

553.98

Н-58

8

# НЕФТЕГАЗО- НОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ УКРАИНЫ



АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНСКОЙ ССР

ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ

ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

# НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ УКРАИНЫ

КИЕВ

НАУКОВО-ДУМКА

1985

Нефтегазоносные провинции Украины / Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Бойчук М.В. и др. - Киев: Наук.думка, 1985. - 172 с.

Монография посвящена характеристике геологического строения и нефтегазоносности нефтегазоносных провинций Украинской ССР. По каждой провинции детально описаны литолого-стратиграфические разрезы, тектоника, нефтегазоносные комплексы, типы структур и формы нефтяных и газовых залежей, геохимия нефти и гидрогеология, оценены перспективы поисков нефтяных и газовых месторождений.

Для широкого круга геологов, геофизиков, геохимиков научных и производственных организаций, а также для студентов геологической, геофизической и геохимической специальности нефтяных и геологоразведочных вузов и геологоразведочных факультетов университетов.

Ил. 54. Табл. 6. Библиогр.: 1-196 (с. 165-171).

Ответственный редактор В.К. Гавриш

Рецензенты В.И. Китык, Я.О. Кульчицкий

Григорий Назарович Доленко, Любовь Тимофеевна Бойчевская, Михаил Владимирович Бойчук, Станислав Александрович Варичев, Николай Иванович Галабуца, София Георгиевна Зелизна, Игорь Васильевич Килин, Владимир Васильевич Колодий, Игорь Петрович Копач, Вадим Васильевич Кравец, Петр Михайлович Лагола, Борис Игоревич Малук, Альберт Павлович Медведев, Мирослав Иванович Павлюк, Богдан Петрович Ризун, Орест Степанович Стушка, Роман Филиппович Сухорский, Евгений Иванович Чиж, Галина Николаевна Ширококова, Владимир Михайлович Щерба, Александра Сергеевна Щерба

#### НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ УКРАИНЫ

Утверждено к печати ученым советом Института геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР

Редакция литературы о Земле

Редактор Н.А. Чехович

Обложка художника С.К. Минюка

Художественный редактор И.П. Савицкая

Технические редакторы И.Ю. Алексашина, И.Ф. Михалкина

Корректоры С.А. Доценко, Н.Б. Кудрявцева

ИБ № 6866

Подп. в печ. 22.II.85. БФ 01752. Формат 70x108/16. Бум. офс. № 1. Офс. печ. Усл. печ. л. 16,45. Усл. кр.-отт. 16,98. Уч.-изд. л. 19,09. Тираж 590 экз. Заказ 5-886. Цена 2 р. 80 к.

Издательство "Наукова думка". 252601 Киев 4, ул. Репина, 3. Киевская книжная типография научно-техни. 252004 Киев 4, ул. Репина, 4.

И 1904050000-524 266-85  
M22I(04)-85

© Издательство "Наукова думка", 1985

#### ВВЕДЕНИЕ

В недалеком прошлом Украина не имела нефтяной и газовой промышленности. Бурное ее развитие началось в послевоенные годы благодаря планомерным поисково-разведочным работам.

На западе республики была освоена Предкарпатская нефтегазоносная провинция, где помимо известных старых нефтяных (Волославского, Ходновицкого, Рипинского, Битковского и др.) и газовых (Дашавского и Спарского) месторождений открылись в разработку новые. Так, открытие месторождений нефти Бориславского подъядвига, Долинского, Северо-Долинского, Новобитковского, Оров-Уличьянского, Старосамборского и т.д. способствовало росту добычи нефти с 237 тыс. т в 1949 г. до 2,7 млн. т в 1965 г. Открытие таких месторождений газа, как Угерское, Бильчевольское, Рудковское, Ходновицкое, резко увеличило добычу газа с 1,5 до 9,5 в 1965 г. и до 12,5 млрд. м<sup>3</sup> в 1970 г.

На востоке Украины была открыта Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция, где разведаны и введены в эксплуатацию месторождения нефти - Радченковское, Сагайдакское, Зачепиловское, Качановское, Бельское, Погаршинское, Гнединцевское, Меляковское, Прилукское, Рыбальское и др. и газа - Шебелинское, Михайловское, Солюховское, Кегичевское, Ефремовское, Опшнчанское и др.

В Крыму обнаружены месторождения газа - Карловское, Глебовское, Задорненское, Краснополянское, Джанкойское, Стрелковое и газоконденсата - Октябрьское и Западно-Октябрьское.

Это способствовало тому, что удельный вес нефти и газа в топливном балансе республики возрос с 8,7% в 1958 г. до 57% в 1975 г. В целом Украинская ССР вышла на второе место в Советском Союзе по добыче газа и на пятое по добыче нефти.

Уже в 1983 г. на землях республики стало известно 245 действующих месторождений нефти и газа. Из них в Днепровско-Донецкой впадине - 146 (17 нефтяных, 88 нефтегазоконденсатных, 41 газовое), в Предкарпатском прогибе - 66 (37 нефтяных, два газоконденсатных, 27 газовых), в Крыму - 32 (10 нефтяных, шесть газоконденсатных, 16 газовых), на Волно-Подольской плите два газовых месторождения.

Широкий разворот поисково-разведочных работ, проводимых геологоразведочными предприятиями Мингео УССР, Ю Укрнефть, Укргазпром, Укргеофизразведка, сопровождался постоянным наращиванием геолого-геофизической информации. Это, в свою очередь, расширило и углубило представления о геологическом строении и условиях нефтегазоносности территории Украины в целом и каждой из ее нефтегазоносных провинций в частности и нашло отражение в многочисленных публикациях.

Первая обобщающая работа коллектива авторов по геологии нефтяных и газовых месторождений УССР была опубликована в 1963 г. [46]. Прошло более 20 лет. За это время накоплен огромный геолого-геофизический материал по геологии нефти и газа республики, что вызвало необходимость дополнить основные сведения о строении и нефтегазоносности нефтегазоносных провинций Украины.

При подготовке монографии к печати значительную помощь в ее оформлении оказали В.Н. Кардаш, А.А. Химяк, О.С. Трищина, за что выражаем им благодарность.

Г Л А В А I  
НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ  
ТЕРРИТОРИИ УКРАИНЫ

Современные достижения науки о Земле в области эволюционного развития земной коры с позиций тектоники литосферных плит, разломной тектоники земной коры, учения о геосинклиналях и расширении континентов [3, II, 25, 7I, II7, I22, I23, I37, I43, I50, I70, I72-I74 и др.] способствовали появлению новых представлений об условиях образования и закономерностях распространения месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. Это, в свою очередь, обусловило новый подход к вопросу нефтегазгеологического районирования.

Анализ нефтегазосности земного шара [53-59] показывает, что все известные нефтегазосные провинции и в их пределах месторождения нефти и газа приурочены к определенным геоструктурам земной коры, становление и развитие которых связано с процессами астеносферы мантии Земли. К ним относятся предгорные прогибы и внутригорные впадины геосинклинальных областей, платформенные склоны, примыкающие к геосинклинальным областям, а также внутриплатформенные впадины рифтогенного типа.

Для них характерны мощные толщи осадочных пород преимущественно флишевой и молассовой формаций, интенсивное развитие разрывных нарушений, особенно в породах фундамента, наличие структур-ловушек, благоприятные гидрогеологические условия для концентрации скоплений нефти, газа и газоконденсата. Источниками последних, по-видимому, были очаги астеносферы мантии Земли [10], из которых они по глубинным разломам поступали в земную кору, где и формировали свои залежи [53-55].

В зависимости от тектонических особенностей развития каждой провинции создавались благоприятные структурные и литолого-фациальные условия для скопления нефтяных углеводородов и сохранения их залежей от разрушения. На характер седиментации осадков нефтегазосных провинций значительно влияли поднятия и депрессии и разграничивавшие их разломы [53].

Глубинные разломы продольного направления ограничивали седиментационные бассейны. Непосредственно у разломов развивались присборные прогибы и откладывались тонкокластические седименты, а на некотором удалении от них - более грубокластические.

Так формировались зоны ловушек нефтегазонакопления, которые в современном структурном плане располагаются или на склонах региональных поднятий и депрессий, или на приподнятых блоках региональных сбросов и на антиклинальных поднятиях опущенных блоков. Нефть и газ могли накапливаться также непосредственно на поднятиях и в депрессиях нефтегазосных провинций при наличии в них горстов или грабенов.

Все поднятия и депрессии разграничены поперечными разломами, большинство из которых эндогенные, т.е. зародились в условиях астеносферы и проникали к по-

верхности земной коры. Они интенсивно развиты в фундаменте и в основании осадочного чехла. Этим, видимо, объясняется сосредоточение залежей нефти и газа преимущественно в породах, слагающих нижние стратиграфические комплексы последнего. Поперечные глубинные разломы были проводящими на участках их пересечения с продольными, где осуществлялась максимальная деформация пород, увеличившая их проводящую способность. В результате этого здесь накапливались глубинные газ, газоконденсат и нефть.

Залежи нефти и газа в зонах нефтяного и газового накопления концентрируются в большинстве случаев по вертикальному разрезу стратиграфического комплекса независимо от возраста пород. Основные скопления нефти и газа связаны с тектоническими и стратиграфическими несогласиями, отражающими трансгрессивные и регрессивные этапы осадконакопления, которые сопровождались накоплением песчаных и карбонатных фаций, что необходимо для аккумуляции нефтяных углеводородов. Совокупность залежей нефти, газа и газоконденсата, приуроченных к локальным структурам, образует нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения. Такими структурами обычно являются брахиантиклинали и купола, тектонические, стратиграфические, литологические и другие ловушки нефти и газа.

Таким образом, особенности тектонического развития любой нефтегазосной провинции - это та причинная связь в едином звене нефтегазонакопления, благодаря которой создается закономерность в размещении скоплений нефти, газа и газоконденсата. В целом нефтяные углеводороды, попадая в ловушку из очагов мантии Земли, формируют залежь. Совокупность залежей, связанных локальной структурой, об-

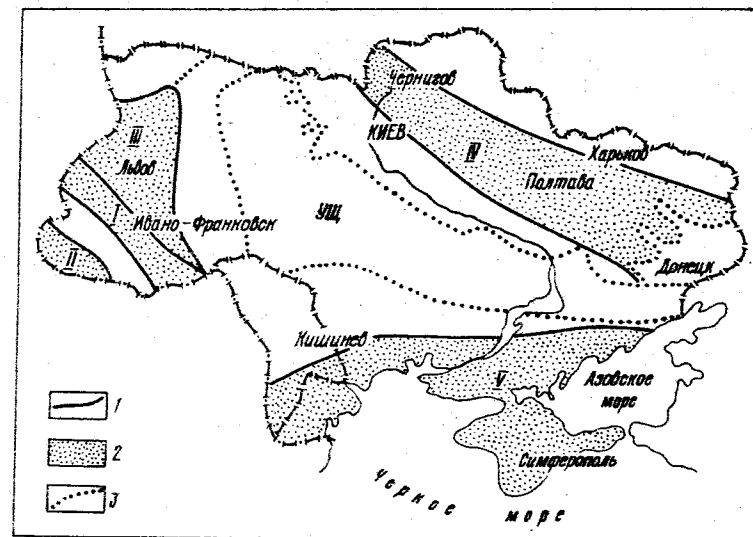


Рис. I. Нефтегазосные провинции Украины: I - Предкарпатская, II - Закарпатская (перспективная), III - Волинно-Подольская (перспективная), IV - Днепро-Донецкая, V - Причерноморско-Крымская; 1 - границы нефтегазосных провинций; 2 - нефтегазосные провинции; 3 - границы геоструктурных элементов

разует месторождение. Группа месторождений региональной структуры (например, склон первичного поднятия) объединяется в зоны нефтегазонакопления, последние входят в районы нефтяного, газового, газоконденсатного или смешанного нефтегазового накопления, а все вместе, будучи связанным с развитием единой крупной геоструктуры, представляет нефтегазосную провинцию.

