое месторождение

Расположено в Черноморском районе.

Приурочено к одному из трех локальных поднятий, выявленных сейсмическими исследованиями в 1959 г. В 1960 г. начато структурно-поисковое бурение. В ряде скважин, заложенных в своде поднятия, отмечались газопроявления из отложений нижнего палеоцена, а в одной скважине при забое

948 *м* получен газовый фонтан, выбросивший 144 *м* штанг при подъеме инструмента. В том же году начато разведочное бурение с целью оконтуривания газовой залежи. Бурением вскрыт разрез отложений до палеоцена включительно.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеогена и неогена.

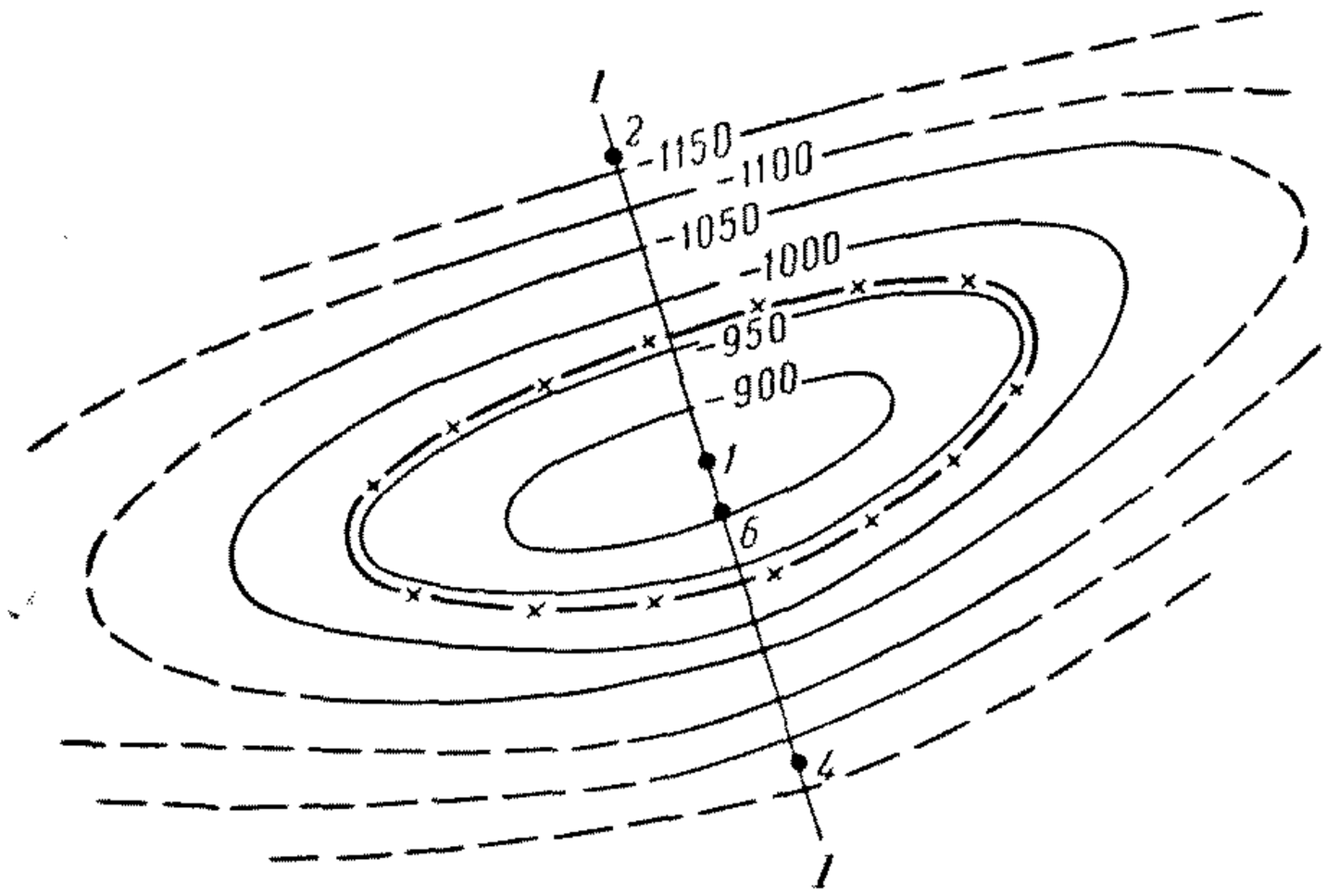




Рис. 94. Глебовское газовое месторождение. По материалам В. А. Гордиевич, Т. А. Гончаровой, Ч. И. Гозака, В. Я. Синицына, А. А. Лещинского и авторов. (Структурная карта по кровле нижнего палеоцена, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)
1 — глинистые известняки; *2* — глинистые мергели; *3* — известняки; *4* — мергели; *5* — изогипсы по кровле нижнего палеоцена; *6* — границы несогласий; *7* — газоносный горизонт; *8* — скважины; *9* — контур газоносности.

По условному отражающему горизонту эоцена структура представляет асимметричную антиклиналь северо-восточного простирания (рис. 94); соотношение осей 1 : 4. Формирование складки началось в палеоценовый век. В течение ранне- и среднеэоценового времени, майкопа и чокрака структура испытывала вертикальные движения. Формирование газовой залежи в эльбурганских отложениях можно датировать началом или серединой сарматского века.

Газовая залежь вскрыта разведочными скважинами в эльбурганском горизонте палеоцена в интервале 953—1020 *м*. При испытании получен фонтан газа со свободным дебитом 208 тыс. $м^3/сутки$. Газ содержит незначительное

количество конденсата. Состав газа: CO_2 0,53%, азота и редких 1,17%, CH_4 89,51%, C_2H_6 5,08%, C_3H_8 2,16%, высших 1,55%. Удельный вес по воздуху 0,638.

Разведочное бурение продолжается.

4. Карлавское газовое месторождение

Расположено в Черноморском районе, непосредственно к северо-западу от Глебовского месторождения.

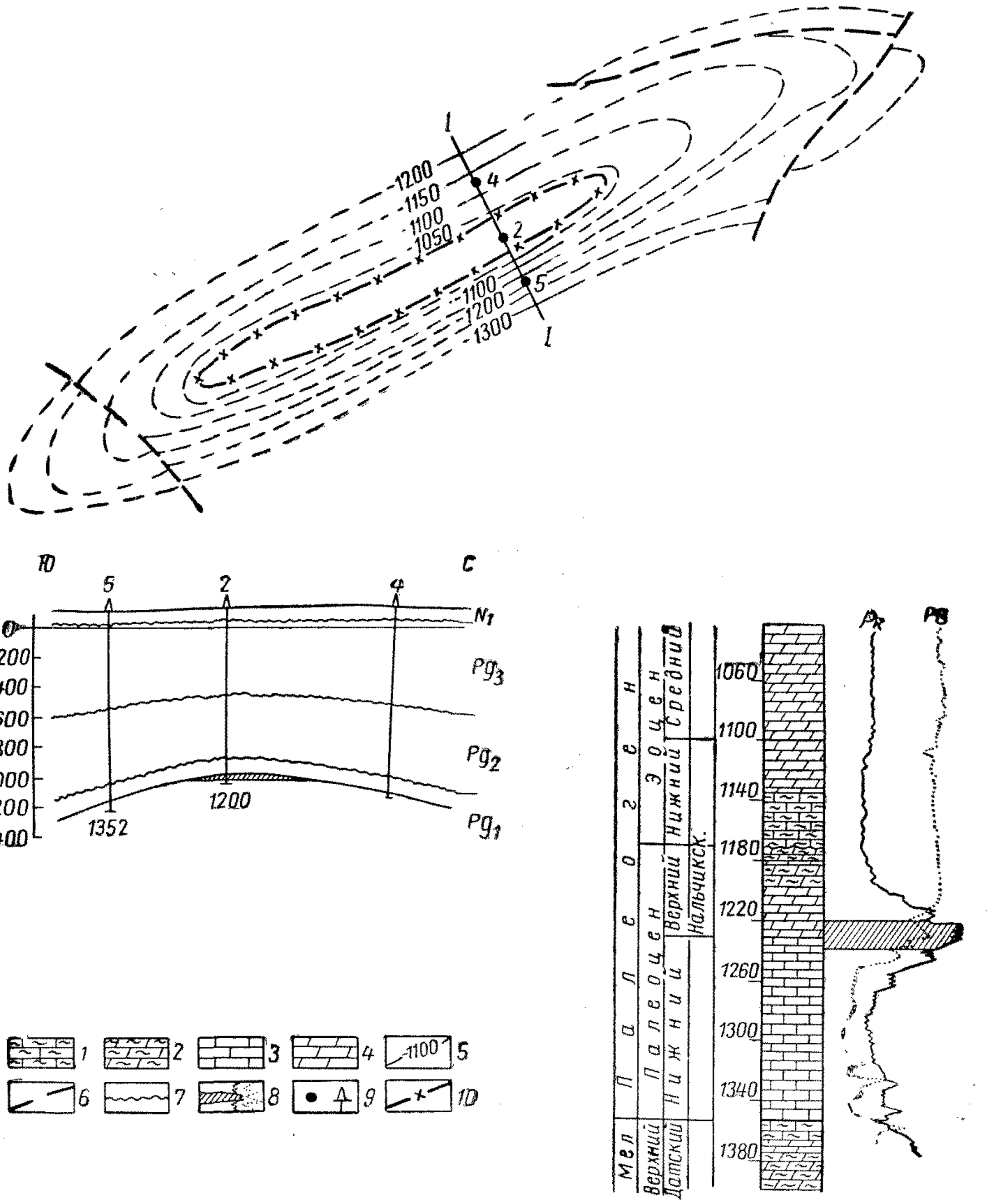


Рис. 95. Карлавское газовое месторождение. По материалам В. А. Гордиевич, В. Д. Фролова, В. М. Кондратьева и авторов. (Структурная карта по кровле нижнего палеоцена, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глинистые известняки; *2* — глинистые мергели; *3* — известняки; *4* — мергели; *5* — изогипсы кровли нижнего палеоцена; *6* — линии разломов; *7* — границы несогласий; *8* — газоносные горизонты; *9* — скважины; *10* — контур газоносности.

Локальное поднятие выявлено в 1958 г. сейсмическими работами, в 1959—1960 гг. подтверждено структурным бурением. В 1960—1962 гг. в сводовой части структуры пробурено несколько разведочных скважин, вскрывших в отложениях нижнего палеоцена небольшую газоконденсатную залежь.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения верхнего мела, палеогена и неогена.

На поверхности свод складки сложен известняками верхнего сармата, образующими в рельефе гребень с отметками до 130 *м*, возвышающийся над окружающей местностью на 50 *м*. С глубиной амплитуда поднятия увеличивается, достигая в горизонтах среднего эоцена — 350 *м*.

Поднятие представляет антиклиналь северо-восточного простирания (рис. 95) с крутым южным и пологим северо-западным крыльями; соотношение осей 1 : 4,5. Структурная складка разбита системой поперечных сбросов на ряд блоков.

Перед отложением осадков нижнего и среднего эоцена, олигоцена и чокрака амплитуда вертикальных движений увеличивалась, что приводило к размыву уже отложившихся осадков. Формирование газовой залежи, по-видимому, происходило между ранним сарматом и плиоценом.

Опробование трещиноватых известняков эльбурганского горизонта нижнего палеоцена дало приток газа с конденсатом и водой. Суточный дебит скважины достигал 10 тыс. $м^3$.

Состав газа: CO_2 0,34%, азота и редких 0,3%, CH_4 90,83%, C_2H_6 4,69%, C_3H_8 2,49%, высших углеводородов 1,35%. Удельный вес по воздуху 0,630.

5. Октябрьское нефтяное и газовое месторождение

Расположено в Черноморском районе, к востоку от Меловой структур, на одной с ней тектонической линии.

Структура выявлена в 1947—1950 гг. гравиметрическими работами по максимуму силы тяжести, что объясняется неглубоким залеганием фундамента; в 1956—1957 гг. подтверждена структурно-картировочным бурением. В 1958—1959 гг. строение площади детализировано структурным бурением и она подготовлена к глубокому разведочному бурению. В 1960 г. начато глубокое разведочное бурение с целью изучения геологического разреза и газонефтеносности нижнемеловых отложений. Первой разведочной скважиной, заложенной в присводовой части, вскрыт палеозойский фундамент на глубине 2720 *м*. С глубины 2726 *м* подъем инструмента постоянно сопровождался слабым запахом бензина. В 1961 г. произведено испытание отложений альба в интервале 2680—2778 *м* (с породами палеозоя в забое скважины). В результате испытания, через 6-*мм* штуцер получен фонтан легкой нефти с дебитом до 45 $м^3$/*сутки* и газа — до 50 тыс. $м^3$/*сутки*. Следующие скважины оказались на крыльях структуры за пределами нефтегазоносного контура.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения мела, палеогена и неогена.

Месторождение приурочено к антиклинальной складке почти широтного простирания (рис. 96). Длина складки в $3^1/_2$ раза превышает ширину. В сводовой части под отложениями миоцена залегают верхнемеловые. Свод складки ниже кровли отложений верхнего мела смещен к западу, хотя структурный план всех отложений в общем совпадает. Южное крыло по продольному сбросу несколько опущено. Такой характер тектоники дает основание полагать, что данная складка начала формироваться в альбский век. В раннем сантоне закончилось формирование ловушки, которая в скором времени была заполнена нефтью.

Характеристика нефти и газа с интервала 2680—2778 *м* из альбских отложений следующая. Удельный вес нефти 0,7777; начало кипения 48° С; до 100° С выкипает 22%, до 150° — 52%, до 200° — 68%, до 250° — 78%, до 300° — 86%. Удельный вес газа по воздуху 0,892. Состав газа: CO_2 1,41%, азота и редких 10,94%, CH_4 31,9%, C_2H_6 19,05%, C_4H_{10} 24,5% и C_5H_{12} 12,2%.

Разведочные работы продолжаются.

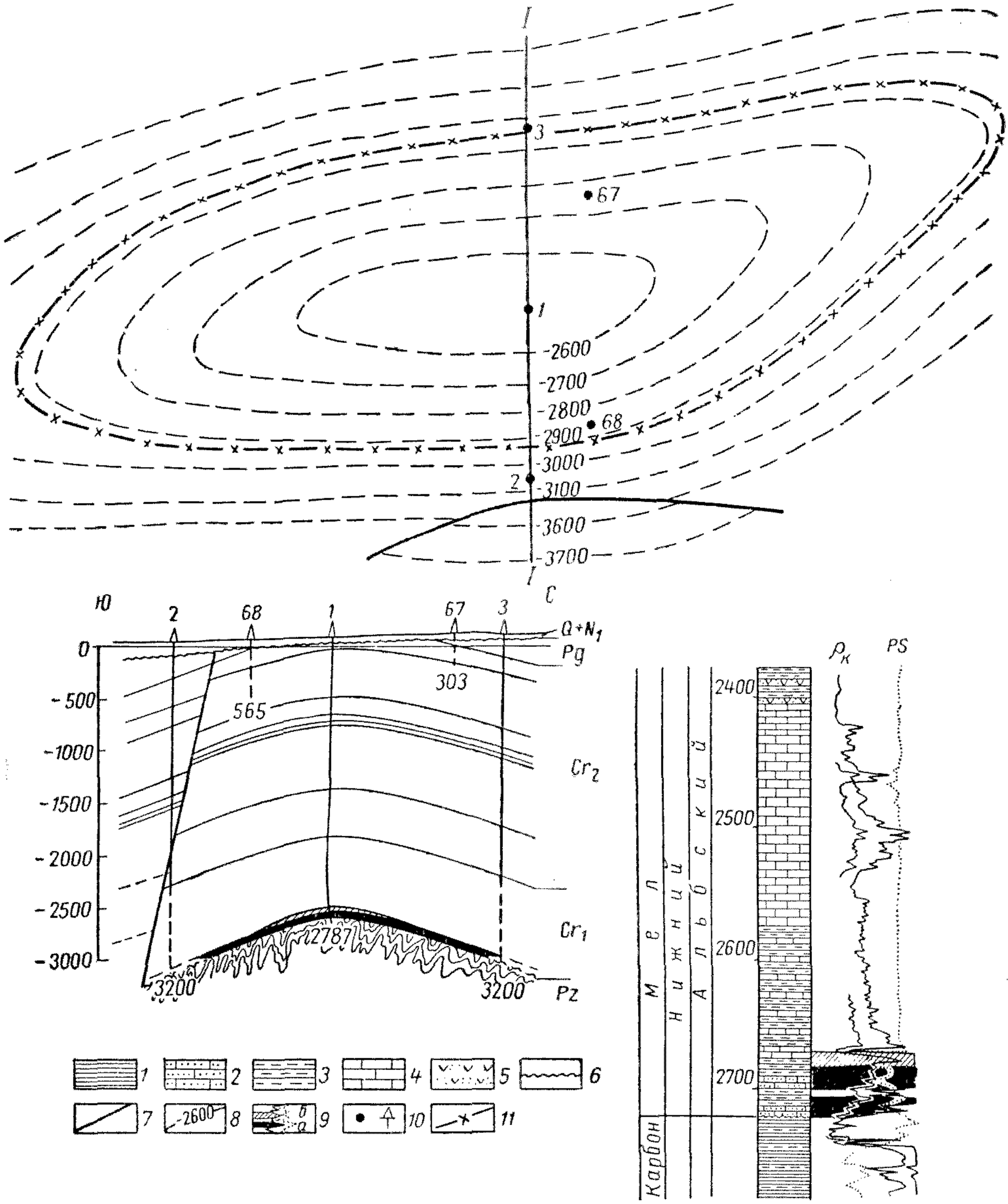


Рис. 96. Октябрьское нефтяное и газовое месторождение. По материалам В. А. Гордиевича, В. Д. Фролова, В. М. Кондратьева и авторов. (Структурная карта по кровле нефтегазоносного горизонта нижнего мела, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — сланцы; *2* — песчаники; *3* — алевролиты; *4* — известняки; *5* — туфы; *6* — границы несогласий; *7* — линии разломов; *8* — изогипсы кровли нефтегазоносного горизонта; *9* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *10* — скважины; *11* — контур нефтеносности.

6. Задорненское газовое месторождение

Расположено в Черноморском районе, в 60 *км* к северо-западу от г. Евпатория.

Выявлено структурно-разведочным бурением в 1957—1958 гг. во время геолого-съемочных работ и подтверждено сейсмическими работами в 1959—1960 гг. Во время бурения структурно-картировочных скважин при проходке нижнепалеоценовых отложений наблюдались обильные газопроявления.

С целью разведки газоносности этих отложений в 1960 г. заложены две глубокие разведочные скважины, вскрывшие разрез до нижнего мела включительно.

Одной скважиной вскрыты трещиноватые известняки эльбурганского горизонта нижнего палеоцена в интервале 579—595 *м*. При опробовании через 12-*мм* штуцер получен фонтан газа с конденсатом; дебит достигал 70 тыс. *м*^{3}/*сутки*. Вторая скважина прошла отложения эоцена. Третья, параметрическая скважина с проектной глубиной 3500 *м* задана с целью изучения разреза вплоть до нижнемеловых отложений.

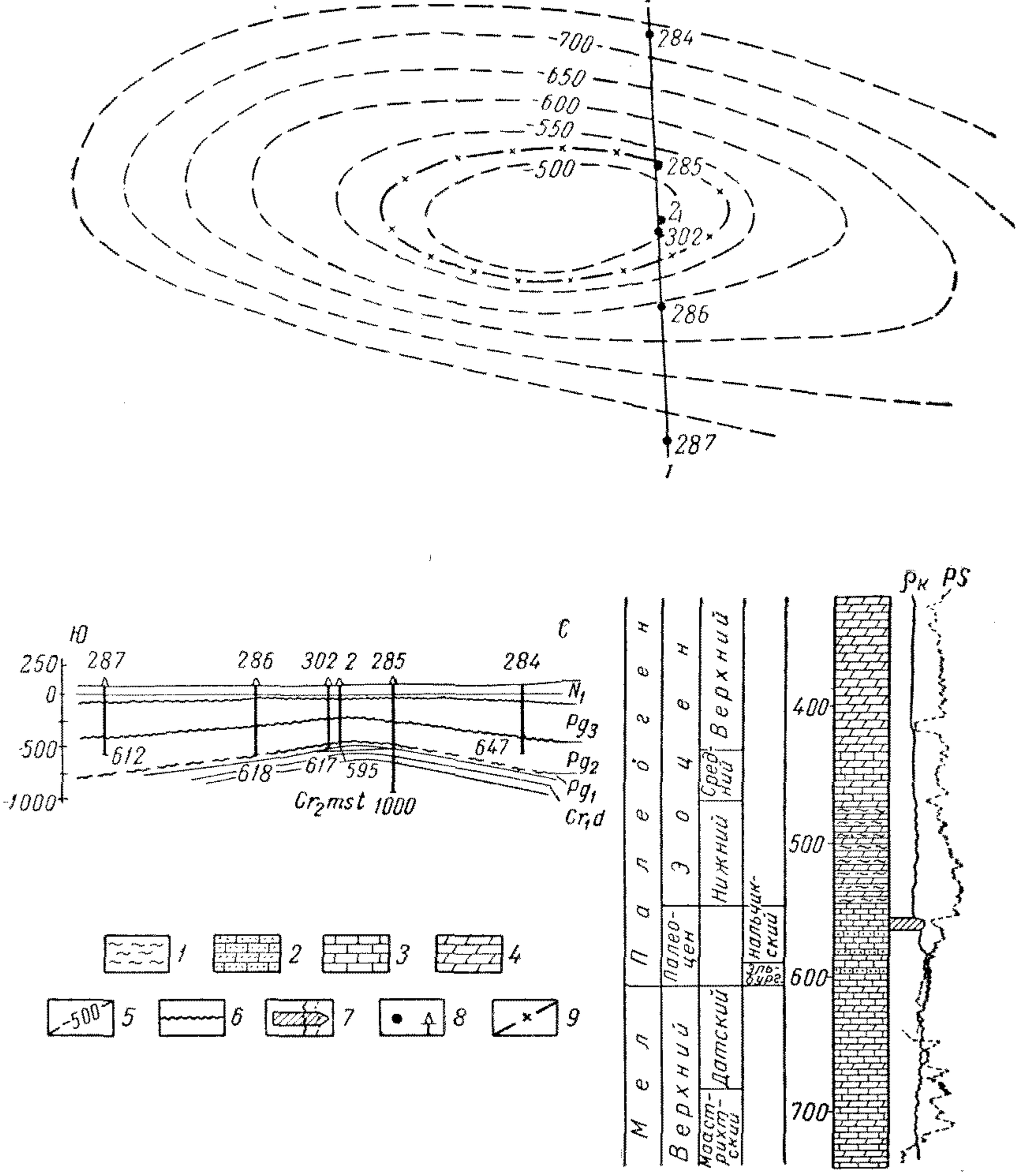


Рис. 97. Задорненское газовое месторождение. По материалам В. А. Гордиевича, В. Д. Фролова, В. М. Кондратьева и авторов. (Структурная карта по кровле нижнего палеоцена, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — песчаники; *3* — известняки; *4* — мергели; *5* — изогипсы кровли нижнего палеоцена; *6* — границы несогласий; *7* — газоносные горизонты; *8* — скважины; *9* — контур газоносности.

В строении месторождения принимают участие отложения нижнего мела, палеогена и неогена. Перед отложением осадков верхнего палеоцена, среднего эоцена, олигоцена и неогена происходил размыв.