На территории Украины выделяются три нефтегазосные провинции и две пер-



спективные. В геотектоническом отношении каждая из них связана с разновозрастными геоструктурами активного геотектонического развития, обрамляющими жесткий Украинский щит древней Восточно-Европейской платформы (рис. I, I-V). На западе республики находятся Предкарпатская нефтегазоносная провинция (I), а также газоносные Закарпатская (II) и Волинно-Подольская (III) перспективная; на востоке - Днепровско-Донецкая (IV), а на юге - Причерноморско-Крымская (V) нефтегазоносные провинции.

I. Предкарпатская нефтегазоносная провинция приурочена к предгорному прогибу Карпат Альпийской геосинклинальной области. В ней газоносный район связан с Внешней зоной Предкарпатского прогиба, а нефтеносный и газоконденсатный - с Внутренней. По геофизическим данным, во Внешней зоне прогиба поверхность астеносферы занимает повышенное положение, во Внутренней - пониженное. В провинции выделяются Старосельско-Ходновичское, Оров-Роздольское, Майдан-Ивано-Франковское, Микучичин-Коломыйское, Покутско-Буковинское поперечные поднятия и разделяющие их депрессии: во Внутренней зоне - Подбужская, Долинская, Надворьянская и Верховинская, во Внешней - Круженичская, Болоховская, Стынская и Косовская. С этими региональными поперечными структурами связаны основные зоны нефтегазонакопления. Так, на северо-западе - это Самборская и Бориславская зоны нефтенакопления на склонах Подбужской депрессии, в центральной части - Долинская и Рипшинская зоны нефтегазонакопления собственно Долинской депрессии, на юго-востоке - Битковская и Делятинская зоны нефтегазоконденсатного накопления на склонах Надворьянской депрессии.

II. Закарпатская перспективная газоносная провинция приурочена к Закарпатскому загорному (внутреннему) прогибу Карпат. В ней отложения неогеновых моласс аккумуляровались в основном газ, генерировавшийся в зоне Беньоффа, существовавшей в пределах современного Закарпатского (или Пьенинского) глубинного разлома, отделяющего прогиб от Горных Карпат.

III. Перспективная Волинно-Подольская провинция связана с юго-западным перикратонным опусканием Восточно-Европейской платформы на границе с Альпийской геосинклинальной областью. Она должна быть газоносной, поскольку здесь астеносфера занимает приподнятое положение по сравнению с Предкарпатским прогибом. Основные перспективы необходимо связывать с ее юго-восточной частью, наиболее приближенной к Карпатской геосинклинали.

IV. Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция приурочена к рифтогенному прогибу древней Восточно-Европейской платформы. В ней выделяются районы: Харьковский газоносный, Полтавский нефтегазоконденсатный и Черниговский нефтеносный. Это связано с условиями астеносферной генерации углеводородов. Так, в Харьковском районе астеносфера мантии, по геофизическим данным, занимает повышенное положение, благодаря чему в ней генерировался газ, на территории Полтавского района она погружена, что обусловило образование газоконденсата и нефти, а в Черниговском районе астеносфера наиболее погружена, вследствие чего в ней при критических термобарических условиях синтезировался сложный многокомпонентный состав нефти.

В этой нефтегазоносной провинции прослеживаются Черниговское, Гмырянское, Лютенское, Харьковское поперечные поднятия и разграничивающие их Нежинская, Роменская, Полтавская и Шебелинская депрессии, с которыми связаны основные зоны нефтегазонакопления. Так, в Харьковском газоносном районе это Шебелинская и Кегичевская зоны газонакопления собственно Харьковского поперечного поднятия; в Полтавском нефтегазоносном районе - Солоховско-Качановская и Яблуновско-Погарцинская<sup>1</sup> зоны нефтегазонакопления Лютенского поперечного поднятия; в Черниговском

<sup>1</sup> Здесь и далее названия месторождений Яблуновское, Сусоливское, Гвиздецкое, Дзвинячское, Росильнянское даются в украинской транскрипции в соответствии с документами Министерства геологии УССР.

нефтеносном районе Леляковская и Прилукская зоны нефтяного накопления Гмырянского поперечного поднятия.

V. Причерноморско-Крымская нефтегазоносная провинция приурочена к молодой эпигерцинской Скифской платформе и предгорному прогибу Крымского горного сооружения Альпийской геосинклинальной области. Газоносный и газоконденсатный ее районы связаны с Северо-Крымским прогибом, который развивался в полосе сочленения молодой Скифской и древней Восточно-Европейской платформ. Нефтегазоносный район провинции сосредоточен в Индоло-Кубанском предгорном прогибе. Зоны газонакопления провинции располагаются на склонах Тарханкутского поднятия и Каркинитской впадины, а также Новоарцицкого поднятия и Сивашской впадины Северо-Крымского прогиба.

Зоны нефтегазонакопления южного и северного склонов Индоло-Кубанского предгорного прогиба развиты в керченско-таманской части Альпийской геосинклинальной области, а также, возможно, в Альминской впадине, ограниченной на севере Евпаторийским выступом и на юге горным сооружением Крыма. Альминская впадина и Индольский прогиб разобщены Симферопольским поперечным поднятием. Это Каркинитская и Сивашская зоны газонакопления южного склона Северо-Крымского прогиба, а также Индольская и Альминская зоны нефтегазового накопления приобросовых разломов предгорного прогиба Горного Крыма.

## Г Л А В А II

### ПРЕДКАРПАТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Предкарпатская нефтегазоносная провинция находится во Львовской, Ивано-Франковской и Черновицкой областях Украины и занимает площадь 14,8 тыс. км<sup>2</sup>.

Морфологически это слегка всхолмленная Предкарпатская низменность с абсолютными отметками 250–350 м. На северо-востоке к ней примыкает Волино-Подольская возвышенность (максимальная абсолютная отметка 433 м), а на юго-западе – Восточные Карпаты (максимальная абсолютная отметка 2058 м). На границе с первой протекает крупнейшая в регионе р. Днестр с ее правыми притоками, которые пересекают Предкарпатскую равнину и прилегающий северо-восточный склон Карпат.

#### Литолого-стратиграфический очерк

В строении Предкарпатской нефтегазоносной провинции принимают участие породы протерозоя (рифей), палеозоя, мезозоя и кайнозоя. При этом протерозой-палеозойские образования представляют доальпийский фундамент, а мезозой-кайнозойские – осадочное выполнение альпид [40, 45, 62].

Рифей сложен красными, бурными, серыми, зеленовато-серыми феллитами и хлорито-серпичитовыми сланцами с прослоями кремнистых, феллитоподобных, хлоритизированных, слабометаморфизованных аргиллитов, кварцитов, окварцованных алевролитов и мелкозернистых песчаников. Эти отложения вскрыты скважинами на северо-западе прогиба под миоценовыми образованиями Внешней зоны. Максимальная вскрытая их мощность 150 м (скв. 29–Ходновичи).

Палеозой. Отложения палеозоя изучены единичными скважинами в северо-восточной приплатформенной части прогиба. В них доказано наличие образований кембрия, ордовика, силура и девона [40, 45, 62, 63].

Кембрий (нижний и средний отделы) представлен мощной толщей песчаников и алевролитов, чередующихся с черными и темно-серыми известковистыми аргиллитами. Максимальная мощность свыше 1200 м (скв. I–Держев).

Ордовик изучен в скв. I–Ивано-Франковск, I–Давиден, I–Загайполь, 33–Дооромиль–Стрельбичи. На юге Внешней зоны прогиба представлен отложениями известняков (темно-серых до черных, плотных, крепких, крупнозернистых с мшанками) мощностью до 7–10 м, подстилаемых песчаниками (серыми, среднезернистыми, плотными, кварцевыми, известковистыми); на севере Внутренней зоны это отложения мощностью более 150 м серо-зеленых аргиллитов в граптолитовой фации.

Силур сложен аргиллитами и мергелями с прослоями алевролитов и песчаников с граптолитами и брахиоподами. В нижней части разреза аргиллиты черные, слабоизвестковистые, слюдистые, в верхней серые до темно-серых, известковистые. Мощность более 1000 м.

Девон представлен толщей аргиллитов, алевролитов и песчаников континентального происхождения. Мощность 268 м (район с. Заболотов). Развита на юге Внешней зоны. Отложения карбона, перми и триаса в разрезе прогиба не развиты. Они встреча-

ются лишь в виде обломков в более молодых породах мела, палеогена и неогена Внутренней зоны прогиба и Карпат.

Мезозой. В мезозойском комплексе пород выделяются два типа формаций: платформенные (юра, мел) и геосинклинальные (мел).

Платформенные формации развиты во Внешней зоне прогиба и образуют донеогеновое основание последней. Они включают трансгрессивные базальную лагунно-континентальную (лейас, доггер), терригенную прибрежно-морскую (доггер) и трансгрессивно-регрессивную карбонатную (мальм, мел) литологические формации.

Юра представлена всеми тремя отделами: лейас (медничская свита), доггер (кохановская свита), мальм (яворовская, рудковская, рава-русская, нижневская и опарская свиты) [19, 140, 162]. Отложения юры несогласно налегают на дислоцированные протерозой-палеозойские образования фундамента и перекрываются со стратиграфическим несогласием меловым и неогеновым комплексами пород.

Медничская свита сложена серыми и светло-серыми песчаниками и алевролитами с линзами и прослоями угля. Это озерно-эстуариевые осадки мощностью 200–500 м.

Кохановская свита развита повсеместно двумя фациальными разновидностями. На западе это морские серые и темно-серые аргиллиты, алевролиты и песчаники, на востоке – континентальные пестроцветные песчаники, алевролиты с прослоями аргиллитов. Мощность свиты резко увеличивается от 140–180 м на востоке (площадь Добрынь) до 1300 м на западе (скв. I–Каролина).

Яворовская свита сложена кварц-глауконитовыми песчаниками, алевролитами, гравелитами и доломитами. Распространение ее ограничено. Мощность 0–80 м. Отложения этой свиты накапливались после среднеюрского регионального перерыва на границе бата и келловея.