Поднятие представляет асимметричную брахиантиклиналь (рис. 97) северо-западного, почти широтного простирания; соотношение осей 3 : 1. На структурах устанавливаются дизъюнктивные нарушения, имеющие амплитуду до 50 *м* и субмеридиональную ориентировку, которые разделяют структуры на ряд блоков, смещенных один по отношению к другому.

Структурные планы всех отложений выше поверхности отложений верхнего мела совпадают. Структура, по-видимому, заложена в позднемеловое время и рост ее продолжается до настоящего времени. Газоконденсатная залежь в эльбурганском горизонте палеоцена сформирована в сармат-плиоцене.

Характеристика газа следующая. Удельный вес по воздуху 0,590. Состав: CO_2 0,54%, азота и редких 0,98%, CH_4 93,28%, C_2H_6 5,1%, C_3H_8 0,1%; высшие углеводороды не определялись.

Разведочные работы продолжаются.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИНДОЛЬСКОГО ПРОГИБА (КЕРЧЕНСКИЙ П-В)

7. Владиславовское нефтяное месторождение

Расположено в Ленинском районе в 12 *км* к северо-западу от г. Феодосии.

Первые сведения о строении площади получены в 1927—1928 гг. в результате геологической съемки. В 1949 г. после проведения электроразведки и структурного бурения начато глубокое разведочное бурение на западной

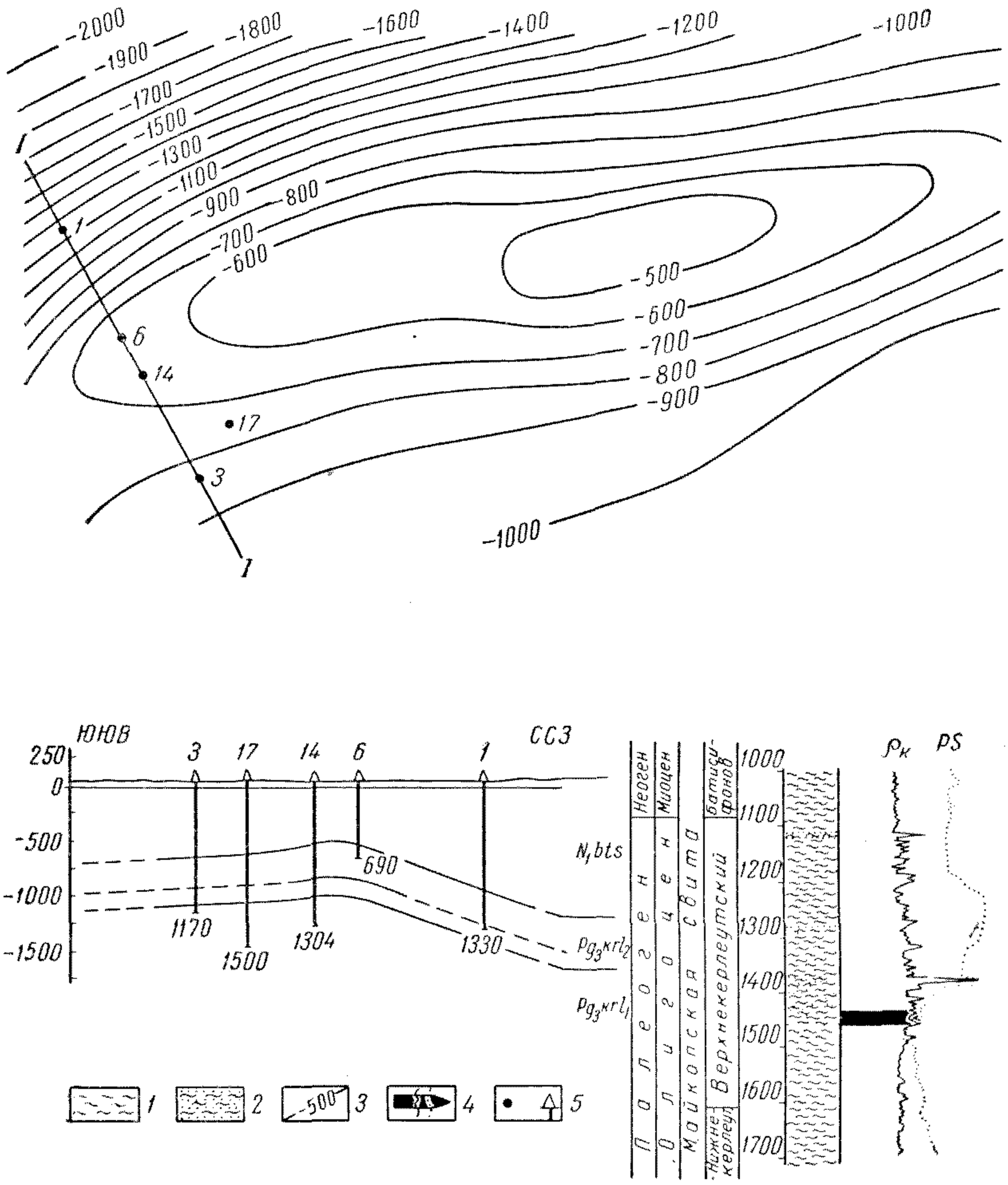


Рис. 98. Владиславовское нефтяное месторождение. По материалам Р. М. Новосилецкого, М. Ф. Осипова и авторов. (Структурная карта по условному сейсмическому горизонту «м», профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глина; *2* — глина песчанистая; *3* — изогипсы по условному сейсмическому горизонту; *4* — нефтеносные горизонты; *5* — скважины.

периклинальной оконечности Фронтовой складки, на восточной периклинали Харченковской складки и на Владиславовской складке. В 1955—1956 гг. получен промышленный приток нефти из отложений верхнекерлеутского горизонта среднего майкопа.

В пределах Северной антиклинальной зоны юго-западной равнины Керченского п-ва выделяются четыре антиклинальные складки: Андреевская, Харченковская, Фронтовая (Асенская) и Владиславовская, разделенные прогибающейся продольной осью или поперечными сдвигами, создающими кулисообразные сочленения. Самая западная складка — Владиславовская. Складки сложены батиосифоновым горизонтом майкопа, прикрытым четвертичными суглинками небольшой мощности. Лишь в своде у юго-восточного берега оз. Ачи сохранились породы чокракского горизонта. На погружении северного крыла появляются отложения чокракского, караганского и конкского горизонтов тортонского яруса, слагающие Парпачский гребень. Фронтовая складка имеет резко выраженное восточно-северо-восточное простирание, асимметрична. Углы падения северного крыла 70—90°, южного 35—38°. К периферии крылья выполаживаются и осложнены действующими грязевыми сопками. Владиславовская складка имеет амплитуду поднятия 450—500 *м*. Углы падения северного крыла 70—80°, южного 20—25°(рис. 98). Дизъюнктивные дислокации (выявленные в 1956 г. при детальных сейсмических исследованиях) разбивают складку на ряд блоков со смещением осей (на рис. не показаны).

Во Фронтовой складке нефтегазопроявления отмечались в отложениях верхнекерлеутского горизонта с глубины 686 *м*. Восточная часть складки не изучена. В сторону Владиславовской складки коллекторские свойства горизонта ухудшаются.

Во Владиславовской складке нефтеносность приурочена к отложениям батисифонового и верхнекерлеутского горизонтов.

Батисифоновый горизонт опробован в интервале 638—647 *м*. Максимальный приток нефти через 44-*мм* штуцер достигает 29 *т/сутки*. Песчанистые пласты горизонта имеют незначительные мощности и быстро выклиниваются.

При опробовании верхнекерлеутского горизонта с помощью тартания получено 0,9 *т/сутки* нефти, после чего произошла авария в скважине. Испытанием интервала 1053—1120 *м* в другой скважине установлен среднесуточный приток нефти 1,3 $м^3$ удельного веса 0,8170. Газирование наблюдалось в интервале 1075—1100 *м*, а с глубины 1092 *м* появилась пленка нефти. В остальных скважинах нефте- и газопроявления незначительны и при испытании заглушались притоками пластовой воды. Максимальная эффективная мощность верхнекерлеутского горизонта 30 *м*, пористость 31%, проницаемость 630 *мд*. Данные о качестве нефти месторождения:

Глубина пласта, *м*		Уд. вес	Фракционный состав (по Энглеру)					
кровля	подошва		Н. к., °С	до 100° С	до 150° С	до 200° С	до 270° С	до 300° С
1075	1078	0,8250	60	7,0	14,0	13,2	18,8	8,2
1135	1138	0,8407	130	—	0,3	0,7	36,0	25,0
1327	1328	0,8300	114	—	2,0	12,5	26,7	14,8

Вязкость нефти 0,72—2,0 *спз*; количество серы 0,32%, акцизных смол 7,0%. Режим залежи газовый.

Минерализация вод из майкопских отложений колеблется от 40 426 до 134 499 *мг-экв/л*. Воды относятся к типу гидрокарбонатнонатриевых, хлоридной группы натриевой подгруппы.

8. Мошкаревское нефтяное и газовое месторождение

Месторождение Мошкаревское, или Керлеутское, расположено в 33 *км* к северо-востоку от г. Феодосии Ленинского района, на юго-западе Керченского п-ова.

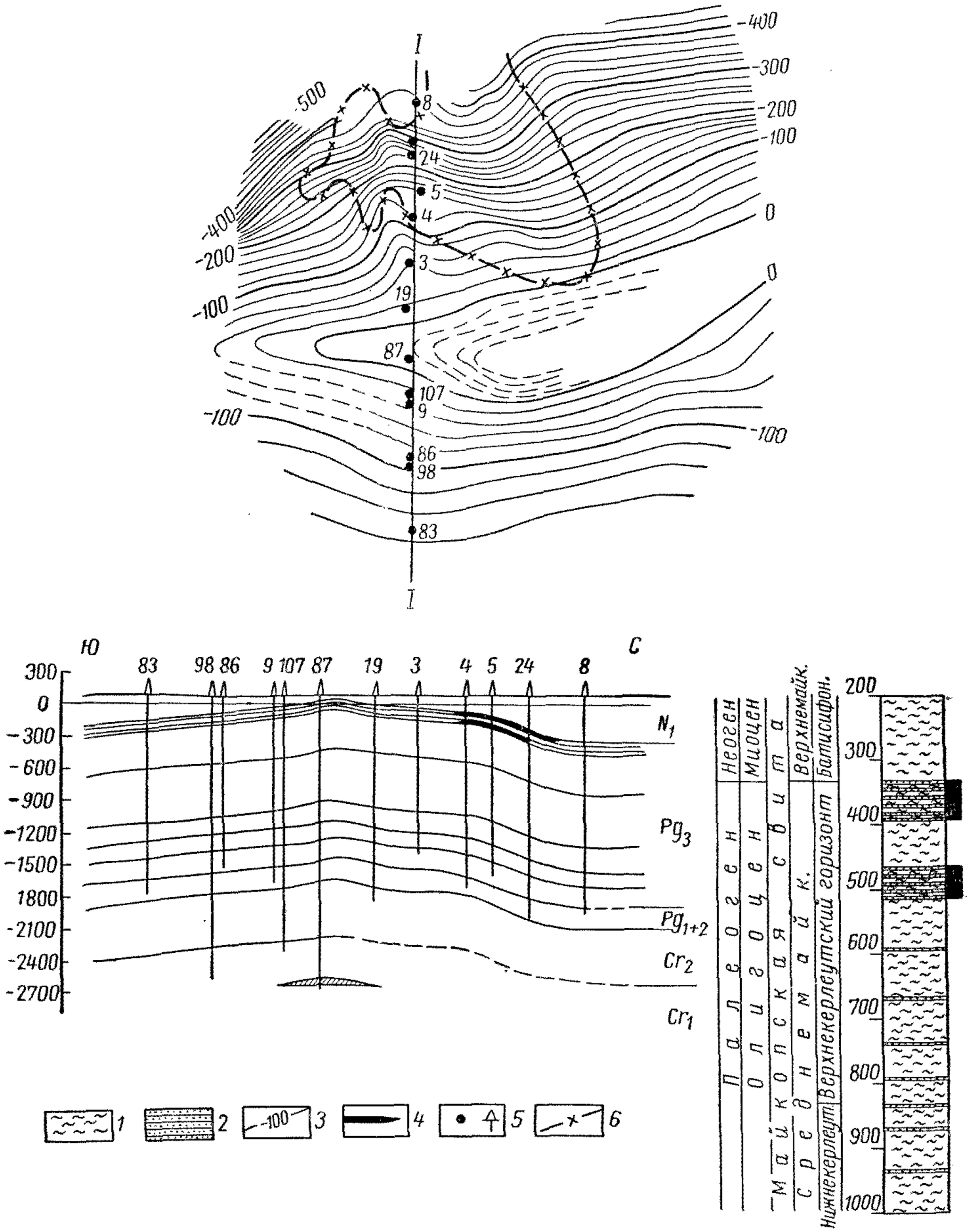


Рис. 99. Мошкаревское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Г. Б. Сальмана, Ю. Ф. Хмиляра и авторов. (Структурная карта по верхнекерлеутскому электрокаротажному реперу, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — песчаники; *3* — изогипсы верхнекерлеутского репера; *4* — нефтеносные горизонты; *5* — скважины; *6* — контур нефтеносности.

Выходы нефти здесь на дневную поверхность привлекали к себе внимание с давних времен. В 1939 г. структурно-поисковым бурением установлена нефтеносность верхнекерлеутского горизонта (средний майкоп). С 1940 г. бурением глубоких разведочных скважин в верхнекерлеутских отложениях

выявлена небольшая залежь; в процессе эксплуатации скважины быстро обводнялись. С 1951 г. производилось бурение скважин глубиной 1600—2400 *м* с целью изучения нефтеносности эоценовых и меловых отложений. При бурении в эоценовых отложениях на поверхности глинистого раствора наблюдались слабые газопроявления. В 1955 г. из отложений нижнего мела получен промышленный приток горючего газа. Ни одна скважина не попала в присводовую часть антиклинали. В результате бурения изучен разрез осадочного комплекса от нижнего мела до верхнего майкопа включительно.

В строении месторождения принимают участие отложения мела, палеоцена, эоцена и майкопской серии; последние выходят на поверхность.

Тектонически структура (рис. 99) представляет периклинальную оконечность крупной антиклинали, ориентированной в широтном направлении и имеющей здесь юго-западное простирание. Свод складки слагают верхи керлеутского горизонта, крылья — батисифоновый горизонт верхнего майкопа. Углы падения в присводовой части 5—10°, на крыльях 13—18°. Дизъюнктивные дислокации обнаружены не были.

Нефтегазоносность установлена бурением в песчаных прослоях среднего и нижнего майкопа, а также в отложениях эоцена и мела.

Средний майкоп. Верхнекерлеутский горизонт содержит шесть песчано-глинистых пачек, разобщенных прослоями глин. Из них в четырех (I, II, III и V) имеются нефть и газ.

П е р в а я п а ч к а (I) мощностью до 60 *м* встречена на глубинах от 128 до 490 *м*. По ряду скважин приток нефти незначительный: от 1—2 до 3—4 *т/сутки*.

В т о р а я п а ч к а (II) находится на 70—75 *м* ниже кровли горизонта; мощность до 45 *м*; вскрыта на глубинах 543—600 *м*. Испытание дало приток нефти до 1,1 *т/сутки*.

Т р е т ь я п а ч к а (III) залегает на 140 *м* ниже кровли горизонта; мощность 45—500 *м*. При бурении проявляла себя выделением газа и пленок нефти. При испытании получены притоки нефти 10—12 *т/сутки*. Нефть легкая, удельного веса 0,779—0,829.

П я т а я п а ч к а (V) залегает на 330 *м* ниже кровли; мощность 45—40 *м*. В процессе бурения проявляла себя выделением газа и пленками нефти. При испытании получен слабый приток газа.

В **нижнем майкопе** нефтегазопроявления связаны в основном с отложениями дюрменского горизонта, представленного глинами с прослоями песка и песчаника. При испытании интервала 1287—1487 *м* получены приток нефти 50 *т/сутки* и слабое выделение газа. Нефть легкая, удельного веса 0,779—0,896.

Из отложений **эоцена и мела** в процессе бурения выделялся газ в виде пузырьков и выбросов. Из интервала 2322—2362 *м* (нижний мел) получен приток газа до 14 тыс. $м^3$/*сутки*, а с глубины 2540—2572 *м* — слабый приток нефти. Состав газа: метана до 90%, тяжелых углеводородов до 6%. Газ других месторождений Керченского п-ова лишен тяжелых углеводородов.

Результаты анализов нефти месторождения следующие:

Залежь	Глубина пласта, *м*		Уд. вес	Фракционный состав (по Энглеру)					
	кровля	подошва		н. к., °С	до 100°	до 150°	до 200°	до 270°	до 300°
Керлеутского горизонта	260,0	280,0	0,8100	75	1,0	17,5	17,5	24,0	9,5
Дюрменского горизонта	1394,0	1401,0	0,8356	67	4,0	12,5	10,0	18,0	12,0
Нижнего мела . . .	—	—	0,8468	—	0,5	14,5	13,5	9,5	46,5

Залежи литологически экранированные. Эффективная пористость песчаников не превышает в среднем 18%. Коэффициент нефтеотдачи 0,2. Быстрое падение дебитов скважин и обводнение их привело к прекращению разработки и к консервации месторождения.

Тем не менее, характеристика отложений неокома и юры дает основание ожидать в них залежи нефти и газа, которые могут быть подтверждены разведочным бурением.

9. Куйбышевское нефтяное и газовое месторождение

Находится в 45 *км* к северо-востоку от г. Феодосии Ленинского района, на юго-западе Керченского п-ва.

С 1946 г. на площади проводилось структурно-поисковое бурение глубиной до 300 *м*. В отложениях батисифонового горизонта вскрыта нефтяная залежь, не имеющая промышленного значения. В результате бурения выявлены две брахиантиклинали, разделенные седлообразным прогибом. В 1949 г. началось глубокое поисково-разведочное бурение, основанное на данных геофизической и геологической съемки и структурно-картировочного бурения.

В строении месторождения принимают участие отложения эоцена, олигоцена и миоцена.

Структура относится ко второй антиклинальной зоне. Это антиклиналь с углами падения северного крыла от 11 до 14° (рис. 100). В сводовой части складки на дневную поверхность выходят отложения батисифонового горизонта. Ось складки имеет почти широтное направление, с глубиной смещается на юг.

Нефтегазоносность приурочена к песчаным линзам батисифонового, верхнекерлеутского и караганского горизонтов майкопа и к фораминиферовым слоям эоцена.

В батисифоновом горизонте проявления нефти и газа отмечались при бурении почти всех скважин.

При испытании интервала 244—265 *м* из этих отложений получен приток нефти 0,26 *т/сутки*. Удельный вес нефти 0,850; количество светлых погонов достигает 47%, мазута 53%.

В интервалах 399—420, 500—540 и 600—660 *м* наблюдалось газирование раствора и пленки нефти.

В интервале 337—345 *м* получен приток разгазированной воды до 0,91 *м*^{3}/*сутки*. Состав газа: углеводородов 87%, кислорода 11,3%, углекислого газа 0,9%.

Верхнекерлеутский горизонт содержит нефтяную и газовую залежи. Коллекторами являются прослои тонкозернистых песков, заключенных среди мощной глинистой толщи.

В интервале 636—638 *м* получен фонтан газа с начальным дебитом свыше 100 тыс. *м*^{3}/*сутки* при давлении 84 *атм*. Газ горючий, метановый. Открытое фонтанирование привело к прихвату 6-дюймового инструмента и прекращению поступления газа.

В интервале 643—645 *м* получен фонтан газа до 26 тыс. *м*^{3}/*сутки* при давлении 64 *атм*. Вскоре давление упало и фонтанирование газа сменилось притоком воды с конденсатом. Столб воды с конденсатом достиг уровня 415 *м*, из которых 65 *м* составлял конденсат. Удельный вес конденсата 0,7661. Фракционный состав: газолиново-бензиновой фракции 18,8%, лигроиновой 77,2%, керосиновой 3,5%.

В остальных скважинах с интервалов 765—775, 830—845, 920—950 и 965—985 *м* наблюдалось сильное газирование, а с интервала 1070—1080 *м* отмечалась слабая пленка нефти.

При испытании интервала 693—697 *м* получен фонтан газа с дебитом до 3 тыс. *м*^{3}/*сутки*, перешедшего потом на нефть с дебитом до 5,2 *т/сутки*. Удельный вес нефти 0,850.

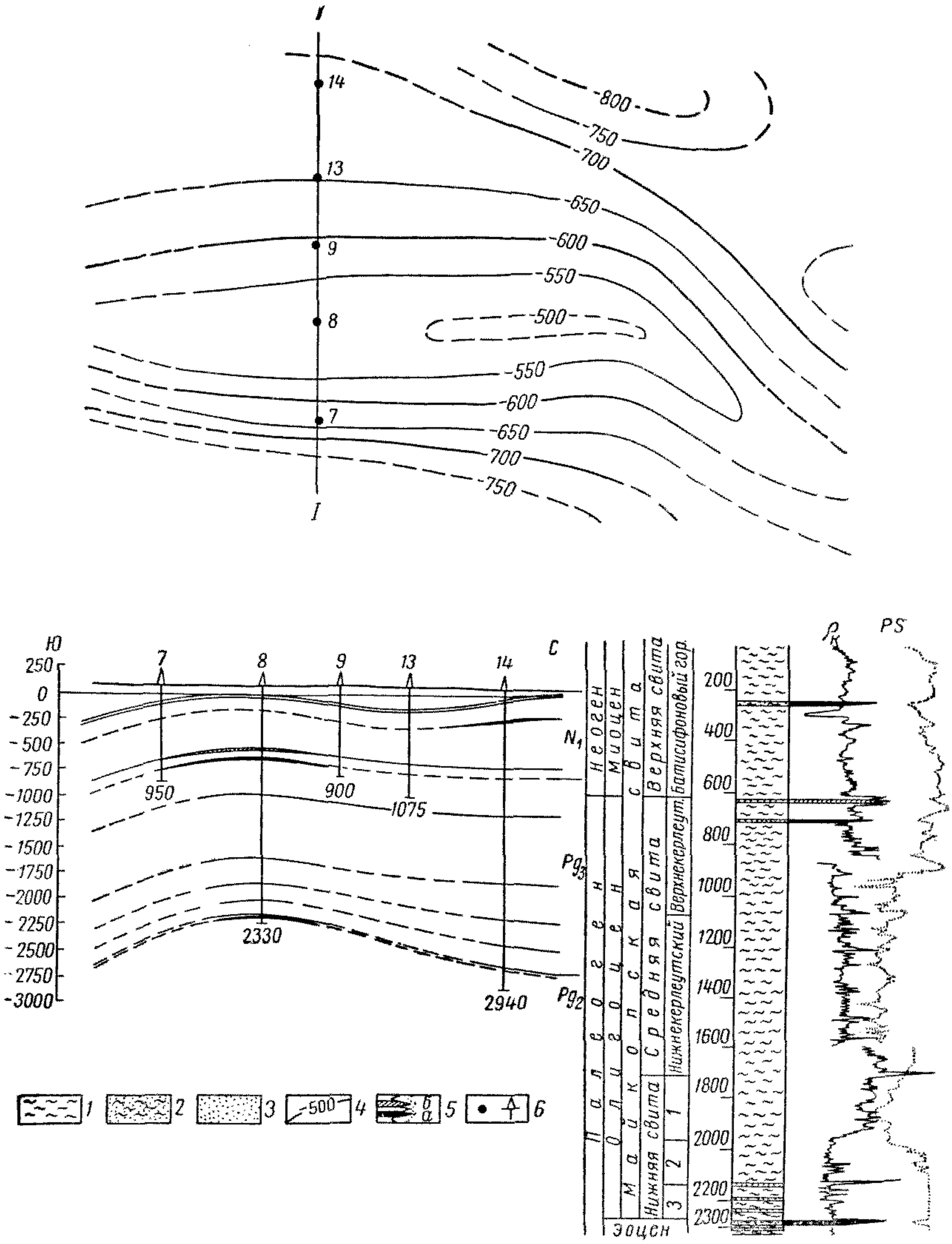


Рис. 100. Куйбышевское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Ф. Ф. Помойницкого и авторов. (Структурная карта по кровле верхнекерлеутского горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины песчанистые; *3* — пески; *4* — изогипсы кровли верхнекерлеутского горизонта; *5* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *6* — скважины. На разрезе: *1* — остракодовый горизонт; *2* — плянорбисовый горизонт; *3* — дюрменский горизонт.