Рудковская свита в нижней части сложена органогенными известняками, мергелями и доломитами, в верхней – пестроцветными глинами. Мощность 40–150 м.

Рава-Русская свита – это пестроцветная песчаниково-алевроито-глинистая толща, переходящая вверх по разрезу в карбонатную (известняки, доломиты, мергели, ангидриты). Мощность до 350 м.

Нижневская свита – это толща чередующихся органогенно-детритовых известняков и доломитов. Мощность 250–350 м.

Разрез мальма характеризуется фациальной изменчивостью и увеличением мощности в юго-западном направлении. Намечается постепенный переход морских карбонатных отложений к востоку в лагунно-морские и лагунно-континентальные (рава-русская свита), а к западу – замещение органогенно-обломочными фациями [19]. В разрезе рудковской свиты развит риф, сложенный остатками кораллов, иглокожих, гастропод, мшанок, брахиопод [162]. Рифовые образования мощностью 50–60 м приурочены к зоне Краковецкого разлома и простираются на север вдоль Свентокшиских гор и Поморо-Куявского вала в Польше, где они представлены коралловыми известняками [19, 162].

Опарская свита – возрастной аналог верхней части рава-русской и нижневской свит, их фациальное замещение органогенно-обломочными и рифовыми известняками, протягивающимися вдоль зоны Краковецкого разлома от района с. Кохановка на северо-западе через с. Судовая Вишня до с. Грушев. Это зона барьерных рифов.

В целом по прогибу отмечается постепенное углубление юрского бассейна и увеличение мощности осадков с северо-востока на юго-запад, т.е. со стороны платформ в глубь прогиба.

Мел представлен нижним (алт-альб) и верхним отделами, сложенными глауконит-меловой платформенной формацией, несогласно перекрывающей юрские отложения и в свою очередь несогласно перекрывающейся неогеновыми молассами Внешней зоны прогиба [40, 45, 62, 152].

Нижний мел (алт-альб). Наиболее полные разрезы вскрыты скважинами на площадях Меднички, Угерско, Поддуб, где они представлены снизу вверх: аргиллитами темно-серыми и серыми, известковистыми (мощность 10–20 м); известняками органи-

генно-обломочными и осадочными, светло-серыми глинистыми и песчанистыми (мощность до 70 м); органогенно-детритовыми известняками с глауконитом, серыми и зеленовато-серыми глинистыми и песчанистыми (мощность 40 м); песчаниками серо-зелеными, известковистыми, слабо сцементированными (мощность до 40 м) [62].

Верхний мел сложен терригенно-карбонатными породами сеноманского и туронского ярусов, а также сеноманского подотдела [62, 152], трансгрессивно залегающими на нижнемеловых.

Сеноманский ярус представлен в нижней части кварц-глауконитовыми песчаниками серыми и серо-зелеными с включениями гравия и галек черных кремней. Вверх по разрезу песчаники переходят в иноцерамовые известняки серые и желто-серые, песчанистые, с включениями глауконита. Мощность отложений сеноманского яруса изменяется от 7 м на северо-западе до 33 м на юго-востоке.

Туронский ярус сложен толщей известняков и мергелей с включениями кремней. Известняки белые, светло-серые и серые, органогенные и пелитоморфные, плотные, трещиноватые, с прослоями глины, мелкозернистых песчаников и алевролитов, местами мелоподобные. Мергели серые и светло-серые, песчанистые. Мощность 100-250 м.

Сеноманские отложения фашиально замещаются песчаниками, алевролитами, известковистыми аргиллитами, мергелями и песчанистыми известняками серыми и желтовато-серыми. Максимальная мощность до 600 м (скв. 7-Угерско). Общая мощность платформенных верхнемеловых отложений изменяется от 300-730 м в центральной и северо-западной частях прогиба до 100-200 м в юго-восточной.

Геосинклинальные формации мела известны во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба, где они сложены преимущественно флишевыми верхнемеловыми (стрийская свита) отложениями [40, 45, 62, 74]. В последнее время в центральной части прогиба скв. I-Шевченко и I-Луки вскрыли отложения нижнего мела (спасская свита), возможно, выполняющие здесь ядра глубинных складок Внутренней зоны [74, 104, 141].

Спасская свита (баррем-альб) - это флишеидная толща чередующихся известковистых черных аргиллитов, темно-серых алевролитов и песчаников, изредка с тонкими (1-3 мм) прослойками силицилитов, известняков, доломитов, а также черных и темно-серых мергелей. Чередующиеся пакки равномерно расположены по разрезу и имеют мощность от нескольких до 10-15 и даже 20 м. Они чередуются с пакками аргиллитов мощностью до нескольких десятков метров. Вскрытая мощность более 500 м.

Млемкинская свита (нижний - верхний мел) залегает в кровле спасской свиты. Это пестроцветный горизонт красных и серо-зеленых аргиллитов с прослоями вишнево-красных мергелей, реже темно-серых песчаников. Мощность свиты более 100 м.

Головинская свита (сеноман - нижний турон) - мергельная толща, сложенная тонко чередующимися мергелями (темно-серыми и серыми, кремнистыми с обилием фукоидов), известняками, аргиллитами (темно-серыми и серо-зелеными), песчаниками (серо-голубоватыми, сильно известковистыми) и алевролитами. Вверх по разрезу мергели постепенно замещаются песчаниками и алевролитами. Мощность свиты 100-150 м.

Стрийская свита (верхний турон - нижний палеоцен) - сероцветный тонко- и среднеритмичный флиш с обилием иероглифов, выполняющий ядра структур Внутренней зоны прогиба. Литологически это монотонная толща ритмично чередующихся серых и темно-серых аргиллитов, алевролитов и песчаников, в основании которой встречаются маломощные прослои мергелей и известняков. Мощность от 100-200 до 1000 м.

Кайнозой. В строении кайнозойского комплекса пород принимают участие два типа формаций: геосинклинальный (палеоген) и орогенный (неоген).

Палеоген - толща полифашиальных флишевых пород палеоцена, эоцена и олигоцена, слагающих глубинные складки Внутренней зоны прогиба [32, 40, 62, 74, 94].

Палеоцен сложен отложениями ямненской свиты, в основании которой залегает пестроцветный яремчанский горизонт, переходящий вверх по разрезу в толщу массивных ямненских песчаников [40, 74].

Яремчанский горизонт это тонкоритмичное переслаивание зеленовато-серых и вишнево-красных аргиллитов, алевролитов и песчаников. Ямненские песчаники массив-

ные и толстослойные, светло-серые, местами известковистые, с прослоями и линзами гравелитов и конгломератов, сложенных в основном обломками экзотических пород (зелеными и вишневыми филлитами рифей, известняками кри, молочно-белым кварцем, кварцитоидными песчаниками и др.). Мощность от 20-30 до 200 м.

Эоцен включает манявскую, выгодскую и быстрицкую свиты.

Манявская свита (нижний эоцен) - толща тонкоритмичного флиша с чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Породы зеленые и зеленовато-серые, известковистые, местами окремелые. В основании свиты залегает пестроцветный надьямненский горизонт, сложенный тонко чередующимися вишнево-красными и зелеными аргиллитами и серыми песчаниками, алевролитами. Мощность 120-400 м.

Выгодская свита (нижний-средний эоцен) характеризуется фашиальным разнообразием разрезов вдоль прогиба. В центральной части это типичные для свиты выгодские песчаники светло-серые и серые, средне- и крупнозернистые, массивные. Пласты песчаников мощностью до 10 м разделяются тонкими прослоями аргиллитов и пакками чередующихся песчаников и темно-серых и зеленоватых аргиллитов. В основании и кровле разреза встречаются прослои экзотических конгломератов. На юго-востоке песчаники замещаются пасечьянскими известняками. Здесь разрез свиты представлен чередованием массивных сильно известковистых песчаников, алевролитов, аргиллитов, мергелей и песчаных известняков, образующих так называемую выгодско-пасечьянскую свиту. На северо-западе выгодские песчаники замещаются аргиллитами. Разрез свиты здесь сходен с разрезом манявской свиты. Мощность 100-150 м.

Быстрицкая свита (верхний эоцен) во Внутренней зоне объединяет две фаши: собственно быстрицкую на юго-востоке и попельскую на северо-западе. Быстрицкая фаши сложена тонкоритмичным чередованием зеленых и зеленовато-серых неизвестковистых аргиллитов и серых алевролитов и мелкозернистых песчаников. На крайнем юго-востоке (район Покутских Карпат) в основании свиты залегает пестроцветный горизонт мощностью 15-40 м (вишнево-красные и серо-зеленые аргиллиты с редкими прослоями зеленовато-серых песчаников). Попельская фаши это неяснослойные серые, темно-серые сильно известковистые аргиллиты, переходящие в песчанистые мергели и мергелистые песчаники. Иногда в разрезе встречаются обломки рифейских филлитов и прских известняков. Разрез завершается регионально выдержанным шешорским горизонтом мощностью 15-30 м, сложенным чередующимися прослоями серых мергелей, алевролитов и песчаников [74]. В Бориславском районе он представлен горизонтом бориславского песчаника. Мощность свиты 100-200 м.

Олигоцен включает менилитовую свиту, в объеме которой выделяются нижне-, средне- и верхнеменилитовая подсвиты. Наиболее полный разрез развит в центральной части прогиба.

Нижнеменилитовая подсвита это черные неизвестковистые аргиллиты с маломощными прослоями мелко- и среднезернистых песчаников и алевролитов. В основании залегает регионально выдержанный опорный горизонт роговиков мощностью 5-40 м, сложенный тонкослойными темно-коричневыми и черными кремнями с прослойками окремелых аргиллитов, подстилаемых паккой до 5-10 м темно-серых и черных аргиллитов и песчаников (подроговиковых). В средней и верхней частях разреза выделяются самостоятельные песчаные горизонты - кливских песчаников и песчано-аргиллитовый мощностью соответственно 80-90 и 150-180 м в центральной части прогиба. Общая мощность подсвиты 50 - 300 м.

Среднеменилитовая подсвита (лопянецкая) развита только в центральной части прогиба. Это серые и темно-серые слоистые известковистые аргиллиты, переслаивающиеся с прослоями темно-серых до черных известковистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. В основании залегает горизонт зеленовато-серых аргиллитов с тонкими прослоями песчаников и алевролитов (так называемый первый горизонт зеленовато-серых сланцев), переходящий в горизонт черных песчаников с битой ракушкой [74]. Мощность подсвиты 0-200 м.

Верхнеменилитовая подсвита сложена черными неизвестковистыми аргиллитами с

редкими прослоями песчаников, алевролитов, туфов, туффитов и калцедонолитов. Максимальная мощность (до 900 м) отмечается в центральной части прогиба, к северо-западу и юго-востоку она сокращается до 50-30 м [40, 62, 95].

Неоген представлен орогенной формацией нижних и верхних моласс соответственно нижнемиоценового (эгерий, эгтенбургий, отнангий и карпатий) и средне-позднемиоценового (бадений, сармат) возраста [33, 34, 40, 45, 62, 74, 94].

Нижний миоцен развит только во Внутренней зоне прогиба и включает поляницкую, воротыщенскую, стебникскую и балчскую свиты.

Поляницкая свита (нижний эгерий) сложена светло-серыми слюдистыми известковистыми аргиллитами, чередующимися с косослоистыми серыми алевролитами, мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками. В разрезах северо-западной и юго-восточной частей в основании встречается базальный конгломератовый горизонт, сложенный галькой флишевых пород. Кроме того, в районе с. Краснопутна в основании поляницкой свиты обнаружены огромные глыбы юрских известняков. Здесь ее отложения залегают несогласно на менилитовых, выполняя синклинали. Мощность конгломератового горизонта в Бориславском районе до 10-20, в Покутских Карпатах до 40 м [45]. Это обстоятельство, а также залегание поляницких отложений на разновозрастных горизонтах менилитовой свиты дает основание предполагать кратковременный региональный перерыв в осадконакоплении между палеогеном и неогеном. Наличие миоценовой фауны свидетельствует о раннемиоценовом возрасте поляницкой свиты [128]. Мощность 400 - 800 м.

Воротыщенская свита (верхний эгерий - эгтенбургий) делится на нижне-, средне- и верхневоротыщенскую подсвиты.

Породы нижневоротыщенской подсвиты (верхний эгерий) мощностью до 800 м отличаются засоленностью и заглинованностью. Это серые известковистые глины, содержащие маломощные прослои серых косослоистых слюдистых песчаников. Наблюдается частая брекчированность отложений, сопровождаемая внедрением каменной соли. По комплексу микрофауны и внешнему облику подсвита сходна с верхнеполянцкой.

Средневоротыщенская, или загорская, подсвита (нижний эгтенбургий) это мощная толща (до 2000 м) конгломератов, основная масса пород которой представлена разнозернистыми "жупными" песчаниками с прослоями глин и конгломератов. На юго-востоке это фация слободских конгломератов, состоящая из обломков пород некарпатского происхождения (зеленых метаморфизованных сланцев, желтых доломитов, кремневых известняков и песчаников), на северо-западе это фация трусковецких конгломератов, состоящих из флишевых пород Карпат и экзотического материала.

Верхневоротыщенская подсвита (верхний эгтенбургий) известна в двух фациях: верхневоротыщенской глинисто-соленосной на северо-западе и добротовской прибрежной флишеподобной на юго-востоке. Первая представлена серыми и темно-серыми не известковистыми глинами, алевролитами и песчаниками сильно засоленными и заглинованными с прослоями и линзами каменной и калийной солей, вторая - тонкослоистым чередованием серых и темно-серых слабоизвестковистых аргиллитов, глин с песчаниками и алевролитами. В центральной части прогиба эти фаии взаимозамещаются. Мощность подсвиты до 700 м.

Стебникская свита (отнангий) сложена бурыми и красными известковистыми глинами и аргиллитами с маломощными прослоями серо-зеленых алевролитов и разнозернистых песчаников. Характерно наличие в разрезе прослоев туфов, линз гипса, ангидрита, каменной и калийной солей. К северо-западу количество песчаного материала увеличивается и в разрезе появляются гравелиты и конгломераты, мощность которых достигает 50-100 м. Общая мощность 500-1000 м.

Балчская свита (карпатий) - это толща зеленовато- и голубовато-серых песчаных сильно известковистых глин с прослоями серых и зеленовато-черных песчаников и алевролитов, редко гравелитов. Разрез венчается добромельскими (район с. Старая Соль) и радичскими (гора Радичи) конгломератами, состоящими из галек песчаников верхнемелового и палеогенового флиша, мергелей, кварцитов, кремней. Общая мощность 100-1500 м.

Средний миоцен включает образования богородчанской, тирасской и косовской свит бадения (тортон). Они выполняют Внешнюю зону прогиба и местами встречаются в разрезе Внутренней зоны.

Богородчанская свита залегает на разных по возрасту мезозойских и палеозойских образованиях Внешней зоны. Она сложена серыми, светло-серыми и зелеными глауконитовыми мергелистыми глинами и мергелями с прослоями песчаников, туфов и туффитов. На северо-востоке прогиба в верхней части разреза встречаются литотамниевые известняки. В районе г. Ивано-Франковск в разрезе преобладают мелко-, средне- и крупнозернистые кварц-глауконитовые песчаники. Мощность 50-100 м.

Тирасская (гипсо-ангидритовая) свита трансгрессивно перекрывает подстилающие отложения. Это регионально выдержанный опорный горизонт мощностью 5-50 м (местами до 200 м), сложенный серыми и голубовато-серыми гипсами и ангидритами с прослоями глин и алевролитов, которые в некоторых местах замещаются каменной солью.

Косовская свита сложена чередующимися темно-серыми глинами, алевролитами, песчаниками и мергелями. В нижней части разреза отмечаются прослои туфов и туффитов. Мощность свиты 100-1900 м.

Верхний миоцен представлен отложениями дашавской свиты сармата.

Дашавская свита - это мощная монотонная толща серых известковистых слюдистых глин, алевролитов и песчаников с прослоями туфов и туффитов. Мощность 0-3200 м.

### Тектоника

Рифейско-палеозойский структурно-тектонический этап отражает строение доальпийского основания. Он сложен доорогенными образованиями от верхнего протерозоя до нижнего карбона (вероятнее всего, турне и виле) и орогенными среднего карбона и перми [52, 106]. Все породы, особенно рифея, кембрия, ордовика, силура и девона, сильно дислоцированы и имеют углы падения на северо-западе от 40 до 70° (площади Кухановка, Рудки, Северные Медвнички), а на юго-востоке - 15-20° (площади Слободка Лесная, Сторожинец). Интенсивная дислоцированность пород и их исключительный метаморфизм обусловлен проявлением байкальской (галицийской) [144] и каледонской складчатости.

Судя по данным геофизических измерений и глубокому бурению, образования этого возраста протягиваются в виде антиклинария от Свентокшиских гор Польши через Предкарпатский прогиб под Скибовой зоной Украинских Карпат (юго-западнее г. Битков) на Кичуру Добруджу. Северо-восточная граница распространения каледонид проходит по Рава-Русскому разлому через города Николаев, Дуравно, Ивано-Франковск и далее вдоль разлома между Внешней и Внутренней зонами Предкарпатского прогиба (рис. 2).

Юго-западнее каледонид в южной части Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и в горных Карпатах развиты герциниды. В Польше, возле г. Жешув и к юго-западу от г. Перемышль, бурением вскрыты образования ордовика, силура, девона и карбона. В Украинском Предкарпатье и в горных Карпатах (сс. Старая Соль, Нагуевичи, Верхнее Синевидное и др.) следы распространения этих пород фиксируются в виде экзотических галек в миоценовых, палеогеновых и меловых конгломератах. Допускается, что на рубеже раннего и позднего карбона обширная Среднеевропейская геосинклиналь, в том числе территория современных Карпат, была охвачена орогенезом и интенсивной складчатостью [56]. Перед воздымавшимся горным сооружением на границе его с эпикаледонской платформой сформировался предгорный прогиб, который протягивался от Верхнесилезского бассейна до Покутских Карпат.

Мезозойский структурно-тектонический этап связан с заложением и развитием Карпатской геосинклинальной области. На территории современного Предкарпатского прогиба установлены породы юры и мела, выраженные в платформенной форме во Внешней зоне и в геосинклинальной - во Внутренней.

На палеозойской структуре оформились юрский и меловой прогибы.



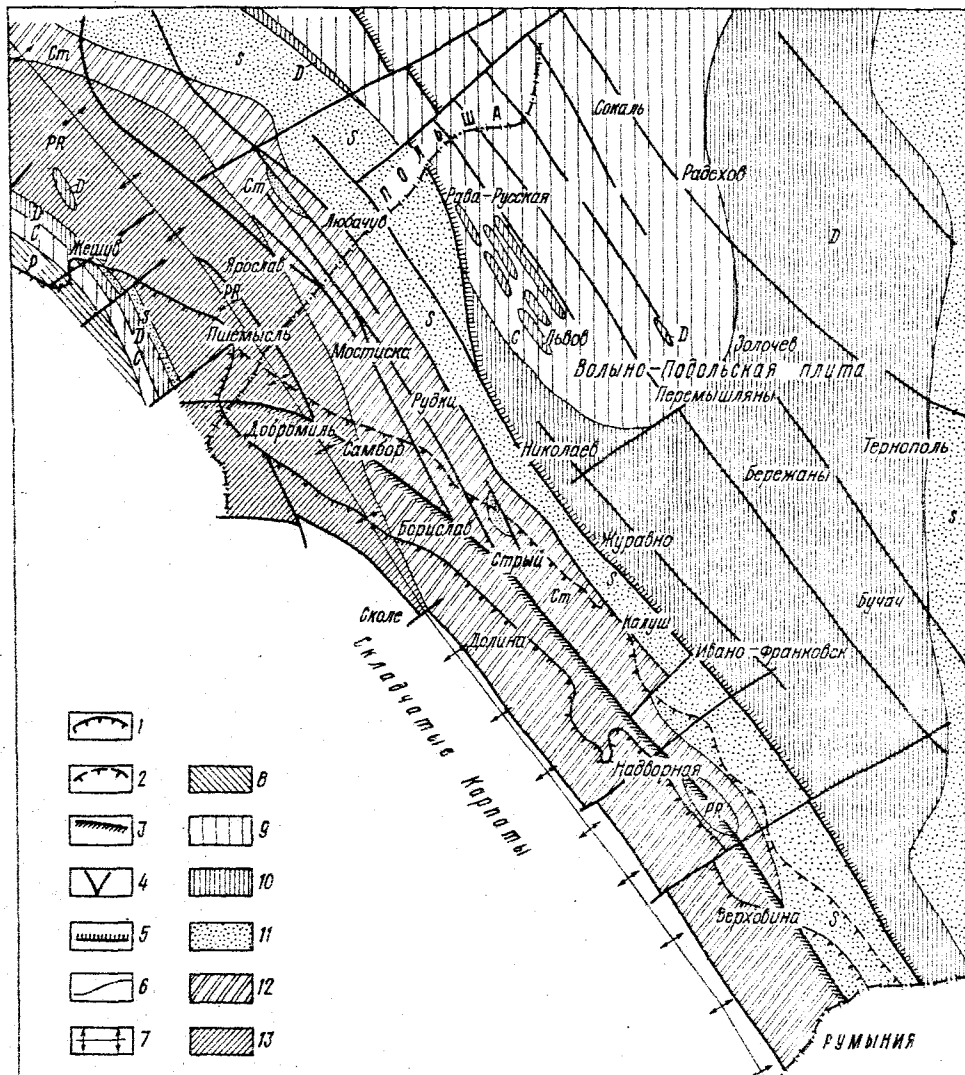


Рис. 2. Схематическая геологическая карта домезозойской поверхности Предкарпатского прогиба и смежных территорий (составили Г.Н. Доленко, Я.И. Ярош / 62 /):

1 - линия Берегового надвига; 2 - линия Стебникского надвига; 3 - Предкарпатский разлом; 4 - разрывные нарушения; 5 - юго-западная граница Восточно-Европейской платформы; 6 - геологические границы; 7 - осевая линия погребенного каледонского складчатого сооружения. Выходы на домезозойскую поверхность отложений: 8 - перми (P); 9 - карбона (C); 10 - девона (D); 11 - силура (S); 12 - кембрия (K); 13 - рифея (R)

Юрский прогиб, развитый в северо-западной части, имеет асимметричное строение: северо-восточное его крыло пологое и уходит в пределы платформы, юго-западное - крутое и ограничивается разломом между Внешней и Внутренней зонами Предкарпатского прогиба. Осевая линия прогиба проходит по направлению с. Поддубы - г. Стрый.