Из форaминиферовых слоев с интервала 2801—2806 *м* отмечен приток нефти 0,11 *т/сутки*. Испытание интервала 2763—2585 *м* дало только слабое выделение газа.

Характеристика нефтей месторождения следующая:

Залежь	Глубина пласта, *м*		Уд. вес	Фракционный состав (по Энглеру)					
	кровля	подошва		н. к., °С	до 100°	до 150°	до 200°	до 270°	до 300°
Батисифонового горизонта	240	250	0,8464	54	7,5	10,5	8,5	14,5	—
Верхнекерлеутского горизонта	812	821	0,8607	85	7,0	8,2	12,0	12,0	10,6
Форaминиферовых слоев	2801	2806	0,8730	220	—	—	—	24,0	25,0

Залежь нефти литологически ограниченная, дебит нефти незначительный. Мощность песчаных прослоев на площади не выдерживается в результате резкой фациальной изменчивости и по падению, и по простиранию.

Пластовые воды приурочены к песчано-глинистым отложениям верхнекерлеутского горизонта, к прослоям песчаников и песков караганского горизонта, к мергелям и пескам фораминиферовых слоев. Вода из верхнекерлеутских отложений в интервале 965—985 *м* — гидрокарбонатнонатриевая с дебитом 0,67 *м³/сутки*; из эоценовых отложений — того же типа, с дебитом 0,125 *м³/сутки*; из караганского горизонта миоцена — сульфатнонатриевая с дебитом до 0,1 *м³/сутки*; из низов батисифонового горизонта — гидрокарбонатнонатриевая с дебитом до 13,3 *м³/сутки*.

Минерализация вод колеблется от 766,7 до 73728,0 *мг-экв/л*.

10. Белокаменское нефтяное и газовое месторождение

Находится в 50 *км* к западу от г. Керчь Ленинского района, к северо-западу от Агташского озера.

Исследования на площади начались в 1926—1928 гг. Разведочной скважиной, вскрывшей разрез от сарматских до верхнемайкопских отложений, нефтегазопроявлений не встречено. В 1952 г. бурением разведочных скважин глубиной от 271 до 612 *м* установлено наличие продольного сброса, осложняющего юго-восточное крыло складки. Разведочными скважинами выявлена малодебитная нефтяная залежь в присводовой зоне поднятия в чокрак-караганских отложениях. Месторождение законсервировано.

В строении месторождения принимают участие отложения неогена.

Антиклинальная складка (рис. 101) сложена верхнемиоценовыми отложениями с нижнесарматскими глинами в ядре, простирается с северо-востока на юго-запад, асимметрична. Северо-западное крыло пологое (углы до 18°), юго-восточное — крутое (углы свыше 27°), рассечено рядом продольных разрывов. Свод складки узкий.

Промышленные запасы нефти и газа приурочены к III и IV пластаи чокракского горизонта. Разведанная нефтегазоносная залежь относится к IV пласту, ограничиваясь на юго-востоке продольным разломом. Нефтегазоносные отложения III пласта недоразведаны. Незначительные проявления нефти и газа отмечались в отложениях караганского горизонта.

К а р а г а н с к и й г о р и з о н т вскрыт рядом скважин. Перспективные пласты представлены чередующимися прослоями песков и глин. При испытании интервала 355—370 *м* зафиксирован приток газа 320 *м³/сутки*. Состав газа: метана до 80%, тяжелых углеводородов около 11,2%.

Ч о к р а к с к и й г о р и з о н т представлен чередующимися прослоями мергелей, известняков и песков общей мощностью от 10 до 40 *м*, по падению и простиранию быстро выклинивающихся. Пористость коллекторов непостоянна и колеблется от 8 до 32%. При испытании скважин в интервале 291—295 *м* получен приток нефти до 3,8 *т/сутки* через 2-*мм* штуцер. Удельный вес нефти 0,880—0,900, начало кипения 206—212° С. Фракционный состав: керосина до 20%, соляровой фракции до 15%, мазута 51—67%.

На южном крыле структуры из интервала 451—460 *м* обнаружена тектонически экранированная газовая залежь. Газ дебитом до 18 тыс. *м³/сутки* получен через 7-*мм* штуцер.

Залежи нефти месторождения пластовые, сводовые, тектонически экранированные, с упруго-водонапорным режимом.

Основной тип вод хлормагниевый; гидрокарбонатнонатриевые воды встречены в присводовой части структуры, хлоркальциевые — только в отдельных скважинах, вскрывших чокракско-караганские отложения. Минерализация вод колеблется от 483 до 703 *мг/л* и повышается вниз по разрезу; максимальную минерализацию имеют хлоркальциевые воды нижнего сармата.

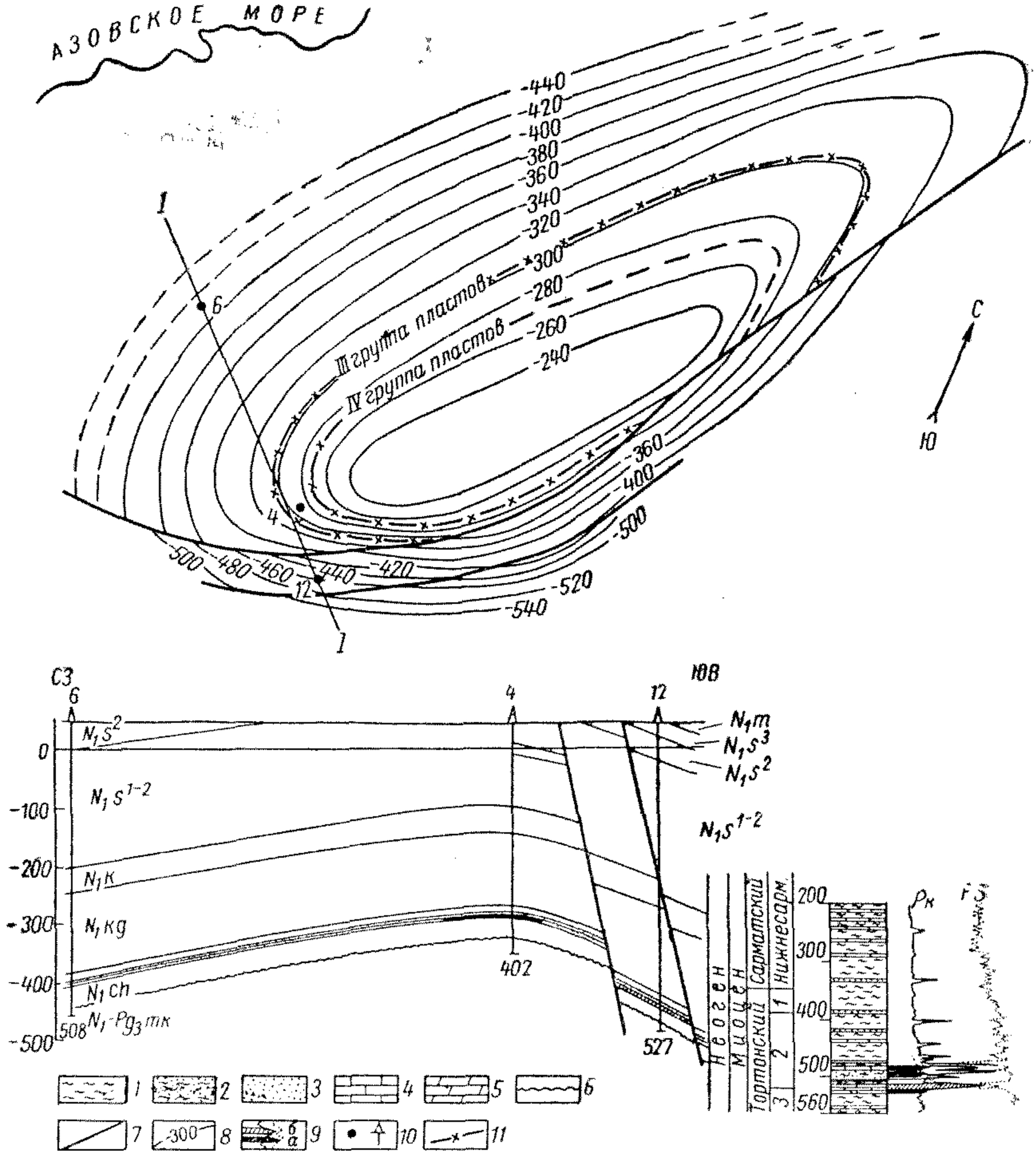


Рис. 101. Белокаменское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Б. Е. Архиноса, В. Д. Когана, Д. А. Ванксы, М. Ф. Осипова, В. М. Смелянского и авторов. (Структурная карта по подошве караганского каротажного репера, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — глины песчанистые; *3* — пески; *4* — известняки; *5* — мергели; *6* — границы несогласий; *7* — линии разломов; *8* — изогипсы подошвы репера; *9* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *10* — скважины; *11* — контуры газоносности. На разрезе: *1* — конкский горизонт; *2* — караганский горизонт; *3* — чокракский горизонт.

11. Мысовое нефтяное и газовое месторождение

Находится в Ленинском районе, в северной части Керченского п-ва, на мысе Казатин.

После неоднократных геологических исследований в 1951 г. на площади началось бурение структурно-поисковых скважин глубиной от 280 до 500 *м*; во время бурения из среднемиоценовых отложений наблюдались проявления нефти и газа. Параллельно в 1952 г. проведено бурение разведочных скважин глубиной от 384 до 630 *м*; скважинами в присводовых частях структуры вскрыты малодебитные нефтяные залежи в кровле чокракских отложений, а на восточном периклинальном погружении и на южном крыле, опущенном по сбросу, обнаружены газовые залежи, не имеющие промышленного значения. Небольшой газовый фонтан получен при бурении из низов караганского горизонта.

В строении месторождения принимают участие отложения олигоцена и миоцена.

Мысовая структура относится к Мысово-Каменецкой антиклинальной зоне. Соотношение длины и ширины складки по миоценовым отложениям приближает ее к куполу (рис. 102). В поперечном профиле складка асимметричная с углами падения в присводовой части 2—3°, к крыльям — до 10—14°, а затем вновь выполаживающимися. Тортонские отложения залегают на размытой поверхности майкопа. Ряд разломов рассекает складку поперек

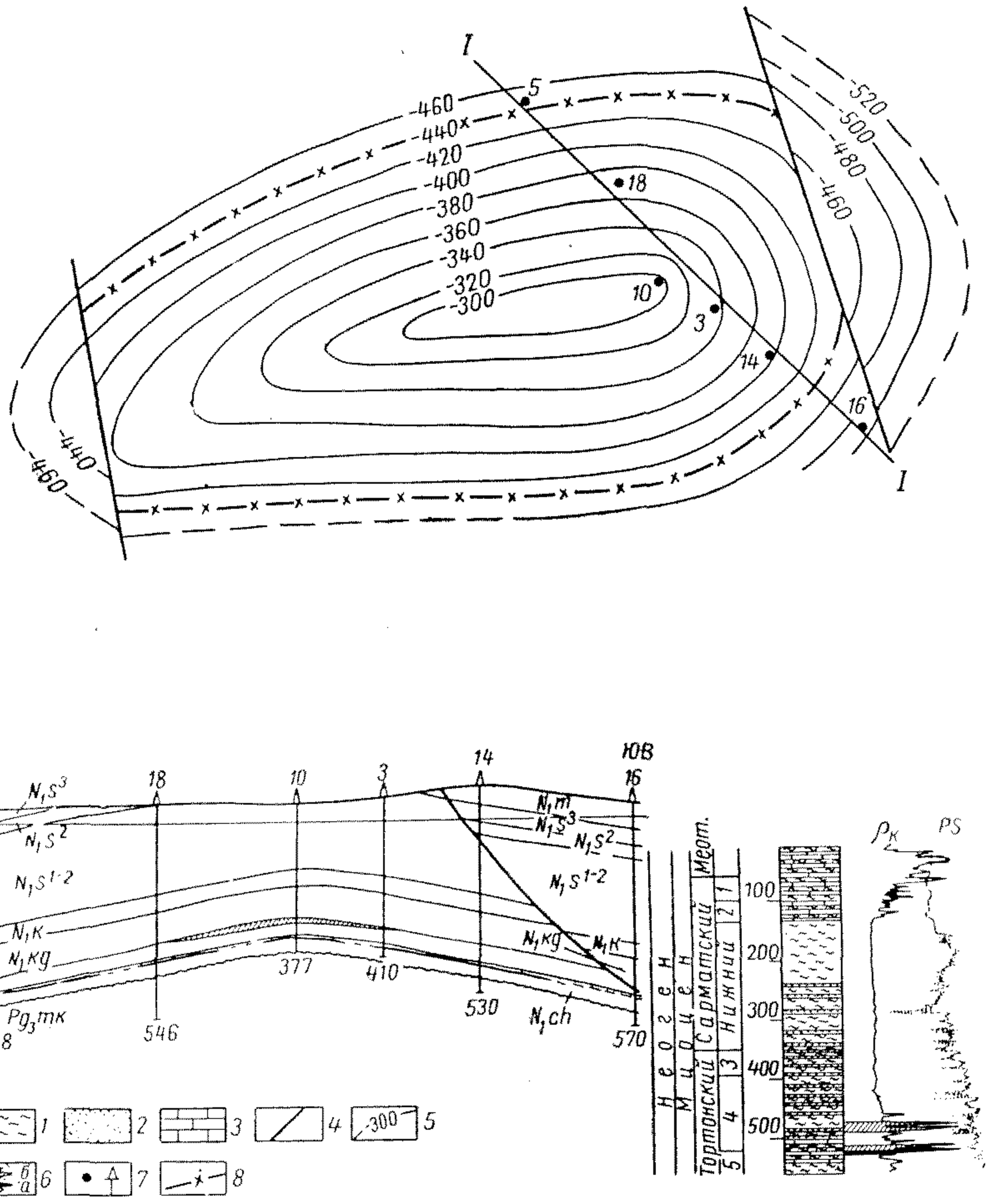


Рис. 102. Мысовое нефтяное и газовое месторождение. По материалам Б. Е. Архиноса, В. Д. Когана, Д. А. Ванксы, М. Ф. Осипова, В. М. Смелянского и авторов. (Структурная карта по подошве IV слоя чокракского горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — пески; *3* — известняки; *4* — линии разломов; *5* — изогипсы подошвы IV слоя чокракского горизонта; *6* — нефтеносные и газоносные горизонты; *7* — скважины; *8* — контур нефтеносности. На разрезе: *1* — верхний сармат; *2* — средний сармат; *3* — конкский горизонт; *4* — караганский горизонт; *5* — чокракский горизонт.

на отдельные блоки. В области развития мшанковых известняков дизъюнктивные нарушения протягиваются меридионально и сопровождаются сильной раздробленностью и трещиноватостью. Амплитуда отдельных сбросов достигает 30 *м*. Продольных дизъюнктивных дислокаций бурением не обнаружено.

Нефтегазоносность приурочена к караганскому и чокракскому горизонтам миоцена. Продуктивные горизонты сложены чередующимися пластами глин, песков и детритусовых известняков. Средняя эффективная пористость коллекторов достигает 24% при средней проницаемости 350—400 *мд*. Кол-

лекторы нефти — известняки — имеют среднюю эффективную мощность 4,35 *м*, начальное пластовое давление 36,5—53,3 *атм*.

Караганский горизонт содержит до 22 нефтегазоносных пластов; по данным электрокаротажа выделяется всего три пласта (I, II и III) с хорошими коллекторскими свойствами. Горизонт опробован одной скважиной с глубины 293 *м*. Приток газа 60 тыс. *м³/сутки*. Газ метановый (95,9% метана).

Чокракский горизонт содержит шесть нефтяных пластов; электрокаротажем выявлено два (IV и V) с хорошими коллекторскими свойствами. Контур нефтеносности ограничивается на крыльях изогипсой: на севере —445 *м*, на юге —420 *м*, на востоке и западе — разломом.

Из интервалов 323—343 и 403—412 *м* получен приток нефти от 0,8 до 10 *т/сутки*, а из интервала 418—425 *м* — приток газа дебитом от 62 до 109 *м³/сутки*.

В крыльевой части структуры из интервалов 423—426 *м* и 440—456 *м* получены притоки нефти, не превышающие 0,5 *т/сутки*, сопровождающиеся притоками воды; в интервале 340—348 *м* — приток нефти по 2,5 *т/сутки* и воды около 3 *м³/сутки*.

Нефть тяжелая с содержанием светлых погонов до 38%. Характеристика нефти следующая:

Глубина пласта, *м*		Уд. вес	Содержание, %		Фракционный состав (по Энглеру)			
кровля	подошва		серы	акцизных смол	н. к., °С	до 200°	до 250°	до 300°
323	343	0,9064	0,13	17,5	210	—	13,0	24,0
403	412	0,9200	0,15	11,0	189	0,5	23,5	16,0
440	446	0,9260	0,14	21,0	220	—	14,0	17,0
470	484	0,9039	—	—	217	—	19,2	15,0

Газ метановый (97,7—99,2% метана).

Залежи нефти месторождения — пластовые, структурного типа.

Воды продуктивных отложений чокракского горизонта имеют небольшие дебиты. Нижний горизонт мощностью 42 *м*, находящийся в глинистой пачке, дал приток 13—30 *м³/сутки* минерализованной воды с растворенным газом.

Водоносные горизонты караганско-чокракских отложений представляют собой замкнутые резервуары с гидростатическим напором 35—40 *атм*. Выделяются воды гидрокарбонатнонатриевого, хлормагниевого и хлоркальциевого типов. Первые встречаются в присводовой и восточной частях структуры и характеризуются невысокой минерализацией — от 251 до 745 *мг/л*; основную роль играют хлориды — до 83—90%. Вторые распространены по всей структуре; минерализация их колеблется от 351 до 758 *мг/л*, а основными компонентами являются также хлориды щелочей.

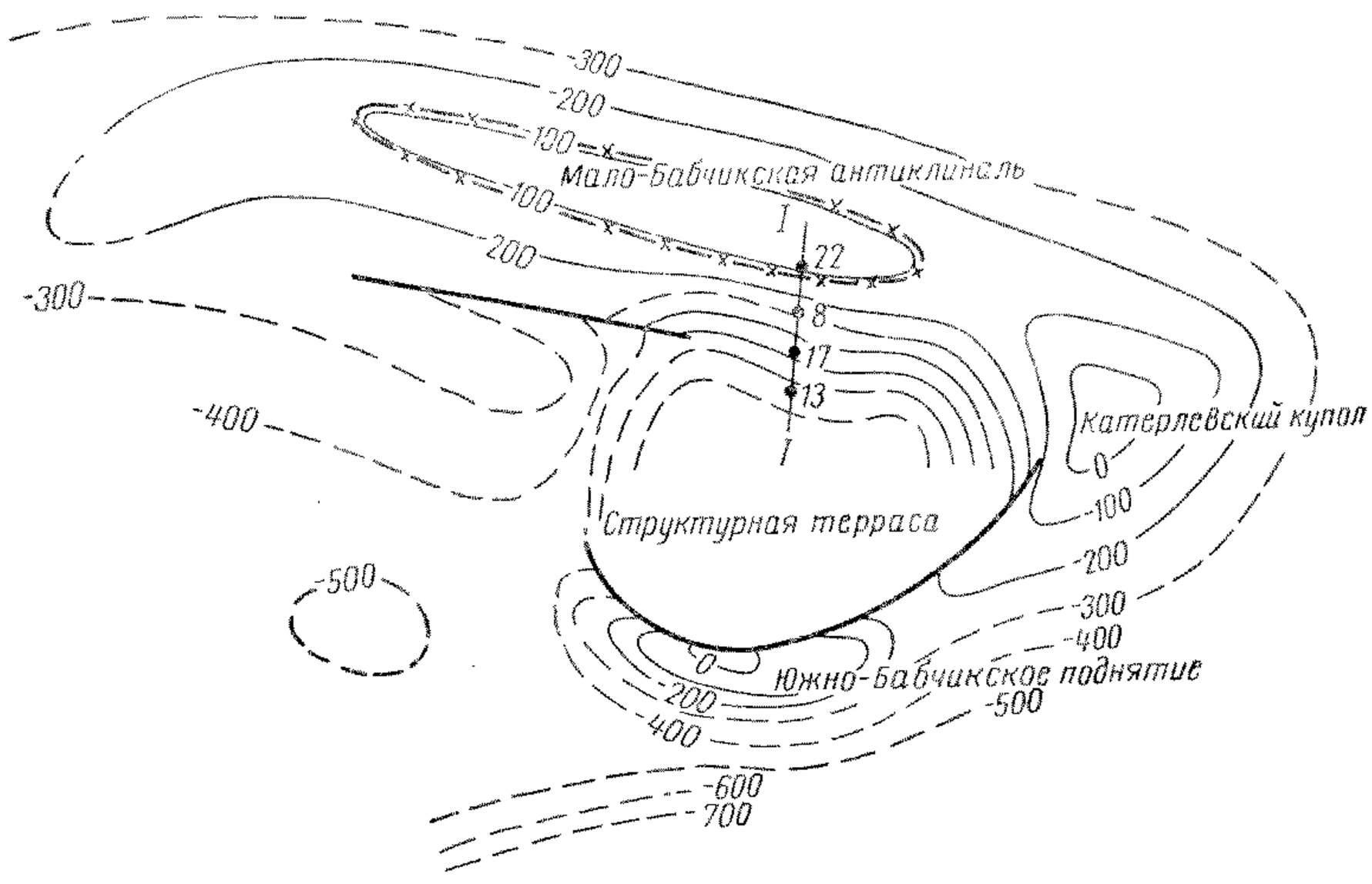
12. Мало-Бабчикское нефтяное и газовое месторождение

Находится в Приморском районе в 10 *км* к северо-западу от г. Керчь.

Начало изучаться в 1926—1928 гг. В результате геологической съемки. геофизических исследований электропрофилированием по методу спир и структурно-поискового бурения доказано наличие синклинального прогиба между Мало-Бабчикской антиклиналью и Катерлевским куполом.