Меловой прогиб смещен относительно юрского к северо-востоку в пределы платформы. Он наиболее прогнут юго-западнее г. Львов, где мощность меловых пород достигает 1000 м. На юго-западе между с. Комарно и Медынич меловой прогиб ограничивается глубинным разломом, развитым на границе Внешней зоны с платформой. Вне мелового прогиба отложения мела развиты почти повсеместно во Внешней зоне и служат основание миоценовых образований.

Во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба с началом развития флишевых об-

разований в предподнемеловое время породы юры и нижнего мела погрузились на значительную глубину. В этот период во Внешней зоне (главным образом в юрском и меловом прогибах), интенсивные вертикальные подвижки по Городокскому, Калушскому, Судововишнянскому, Краковецкому и другим разломам, унаследованным от древних рифейско-палеозойских, обусловили разрыв нижнемеловых и частично верхнеюрских образований. В свою очередь, перемещение блоков земной коры способствовало формированию локальных структурных поднятий.

Так, вдоль Кохановско-Угерского блока на границе с Городокским разрывом фиксируется валобразное поднятие, объединяющее Кохановскую, Судововишнянскую, Рудковскую, Медыничскую и Угерскую структуры. С северо-востока к этой линии структур кулисообразно примыкает структурный вал, в пределах которого развиты Малогорожанская, Бильчевелицкая, Дашавская и Баличская локальные структуры. Несколько севернее находятся Болоховская, Кадобнянская и Гриновская структуры. Все они в той или иной степени нарушены локальными сбросами и внутрипластовыми трещинами. Глубина их залегания под подошвой миоценовых образований изменяется от 800 до 1500, а в районе г. Судовая Виня - до 1900 м.

На Бонновском блоке, ограниченном Судововишнянским и Краковецким разломами, поверхность мезозойского структурно-тектонического этажа фиксируется на глубине 2100 - 2600 м.

В пределах Крукичского блока юрские отложения отсутствуют, и на глубине 3500-5000 м вскрыты рифейские образования.

Амплитуда разломов по домиоценовой поверхности составляет: Городокского до 1500 и более, Калушского - 100-1200, Судововишнянского - 450, Краковецкого - 2500-3000 м. Амплитуды локальных структур измеряются несколькими десятками метров и лишь местами достигают 100-150 м (структура Рудки).

На юго-востоке Внешней зоны выделяются Коршевско-Заболотовская впадина. Она ограничивается с северо-востока разломом, отделяющим Внешнюю зону от платформы, а с юго-запада - Отыня-Коломыйским горстом. Последний имеет форму антиклинальной структуры высотой около 400 м. Он протягивается на расстоянии 35 км. Во впадине наблюдается интенсивная дислоцированность пород разрывными нарушениями. В остальной юго-восточной части Внешней зоны прогиба мезозойские отложения имеют общее моноклинальное погружение на юго-запад. В районе с. Сторожинца они залегают на глубине 500, возле с. Красношляска - 1300 м. В целом степень дислоцированности пород мезозойского структурно-тектонического этажа в направлении с северо-запада на юго-восток Предкарпатского прогиба заметно снижается.

Мел-палеогеновый структурно-тектонический этап. Структурный план этого этапа отражает заключительный этап развития Карпатской флишевой геосинклинали. На территории современной Внутренней зоны Предкарпатского прогиба флишевые образования отлагались на складчатом рифейско-палеозойском комплексе пород (к северо-западу от г. Борислав) и юрских породах платформенного склона (в центральной и юго-восточной частях).

В тектоническом отношении во Внутренней зоне прогиба выделяются две структурно-фашиальные подзоны: Бориславско-Покутская и Самборско-Рожнятовская [192, 567] (рис. 3).

Бориславско-Покутская подзона почти полностью перекрыта Береговым надвигом пород Скивоовой зоны Карпат. В ее составе выделяются три кулисообразно расположенных частных покрова: Бориславский, Трускавецкий и Покутский [567] (рис. 4).

Бориславский покров включает Бориславскую, Долинскую и Спасскую линии складок. Бориславская линия складок объединяет (с северо-запада на юго-восток) Старосамборскую, Монастыречскую, Урожскую, Нагуевичскую, Бориславскую, Оров-Уличническую, Стынявскую, Тянявскую, Северо-Долинскую, Нижнеструтинскую складки; Долинская линия складок состоит из Заволовской, Южно-Тянявской, Долинской и Верхнеструтинской. С юго-востока на нее надвинута Спасская линия складок, состоящая из



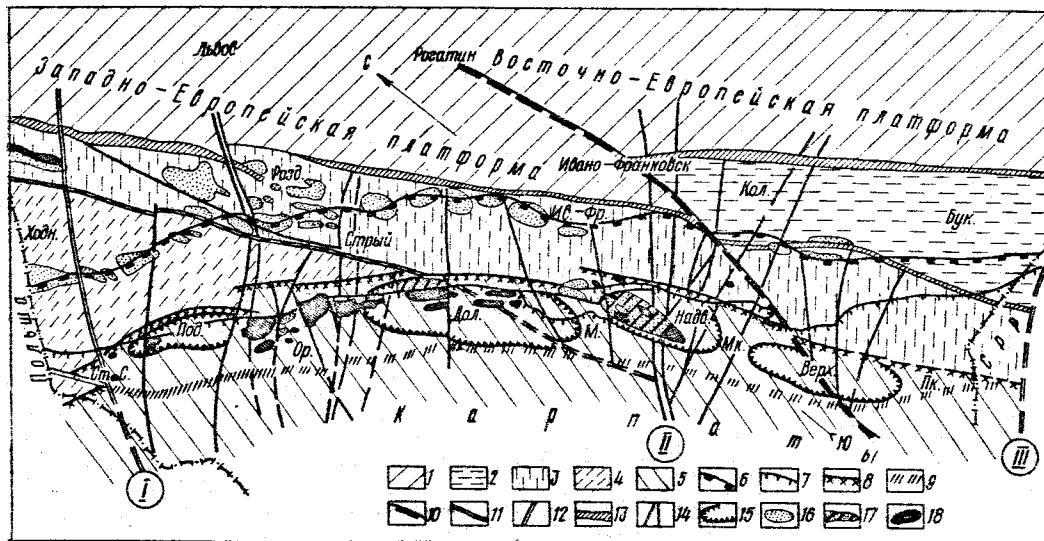


Рис.5. Соотношение основных тектонических элементов и месторождений нефти и газа Предкарпатской нефтегазоносной провинции (составили Г.Н.Доленко, Л.Т.Бойчевская, В.М.Щерба):

1 - платформа; Предкарпатский прогиб: 2 - 4 - блоки-подзоны Внешней зоны (2 - Сторожинецкая, 3 - Угерско-Косовская, 4 - Крукенитская); 5 - 6 - линии надвигов, ограничивающих на поверхности Внутреннюю зону (5 - Стебникского, 6 - Берегового). Зоны разломов фундамента: 7 - 10 - глубинных; (7 - Предкарпатского внутреннего разлома) (предполагаемые границы: а - северо-восточная распространения флишевых мел-палеогеновых отложений, б - юго-западная глубинная Карпат и Предкарпатского прогиба), 8 - Радехов-Викторовского разлома (предполагаемая граница Восточно- и Западно-Европейской платформ); 9 - Краковецкий разлом; 10 - транскарпатские поперечные разломы (цифры в кружках): I - Балатон-Косиче-Устрики-Дольные-Судововишьянский, II - Шопуркинско-Надворнянско-Монастирский, III - Черновиц-Перковцы, или Сучавский; II - 12 - разрывы осадочного чехла (11 - продольные, 12 - поперечные); цифры в кружках: 1 - Днестровский, 2 - Дрогобычско-Ширецкий, 3 - Стрыйский, 4 - Ломницкий, 5 - Мавнянский; 13 - поперечные депрессии Внутренней зоны: Под. - Подбужская, Дол. - Долинская, Надв. - Надворнянская, Берк. - Верховинская; поперечные поднятия Предкарпатского прогиба: Ст.С. - Ходв. - Старосольско-Ходновичское, Ор.-Розд. - Оров-Роздольское, М.-Ив.-Фр. - Майдан-Ивано-Франковское, Мк.-Кол. - Микulichин-Коломыйское, Чк.-Бук. - Покутско-Буковинское; месторождения: 14 - газовые, 15 - газовые с нефтяной оторочкой, 16 - газоконденсатные, 17 - нефтяные, 18 - нефтегазовые

В целом Покутский покров характеризуется закономерно развивавшимися покровно-надвиговыми структурами, линии складок которых и локальные структуры внутри их располагаются кулисообразно.

Самборско-Рожнятовская подзона находится к северо-востоку от Бориславско-Покутской и протягивается вдоль нее на 270 км. Она наиболее развита на северо-западе Внутренней зоны. Здесь ширина ее составляет 20-25 км, мощность выполняющих пород достигает 5-6 км. К юго-востоку от г.Рожнятов подзона постепенно сужается и уходит под покров Бориславско-Покутской подзоны, а затем в районе Покутских Карпат - под Скибовую зону Карпат. Она выполнена породами нижних моласс стебникской и балчской свит миоцена.

Самборско-Рожнятовская подзона отражает приразломный синклиналиеобразный прогиб Предкарпатского глубинного разлома на границе Внутренней и Внешней зон прогиба. Породы миоцена, выполняющие его, сматы в дисгармоничные складки выжимания, сорваны со своего основания и смещены по Стебникскому надвигу на Внешнюю зону. Основание миоценового комплекса пород Самборско-Рожнятовской подзоны еще не установлено.

По данным геофизических исследований и глубокого бурения, в фундаменте Внутренней и Внешней зон Предкарпатского прогиба развиты поперечные поднятия и депрессии (рис.5). Первые распространяются из области Карпат через Внутреннюю и Внешнюю зоны Предкарпатского прогиба на платформу, вторые находятся только во Внутренней и Внешней зонах прогиба. Поднятия и депрессии разграничиваются глубин-

ными разломами. С северо-запада на юго-восток выделяются Старосольско-Ходновичское, Оров-Роздольское, Майдан-Ивано-Франковское, Микulichин-Коломыйское и Покутско-Буковинское поднятия. Во Внутренней зоне отмечаются Подбужская, Долинская, Надворнянская и Верховинская, во Внешней зоне - Крукенитская, Болоховская и Косовская депрессии. Среди поперечных разломов наиболее выражены Днестровский, Монастирский, Дрогобычско-Ширецкий, Стрыйский, Сукельский, Турвянский, Ломницкий, Быстрица-Солотвинский, Мавнянский, Быстрица-Надворнянский, Прутский, Лычский и Сучавский. Все разломы развиты в дофлишевом основании и затухают к поверхности. Во флишевом комплексе пород они проявляются в виде густой сети сбросов, сбросо-сдвигов, реке взбросов. На участках поднятий (Майдан-Ивано-Франковского, Покутского) Береговой и Стебникский надвиги отодвинуты к юго-западу, а в депрессиях (Долинской, Надворнянской) перемещены к северо-востоку.

В целом мел-палеогеновый структурно-тектонический этап является базовым для поисково-разведочных работ на нефть во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба.

Неогеновый структурно-тектонический этап. Во Внутренней зоне сложен породами эгерия, эгтенбургия, оттангия и карпатия, залегающими на образованиях мел-палеогенового структурно-тектонического этапа. Во Внешней зоне - это породы баденя и сармата, перекрывающие рифейско-палеозойские и мезозойские платформенные образования (рис.6).

Этот этап во многом наследует характер тектоники подстилающих образований. Особенно заметно сказывались глубинные разломы: Предкарпатский, Краковецкий, Судововишьянский, Городокский, Калущский и Сторожинецкий. Предкарпатский разлом разграничивал область накопления нижних моласс Внутренней зоны и верхних Внешней. Краковецкий и Судововишьянский разломы на северо-западе Внешней зоны обусловили возникновение Боновского грабена и значительное погружение Крукенитской впадины. Краковецкий разлом распространяется с территории Польши через с. Краковец на г.Рудки и с.Грушев и соединяется с Предкарпатским разломом. Он ограничивает с северо-востока Крукенитскую впадину. Амплитуда его достигает 1800-2000 м в районе г.Краковец и 2000-3000 м возле г.Рудки. Судововишьянский разлом амплитудой 250-450 м распространяется с территории Польши на с.Кохановка, севернее г.Судова Вшня на города Опары и Стрый, где также соединяется с Предкарпатским разломом. Городокский разлом в немировском пересечении имеет амплитуду 400 м, по направлению к г.Яворов она увеличивается до 2000 м и далее к юго-востоку уменьшается до 1400 м в районе г.Рудки. Городокский, Калущский и Сторожинецкий разломы ограничили Внешнюю зону от примыкающей платформы. Все эти разломы в верхних горизонтах миоценовых пород, как правило, затухают и выражаются пологими флексурами.

Значительное влияние на строение неогенового структурно-тектонического этапа оказали древние поперечные поднятия и депрессии. С ними связаны изменения мощностей молассовых образований и структурные особенности. Относительно устойчивое положение Оров-Роздольского поперечного поднятия обусловило затухание Городокского глубинного разлома и кулисообразное его сочленение с Калущским. Майдан-Ивано-Франковское поперечное поднятие вызвало кулисообразное сочленение Калущского и Сторожинецкого разломов.

Характерная структурная особенность миоценовых образований Внутренней зоны прогиба - высокая степень дизъюнктивной и пликативной дислоцированности. Породы сматы в узкие длинные крутые антиклинальные складки, вытянутые вдоль Предкарпатского прогиба. Отдельные складки резко асимметричны и вместе с мел-палеогеновыми структурами передвинуты в северо-восточном направлении. На поверхности они сложены образованиями стебникской свиты, в ядрах складок обнажаются породы воротыщенской свиты. При надвигании мел-палеогеновых складок миоценовые породы выжимались между складками, мощность их уменьшалась до 200-300 м. В целом миоценовые образования Внутренней зоны прогиба отражают строение мел-палеогенового основания и не отличаются от него структурно-тектоническим планом.

Во Внешней зоне прогиба дислоцированность пород неогенового структурно-тек-

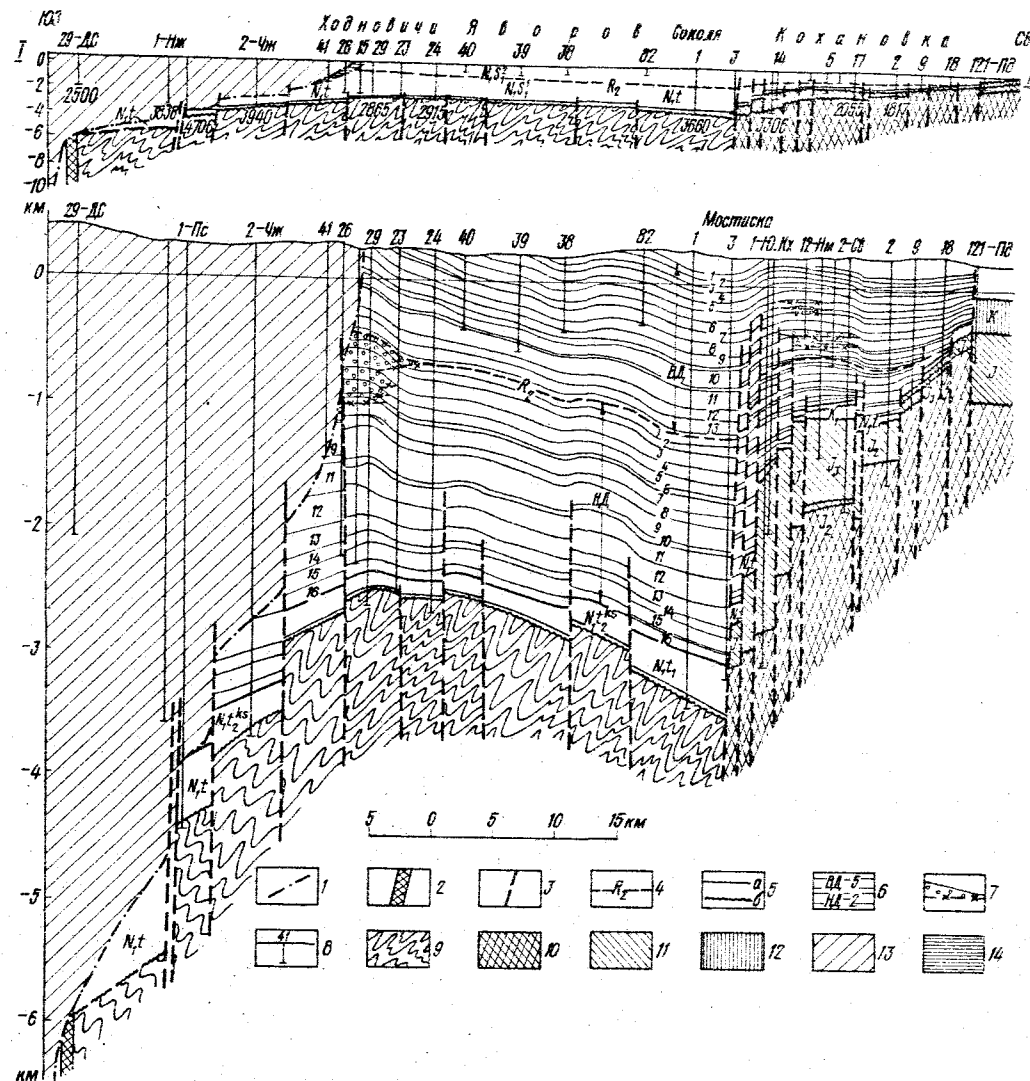


Рис. 6. Поперечный геологический разрез через северо-западную часть Внешней зоны Предкарпатского прогиба (составили В.М.Щерба и А.С.Щерба по материалам Ю Запукр-геология, 1980):

1 - линия Стебникского надвига; 2 - северо-восточная граница Предкарпатского глубинного разлома; 3 - тектонические нарушения; 4 - геолого-геофизический репер; 5 - геологические границы (а - согласного и б - несогласного залегания); 6 - условные песчано-глинистые горизонты верхне- (ВД) и нижнедашаповской (НД) под- свит нижнего сармата; 7 - газовые залежи; 8 - скважины. Отложения: 9 - рифей, 10 - палеозой, 11 - юры, 12 - мела, 13 - покровы Внутренней зоны; 14 - надывигу- того элемента бадения (тортона) и сармата;  $N_1, K_2, K_3$  - косовской свиты верхнего бадения (тортона)

тонического этапа значительно меньше, чем во Внутренней. Здесь выделяются три подзоны: Крукенитская, Угерско-Косовская и Сторожинецкая (см. рис. 5).

Крукенитская подзона наиболее погружена. Мощность отложений бадения и сармата в ней составляет 2700-5500 м. С юго-запада она ограничена на поверхности Стебникским надвигом, а на глубине - Предкарпатским разломом. На северо-востоке граница ее проходит по Краковецкому разлому. Наиболее прогнутая часть (до глубины 4500-5500 м) находится возле Краковецкого разлома. В юго-западном направлении основание ее постепенно воздымается и в районе г. Ходновичи вскрыто на глубине 2700-2900 м, а у г. Мостиска - 3180 м. На юго-западе подзоны под Стебникским надвигом развиты Ходновичская, Пиньянская, Залужская, Садковичская, Грушевская и другие структуры.

Угерско-Косовская подзона простирается вдоль всей Внешней зоны прогиба. Она ограничена Городокским, Калужским и Косовским сбросами на северо-востоке и Краковецким и Предкарпатским разломами на юго-западе. Амплитуды первых двух в районе с. Малая Горожанка составляют 200 м, а затем постепенно увеличиваются до 800-1000 м возле г. Калуж и 1700 м к востоку от г. Богородчаны. Косовский сброс вместе с Ковалевским ограничивает с юго-запада Отинско-Коломыйский горст, входящий в состав Сторожинецкой подзоны. Амплитуда перемещения по ним донегеновой поверхности достигает 500-1300 м. Городокский разлом на участке максимального развития сопровождается присбросовым прогибом, Судовишинянский - брахиантиклинальными сбросовыми структурами: Кожановской, Судовишинянской и Рудковской. Длина этих структур 8-12, ширина 5-8 км. Мощность неогеновых отложений, залегающих на разных участках подзоны на меловых, юрских и палеозойских образованиях, изменяется от 300 м при платформенной части до 2500-3000 м на юго-западе в Предкарпатском прогибе. Так, мощность отложений бадения изменяется от 40-100 м на северо-западе в районе г. Угерско до 500-800 м в районах г. Кадобно, Гринювка и до 1000-1400 м на площадях Ковалевка-Черешенка и Красноильск. Мощность сарматских отложений, наоборот, увеличивается на северо-западе. С этой структурно-тектонической подзоной связаны основные газоносные структуры Внешней зоны Предкарпатского прогиба (с северо-запада на юго-восток): Северо-Медницкая, Малогорожанская, Бильчевольцкая, Угерская, Опарская, Дашавская, Болоховская, Кадобнянская, Гринювская, Богородчанская, Парщевская, Косовская и др. Все они имеют куполообразную, реже брахиантиклинальную форму, разбиты сложной системой тектонических нарушений, падение крыльев пологое (1-7, реже 12-15°). Структуры во многих случаях в основании унаследуют рельеф фундамента, а к поверхности выглаживаются. Определенной закономерности в их распространении не наблюдается.