Естественные незначительные выходы нефти на дневную поверхность наблюдаются на всех трех структурах — Мало-Бабчикской, Южно-Баб-

чикской и Катерлевском куполе. В 1950 г. начато структурное бурение до максимальной глубины 455 *м*. При бурении из нижнесарматского глинистого известняка-ракушечника с глубины 95 *м* ударил фонтан легкой нефти дебитом 50 *т/сутки*. В 1951 г. на южном крыле основной складки геологической съемкой выявлен антиклинальный перегиб, соответствующий Южно-Бабчикскому поднятию. Структурной скважиной в своде этого вторичного поднятия непосредственно под нижнесарматскими отложениями вскрыты чокракские известняки, насыщенные нефтью. В 1951 г. разведочным бурением



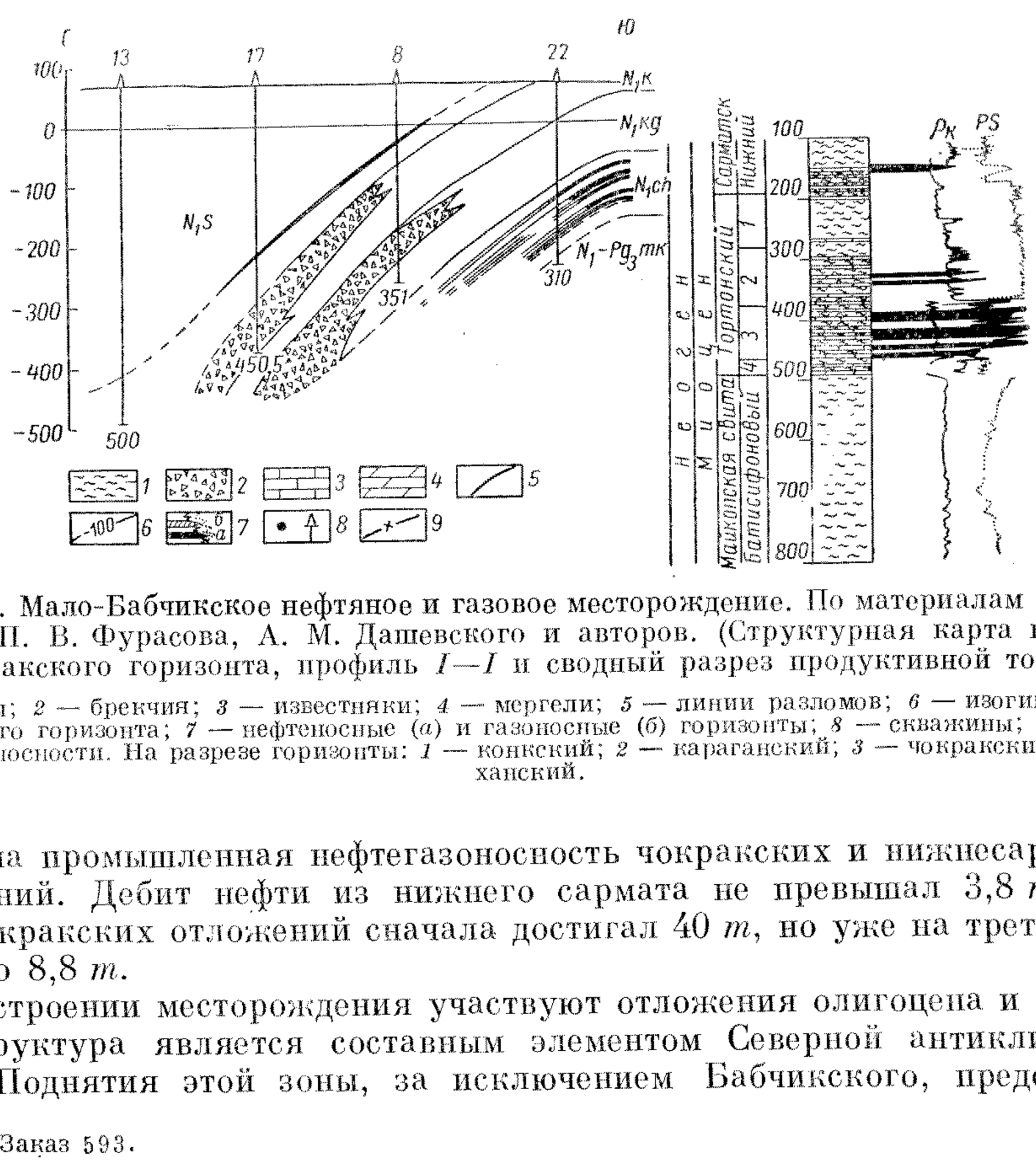


Рис. 103. Мало-Бабчикское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Г. А. Лычагина, П. В. Фурасова, А. М. Дашевского и авторов. (Структурная карта по кровле чокракского горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — брекчия; *3* — известняки; *4* — мергели; *5* — линии разломов; *6* — изогипсы кровли чокракского горизонта; *7* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *8* — скважины; *9* — контур нефтегазоносности. На разрезе горизонты: *1* — конкский; *2* — караганский; *3* — чокракский; *4* — тарханский.

доказана промышленная нефтегазоносность чокракских и нижнесарматских отложений. Дебит нефти из нижнего сармата не превышал 3,8 *т/сутки*, а из чокракских отложений сначала достигал 40 *т*, но уже на третьи сутки упал до 8,8 *т*.

В строении месторождения участвуют отложения олигоцена и миоцена.

Структура является составным элементом Северной антиклинальной зоны. Поднятия этой зоны, за исключением Бабчикского, представляют

собой диапировые складки с майкопской глиной в ядрах. Бабчикская структура — более погруженная и в ее своде, только в некоторых участках, выходят чокракские отложения; по северному крылу она осложнена грязевыми вулканами и сбросом. Мало-Бабчикская антиклиналь (рис. 103) расположена на севере площади. Западная часть ее асимметричная: северное крыло более крутое и падает под углами 40—45°, южное — под углами около 20°; восточная часть более симметричная. Катерлевский купол, возможно, в прошлом представлял восточную периклинальную оконечность складки, но в настоящее время их разделяет отчетливо выраженный неглубокий седлообразный прогиб. Купол носит черты ярко выраженного диапирового строения. Западное крыло более крутое и осложнено сбросом — здесь углы падения чокракских и караганских отложений достигают 50°; на юго-восточном крыле углы падения 30—40°, в то время как на северо-восточном 15—20°.

В Катерлевском куполе нефтяные и газовые залежи приурочены к присводовой части восточной половины структуры.

В Мало-Бабчикской антиклинали залежи нефти и газа, по-видимому, очень узкие и приурочены к своду восточной половины структуры. Здесь выделяется пять горизонтов. Первый горизонт залегает на глубине 166—180 *м*, второй — 184—190 *м*, третий — 197—206 *м*, четвертый — 208—214 *м* и пятый — 221—239 *м*. Из второго горизонта получен приток нефти до 3,8 *т/сутки*. Дебит газа на своде из второго горизонта (с интервала 150—159 *м*) 14,5 тыс. *м*³/*сутки*, из третьего (с интервала 170—173 *м*) — 11,8 тыс. *м*³/*сутки*, из четвертого — 3 тыс. *м*³/*сутки*.

Из нижнего сармата нефть легкая, удельного веса от 0,770 до 0,8282, содержит малое количество серы, золы и акцизных смол и большое количество светлых продуктов (до 300° С выкипает 73—86%).

Из караганского горизонта получен суточный приток нефти 15,5 *м*³, быстро снизившийся до 1,0 *м*³. Нефть тяжелая, удельного веса 0,932.

Из чокракского горизонта суточный дебит нефти от 0,4 до 6 *т*. Нефти чокракского и караганского горизонтов характеризуются низким выходом светлых продуктов (26—35%), лишенных бензиново-лигроиновых фракций, а также повышенным содержанием серы (0,18—0,27%) и большим содержанием акцизных смол (23—32%).

Характеристика нефтей месторождения следующая:

Залежь	Глубина, пласта, *м*		Уд. вес	Содержание, %		Фракционный состав (по Энглеру)					
	кровля	подошва		серы	акцизных смол	н. к., °С	до 100°	до 150°	до 200°	до 270°	до 300°
Нижнесарматская	121	124	0,8206	0,11	6,2	62	10,8	29,2	18,0	15,0	6,5
	301	330	0,8135	0,11	6,4	90	2,0	27,0	18,5	18,5	7,0
Чокракская	130	133	0,9287	0,13	15,5	285	—	—	—	—	—
	374	382	0,9293	0,22	19,0	229	—	—	—	18,0	33,5

Состав газа чокракского горизонта: метана 94,4—98,15%, высших углеводородов до 0,26%.

Наиболее подробно изучена водоносность чокракских отложений. Воды обычно контурные или сопутствующие залежам нефти и газа. Относятся они к гидрокарбонатнонатриевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе. В процессе испытания из первого горизонта с интервалов 155—169 и 240—253 *м* получены притоки воды от 14 до 22 *м*³, из четвертого горизонта с интервалов 205—210 и 299—306 *м* — от 4,5 до 30 *м*³, из пятого горизонта с интервалов 266—234 и 322—333 *м* — от 14 до 20 *м*³.

Только на Южно-Бабчикском поднятии получены воды двух типов — гидрокарбонатнонатриевые и хлормагниевые. Первые приурочены к своду поднятия, вторые встречаются ниже по падению. Такое явление могло произойти в результате смешения грунтовых и глубинных вод, чему способствовали сильная раздробленность свода, большое количество трещин и сбросов.

Минерализация вод нижнего сармата колеблется от 7420 до 16 946 *мг-экв/л*.

13. Приозерное нефтяное месторождение

Приозерное, или Чонгелекское, месторождение находится в Приморском районе, в юго-восточной части Керченского п-ва, на берегу Тобечикского озера, в 27 *км* к юго-западу от г. Керчь.

Добычи нефти в незначительных количествах на берегу Тобечикского озера известна еще с древних времен. В 1912 г. в присводовой части северного крыла структуры пробурена скважина с начальным дебитом нефти до 33 *т/сутки*; до Великой Отечественной войны чокракский горизонт эксплуатировался с глубины 55 *м*. Во время войны скважина была забита камнями и металлом, а устье взорвано; несмотря на это, небольшое количество нефти с водой поступает на дневную поверхность до настоящего времени. Электроразведка методом спир в 1951—1952 гг. подтвердила асимметричное строение складки. Структурно-поисковым и одновременно глубоким разведочным бурением нефтяная залежь оконтурена по чокрак-караганским отложениям.

В строении месторождения участвуют отложения миоцена.

Структура представляет небольшую асимметричную брахиантиклиналь субширотного простирания (рис. 104). Восточная часть складки уходит под воды Тобечикского озера. Структура имеет криптодиапировое строение с углами падения в присводовой части от 35 до 80°, выполаживающимся к крыльям до 5—15°. Северное крыло положе южного. Ось складки воздымается в восточном направлении. Вдоль присводовой зоны проходит продольный сброс, по которому южное крыло опущено и нарушено вторым продольным сбросом.

Нефтегазоносным представляется разрез площади от нижнего сармата до верхнего майкопа. Коллекторами нефтей являются мергели, известняки, алевролиты и алевролитистые глины. Средняя эффективная пористость 20%.

В нижнесарматских отложениях при бурении многих скважин наблюдались газирование и пленка нефти.

В конкском горизонте нефтегазопроявления более отчетливые, но максимальный дебит нефти, полученный при испытании скважины, не превышает 0,2 *т/сутки*.

В зоне перехода от караганских отложений к чокракским отмечено пять песчано-глинистых газонефтеносных горизонтов. Состав газа месторождения следующий:

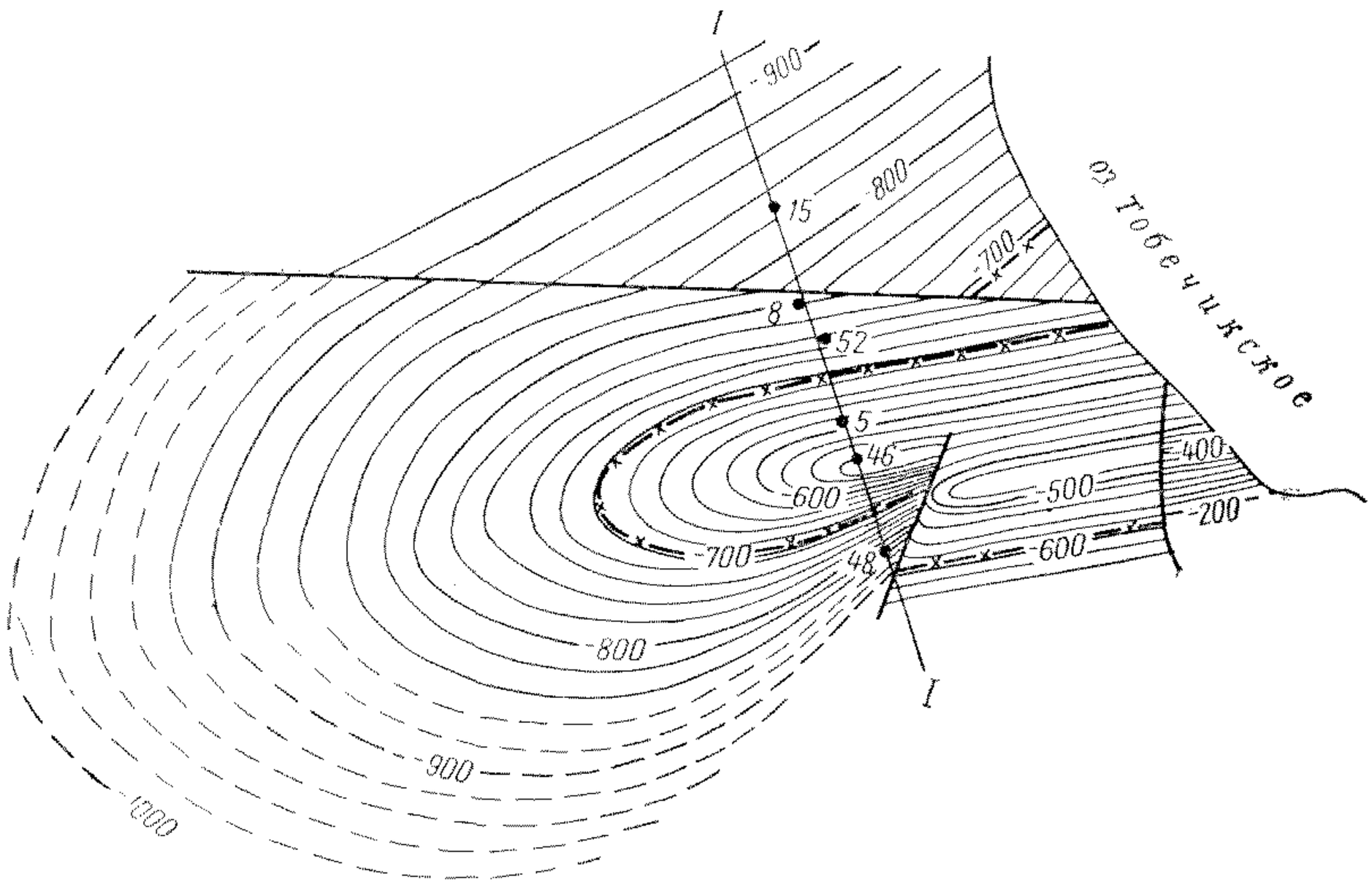
Глубина пласта, *м*		Состав, % об.				
кровля	подошва	CO_2	O_2	CH_4	C_3H_8	C_4H_{10}
682	706	10,74	4,36	81,56	1,8	0,8
700	707	2,71	3,73	92,04	0,4	1,1

Первый горизонт не опробовался.

Из второго горизонта опробованием получен дебит нефти 5—6 *м³/сутки*.

Третий горизонт в интервале 520—508 *м* дал приток нефти до 58 *т/сутки*; в интервале 706—782 *м* максимальный дебит достиг 17 *т/сутки*. Нефть содержала до 8% воды. Дебиты нефти в обеих скважинах оказались сравнительно устойчивыми.

Из четвертого горизонта в одной скважине в сводовой части поднятия получен фонтан нефти дебитом 1,5—2,0 *т/сутки*. В другой скважине с ин-



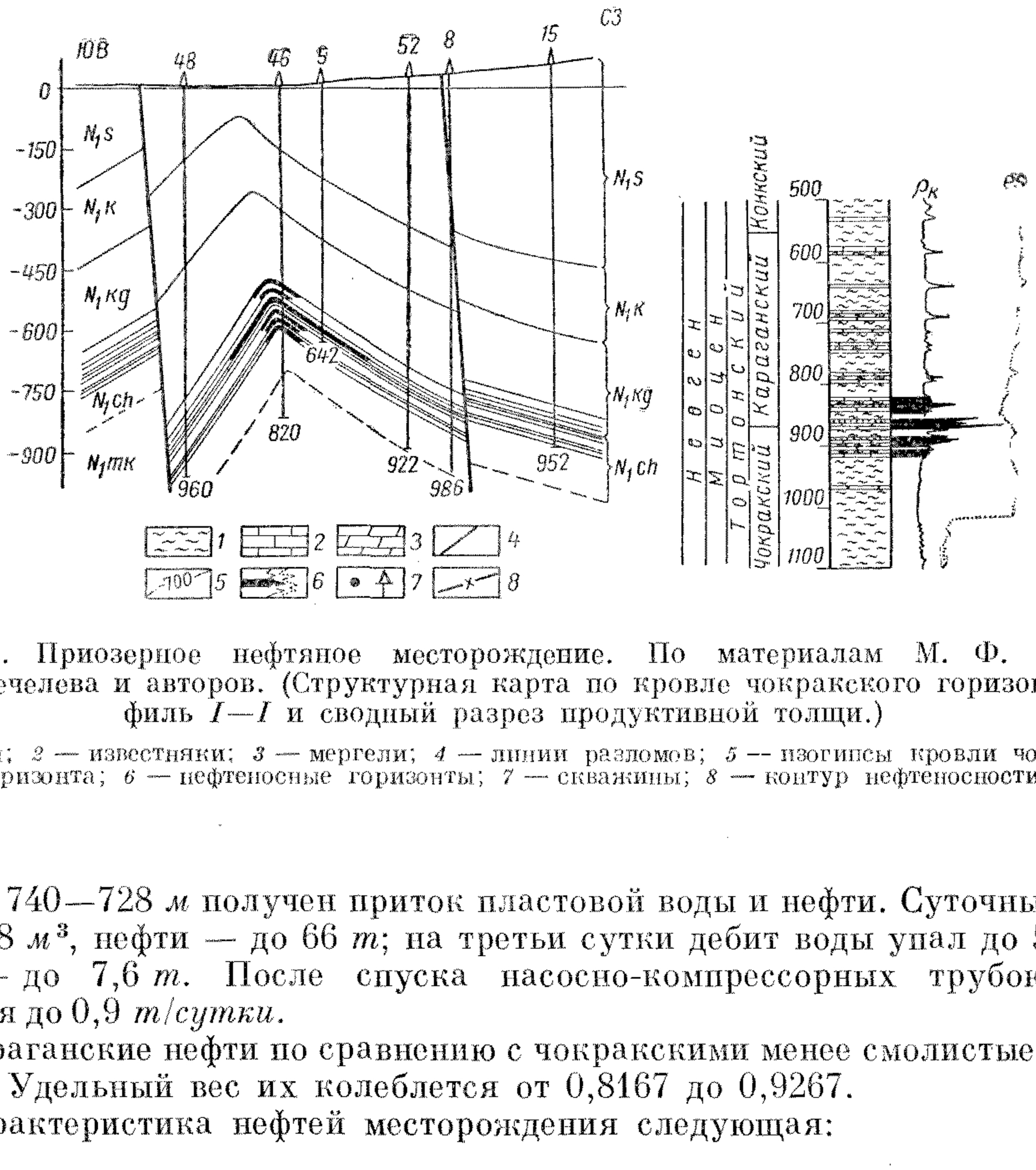


Рис. 104. Приозерное нефтяное месторождение. По материалам М. Ф. Осипова, Ю. В. Чечелева и авторов. (Структурная карта по кровле чокракского горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — известняки; *3* — мергели; *4* — линии разломов; *5* — изогипсы кровли чокракского горизонта; *6* — нефтеносные горизонты; *7* — скважины; *8* — контур нефтеносности.

тервала 740—728 *м* получен приток пластовой воды и нефти. Суточный дебит воды 258 $м^3$, нефти — до 66 *т*; на третьи сутки дебит воды упал до 52,8 $м^3$, нефти — до 7,6 *т*. После спуска насосно-компрессорных трубок дебит снизился до 0,9 *т/сутки*.

Караганские нефти по сравнению с чокракскими менее смолистые и более легкие. Удельный вес их колеблется от 0,8167 до 0,9267.

Характеристика нефтей месторождения следующая:

Залежь	Глубина пласта, *м*		Уд. вес	Фракционный состав (по Энглеру)					
	кровля	подошва		н. к., °С	до 100°	до 150°	до 200°	до 270°	до 300°
Нижнесарматская	243	245	0,7713	58	18,3	33,0	17,0	11,0	3,0
Караганская	—	—	0,8659	82	1,0	7,5	11,5	26,5	18,5
Чокракская	728	742	0,8013	140	—	0,8	6,4	28,0	12,8

Вязкость нефтей низкая (E = 1,18—2,72); содержание золы и серы (0,01—0,98%), акцизных смол (2,0—23%) и кокса (0,4—1,3%) небольшое.

Нефтяные залежи литологически и тектонически экранированные с режимом растворенного газа. Этаж нефтеносности для третьего горизонта 10—20 *м*, для четвертого — 11—32 *м*. Максимальное пластовое давление около 90 *атм*. Газовый фактор нефтей 42,2 $м^3/т$. Пластовая температура 43° С.

Водоносные горизонты обнаружены бурением в чокракских и караганских отложениях. Воды обычно оконтуривают залежи нефти и газа, высокоминерализованные, гидрокарбонатнонатриевые, за исключением вод второго горизонта — сульфатнонатриевых, менее минерализованных. Минерализация вод третьего и четвертого горизонтов 16 178—16 684 *мг/л*. Суточные дебиты вод колеблются от 5,0 до 854 $м^3$.

14. Глазовское нефтяное месторождение

Расположено в Приморском районе, на северо-востоке Керченского п-ва, в 15 *км* к северо-востоку от г. Керчь.

В 1949 г. после геологической съемки и электроразведки проведено структурно-поисковое бурение. В 1950 г. площадь введена в глубокую разведку. В результате испытания скважин в интервале 430,5—427,0 *м* из чокракских отложений получен приток нефти 0,6 *т/сутки*. Одна скважина пробурена до 2700 *м* с целью вскрытия среднемайкопских отложений, но керлеутского горизонта не встречено. Скважина ликвидирована.

В строении месторождения участвуют отложения олигоцена и миоцена.

Глазовская структура неоднородна (рис. 105) — это звено северной зоны складок, объединенной Н. И. Андрусовым в 1889 г. в Чегене-Еникальскую систему. Восточный участок является соединительным звеном между Глазовским и Маякским поднятиями. Сводовая часть структуры сложена нижнесарматскими глинами. Северное крыло более крутое с углами падения до 60°. Центральный участок осложнен ядром протыкания, сложенным майкопскими глинами, поставленными на голову. Диапиризмом затронут и западный участок структуры. Северное крыло здесь нарушено сбросом. Севернее сброса крыло контактирует с сопочной брекчией, заполняющей синклинальный прогиб.

Нефтеносность слабая, приурочена к караганскому и чокракскому горизонтам и майкопской серии.

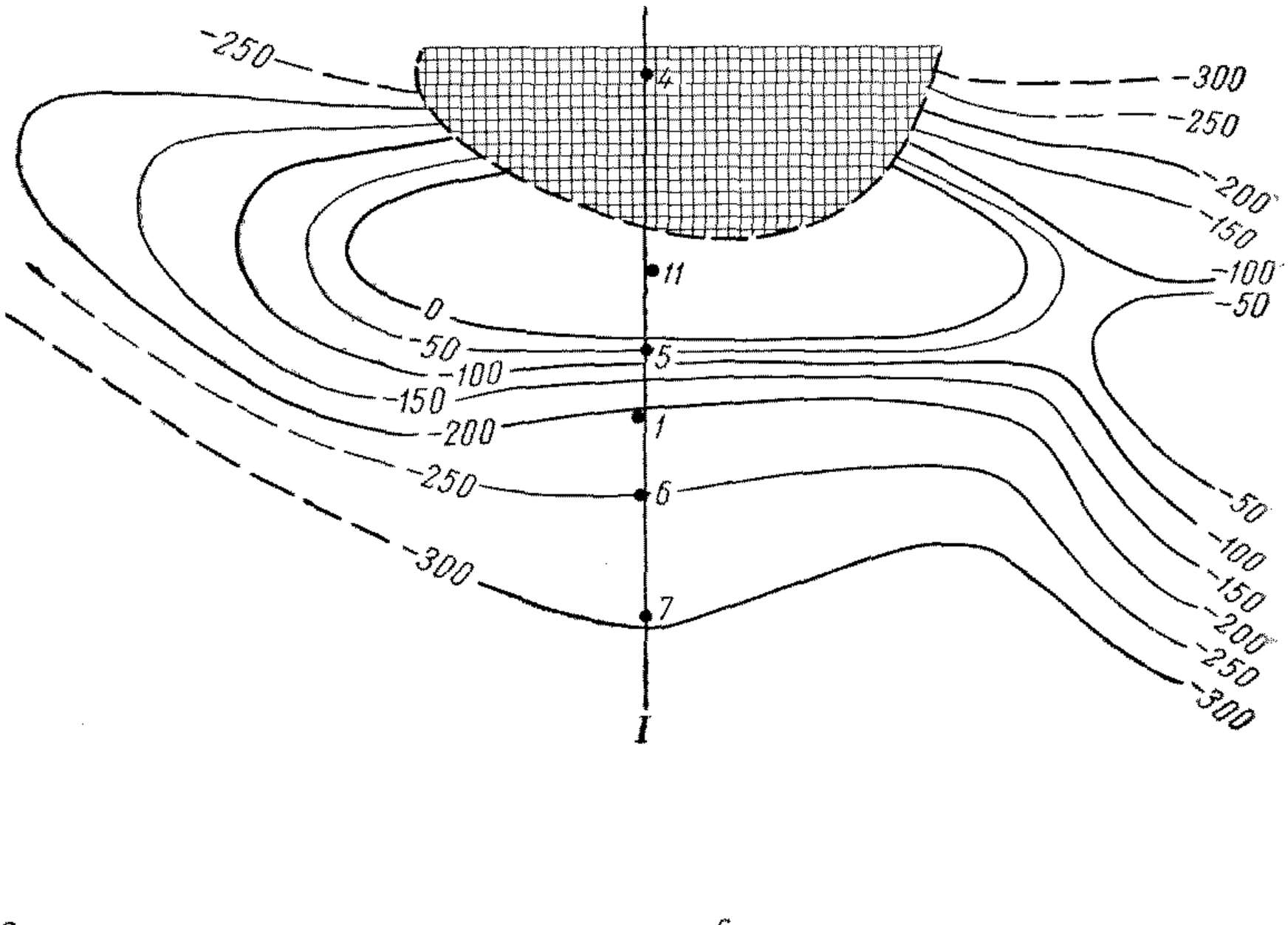
Из караганского горизонта при испытании с интервала 360—380 *м* получен приток нефти 0,6—0,8 *т/сутки*. Удельный вес 0,9015.

Из чокракского горизонта с интервала 454—458 *м* получен приток нефти 0,1—0,15 *т/сутки*. Нефть тяжелая, удельного веса 0,920.

Из интервала 436—441 *м* получен приток воды с небольшим количеством эмульгированной нефти и слабым выделением газа. Из интервала 400—407 *м* фиксировался приток нефти от 8 до 50 *м/сутки* со слабым выделением газа.

Характеристика нефтей месторождения следующая:

Залежь	Глубина залежи, *м*		Уд. вес	Содержание, %		Фракционный состав (по Энглеру)					
	кровля	подошва		серы	акцизных смол	н. к., °С	до 100°	до 150°	до 200°	до 270°	до 300°
Караганская	400	407	0,8814	0,27	14,4	140	—	0,5	9,3	21,2	14,2
Чокракская	436	441	0,9307	0,31	26,4	256	—	—	—	3,5	23,0
Майкопская	1553	—	0,8558	0,09	6,0	68	2,0	8,0	9,5	14,0	10,0



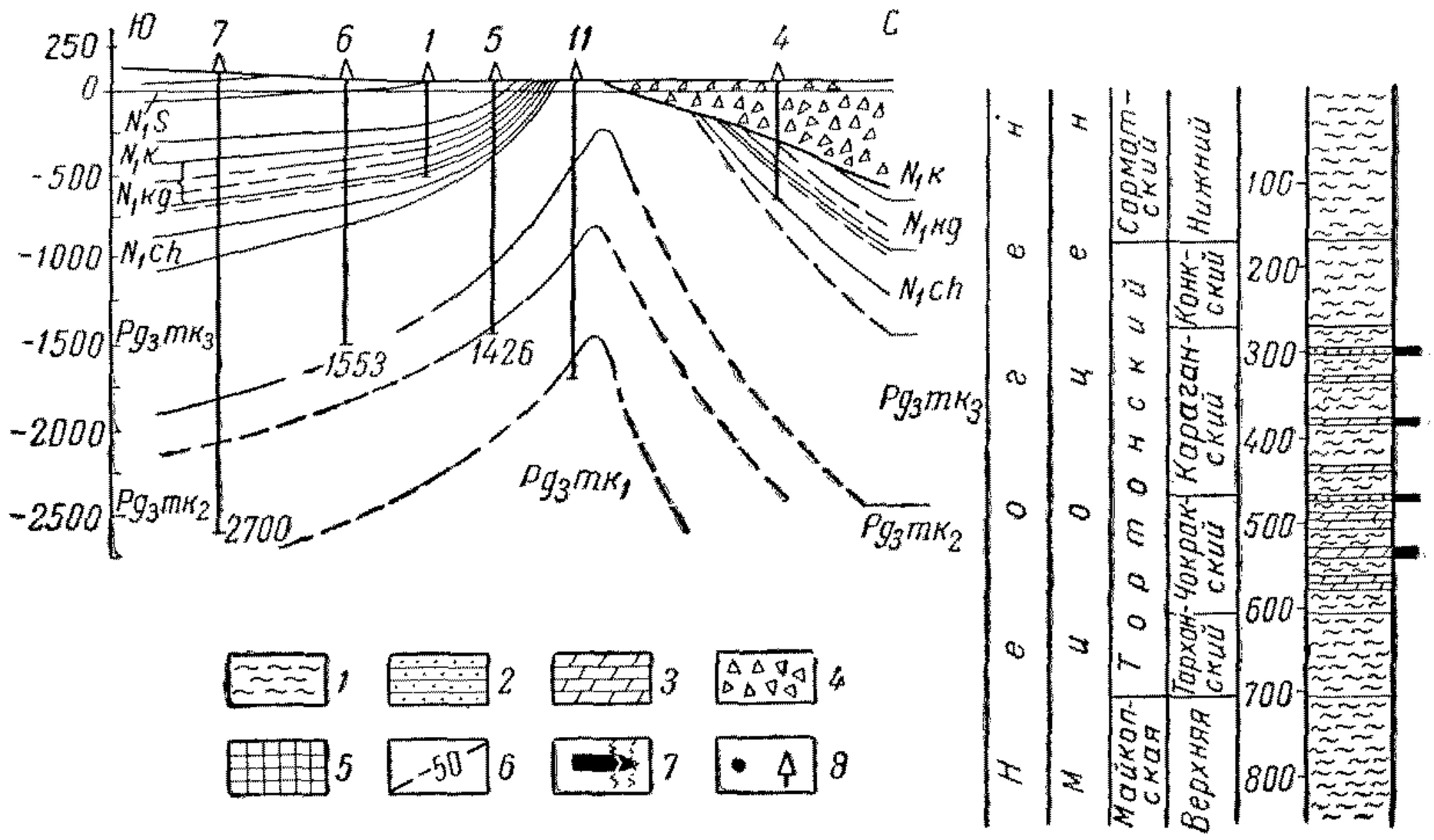


Рис. 105. Глазовское нефтяное месторождение. По материалам треста «Крымнефтегеология» и авторов. (Структурная карта по кровле конкского горизонта, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — песчаники; *3* — мергели; *4* — брекчия; *5* — зона брекчии; *6* — изогипсы кровли конкского горизонта; *7* — нефтеносные горизонты; *8* — скважины.

Воды отложений нижнего сармата горько-соленые. Воды караганских отложений имеют минерализацию 5198—12 211 *мг/л*. Минерализация вод чокракских отложений 7098—7746 *мг/л*; они гидрокарбонатнонатриевые, хлоридной группы.

15. Борзовское нефтяное и газовое месторождение

Находится в Приморском районе, на северо-востоке Керченского п-ва.

В 1929 г. после геологической съемки начато глубокое разведочное бурение. Вскрыт разрез от нижнесарматских до чокракских отложений включительно. Из караганских и чокракских отложений неоднократно происходили выбросы газа и нефтяной эмульсии; эти проявления приурочены к трещиноватым, брекчиевидным породам и пористым известнякам. В течение

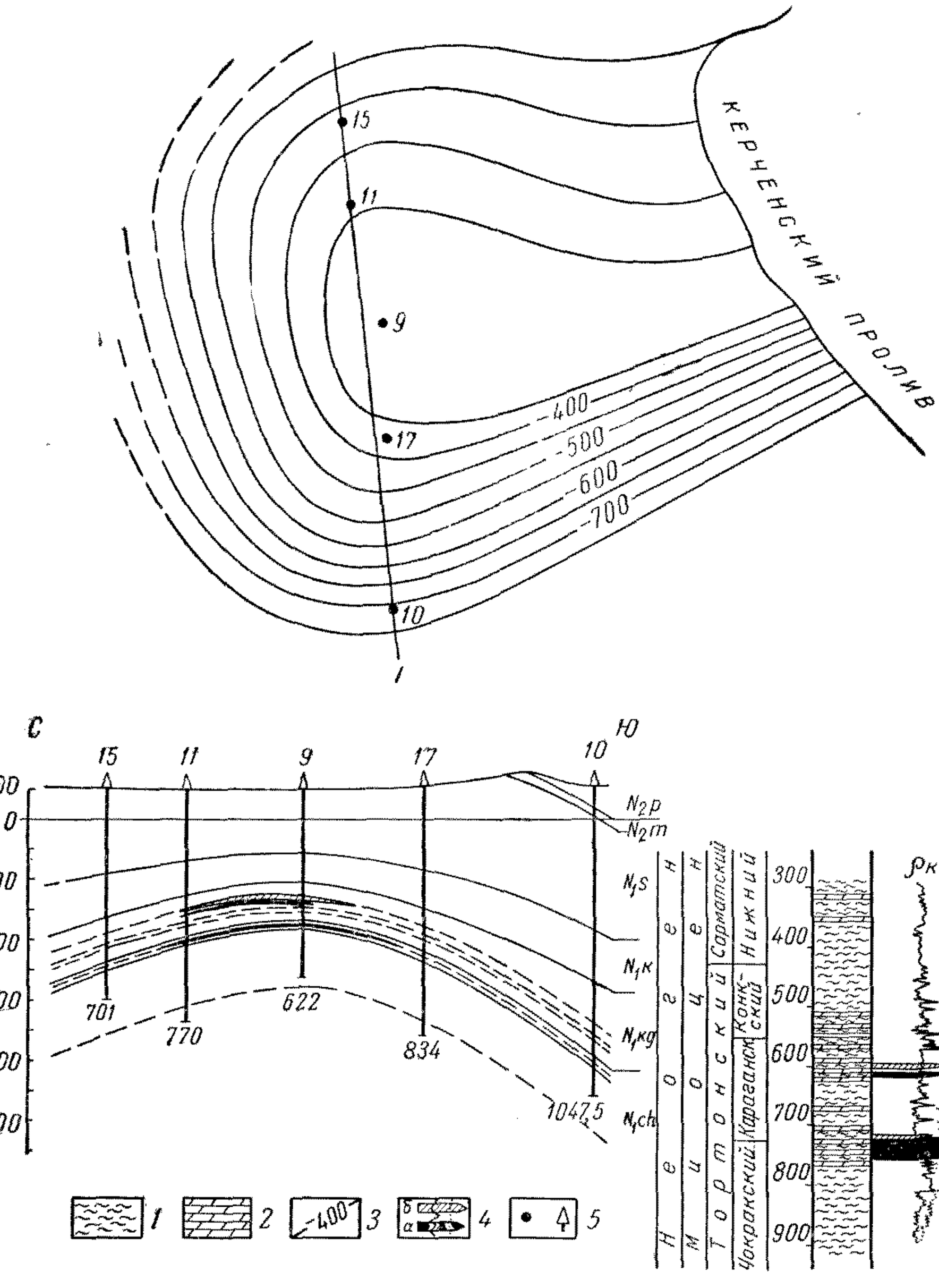


Рис. 106. Борзовское нефтяное и газовое месторождение. По материалам Р. М. Новосилецкого, А. М. Сирыка, И. К. Цыбизова и авторов. (Структурная карта по кровле караганского репера, профиль *I—I* и сводный разрез продуктивной толщи.)

1 — глины; *2* — мергели; *3* — изогипсы кровли караганского репера; *4* — нефтеносные (*а*) и газоносные (*б*) горизонты; *5* — скважины.

трех дней скважина выбрасывала по 30—35 $м^3$ нефтяной эмульсии, содержащей 50—60% тяжелой нефти. После этого бурение глубоких разведочных скважин неоднократно возобновлялось.

В строении месторождения участвуют отложения олигоцена и миоцена.

Структура (рис. 106) находится в пределах северо-восточной антиклинальной зоны Керченского п-ва. Это преимущественно диапировые складки с ядрами протыкания майкопских глин и глинистой брекчии. Увеличение мощностей на крыльях говорит о диапировом строении складок. Структура

представляет брахиантиклиналь почти широтного простирания, сложенную сарматскими отложениями, с более пологим южным крылом. Восточная часть структуры находится под водами Керченского пролива.

Нефтеносность приурочена к глинисто-мергелистым отложениям чокракского и караганского горизонтов. Продуктивные отложения имеют мощность до 1000 *м* и представлены глинами со значительными прослоями трещиноватых мергелей и тонкими прослойками тонкозернистого кварцевого песка. Испытание скважин показало слабую отдачу в связи с плохими коллекторскими свойствами отложений карагана и чокрака.

Из караганского горизонта с глубины 326 *м* получен приток эмульгированной нефти с метаном, содержащим небольшое количество углекислоты. Удельный вес нефти 0,8531. Начало кипения 160° С. Фракционный состав: лигроиновой фракции 12%, керосиновой 24,6%, соляровой 19,2%, мазута 55%. Нефтяная залежь пластовая с упруго-газовым режимом.

Из чокракского горизонта приток эмульгированной нефти с метаном, содержащим небольшое количество углекислоты, получен с глубины 419 *м*. Выброс газа достигал 41 тыс. $м^3$ и сократился до 2,5—3,5 $м^3$ при статическом давлении 60 *атм*; появился приток воды. При испытании горизонта получен фонтан газа до 305 тыс. $м^3/сутки$, сократившийся вскоре до 2,0—5,0 тыс. $м^3$. Нефтепроявления наблюдались при тартании.

Анализы показывают наличие двух зон с различным содержанием углекислого газа. Граница между зонами приурочена к подошве караганского горизонта. Первая зона находится в караганском горизонте и характеризуется незначительным содержанием углекислого газа, что свидетельствует об отсутствии здесь притоков воды. Во второй зоне, находящейся в чокракском горизонте, судя по повышенному содержанию углекислого газа, следует ожидать притоков воды. Большое значение углеводородного числа косвенно свидетельствует о наличии нефти в чокракском горизонте.

Эмульгированная нефть с глубины 475 *м* имела удельный вес 0,947 и начало кипения 300°. Удельный вес чистой нефти 0,8851; начало кипения 195°. Фракционный состав: керосиновой фракции 22%, соляровой 9,0%, лигроиновой 1,0%, мазута 68%.

Удельный вес газа 0,758. Состав газа: углеводородов 95,4%, углекислого газа 0,6%, кислорода 0,3%, азота 3,7%. Теплотворная способность 7227,4 *кал*.

Воды приурочены к глинисто-мергелистой пачке чокракского горизонта. Интервалы вскрытия: 556—582; 587—590; 623—625,7; 653—654; 692—693 и 704—717 *м*. Суточные дебиты колеблются от 0,6 до 13,0 $м^3$. Воды хлоридно-щелочные и гидрокарбонатно-натриевые. Основную роль в водах первого типа играют хлориды щелочных металлов, типичные для вод нефтяных месторождений.

НАПРАВЛЕНИЕ ДАЛЬНЕЙШИХ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Анализ геологических материалов, полученных более чем за столетие разведочных работ, показывает, что при существующем состоянии поисков и разведки наиболее перспективным в Южно-Украинской нефтегазоносной области является южный борт Причерноморской впадины. В пределах Тарханкутской зоны поднятий и Сивашского прогиба выявлено несколько линий брахиантиклиналей. Складки имеют почти широтное простирание и разбиты сетью продольных и поперечных разломов на блоки. Бурение показало газоносность разреза от палеогена до апта включительно. Непосредственно под отложениями апта, на глубинах 2500—3000 *м*, залегает метаморфизованный палеозойский фундамент.

Поисковое бурение, комплексируемое с сейсмическими исследованиями, перед постановкой разведочных работ должно дать необходимые представле-

ния о тектонике поднятия, позволяющие наметить места заложения скважин в наиболее благоприятных структурных условиях.

На востоке Причерноморской впадины, в Приазовье, небольшие залежи газа связаны преимущественно с выклинивающимися линзами коллекторов на общем фоне моноклинального падения пород к югу и западу. Вниз по падению количество линз и отдельных горизонтов должно возрастать, в связи с чем должны увеличиваться и перспективы. Весь северный склон Причерноморской впадины, где мощность осадочного комплекса превышает 1000 *м*, может содержать залежи газа. Использование опыта поисков залежей литолого-стратиграфического типа и профильное региональное бурение облегчат разведку таких месторождений. Локальные поднятия в этой части впадины встретить трудно, так как жесткое основание и относительно малая мощность осадочного комплекса не благоприятствовали образованию пликативных складок. Поиски залежей здесь должны сводиться к региональному профилированию в поперечном направлении к направлению погружения южного склона Украинского щита. Бурение позволит изучить фациальные условия перспективных площадей и вскрыть залежи в местах выклинивания коллекторов.

Мощность и характер осадочных образований, развитых в пределах Индольского прогиба, позволяют высоко оценивать перспективы его нефтегазоносности. Неудачи же разведки Гончаровской площади, по-видимому, обусловлены незнанием тектоники прогиба. Здесь структурно-поисковому бурению должен предшествовать большой объем детальных сейсмических исследований.

Незначительная мощность осадочных образований, залегающих на метаморфизованном палеозойском комплексе, не позволяет высоко оценить перспективы нефтегазоносности Альминской впадины.

Юго-западная равнина Керченского п-ва интересна как область погружения Крымского горного сооружения. В практике нефтяной геологии имеется много случаев открытия богатых залежей нефти и газа на участках погружения складчатых областей. Такое предположение подтверждается обильными нефтегазопроявлениями в процессе бурения. Сложность бурения в условиях диапировой разбитости структур не дала возможности детально изучить отложения, подстилающие майкопские.

В майкопских и лежащих выше отложениях, представленных преимущественно глинами, залежи нефти и газа приурочены к незначительным песчаным линзам. Эти толщи могут служить покрышкой для нижележащей части разреза при меньшем развитии разрывных дислокаций и благоприятных фациальных условиях.

В Запарпачской части Керченского п-ва диапиризм и связанная с ним раздробленность структур привели к обильным выходам нефти и газа на дневную поверхность. По всей вероятности, здесь можно ожидать залежи нефти и газа только в нижней части разреза, не затронутой диапиризмом.

В молдавской части Причерноморской впадины открытие мелких нефтяных месторождений типа Унгенского и в Преддобруджанском прогибе типа Валенского дает основание положительно оценивать перспективы нижележащих отложений, в частности юрских. Здесь залежи нефти и газа, по-видимому, необходимо связывать с битуминозными трещиноватыми и кавернозными юрскими известняками.

По мнению П. К. Иванчука и А. Я. Эдельштейна (1961), благоприятными являются структуры на Баймаклийском, Прикагульском и Приболградском участках. Но так как на двух последних поднятия представляют собой структурные носы и характеризуются неблагоприятными палеогеографическими условиями (продолжительным перерывом в осадконакоплении и эрозией между юрой и палеоценом), предпочтение следует отдать Баймаклие. В Баймаклийском районе имеются благоприятные структурные и литофациальные условия — район находится в пределах перемычки между двумя

прогибами, которые могли явиться поставщиками нефти и газа, а юрские отложения от батских до титонских могли быть коллекторами для улавливания их.

Разведочным работам в этой области должны предшествовать геофизические исследования в комплексе со структурно-поисковым бурением. В последнее время при разведке нефтяных и газовых месторождений в Причерноморской впадине после комплексных структурно-поисковых и сейсмических работ на выявленных локальных поднятиях проводится бурение глубоких параметрических скважин с максимальным вскрытием осадочного комплекса с целью изучения разреза и выявления перспективных поднятий. В случае получения положительных результатов должно быть проведено разведочное бурение профилей вкрест простирания структуры.

ВЫВОДЫ

Слабая изученность Южно-Украинской нефтегазоносной области и небольшие объемы глубокого разведочного бурения, составляющие после Великой Отечественной войны всего 2,8 *м* на 1 *км*^{2} площади, не дают возможности учесть все особенности при подсчете прогнозных запасов. Тем не менее, учет всех данных позволил заново оценить ресурсы этой интересной области. Степень изученности ее четко отражается в графике соотношений категорий запасов нефти и газа (рис. 107).