Сторожинецкая подзона развита в пределах Покутско-Буковинского поперечного поднятия. На северо-востоке она ограничивается от платформы Сторожинецким сбросом, на юго-западе - Косовско-Ковалевским. Подзона представляет собой слабо нарушенную, наклоненную на юго-запад моноклиналь. Мощность отложений бадения и сармата, залегающих повсеместно на платформенных верхнемеловых образованиях, изменяется от 200 м на северо-востоке до 1800 м на юго-западе. Исключение составляет Отинско-Коломыйский горст, где миоценовые осадки залегают непосредственно на образованиях палеозоя (силура и девона) и частично юры. В миоценовом комплексе пород в условиях моноклинального их залегания наблюдаются преимущественно литологические изменения и выклинивание отдельных горизонтов или пачек пород.

Для неогенового структурно-тектонического этапа характерна унаследованность строения домиоценового фундамента. Структура Предкарпатского прогиба формировалась в связи с развитием Карпатской геосинклинальной области и обусловлена глубинными процессами мантии Земли. Современный структурно-тектонический план Внутренней и Внешней зон Предкарпатского прогиба оформился в заключительную послесарматскую фазу альпийского геотектонического цикла.

#### Нефтегазосные комплексы

В Предкарпатской нефтегазосной провинции выделяются три нефтегазосных комплекса: мезозойский платформенный, мел-палеогеновый геосинклинальный и неогеновый орогенный (рис. 7).

Мезозойский платформенный нефтегазосный комплекс развит во Внешней зоне Предкарпатского прогиба. Он включает образования платформенного чехла юрского и мелового возраста. Все открытия здесь газовые и нефтяные месторождения находятся в основном на северо-западе зоны и приурочены к его верхней размытой части, несогласно перекрытой глинистыми образованиями неогена [62].

В юрских отложениях установлены залежи нефти на Кожановском и Судовишиняном месторождениях, а газоконденсата - на Рудковском [115]. Залежи связаны с



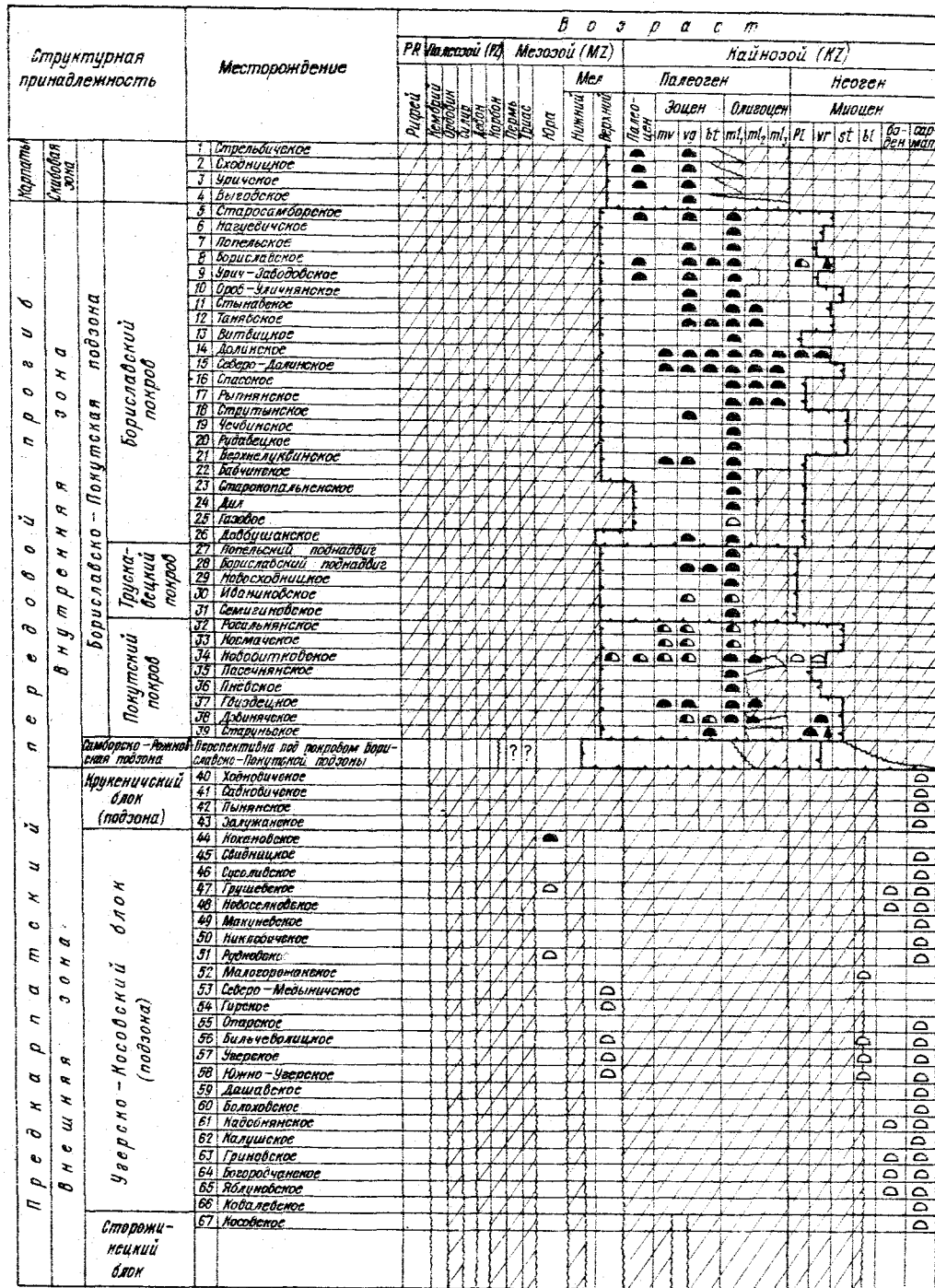


Рис. 7. Распределение залежей нефти и газа в Предкарпатской нефтегазоносной провинции (составила Л.Т.Войчевская): Залежи: 1 - газа, 2 - газоконденсата, 3 - нефти, 4 - озокерита; 5 - перерывы в осадконакоплении; 6 - отсутствие отложений; 7 - границы покровов

трещиноватые и кавернозные известняками эрозионных выступов докеенового основания и залегают на глубине 1140-1250 м. Абсолютная их пористость составляет 0,5-6,0%, проницаемость до 0,01  $\text{дм}^2$ . Фильтрационные свойства пласта-коллектора обусловлены кавернозностью и трещиноватостью известняков, благодаря чему их про-

цеимость в природном пласте-резервуаре увеличивается до 20-325 (Рудки) и 1260  $\text{дм}^2$  (Кохановка). Дебиты газа местами достигали 3-4 млн.  $\text{м}^3$ /сут.

Залежи массивные с этажом газоносности 191 м (Рудки) и нефтеносности 170 м (Кохановка). Начальные пластовые давления близки к гидростатическим.

Газ относительной плотностью 0,6938-0,7079 содержит (в %): метана 95,16 - 98,77; его гомологов 0,86-2,23; углекислого газа 0,15-0,35; азота 1,32-2,92; редких газов - сотые доли. Количество метана уменьшается с юго-запада на север - северо-восток от 98,77 до 95,16% в результате увеличения тяжелых углеводородов [175].

Нефть непромышленного значения густая, черная, с запахом сероводорода, плотностью 0,9150-1,0142  $\text{г/см}^3$ . Состав нефти (в %): смол 24,7-70; асфальтенов 0,7 - 17,3; серы 7,17-7,37, парафина 0,5-0,7.

В меловых отложениях известны месторождения газа Угерское, Бильче-Волицкое, Медничское, Малогороданское и др. Коллекторами являются песчаники, эффективная пористость которых 18-23%, проницаемость до 1000  $\text{дм}^2$ . Глубина залегания залежей 500-1500 м, высота - от нескольких десятков до 200 м. Дебиты газа до 7 млн.  $\text{м}^3$ /сут.

Состав газа (в %): метана 95-98; его гомологов до 0,6; азота 0,79-3,43; углекислого газа до 0,3. Его относительная плотность 0,5577-0,5763.

Мел-палеогеновый геосинклинальный нефтегазоносный комплекс - основной регионально выдержанный в провинции. С ним связаны нефтяные, нефтегазовые и газоконденсатные месторождения. Породы этого комплекса формируют глубинные складки Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Они, в свою очередь, перекрываются нижнемеловыми глинистыми отложениями поляничкой и вортыщенской свит, образующими региональный флицидоупор, сохраняющий залежи углеводородов от разрушения.

Нефтегазоносен практически весь мел-палеогеновый разрез, представленный терригенным флишем. Залежи углеводородов связаны с поровыми трещинными и трещинно-поровыми коллекторами. Распределение месторождений и их залежей в этом комплексе по площади и разрезу контролируется главным образом локальными структурами-лопушками, породами-коллекторами, породами-покрышками, разрывами - путями миграции углеводородов.

Разрез комплекса включает ниже- и верхнемеловые, палеоценовые, эоценовые и олигоценные нефтегазоносные объекты.

Нижнемеловые отложения - новый поисковый объект во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба, вскрытый скв. I-Шевченко на глубине 6570-7520 м (забой) [104, 141]. Это толща чередующихся пластов аргиллитов, алевролитов и песчаников спасской свиты мощностью более 500 м. По материалам промышленно-геофизических исследований, в разрезе выделяются три песчано-алевритовых горизонта: 6945-7200 м, 7230-7360 м, 7380-7520 м, разобраных аргиллитовыми пачками. В процессе бурения скважинами из этого комплекса зафиксированы нефтегазопрооявления: примазки нефти по трещинам (пл.6997-7001 м), разгазирование глинистого раствора при его плотности 1,80  $\text{г/см}^3$ . Открытая пористость пород-коллекторов достигает 12%, проницаемость песчаников и алевролитов до 0,01  $\text{дм}^2$  (определение по керну). Положение вскрытых в скв. I-Шевченко пород нижнемелового возраста дискусионно [104]. Наиболее вероятно их приуроченность к структурам Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, где они выполняют ядра глубинных складок Бориславско-Покутской подзоны и паравогтона Самборско-Рожнятовской. Наиболее вероятное их развитие - центральная часть прогиба (Долинская депрессия). Флицидоупор для этого перспективного объекта является мощная глинисто-мергельная толща (200-300 м) илемжинской свиты. Благоприятные условия для формирования залежей в этом комплексе пород связаны с брахиантиклинальными складками надвигового характера, где образования спасской свиты будут перекрыты породами-флицидоупорами илемжинской свиты. Залежи могут быть многопластовыми сводовыми, тектонически экранированными и на крыльях Долинской депрессии литологически ограниченными.