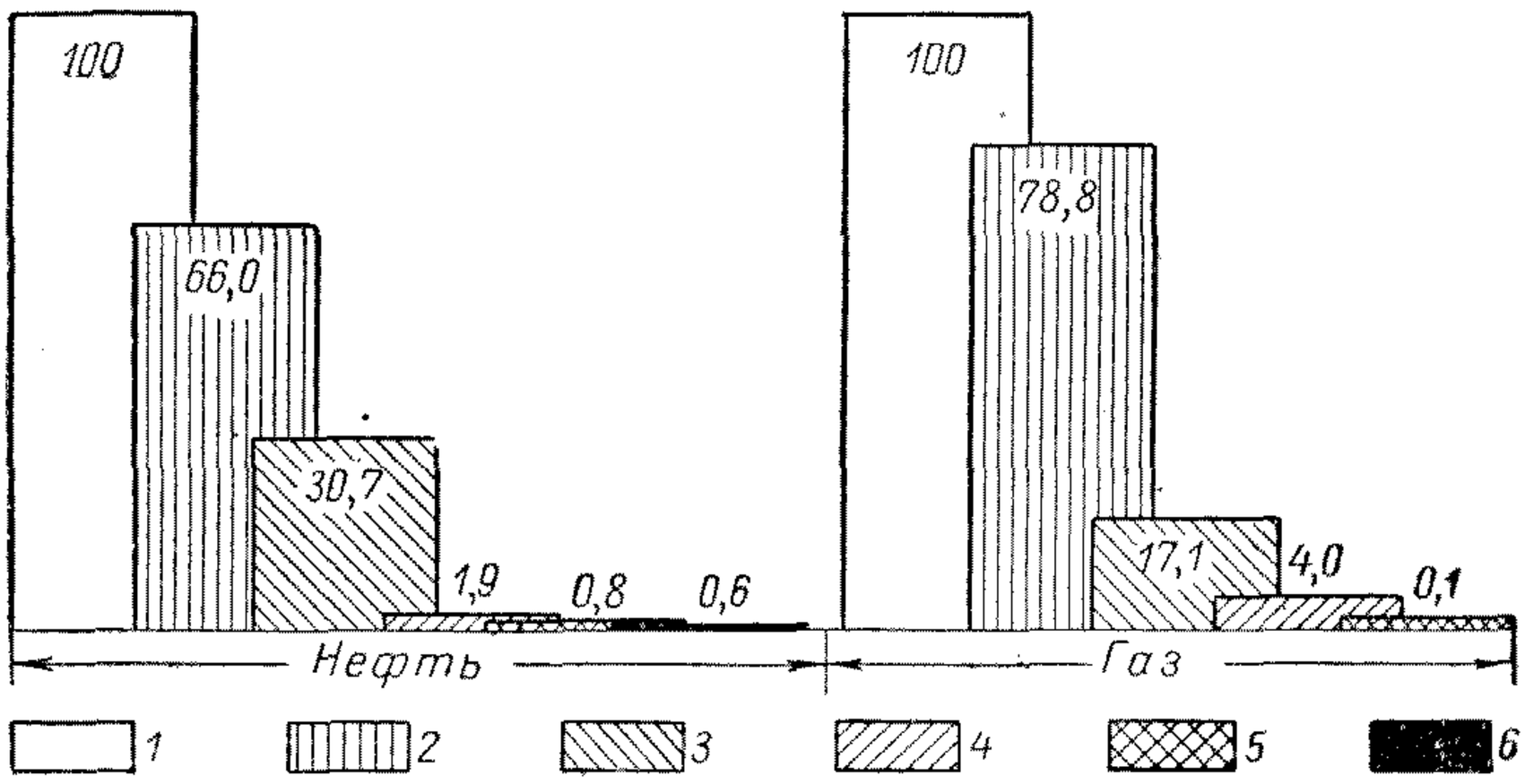


Рис. 107. Соотношение категорий запасов нефти и газа Южно-Украинской нефтегазоносной области на 1/I 1961 г. (в %). По В. Н. Крамаренко.

1 — общие запасы нефти (газа); *2* — запасы низшей группы — D_2; *3* — запасы высшей группы — D_1; *4* — перспективные запасы категории C_2; *5* — предполагаемые запасы категории C_1; *6* — промышленные и разведанные запасы категорий А + В.

Разведанные и промышленные запасы нефти составляют всего 0,6% по отношению ко всем запасам. Подготовленные запасы равны 0,8% всех запасов, что говорит о малых объемах поискового бурения, низкой его эффективности. Отстает и структурно-поисковая разведка, в результате чего недостаточное количество изученных структур тормозит введение их в глубокую разведку, а запасы по категории C_2 соответственно составляют всего 1,9%. Тем не менее, наличие локальных поднятий, нуждающихся в детальном изучении и находящихся в благоприятных условиях, позволяет оценивать по группе прогнозных запасов D_1 30,7% всех запасов и, таким образом, относить к группе D_2 66,0% запасов нефти. То же можно сказать и о запасах газа. Однако с подсчетом запасов газа положение оказывается несколько сложнее, так как в области еще нет ни одного газового месторождения с оконтуренной залежью.

Нижняя часть разреза изучена недостаточно. 88,8% промышленных запасов нефти сосредоточено в палеогеновых отложениях и 11,2% — в неогеновых; незначительное количество промышленных запасов газа находится полностью в палеогеновых отложениях. Результаты работ последних лет (1961—1962 гг.) позволяют прибавить к числу комплексов, содержащих промышленные запасы нефти и газа, еще один стратиграфический комплекс — меловой. Если учесть еще, что все промышленные запасы газа сосредоточены в пределах небольшой площади так называемого Приазовского нефтегазоносного района, а запасы нефти — на трех площадях Керченского п-ва, то станет ясно, что перспективы нефтегазоносности данной области еще далеко не выявлены.

Нефте- и газовмещающими коллекторами открытых месторождений являются пески и песчаники, залегающие в виде линз в мощных глинистых толщах. Это дает основание полагать, что все промышленные запасы сосредоточены в литологически ограниченных залежах. Диапиризм на структурах, вмещающих нефть, по-видимому, явился причиной ограничения залежей также тектоническими поверхностями.

Таким образом, можно сделать следующие выводы.

1. Известные на территории области месторождения нефти и газа лишь в небольшой степени отражают ее перспективы.

2. Перемещение центра разведочных работ с Керченского п-ва на Тарханкутский, в зону наибольшего погружения и южного борта Причерноморской впадины, позволило открыть новый перспективный нефтегазоносный район.

3. В связи с открытием новых нефтяных и газовых месторождений с основными залежами в низах палеогена и в мелу встает необходимость переоценки перспектив Керченского п-ва.

4. Небольшие глубины разведочных скважин на южном борту Причерноморской впадины позволяют в ближайшие же годы произвести ее полную разведку.

5. Для всесторонней оценки перспектив нефтегазоносности области в целом необходимо проведение комплекса региональных геофизических работ и профильного бурения глубоких скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенные данные показывают, что оценка перспективности тектонических зон в целом и отдельных локальных поднятий, в частности, на территории республики целиком зависит от двух факторов: 1) основных региональных геологических предпосылок; 2) степени изученности областей и площадей.

1. С точки зрения оценки геологических условий отдельных областей существенную роль играет сумма общих представлений об условиях образования нефтегазоносного бассейна, о направлении миграции жидких и газообразных углеводородов, наличии резервуаров-коллекторов в разрезе и изоляции их от поверхности во все геологические эпохи, следующие после образования залежей. Так, наибольшая мощность осадочных пород наблюдается в центральной части Днепровско-Донецко-Припятского грабена. Мощность толщи возрастает с северо-запада на юго-восток, достигая на границе с Донбассом 8000—9000 *м*.

Перспективные отложения подсолевого комплекса верхнего девона, сложенные преимущественно терригенными образованиями, в юго-восточной части грабена перекрыты девонской соленосной толщей, что не может не способствовать сохранению возможных нефтяных и газовых залежей. К северо-западу, в районе Черниговско-Брагинского выступа, терригенные образования сменяются терригенно-эффузивным комплексом, мощности сокращаются в несколько раз, а соленосная покрышка теряет свою сплошность и, наконец, совершенно исчезает. Разрез девонских отложений на площади, примыкающей к Черниговско-Брагинскому выступу, подвержен промывающему действию пластовых вод, что, в свою очередь, не может не отразиться на разрушении возможных залежей.

Нефтегазоносность каменноугольных отложений подтверждена на значительном протяжении — от г. Ични на северо-западе до Красной Поповки на юго-востоке. В пределах Шебелинского месторождения мощность газоносной части разреза каменноугольных отложений достигает 1000 *м* и более. Почти повсеместно эти отложения перекрыты мощной покрышкой — толщей пермских соленосных образований; там, где эта покрышка сохранилась, сохранились и залежи.

Пермские отложения до настоящего времени являются основным объектом разведки и разработки нефтяных и газовых залежей в пределах Восточно-Украинской нефтегазоносной области. При образовании залежей большую роль играло время формирования и интенсивность образования структур. Так, Шебелинское месторождение газа приурочено к структуре большой амплитуды. Окружающие же ее антиклинали — Балаклеевская, Ново-Алексеевская, Червонодонецкая и др. — оказались менее интенсивно приподнятыми и, по-видимому, образовались в более позднее время, в связи с чем и не смогли аккумулировать газ или нефть.

Нефтегазоносность юрских отложений имеет второстепенное значение. Залежи на площади их распространения сохранились на участках, перекрытых глинистым комплексом меловых и вышележащих отложений. К таким участкам относится главным образом юго-восточная часть Днепровско-Донецкой впадины.

По мере роста мощности всего комплекса осадочных пород с северо-запада на юго-восток закономерно увеличивается и содержание коллекторов в разрезе, а следовательно, и потенциальные возможности области. Соляные штоки и купола сыграли отрицательную роль, разбив структуры рядом пересекающихся дислокаций и тем самым разрушив возможные залежи. В результате ни в Роменском, ни в Исачковском, ни в Котелевском, ни во многих других куполах не сохранились залежи, а имеются лишь небольшие остаточные проявления. В таких случаях поиски залежей необходимо вести на далеком погружении пород от купола. Эти залежи могут быть тектонически запечатанными, если они образовались после окончания роста солевого штока, или литологически ограниченными, если рост штока соли сопровождался дальнейшим осадкообразованием и миграцией нефти и газа в более повышенные части структуры.

2. В пределах Западно-Украинской нефтегазоносной области наиболее мощную толщу осадочных образований имеет, по всей вероятности, Внутренняя зона Предкарпатского прогиба. Породы, подстилающие меловые флишевые образования, бурением здесь не вскрыты. Это дает основание предполагать, что палеозой в перспективной части Внутренней зоны может быть встречен на глубинах 5500—6000 *м*. До настоящего времени основным объектом разведки и разработки здесь являлись палеогеновые флишевые образования; меловой флиш является второстепенным объектом. Перспективы нижележащих отложений пока не выяснены. В линейно вытянутых, лежачих складках, разбитых продольными и поперечными нарушениями на ряд блоков, залежи сохранились лишь на участках, перекрытых мощными глинистыми соленосными образованиями. В результате незначительными оказались залежи нефти на месторождениях Слобода Рунгурская, Космач, Майдан, Старуня, Нагуевичи и др. Следовательно, поиски структур и связанных с ними залежей в этой зоне необходимо вести на участках более сохранившегося соленосно-глинистого покрова. Такими участками могут быть площади между Бориславом и Долиной, Долиной и Битковым, Битковым и Слободой Рунгурской. В последнее время благоприятные результаты получены при разведке Доброгостовской площади на первом участке, Струтыньской и Ольховской площадей — на втором. Наряду с продолжением работ на этих участках необходимо провести детальные геофизические исследования и подготовить к разведочному бурению площади на третьем участке.

Внешняя зона Предкарпатского прогиба менее погружена. Газовые месторождения открыты преимущественно на ее северо-западе, где палеозойские образования вскрыты на глубинах 2000—3500 *м*. Юго-восточнее р. Стрый мощность перспективных отложений сокращается и соответственно сокращаются перспективы открытия более или менее значительных газовых залежей и месторождений.

Следовательно, основной задачей в настоящее время остается доразведка северо-западной, Ходновичско-Крукеничской подзоны с выявлением ее тектонической характеристики и перспектив газоносности сармат-тортонских и юрских отложений. Залежи и в верхнем, и в нижнем комплексах должны быть приурочены к литологическим ловушкам, что значительно осложняет проведение разведочных работ. Показательна в этом отношении разведка Северо-Медыничской площади, на которой отдельные разрезы скважин плохо коррелируются, в то время как свободные дебиты газа близки к 2 500 тыс. $м^3/сутки$. На юго-востоке интерес представляет участок от Испаса до Краснопутны. По-видимому, и здесь необходим значительный объем

сейсмических исследований в комплексе с глубоким структурно-поисковым бурением.

В Закарпатском прогибе Солотвинская впадина имеет некоторые преимущества перед Мукачевской. Мощность осадков миоцена, палеогена и мела, залегающих на метаморфизованных породах фундамента, здесь превышает 3—4 тыс. *м*, в то время как на северо-западе она сокращается до 1,5—2 тыс. *м*. Газо- и нефтепроявления на смежных площадях дают основание ожидать и здесь значительных залежей.

Флишевые отложения складчатых Карпат повсеместно выведены на дневную поверхность. Складчатые Карпаты обладают большим количеством выходов нефти на дневную поверхность. Бурение скважин глубиной до 2000 *м* пока не позволило открыть значительные месторождения. Возможно, что нефть в верхний комплекс пород проникла с больших глубин, как из нижнепалеогеновых отложений, так и из подстилающих их меловых и более древних. Если надвиг складчатых Карпат на Предкарпатский прогиб достигает 15 *км* и более, то проникновение нефти возможно из поднадвигового комплекса прогиба. Следовательно, большой интерес в пределах северо-восточной полосы складчатых Карпат представляет разведка подстилающих пород прогиба. Разведочные скважины в таких случаях должны буриться до 4000—5000 *м*. Открытием нижнего нефтегазоносного этажа под надвигом складчатых Карпат окупятся затраты на бурение.

В пределах юго-западной окраины Русской платформы наибольший интерес представляет Львовский палеозойский прогиб. Мощность осадочного комплекса здесь достигает 6000 *м*. Единичные попытки проведения разведочных работ пока не дали ощутимых результатов, хотя в скважинах наблюдается интенсивное выделение газа, а известняки девона и карбона несут признаки нефтеносности по трещинам и кавернам. Очевидно, необходимо тщательно изучить геофизическими методами характеристику и детали строения прогиба для выяснения в начальный период разведки мест заложения скважин в наиболее благоприятных структурных условиях.

3. В пределах Южно-Украинской нефтегазоносной области разведка южного борта Причерноморской впадины остается основной и первостепенной задачей. Глубокие скважины (до 3000—3500 *м*) позволят полностью изучить перспективную часть разреза и, судя по последним результатам, дадут возможность открыть значительные нефтяные и газовые залежи. Бурение на Керченском п-ве, в Запарпачской и равнинной частях сопряжено с определенными техническими трудностями прохождения сложного геологического разреза майкопской свиты и перекрывающих ее отложений. Значительный интерес представляет перспективность западной части Причерноморской впадины, включая и Преддобруджанский прогиб. Наличие нефтяных залежей в сармате Унген и Вален, а также повышенная битуминозность нижней части разреза, а именно юрских отложений, являются основанием для постановки в этой части впадины глубокого разведочного бурения.

Уменьшение мощности осадочного чехла в пределах периферийной, северной части Причерноморской впадины не может не отразиться на ее потенциальных возможностях. Здесь, так же как и в Приазовье, следует искать зону выклинивания терригенных отложений и проводить профильную разведку для обнаружения возможных литологически ограниченных залежей нефти и газа.

4. В соответствии с указанными общими представлениями в результате тщательного фациального и детального структурного анализа, а также сопоставления перспективности как отдельных площадей, так и тектонических зон в целом составлена карта перспектив нефтегазоносности республики (рис. 108). Карта показывает, что высокоперспективными в отношении нефтегазоносности являются срединная часть Центрального грабена Днепровско-Донецкой впадины и некоторые прилегающие части ее бортов. На западе такой областью является Внутренняя зона Предкарпатского прогиба, при-

мыкающая к надвигу Карпат и частично находящаяся под надвигом. На юге высокоперспективен южный борт Причерноморской впадины. Для всей остальной территории оценка перспективности снижается до средних критериев. Части бортов впадин и прогибов со сравнительно небольшой мощностью осадочной толщи (от 1000 до 1500—2000 *м*), примыкающие к областям с приподнятым палеозойским основанием, оцениваются как малоперспективные.

5. Если проанализировать объемы глубокого разведочного бурения и количество пробуренных скважин, то их оказывается совершенно недостаточно. Всего за 16 лет (с 1945 по 1960 г.) на территории Украинской ССР пробурено 1255 разведочных скважин общим метражом 2 221 432 *м*, что составляет

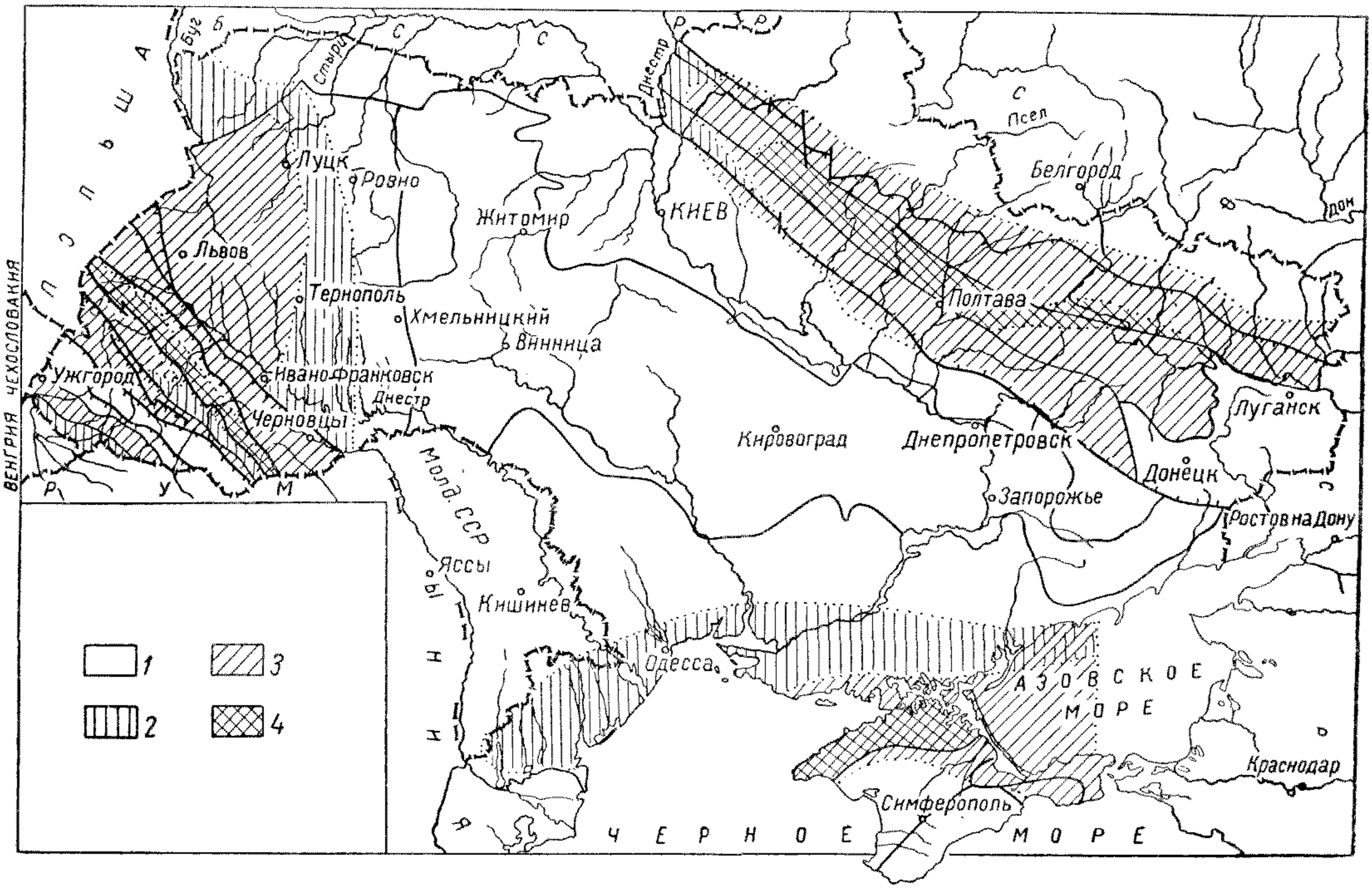


Рис. 108. Карта перспектив нефтегазоносности Украинской ССР. Составил В. Н. Краменко.

1 — области с невыясненными перспективами; *2* — малоперспективные области; *3* — области средней перспективности; *4* — высокоперспективные области.

в среднем 6,2 *м* на 1 *км*^{2} площади. По данным Н. И. Буялова, это соотношение для Советского Союза в целом на 1/I 1958 г. составляло примерно 3,1 *м* на 1 *км*^{2}. Только Сибирь и Казахстан уступают Украине в плотности бурения. Представление об этом соотношении по состоянию на 1/I 1958 г. дает следующая таблица:

Республика, область	Плотность бурения, *м* на 1 *км*^{2} площади	Республика, территория, область	Плотность бурения, *м* на 1 *км*^{2} площади
Чечено-Ингушская	232,0	Грузинская . .	17,6
Азербайджанская	132,6	Саратовская . .	10,4
Башкирская . . .	39,3	Оренбургская	7,0
Куйбышевская . .	34,0	Казахская . . .	1,1
Татарская	28,3	Сибирь	0,2

Территория Украины изучена неравномерно. Так, в Западно-Украинской нефтегазоносной области эта плотность достигает 8,7, в Восточно-Украинской — 6,7, а в Южно-Украинской 3,2 *м* на 1 *км*^{2}. Необходимо также сказать, что общие объемы разведочных работ на Украине начали увеличиваться только с 1957 г. На рис. 109 показано развитие разведочного бурения в период с 1945 по 1960 г. Этот график дает представление о неравномерности развития разведочных работ при общей тенденции их к росту. Средние глубины законченных разведочных скважин до 1947 г. составляли 1000 *м*. За последующие шесть лет они возросли всего на 400 *м*, достигнув в 1953 г. 1400 *м*. Затем, за 7 лет (с 1953 по 1960 г.) глубина разведочных скважин достигла 2200 *м*, увеличившись на 800 *м*. И хотя в последние годы глубины разведочных скважин возросли, в 1962 г. средняя глубина их не превышала 2600 *м*. Это объясняется значительным процентом разведочных скважин, ликвидируемых по техническим причинам, в связи с аварийностью, что не может не отразиться на удорожании бурения.

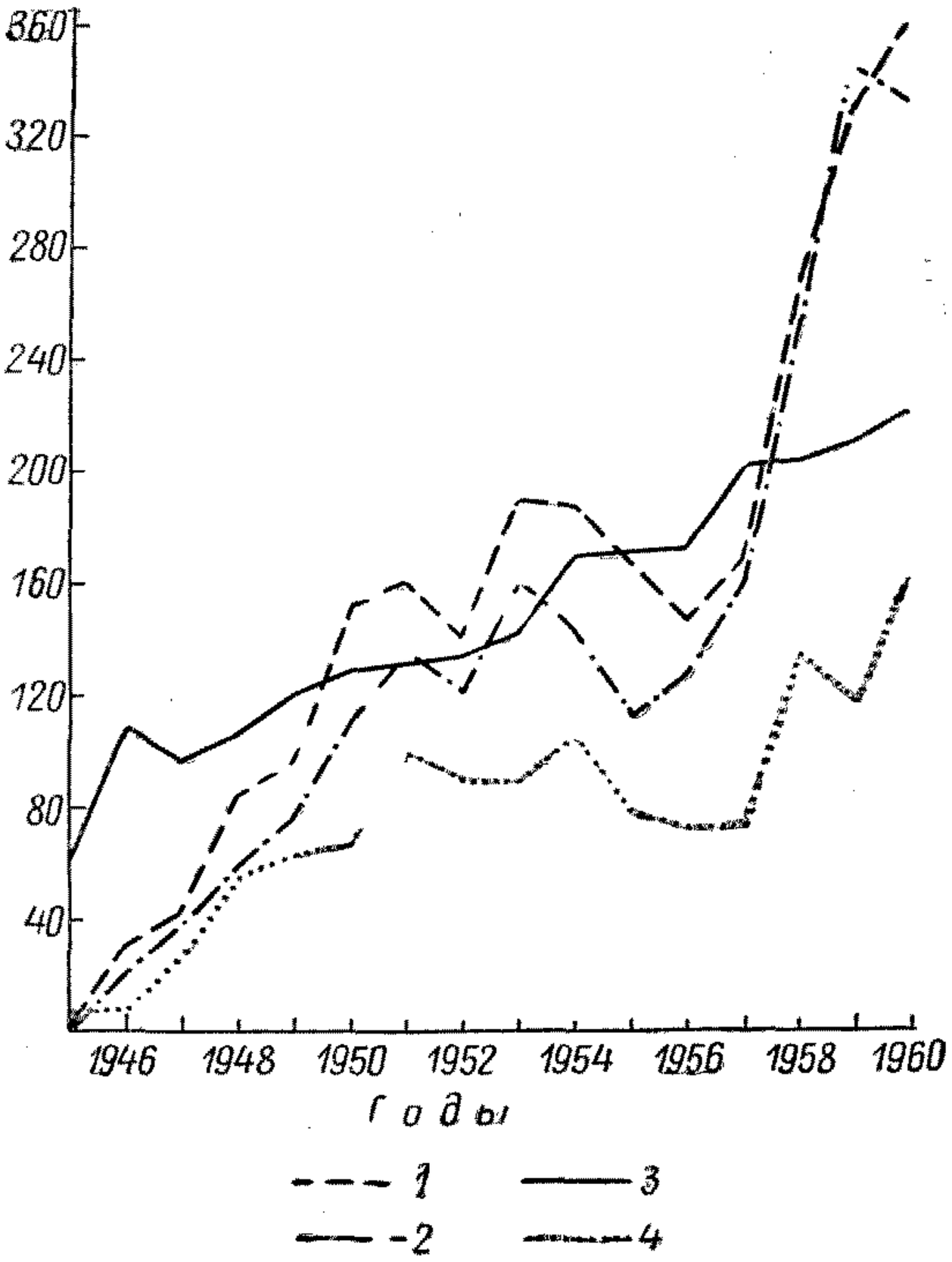


Рис. 109. Развитие разведочного бурения в Украинской ССР (1945—1960 гг.). По В. Н. Крамаренко.

1 — расход в сотнях тысяч рублей; *2* — проходка в тысячах метров; *3* — средние глубины законченных скважин в десятках метров; *4* — количество законченных скважин.

Необходимо отметить, что в число разведочных входят также и скважины, пробуренные на региональных профилях с целью изучения глубинного

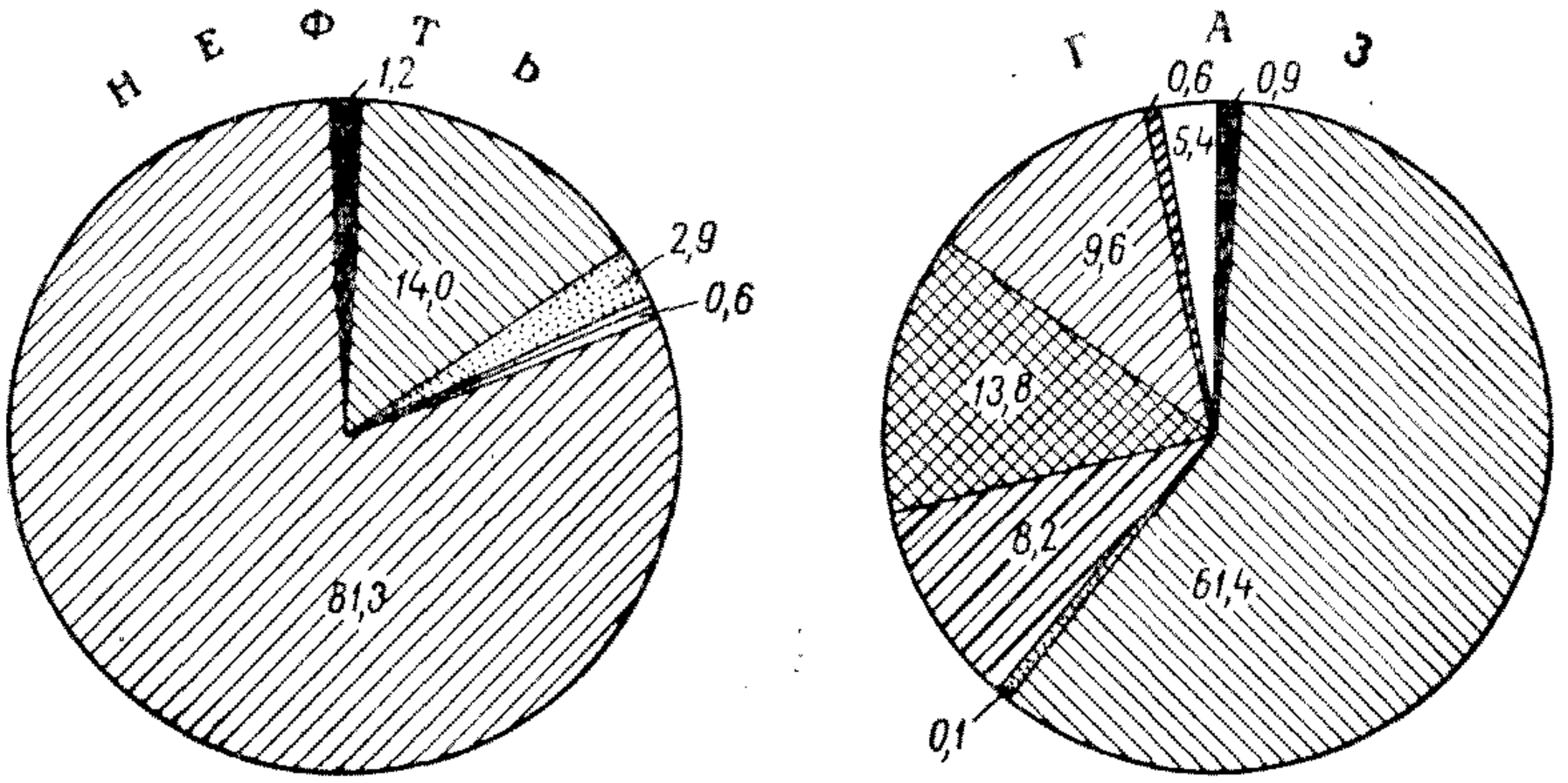


Рис. 110. Соотношение первоначальных промышленных запасов нефти и газа Украинской ССР по стратиграфическим комплексам на 1/I 1962 г. (в %). По В. Н. Крамаренко.

1—2 — неоген: *1* — сарматский ярус, *2* — тортонский ярус; *3* — палеоген; *4* — мел; *5* — юра; *6* — триас; *7* — пермь; *8* — карбон.

строения, литолого-фациальной характеристики и перспектив нефтегазоносности нижней части разреза. Отставание роста глубин региональных и разведочных скважин отражается на прогнозировании запасов нефти и газа и сдерживает развитие поисков новых залежей, что в конечном счете ограничивает прирост промышленных запасов, связанных с глубокими частями разреза.

Вследствие этого (рис. 110) первоначальные промышленные запасы нефти по состоянию на 1/I 1962 г. в количестве 81,3% от всех запасов находятся в палеогеновых отложениях. Юрские отложения содержат 0,6%, триасовые 2,9%, пермские 14,0%, каменноугольные 1,2% запасов нефти. В связи с несколько меньшими, как правило, глубинами залегания газовых залежей и открытием в Днепровско-Донецкой впадине Шебелинского и ряда более мелких месторождений, основные промышленные запасы газа (61,4%) в настоящее время связаны с пермскими отложениями; 13,8% запасов приходится на меловые отложения (в основном по месторождениям Угерско и Бильче-Волица), 8,2% — на юрские (Рудки), 9,6% — на палеогеновые (Битков, Долина), 0,6% — на тортонские и 5,4% — на сарматские (Внешняя зона Предкарпатского прогиба), 0,9% — на каменноугольные (отдельные месторождения Днепровско-Донецкой впадины). Это соотношение промышленных запасов не является стабильным и должно постепенно увеличиваться за счет нижних частей разреза. Об этом красноречиво говорят итоги разведочных работ последних лет, в результате которых открыто богатое нефтяное Гнединцевское месторождение с залежами в перми и верхнем карбоне, а также палеогеновые газовые залежи в Предкарпатском прогибе.

Данные геологического изучения республики позволяют наметить следующие основные работы.

1. Во всех нефтегазоносных областях закончить региональные геофизические работы, проводимые с целью выявления закономерностей размещения локальных поднятий и разрывных дислокаций, ограничивающих отдельные перспективные участки.

2. Увеличить объем детальных геофизических работ, в частности сейсмических, в комплексе с глубоким структурно-поисковым бурением. В результате таких работ должно быть получено представление о тектонике изученного поднятия, необходимое для сокращения объема разведочного метража, используемого нередко в целях структурно-поискового бурения.

2. Увеличить сеть региональных профилей глубокого бурения в комплексе с геофизическими исследованиями с целью изучения глубинного строения нефтегазоносных областей.

4. Первые скважины, закладываемые на перспективных площадях, проводить на максимальную глубину с максимальным объемом исследовательских работ и использовать их как ориентир для последующих скважин, задаваемых с целью исследования наиболее благоприятных объектов.

5. Радиальным профильным бурением от прикупольной части к межкупольному погружению в областях развития соляной тектоники выявить перспективы развития литологически и тектонически ограниченных залежей.

ЛИТЕРАТУРА

Общая

Архангельский А. Д. Геологическое строение и геологическая история СССР. Гостоптехиздат, 1941.

Архангельский А. Д., Шатский Н. С. Схема тектоника СССР. БМОИП, отд. геологич., т. XI (4), нов. сер., т. XII, 1933.

Богданов А. А. О некоторых проблемах тектоники Европы. Вестник Моск. гос. ун-та, № 5, 1961.

Бондарчук В. Г. Геологія Украіни. Вид. АН УРСР, 1959.

Борисов А. А. Пространственные зональности распространения залежей нефти и газа. Геология нефти и газа, № 7, 1961.

Бród И. О. О принципах выделения и оценки известных и возможных зон нефтегазонакопления на территории Украинской ССР. Тр. научно-геологич. совещания по нефти, озокериту и горючим газам Украинской ССР. Изв. АН УССР, 1949.

Бród И. О., Еременко Н. А. Геология нефти и газа. Гостоптехиздат, 1957.

Бубнов С. Геология Европы, т. II, вып. 1, 1935.

Васильев В. Г. и др. Газовые месторождения СССР. Гостоптехиздат, 1962.

Вітенко В. О., Новосілецький Р. М., Муромцев А. С., Завьялов В. М. Нафтові та газові родовища Украіни. Держтехвидав УРСР, 1961.

Глушко В. В., Клиточенко И. Ф., Максимов С. П. Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности земель Украинской ССР. Вопр. геологического строения УССР и Волго-Уральской области. Прилож. к геологии нефти, № 7, 1958.

Глушко В. В., Клиточенко И. Ф., Попов В. С., Чирвинская М. В. Тектоника Украины. XXI сессия Международного геологич. конгресса. Докл. советских геологов. Изд. АН СССР, 1960.

Доленко Г. Н., Кітик В. І. Геология нафтовых родовищ Украіны. Вид. АН УРСР, 1959.

Карпинский А. П. Очерки геологического прошлого Европейской России. Изд. АН СССР, 1947.

Клиточенко И. Ф. Краткие итоги геологоразведочных работ на нефть и газ и дальнейшее их направление в ближайшие годы. Геологич. журнал, АН УССР, т. XXII, вып. 1, 1962.

Косыгин Ю. А. Тектоника нефтяных областей, ч. I и II. Гостоптехиздат, 1958.

Линецкий В. Ф. Аномальное пластовое давление как критерий времени формирования нефтяных залежей. Материалы Львовской дискуссии 1957 г. по проблеме миграции нефти и формированию нефтяных и газовых скоплений. Гостоптехиздат, 1959.

Маков К. И. Схема современной геоструктуры Украины и смежных районов. Зап. Харьк. сельскохозяйствен. ин-та, т. V (XII), 1946.

Мирчинк М. Ф., Васильев В. Г., Львов М. С. Главнейшие направления в области открытия новых месторождений и увеличения разведанных запасов нефти и газа. Неф. хоз., № 4, 1959.

Муратов М. В. Тектоника и история развития Альпийской геосинклинальной области юга Европейской части СССР и сопредельных стран. Тектоника СССР, т. II, 1949.

Порфирьев В. Б. К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений. Материалы Львовской дискуссии 1957 г. по проблеме миграции нефти и формированию нефтяных и газовых скоплений. Гостоптехиздат, 1959.

Субботин С. И. О причинах и механизме образования платформенных и геосинклинальных прогибов земной коры. XXI сессия Международного гелогич. конгресса. Докл. советских геологов. Изд. АН СССР, 1960.

Сулин В. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений СССР. Гостоптехиздат, 1948.

Тетяев М. М. К тектонике Украины. Изв. Укр. Геол. ком., вып. IX, 1926.
Фотиади Э. Э. О крупных элементах юго-востока Европейской части СССР. Очерки по геологии СССР. ВНИГРИ, вып. 96, т. I, нов. сер. Гостоптехиздат, 1956.
Шатский Н. С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы. Изв. АН СССР, сер. геологич., № 1, 1946.
Шатский Н. С. Принципы стратиграфии позднего докембрия и объем рифейской группы. Стратиграфия позднего докембрия и кембрия. XXI сессия Международного геологич. конгресса. Докл. советских геологов. Изд. АН СССР, 1960.

К части I

Айзенверг Д. Е. О геологической истории области западного продолжения Донецкого бассейна в течение каменноугольного периода. ДАН СССР, т. XXXIII, № 6, 1952.
Андреева Р. И. Применение геофизических методов разведки для оконтуривания областей распространения вулканических пород в пределах Днепровско-Донецкой впадины. Сов. геология, № 6, 1958.
Андреева Р. И., Чирвинская М. В. О гипсометрии фундамента Днепровского грабена. Геология нефти и газа, № 12, 1961.
Балабушевич И. А. Основные черты гипсометрии кристаллического фундамента Припятского грабена. Докл. АН БССР, т. III, 1959.
Балуховский Н. Ф. Тектоника западных и северных окраин Донбасса. Сб. Геологическое строение и газонефтеносность Днепровско-Донецкой впадины и северо-западных окраин Донецкого бассейна. Изд. АН УССР, 1954.
Баранов И. Г., Арсирий Ю. А. О некоторых особенностях соляной тектоники Днепровско-Донецкой впадины. Тр. УкрНИГРИ, 1959.
Билык А. А. Некоторые вопросы соляной тектоники Днепровско-Донецкой впадины. Тр. ВНИИгаз, вып. 14 (22), 1962.
Билык О. Д., Канский Н. Е., Макридин В. П., Стерлин Б. П., Сухорский Р. Ф. Фации и палеография юрских отложений Восточно-Украинского газоносного бассейна. Изд. Харьк. ун-та, 1960.
Богданов А. А., Пущаровский Ю. М., Трусова И. Ф., Обручев Д. В. Материалы по геологии девонских отложений южной окраины Донецкого бассейна. Под ред. Н. С. Шатского. Материалы к познанию геологич. строения СССР. Изд. БМОИП, нов. сер., вып. 9 (13), 1947.
Бражникова Н. Е., Новик Е. О. Каменноугольные отложения Днепровско-Донецкой впадины. Сб. Геологическое строение и газонефтеносность Днепровско-Донецкой впадины и северо-западных окраин Донецкого бассейна. Изд. АН УССР, 1954.
Брунс Е. П. История развития Припятского прогиба в палеозое. Сб. Материалы по геологии Европейской территории СССР. ВСЕГЕИ, Госгеолтехиздат, 1956.
Воробьев Б. С., Вороной Е. Е. Условия формирования Шебелинского газового месторождения. Нефт. и газ. пром. УССР, № 4, 1961.
Дикенштейн Г. Х., Киреичев В. Д., Смилга И. П., Шебуева И. Н. Тектоника Припятского прогиба. Геология нефти, № 4, 1957.
Дубинский А. Я. К вопросу о происхождении Донецкого бассейна. Сб. Материалы по геологии Европейской территории СССР. ВСЕГЕИ, Госгеолтехиздат, 1956.
Завистовский В. С., Субботин С. И. Краткие итоги региональных геофизических исследований Днепровско-Донецкой впадины. Материалы по нефтеносности Днепровско-Донецкой впадины, вып. 1. Изд. АН УССР, 1941.
Карпинский А. П. Очерк физико-геофизических условий Европейской России. Зап. Росс. АН. Прил. к 55 тому, № 8, СПБ, 1887.
Киреева Г. Д. История развития северных окраин Донецкого бассейна и Днепровско-Донецкой впадины в нижнем и среднем карбоне. Материалы по геологии газоносных районов СССР. Днепровско-Донецкая впадина. Гостоптехиздат, 1962.
Клименко В. Я. Структура Днепровско-Донецкой впадины и условия ее формирования. Изд. АН СССР, сер. геологич., № 6, 1955.
Клиточенко И. Ф., Хохлов П. С., Чирвинская М. В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности девонских отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Гостоптехиздат, 1958.
Лапкин И. Ю. О Преддонецком прогибе. ДАН СССР, т. LXXVIII, № 2, 1951.
Лапкин И. Ю. Нижняя пермь юга Русской платформы. Материалы по геологич. строению и газоносности нижнепермских отложений юга Русской платформы. Изд. Харьк. ун-та, 1961.
Лапкин И. Ю., Люткевич Е. М. О различиях в геологическом строении Полесской и Днепровско-Донецкой впадин. ДАН СССР, т. 108, № 5, 1956.
Лапкин И. Ю., Черпак С. Е., Чирвинская М. В. Тектоническая схема восточной части УССР. БМОИП, нов. сер., т. LVII, отд. геологич., т. XXVII, вып. 2, 1952.
Левенштейн М. Л. К вопросу о структуре юго-западной окраины Донбасса. Изв. АН СССР, сер. геологич., № 4, 1959.

Литвинов В. Р. Геологические особенности зоны соляных структур криптодиапирового типа и структур, не прорванных солью. Тр. научно-производств. совещания по проблеме нефтегазоносности Украины в 1956 г. Изд. АН УССР, 1959.

Лунгерсгаузен Л. Ф. Палеогеография Днепровско-Донецкой впадины в юрский период. Изв. АН СССР, сер. геологич., № 3, 1944.

Мартынов А. А. Древнепалеозойские отложения Днепровско-Донецкой впадины. Тр. УкрНИГРИ, вып. II, Гостоптехиздат, 1962.

Махнач А. С., Пистрак Р. М., Стефаненко А. Я., Тихомиров С. В. К стратиграфии подсолевых отложений Припятского прогиба. Изв. АН СССР, сер. геологич., № 3, 1955.

Мишунина З. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Гостоптехиздат, 1955.

Нестеренко Л. П. История геологического развития Донецкого бассейна в пермский период. Тезисы докладов на научно-техн. конференции Донецкого индустр. ин-та, № 19, 1959.

Пашкевич Е. И., Пистрак Р. М., Самборский Н. А. Стратиграфия девонских отложений южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины. Тр. ВНИИгаз, вып. 7 (15), Гостоптехиздат, 1959.

Пашкевич Е. И., Ростовцева Л. Ф. Некоторые новые данные о турнейских и нижневизейских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. Тр. ВНИИгаз, вып. 14 (22), Гостоптехиздат, 1962.

Пистрак Р. М. О роли поперечных движений в истории развития Днепровско-Донецкой впадины. Тр. ВНИИгаз, вып. 14 (22), Гостоптехиздат, 1962.

Пистрак Р. М., Тихомиров С. В. Девонские и каменноугольные отложения Припятского прогиба и перспективы их нефтегазоносности. Сб. Геологическое строение и нефтегазоносность восточных областей УССР, Изд. АН УССР, 1959.

Попов В. С. Новые данные по тектонике северной окраины Донецкого бассейна. Пробл. советской геологии, т. VI, № 12, ГОНТИ, М.-Л, 1936.

Попов В. С., Лапкин И. Ю. Основные черты геологического строения северной окраины Донецкого бассейна. БМОИП, отд. геологич., № 8, 1953.

Ротай А. П. Нижний карбон Донецкого бассейна и положение намюрского яруса в каменноугольной системе. Международный геологич. конгресс, тр. XVII сессии 1937 г., т. I, 1939.

Рябухин Г. Е. К вопросу о тектоническом строении Днепровско-Донецкой впадины. Тр. Моск. филиала ВНИГРИ, вып. III, Гостоптехиздат, 1953.

Сельский В. А. Соляные купола и их связь с нефтью. ОНТИ, Л.-М., 1936.

Соболев Д. Н. О тектонике Днепровско-Донецкой мульды. Сов. геология, № 1, 1941.

Стерлин Б. П. К вопросу о характере сочленения Днепровско-Донецкой впадины и Донецкого складчатого сооружения. ДАН СССР, т. XLVII, № 5, 1954.

Субботин С. И. К вопросу о формировании прогибов земной коры и о тектонике фундамента Днепровско-Донецкой впадины. Геологич. журнал, АН УССР, т. XVIII, вып. 6, 1958.

Усенко И. С. Фундамент Днепровско-Донецкой впадины. Сб. Геологическое строение и газонефтеносность Днепровско-Донецкой впадины и северо-западных окраин Донецкого бассейна, Изд. АН УССР, 1954.

Фурсенко А. В. О верхнедевонских отложениях Припятского Полесья. ДАН СССР, т. 90, № 2, 1953.

Хохлов П. С. Характерные особенности геологического строения Днепровско-Донецкой впадины и северных окраин Донбасса. Сб. Вопросы поисков, разведки и добычи нефти и газа на территории УССР (докл. на выездной сессии ученых советов ВНИГНИ и ВНИИ в г. Львове в 1957 г.), Гостоптехиздат, 1959.

Чирвинская М. В. Основные черты тектоники по данным геофизических работ. Геол. сб. Львовского геологич. общ., № 5, 6, 1958.

Чирвинская М. В. Некоторые особенности формирования локальных структур Днепровско-Донецкой впадины. Тр. ВНИИгаз, вып. 14 (22), Гостоптехиздат, 1962.

Шарапов И. С. О поисках девонской нефти в Днепровско-Донецкой впадине и Придонецком краевом прогибе. Тр. научно-производств. совещания по проблеме нефтегазоносности Украины в 1956 г., Изд. АН УССР, 1959.

Шатский Н. С. К вопросу о происхождении роменских гипсов и пород Исачковского холма на Украине. БМОИП, т. IX (3—4), 1931.

Шатский Н. С. О древних отложениях осадочного чехла Русской платформы и об ее структуре в древнем палеозое. Изв. АН СССР, сер. геологич., № 1, 1952.

Шатский Н. С. О происхождении Пачелмского прогиба. Сравнительная тектоника древних платформ. БМОИП, отд. геологич., № 5, 1955.

Шерешевская С. Я. Результаты гравиметрических работ, выполненных в Днепровско-Донецкой впадине и северо-западных окраинах Донецкого складчатого сооружения. Тр. ИГН АН УССР, сер. геофизич., вып. 1, 1956.

Шульга П. Л. Новые данные по стратиграфии среднекаменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. Тр. научно-производств. совещания по проблеме нефтегазоносности Украины в 1956 г., Изд. АН УССР, 1959.

Эйнор О. Л. Про геотектонічне положення Донецького Бассейну. Науков. запис. Київськ. Держ. ун-та, т. XV, вып. 11, 1960.

Ямниченко И. М. Стратиграфия и фации юрских отложений Днепровско-Донецкой впадины и окраин Донбасса. Тр. научно-производств. совещания по проблеме нефтегазоносности Украины в 1956 г., Изд. АН УССР, 1959.

К части II

Алферьев Г. П. К вопросу о тектоническом и стратиграфическом положении Трускавецких конгломератов района Борислава. Тр. Карпатского научно-исслед. ин-та МГиОН, вып. 1, Госгеолиздат, 1949.

Антипов В. И., Вялов О. С., Доленко Г. Н., Елин Н. Д., Клиточенко И. Ф., Клушин В. И., Копыстянский Р. С., Крамаренко В. Н. и др. Проблемы промышленной нефтеносности и газоносности западных областей УССР. Изд. АН УССР, 1955.

Богданов А. А. Основные черты тектоники Восточных Карпат. Сов. геология, № 40, 1949.

Богданов А. А., Гуревич Б. Л., Шерешевская С. Я. Аномалии силы тяжести и их связь с главнейшими тектоническими элементами западных областей УССР. Изв. АН СССР, сер. географ. и геофизич., т. XIV, № 30, 1950.

Буров В. С. О тектонических условиях накопления сарматских и паннонских отложений Закарпатья. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 5—6, 1958.

Быховер Н. А., Вологдин А. Т., Матвеев А. К. Геология и полезные ископаемые западных областей УССР. Госгеолтехиздат, 1941.

Волошина А. М. О наличии верхнемеловых отложений в разрезе скважин в Предкарпатском прогибе. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 2-3, 1956.

Восанчук С. С. Литология рифейских и нижнепалеозойских отложений Подолии. Автореферат диссерт. на соиск. ученой степени кандидата геолого-минералогич. наук, Львов, 1956.

Высоцкий И. В. Схема структурного расчленения южной части Предкарпатского газонефтеносного бассейна. Геология нефти, № 1, 1957.

Вялов О. С. Схема стратиграфии северного склона Карпат. ДАН СССР, т. XXVII, № 4, 1951.

Вялов О. С. Общее структурное подразделение западных областей УССР. Изв. АН СССР, сер. геологич., № 5, 1953.

Вялов О. С. Краткий обзор истории и условий образования осадков в западных областях УССР. Тр. совещания по тектонике альпийской геосинклинальной области юга СССР, Изв. АН АзССР, 1959.

Глушко В. В. Основные черты тектоники Предкарпатского прогиба и прилегающих районов Русской платформы. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 5-6, 1958.

Глушко В. В., Пишванова Л. С. О стратиграфии нижнетортонских отложений Предкарпатского краевого прогиба. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 1, 1954.

Глушко В. В., Сандлер Я. М. Западные области Украины. Очерки по геологии СССР. Гостоптехиздат, 1957.

Горецкий В. А., Петрашкевич М. И., Гуридов А. И., Демчук Н. Н., Волощак Я. А. К стратиграфии нижнего миоцена Солотвинской впадины. Научные докл. Высшей школы, геолого-географические науки, № 2, 1958.

Гофштейн И. Д. К стратиграфии мезозоя Чивчинских и Северо-Буковинских Карпат. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 1, 1954.

Гришкевич Г. Н. Сарматские отложения Закарпатской области. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 2-3, 1956.

Гуревич К. Я. К вопросу о стратиграфии третичных осадков Солотвинской впадины. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 2-3, 1956.

Дикенштейн Г. Х. Основные черты структуры западной части Русской платформы в нижнем палеозое. БМОИП, отд. геологич., т. XXVIII (4), 1953.

Калугин П. И. Развитие Карпатского флишевого бассейна в меловом периоде. Тр. совещания по тектонике альпийской геосинклинальной области юга СССР, Изд. АН АзССР, 1959.

Корнеева В. Г. История геологического развития юго-западного Предкарпатья. Тр. ВНИГРИ, Геология и геохимия, сб. 2 (VIII), 1958.

Ксенжкевич М., Самсонович Я. Очерк геологии Польши. 1957.

Кульчицкий Я. О. Меловой и палеогеновый флиш юго-восточной части Восточных Карпат. Львовский гос. ун-т, 1959.

Ладыженский Н. Р., Антипов В. И. Геологическое строение и газонефтеносность советского Предкарпатья. Гостоптехиздат, 1961.

Маслакова Н. И., Муратов М. В. Стратиграфия палеогеновых отложений Восточных Карпат. ДАН СССР, т. 81, № 3, 1951.

Михайлов А. Е. История развития Предкарпатского краевого прогиба. БМОИП, отд. геологич., т. XXVI (3), 1951.

Муратов М. В., Маслакова Н. И. Стратиграфия меловых отложений Восточных Карпат. ДАН СССР, т. 81, № 2, 1951.

Муромцев А. С. Олесская опорная скважина. Опорные скважины СССР, т. I, Гостоптехиздат, 1960.

Мятлюк Е. В. Стратиграфия флишевых осадков Северных Карпат в свете данных фауны фораминифер. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 51, Микрофауна СССР, сб. IV, 1951.

Никифорова О. П. Стратиграфия и брахиоподы силурийских отложений Подолии. Госгеолтехиздат, 1954.

Пастернак С. І. Біостратиграфія крейдовых відкладів Волино-Подольскоі плити. АН УРСР, 1959.

Пишванова Л. С. К вопросу о стратиграфии миоценовых отложений Солотвинской впадины Закарпатского прогиба. Геология нефти, № 12, 1958.

Пущаровский Ю. М. О красненских отложениях Центральной Карпатской синклинальной зоны. БМОИП, отд. геологич., т. XXIII (6), 1948.

Сандлер Я. М., Глушко В. В. Складчатый силур в северо-западной части Львовской области. ДАН СССР, т. 103 (4), 1955.

Серова М. Я. Стратиграфия и фауна фораминифер миоценовых отложений Предкарпатья. Материалы по биостратиграфии западных областей УССР. Госгеолтехиздат, 1955.

Славин В. И. Нижнеюрские отложения северо-западных Карпат. ДАН СССР, т. 75, № 3, 1950.

Славин В. И. Верхнеюрские отложения северо-восточных Карпат. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 2-3, 1956.

Славин В. И. Древние этапы развития и тектоническое районирование Карпат. Тр. совещания по тектонике альпийской геосинклин. области юга СССР. Изд. АН АзССР, 1956.

Соллогуб В. Б. О границе Внешней и Внутренней зон Предкарпатского прогиба. ДАН СССР, т. 102, № 5, 1955.

Субботин С. И. Глубинное строение советских Карпат и прилегающих территорий по данным геофизических исследований. Изд. АН УССР, 1955.

Субботина Н. Н., Глушко В. В., Пишванова Л. С. О возрасте нижней воротыщенской свиты Предкарпатского краевого прогиба. ДАН СССР, т. 104, № 4, 1955.

Темнюк Ф. П. Нижньо олігоценеві відклади Ужокско-Дуклянськоі зони Східних Карпат. ДАН УРСР, № 3, 1958.

Ткачук Л. Г., Гуржий Д. В. Раховский кристаллический массив. Карпаты. Изд. АН УССР, 1957.

Утробин В. Н. Особенности тектонического строения Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Сб. Львовского геологич. об-ва, № 5-6, 1958.

Хижняков А. В. История геологического развития юго-западной окраины Русской платформы в палеозое. Вопр. разведки, бурения, добычи, транспорта и хранения нефти и газа. Гостоптехиздат, 1955.

Хижняков А. В. Девонские отложения юго-западной окраины Русской платформы. Геология нефти, № 9, 1957.

Шакин В. А., Глушко В. В. Менилитовые отложения северо-восточного склона и Предкарпатского прогиба. Геология нефти, № 9, 1957.

Шевырев С. И. О стратиграфическом расчленении палеогена Восточных Карпат. Научн. зап. Львовск. политехн. ин-та, вып. X—XI, сер. геологоразведоч., № 1, Львов, 1956.

Шульга П. Л. Схема стратиграфии палеозоя юго-западной окраины Русской платформы (Волынь и Подолия). Геологич. журнал, АН УССР, т. XII, вып. 4, 1952.

Andrusov D. O vstahu vichodnich Karpat ke kar. zapad. Vest. Statn. Geol. unst. Ceskoslov. Republ., IX c. 2, Praha, 1933.

Kokoszynska B. Stratygrafia dolnej kredy polnocnych Karpat fliszowych. Prace PIG., t. VI, 1949.

Micucki T. Nafta w Polsce do polowy XIX w. Przemysl Naftowy, n. 7, 1938.

Nowak J. Zarys tektoniki Polski, Zjazd. Stow. Geogr. i Etnogr. w Polsce. Krakow, 1927.

Regionalna geologia Polski, t. I. Karpaty, Krakow, 1951—1953.

Styrnalowna M. Lupki spaskie i warstwy wernsdorfskie z okolicy Dobromila. Kosmos, Lwow, 1925.

Sujkowski Z. Serie szypockie na Huculszczynie. Prace PIG, t. II, z. 2, Warszawa, 1938.

Swidzinski H. Slownik stratygraficzny polnocnych Karpat fliszowych. PIG Biuletyn 37, Warszawa, 1947.

Teisseyre H. Budowa geologiczna okolic Żabiego. Karp. Inst. Geol.-Naftowy. Biuletyn 28, Boryslaw, 1936.

Tolwinski K. Glowne elementy tektoniczne Karpat z uwzglednieniem gorotwora Salidow. Acta Geologica Polonica, vol. VI, № 2, Warszawa, 1956.

Zuber R. Flisz i nafta. Lwow, 1918.

Zych W. Old-Red Podolski. Prace PIG, t. II, z. 1, 1927.

К части III

Андрусов Н. И. Геологические исследования на Керченском п-ве. Зап. Новороссийского об-ва естеств.-лей, т. IX, вып. 2, 1884.

Андрусов Н. И. Палеогеографические карты Черноморской области в верхнемиоценовую, плиоценовую и послетретичную эпохи. БМОИП, отд. геологич., № 3—4, 1926.

Баранова Н. М. К вопросу о литологии майкопских отложений Причерноморской впадины. Геологич. журнал, т. X, вып. 4, 1950.

Бондарчук В. Г. Про тектоніку Причерноморья. Геологич. журнал АН УРСР, т. XVII, вып. 2, 1937.

Бончев Е. С. Некоторые вопросы тектоники восточной части Балканского п-ва в связи с тектонической проблемой Причерноморья. БМОИП, отд. геологич., т. XXXII (6), 1957.

Бурштар М. С., Каменецкий А. Е., Машков И. В. Условия формирования залежей нефти и газа Тарханкутского п-ва. Геология нефти и газа, № 6, 1962.

Бурштар М. С., Клиточенко И. Ф. Геологическое строение и перспективы газонефтеносности северного Причерноморья и северо-западного Приазовья. Геология нефти, № 10, 1957.

Вассоевич Н. Б., Эберзин А. Г. К вопросу о стратиграфии среднего плиоцена Черноморского бассейна. Тр. НГРИ, Союзнефть, сер. А, вып. 1, 1930.

Гофштейн И. Д. Схема тектоники Бессарабии. БМОИП, отд. геологич., т. XXVII (6), 1952.

Гуревич Б. Л. Новые данные о тектонике Степного Крыма и Присивашья. Сов. геология, № 9, 1959.

Гуревич Б. Л., Клиточенко И. Ф., Чирвинская М. В. О направлении работ на нефть и газ в Причерноморье. Геология нефти и газа, № 6, 1961.

Дикенштейн Г. Х. Палеозойские отложения юго-запада Русской платформы. Гостоптехиздат, 1957.

Дикенштейн Г. Х., Безносов Н. В., Голубничная Л. М. и др. Геология и нефтегазоносность Степного и Предгорного Крыма. Тр. ВНИГНИ, 1958.

Жижченко Б. П. Материалы к разработке унифицированной схемы деления кайнозойских отложений юга Европейской части СССР и Северного Кавказа. Вопр. геологии и геохимии нефти и газа. Тр. ВНИИгаз. Гостоптехиздат, 1953.

Завидонова А. Г. Допалеозойские и палеозойские отложения МолдССР. БМОИП, отд. геологич., № 9, т. XXXI (5), 1956.

Каптаренко-Черноусова О. К. Стратиграфия палеогеновых отложений Причерноморской впадины (по фауне фораминифер). Геологич. журнал, т. XIII, вып. 3, 1953.

Клюшников М. Н. Условия формирования и состав нижнетретичных отложений междуречья Конка — Молочная. Геологич. журнал, АН УССР, т. XII, вып. 2, 1952.

Клюшников М. Н. Стратиграфия нижнетретичных отложений Причерноморской впадины. Геологич. журнал, АН УССР, вып. 1, 1954.

Коротков С. Т. Новые перспективные газо-нефтяные районы Краснодарского края. Геология нефти, № 2, 1957.

Коротков С. Т. Новые данные о геологическом строении Западного Предкавказья и перспективы открытия новых крупных месторождений нефти. Геология нефти и газа, № 11, 1959.

Корценштейн В. Н. Новые данные по стратиграфии верхнемеловых отложений Одесского района. ДАН СССР, т. XXVIII, № 1, 1951.

Корценштейн В. Н. Некоторые данные по стратиграфии палеогеновых отложений Западного Причерноморья. ДАН СССР, т. XXVIII, № 6, 1951.

Корценштейн В. Н. К стратиграфии и литологии нижнепалеозойских отложений Одесского района. ДАН СССР, т. 90, № 3, 1953.

Корценштейн В. Н., Бабай В. С., Печенкина А. П. К стратиграфии и литологии палеогеновых отложений Одесского района. Тр. ВНИИгаз, Гостоптехиздат, 1953.

Лепикаш И. А. Онкофоровые слои в Приднепровье. ДАН СССР, III, № 8, 1936.

Лычагин Г. А. Геологическое строение и история развития равнинной части Крыма. Тр. ВНИГНИ, вып. XII, 1958.

Майминн З. Л. Третичные отложения Крыма. ВНИГНИ, вып. I, Гостоптехиздат, 1951.

Майминн З. Л., Коротков И. А. Новые данные о возрасте нижнемайкопских слоев Крыма и Кавказа. ДАН СССР, т. III, № 1, 1946.

Маков К. И. Условия залегания понтических отложений в северном Причерноморье. Геологич. журнал, АН УССР, VI, № 3, 1939.

Миклухо-Маклай А. Д. Некоторые фузулиниды перми Крыма. Уч. зап. Ленингр. гос. ун-та, № 225, вып. 9, сер. геологич. 1957.

Малявко Г. И. К характеристике верхнетретичных отложений степной части Крыма. Геологич. журнал, АН СССР, т. XI, вып. 4, 1951.

Муратов М. В. Основные черты тектоники Крымского п-ва, БМОИП, отд. геологич., нов. сер., т. XIV, вып. 3, 1937.

Муратов М. В. Строение Причерноморской впадины. Сов. геология, № 16, 1947.

Муратов М. В. Тектоническая структура и история равнинных областей, отделяющих Русскую платформу от горных сооружений Крыма и Кавказа. Сов. геология, № 48, 1955.

Носсовский М. Ф. О меридиональном тектоническом разломе в юго-восточной части (Приазовской) Украинского кристаллического массива. Изв. АН СССР, № 10, 1959.

Познышев В. В. К вопросу о залегании конкских и караганских отложений в Северном Крыму. (Краткая палеонтологическая характеристика Джанкойской скважины.) Изв. МГРИ, т. 3, вып. 1, 1934.

Пустыльников М. Р. О тектонике западного Предкавказья. Сов. геология, № 57, 1957.

Соколов Н. А. Нижнетретичные отложения Южной России. Тр. Геол. ком., т. IX, вып. 2, 1898.

Соллогуб В. Б. К вопросу о юго-западной границе Русской платформы. ДАН СССР, т. 115, № 3, 1957.

Соллогуб В. Б. Тектоника передовых прогибов альпийской геосинклинальной области и сопредельных районов Европейской части СССР. Изд. АН УССР, 1960.

Сухаревич П. М. О распространении триасовых отложений в южной части Днепровско-Прутского междуречья. Уч. зап. Кишиневск. гос. ун-та, т. XIX, 1955.

Хаин В. Е. и др. Основные этапы геотектонического развития Кавказа. БМОИП, т. XXV, № 3, 1950.

Ханин А. А. О соотношении палеогеновых отложений Приазовья с майкопскими слоями. ДАН СССР, № 3, т. XXII, 1959.

Чекунов А. В. Некоторые замечания к тектонике и истории развития Крымско-Кавказского (Индоло-Кубанского) передового прогиба. Изв. высших учебных заведений, Геология и разведка, № 10, 1961.

Черняк Н. И., Бортницкая В. М. Коллекторские свойства верхнемеловых отложений Тарханкутского п-ва. Нефт. и газ. пром., вып. 3 (III), 1962.

Чирвинская М. В., Гуревич Б. Л. К вопросу о тектонике Причерноморской впадины. Сов. геология, № 4, 1959.

Чихачев С. М. Перспективы нефтегазоносности Азовской впадины. Геология нефти, № 5, 1957.

Щерик Е. А. Тектоническое строение северо-западного Предкавказья и Прикубанской низменности в свете новых данных. Тр. ВНИГНИ, вып. VI, Гостоптехиздат, 1954.

Щерик Е. А. Основные черты геологической структуры и перспективы нефтегазоносности северо-западной части Крымско-Кавказской провинции. Тр. ВНИГНИ, вып. X, 1958.

Щерик Е. А. Типы нефтяных залежей неогена Кубано-Черноморской нефтеносной области. Тр. ВНИГНИ, Гостоптехиздат, 1955.

Эберзин А. Г. О конгериевых фациях сармата Бессарабии. ДАН СССР, т. 77, № 5, 1951.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Предисловие 3
Введение 5

Часть I. **Восточно-Украинская нефтегазоносная область**

Краткие сведения по истории изученности 11
Стратиграфическое расчленение разреза 15
Тектоника 21
Южный борт Днепровско-Донецкой впадины — склон Украинского кристаллического щита 27
Северный борт Днепровско-Донецкой впадины — склон Воронежского массива 27
Днепровско-Донецко-Припятский грабен 28
Этапы геологической истории 46
Общие данные по нефтегазоносности 56
Характеристика нефтяных и газовых месторождений 66
Месторождения северной краевой части Днепровско-Донецко-Припятского грабена 66
1. Роменское нефтяное месторождение 66
2. Качановское нефтяное и газовое месторождение 68
3. Краснопоповское газовое месторождение 71
Месторождения центральной части Днепровско-Донецко-Припятского грабена 71
4. Гнединцевское нефтяное месторождение 71
5. Чернухинское газовое месторождение 74
6. Глинско-Розбышевское нефтяное месторождение 76
7. Бельское нефтяное и газовое месторождение 78
8, 9. Солоховское и Руновщинское газовые месторождения 80
10. Шебелинское газовое месторождение 84
11. Спиваковское газовое месторождение 87
Месторождения южной краевой части Днепровско-Донецко-Припятского грабена 89
12. Ельское нефтяное месторождение 89
13. Прилукское нефтяное месторождение 90
14. Кибинцевское нефтяное месторождение 91
15. Радченковское нефтяное и газовое месторождение 93
16. Сагайдакское нефтяное и газовое месторождение 96
17. Зачепиловское нефтяное и газовое месторождение 99
18. Михайловское газовое месторождение 103
Направление дальнейших разведочных работ 107
Выводы 107

Часть II. **Западно-Украинская нефтегазоносная область**

Краткие сведения по истории изученности 112
Стратиграфическое расчленение разреза 115
Тектоника 126
Юго-западная окраина Русской платформы 129
Предкарпатский прогиб 133
Складчатые Карпаты 147

Стр.

Закарпатский прогиб 151
Этапы геологической истории 153
Общие данные по нефтегазоносности 170
Характеристика и перспективы нефтегазоносности нефтяных и газовых месторождений 182
Перспективы нефтегазоносности Львовского прогиба 182
Месторождения Внешней зоны Предкарпатского прогиба 183
1. Кохановско-Свидницкое нефтяное и газовое месторождение 183
2. Ходновичское газовое месторождение 186
3. Рудковское газовое месторождение 187
4. Мало-Горожанское газовое месторождение 189
5. Опарское газовое месторождение 190
6. Бильче-Волицкое газовое месторождение 192
7. Угерское газовое месторождение 194
8. Дашавское газовое месторождение 196
9. Кадобненское газовое месторождение 199
10. Калушское газовое месторождение 202
11. Косовское газовое месторождение 203
Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа 206
Месторождения Внутренней зоны Предкарпатского прогиба 207
12. Бориславское нефтяное и озокеритовое месторождение 207
13. Иваниковское нефтяное месторождение 213
14. Нагуевичское нефтяное месторождение 214
15. Долинское нефтяное месторождение 215
16. Северо-Долинское нефтяное месторождение 217
17. Рыпненское нефтяное месторождение 218
18. Небыловское нефтяное месторождение 220
19. Майданское нефтяное месторождение 221
20. Старуньское нефтяное и озокеритовое месторождение 222
21. Дзвинячское газо-нефтяное и озокеритовое месторождение 223
22. Битковское нефтяное и газовое месторождение 224
23. Нефтяное месторождение Слобода Рунгурская 228
24. Космачское нефтяное месторождение 229
Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа 229
Месторождения и перспективы нефтегазоносности складчатых Карпат . . . 230
25. Стрельбичское нефтяное месторождение 231
26. Сходница-Урычское нефтяное месторождение 232
Нефтегазоносность Центральной синклинальной зоны 234
Нефтегазоносность Ужокско-Дуклянских складок и зон Черногорской, Раховской и Пиенинской 236
Перспективы нефтегазоносности Закарпатского прогиба 237
Выводы 240

Часть III. Южно-Украинская нефтегазоносная область

Краткие сведения по истории изученности 245
Стратиграфическое расчленение разреза 248
Тектоника 255
Причерноморская впадина 256
Индоло-Кубанский прогиб 261
Альминская впадина (прогиб) 262
Добруджанско-Новоселовский массив Скифской платформы 263
Этапы геологической истории 264
Общие данные по нефтегазоносности 269
Характеристика нефтяных и газовых месторождений 271
Месторождения южного борта Причерноморской впадины (Тарханкутский п-ов) 272
1. Оленевское газовое месторождение 272
2. Меловое газовое месторождение 273
3. Глебовское газовое месторождение 273
4. Карлавское газовое месторождение 275
5. Октябрьское нефтяное и газовое месторождение 276
6. Задорненское газовое месторождение 277
Месторождения Индольского прогиба (Керченский п-в) 279
7. Владиславовское нефтяное месторождение 279
8. Мошкаревское нефтяное и газовое месторождение 281
9. Куйбышевское нефтяное и газовое месторождение 283

Стр.

10. Белокаменское нефтяное и газовое месторождение 285
11. Мысовое нефтяное и газовое месторождение 286
12. Мало-Бабчикское нефтяное и газовое месторождение 288
13. Приозерное нефтяное месторождение 291
14. Глазовское нефтяное месторождение 293
15. Борзовское нефтяное и газовое месторождение 295

Направление дальнейших разведочных работ 296
Выводы 298
Заключение 300
Литература 306