Верхнемеловые отложения (стрийская свита) выполняют ядра глубинных складок прогиба почти на всем его протяжении. Однако залежи углеводородов известны только на Слобода-Рунгурском, Космачском и Битковском месторождениях. В первых двух в прошлом эксплуатировались залежи нефти с незначительными дебитами, а в последнем разрабатывается газоконденсатная залежь. Бурение скважин, проходящих отложения стрийской свиты, сопровождается частыми газопроявлениями. Коллекторами нефти и газа являются пластины и линзы светло-серых в различной степени цементированных песчаников и алевролитов с абсолютной пористостью до 22 % и проницаемостью до 20  $\text{дм}^2$ . Эффективная мощность продуктивных горизонтов составляет 25–50 м. Начальные дебиты нефти 1–20 т/сут. Пластовое давление в меловой залежи на Битковском месторождении незначительно превышает гидростатическое. Нефть плотностью 0,8805 г/см<sup>3</sup> содержит смол до 38, парафина до 11 %.

Этот комплекс пород регионально газонефтеносен в покрове Скибовой зоны Карпат, перекрывающем месторождения Внутренней зоны. С ним связаны залежи легкой нефти Сходницкого, Уричского, Стрельбичского, Битковского и других месторождений Скибовой зоны. Часты незначительные газовые залежи (площади Воля Блажевская, Старая, Витвица, Побук и др.).

Газ относительной плотности 0,623–0,654 содержит (в %): метана 84,50–90,09; его гомологов 7,8–6,68; углекислого газа 0,35–1,12; азота 2,23–7,34; редких газов следы.

Палеоценовые отложения нефтегазоносны не повсеместно. Коллекторами являются ямненские песчаники, абсолютная пористость которых до 23–29 % и проницаемость 0,3–7,0  $\text{дм}^2$ . Для них характерна фациальная невидержанность по площади и разрезу. Отложения палеоцена имеют наибольшую мощность (100–200 м) в Подбужской депрессии, наименьшую (20–60 м) на Майданском и Милуличин-Коломыйском поперечных поднятиях. Изменяются и их литофациальные особенности: в окрестностях г. Хиров и с. Старая Соль, расположенных в пределах Старосольско-Ходновичского поднятия, это в основном конгломератовая фашия; к юго-востоку, в направлении к г. Борислав, последние замещаются разномерными песчаниками, которые в центральной части прогиба переходят в пестроцветные аргиллиты, а еще южнее, к Покутским Карпатам, в разрезе снова появляются прослойки песчаников среди пестроцветных аргиллитов. Максимальные суммарные мощности пластов песчаника отмечаются на северо-западе прогиба: в районе Старосамборского месторождения (60–80 при общей мощности свиты 80–130 м). К юго-востоку мощность постепенно уменьшается. Кроме того, в отдельных структурах (Нагуевичской, Бориславской глубинной, Оров-Уличинской, Долинской, Северо-Долинской и Битковской) намечаются зоны выклинивания песчаных горизонтов. Фашиальная невидержанность обусловила нестабильность дебитов нефти (1–200 т/сут) и газа (772–1905 тыс. м<sup>3</sup>/сут), а также невысокую водообильность. Начальные пластовые давления близки к условному гидростатическому (115).

Залежи нефти палеоцена известны в Бориславском и Старосамборском месторождениях. Это пластовые, тектонически нарушенные залежи, связанные с надвиговыми брахантиклинальными Бориславской глубинной и Старосамборской складками.

Нефть плотностью 0,8420–0,8581 г/см<sup>3</sup> содержит (в %): парафина 6–10; смол 7–10; асфальтенов до 2. Групповой состав углеводородов (в %): метановых до 51; нафтеновых до 30; ароматических до 19. На северо-западе прогиба отмечается повышенное количество нафтеновых и пониженное ароматических углеводородов.

Промышленная нефтегазоносность этих отложений связана с образованиями Скибовой зоны Карпат в полосе, перекрывающей месторождения Предкарпатского прогиба. Это Стрельбичское, Сходницкое, Уричское, Выгодское и другие выработанные месторождения.

Оценовые отложения – один из основных углеводородсодержащих объектов в провинции. Промышленные залежи в них известны на Бориславском, Стынавском, Тяньском, Долинском, Северо-Долинском, Битковском и других месторождениях (см. рис. 7). Нефтегазоносны песчано-алевритовые горизонты маньвской, выгодской и быстрицкой свит.

Маньвская свита распространена повсеместно. Она представлена преимущественно пестроцветным глинистым флишем с редкими горизонтами песчано-алевритовых пород. Максимальная суммарная мощность последних достигает 150 м при общей мощности 300–320 м в Бориславском покрове в центральной части прогиба (Долинская депрессия). К северо-западу и юго-востоку их мощность уменьшается до 40–80, а в зонах выклинивания не превышает 10 м. Локальное развитие гранулярных коллекторов в разрезе маньвской свиты вдоль прогиба обусловило развитие единичных залежей на юго-востоке. Так, в отложениях маньвской свиты известны залежи нефти в Долинском и Северо-Долинском, а газоконденсата в Росильнянском, Космачском, Битковском и Гвиздепком месторождениях.

Залежи нефти и газоконденсата приурочены к песчаным коллекторам с абсолютной пористостью до 18–22 % и проницаемостью 50–300  $\text{дм}^2$ . Начальные дебиты нефти до 200 т/сут, газоконденсата 9–320 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Начальные пластовые давления в Долинском и Битковском месторождениях несколько превышают гидростатические, а в Космачском, Росильнянском и Гвиздепком – аномально высокие, превышающие на 5,9–12,4 МПа гидростатические. Нефть и газоконденсат маньвских залежей по физико-химическим свойствам аналогичны вышезалегающим выгодским.

Выгодская свита – одна из основных нефтегазосодержащих в мел-палеоценовом комплексе пород. Ее продуктивность установлена в большей половине известных месторождений провинции (см. рис. 7). Коллекторами являются выгодские песчаники с абсолютной пористостью до 22 %. Отложения выгодской свиты характеризуются пестротой фаций и мощностей. В депрессиях и на их склонах развиты преимущественно массивные выгодские песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов. Так, в Долинской депрессии при общей мощности свиты 100–150 м суммарная мощность песчаников составляет 80–100 м, а в Подбужской депрессии – соответственно 80–100 и 60–80 м. На Оровском поднятии выгодские песчаники замещаются глинистыми породами, по внешнему облику сходными с нижележащими маньвскими. На Майданском поднятии – это карбонатно-терригенные выгодско-палеценовые слои. Общая мощность пород выгодской свиты на Оровском поднятии 50–100 м (суммарная мощность песчаников 20–40 м), на Майданском – 40–60 м (песчаники 0–20 м), в Надворнянской депрессии – 60–80 м (песчаники 20–40 м), на Покутье – 100–200 м (песчаники 40–50 м). Благодаря литолого-фашиальной изменчивости отложений выгодской свиты встречаются залежи как пластовые сводовые тектонически нарушенные и тектонически экранированные, так и литологически ограниченные. Они связаны с надвиговыми брахантиклинальными складками Бориславского, Трускавецкого и Покутского покровов. В зависимости от эффективной мощности песчаных горизонтов дебиты нефти изменяются от 50 до 200 т/сут, газоконденсата до 23–1550 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Это наиболее водообильная толща. Начальные пластовые давления в залежах Бориславского покрова незначительно превышают гидростатические; в залежах фронтальных крутостоящих складок Трускавецкого и Покутского покровов они аномально высокие.

Нефть плотностью 0,8288–0,8738 г/см<sup>3</sup> содержит (в %): парафина 3,1–7,1; смол 6,6–17,6; асфальтенов 0–21. Групповой состав углеводородов (в %): метановых 40–48; нафтеновых 28–35; ароматических 20–27. Конденсат плотностью 0,7484–0,7936 г/см<sup>3</sup> содержит (в %): парафина 0–0,9; смол 0–0,07; асфальтенов следы. Групповой состав углеводородов (в %): метановых 49–79; нафтеновых 3–29; ароматических 18–23. Количество конденсата в газе достигает 150 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и более.

Быстрицкая свита характеризуется ограниченной промышленной нефтегазоносностью. Это преимущественно глинистая толща и, по мнению Б.И. Яроша, является флишдоупором для эоцен-палеоценового нефтегазоносного резервуара. В провинции в этом комплексе пород известны в основном залежи нефти, аналогичные выгодским. Максимальная мощность этих отложений наблюдается в Бориславском и Битковском районах, где достигает 200–300 м, а суммарная мощность песчаников изменяется от нескольких до 60 м и более. Абсолютная пористость песчаников 3,7–27 %. Песчаники неоднородны по степени цементированности, что и определяет начальные дебиты в

скважинах от I до 3000 т/сут. Характер изменения физико-химических свойств нефтей и газоконденсатов, а также начальных пластовых давлений аналогичен выгодским залежам.

В целом эоценовый, а точнее, палеоцен-эоценовый комплекс отложений можно рассматривать как единый нефтегазоносный природный резервуар [56, 57, 191], с которым в Долинском месторождении связана многопластовая массивная залежь [62].

Олигоценовые отложения - самая верхняя и наиболее продуктивная толща в Предкарпатской нефтегазоносной провинции. Они представлены битуминозными флюидоупорными образованиями менилитовой свиты, в объеме которой на северо-западе и юго-востоке развита только ее нижняя часть (нижнеменилитовая подсвита), а в центральной (Долинской депрессии) - полный разрез (нижне-, средне- и верхнеменилитовая подсвиты). Соответственно меняется и общая мощность свиты: в Подбужской депрессии - 100 - 150 м, в Бориславском районе - 200 - 250 м, в Долинской депрессии - 700 - 1200 м, на Майданском поднятии - 300 - 400, в Надворнянском районе - 200-300 м.

Основные нефтегазосодержащие ловушки связаны с горизонтами песчаников и алевролитов нижнеменилитовой подсвиты, максимальная суммарная мощность которых в Долинском районе достигает 80-160 при общей мощности подсвиты 250-400 м. К северо-западу и юго-востоку она уменьшается до 60-100, а в зонах выклинивания до 20-40 м. В средне- и верхнеменилитовых подсвитах суммарная мощность песчаников резко изменяется - от 20-60 и 40-80 м до 10-20 и 20-60 м при общей мощности 200-0 и 800-100 м соответственно. Песчанниковые горизонты менилитовой свиты имеют линзовидный характер. Только в нижней части разреза отмечаются подроговиковый и надроговиковый (клевский) горизонты песчаников - коллекторы для флюидов. Уникален горизонт бориславского песчаника, залегающий под роговиками. Он развит в Бориславском районе и является здесь основным месторождением нефти. Его эффективная мощность в среднем 17,5 при общей мощности 30-40 м, пористость 5,8-26,4%. К северо-западу и юго-востоку он постепенно замещается подроговиковым песчано-алевролитовым горизонтом. Регионально нефтегазоносен также горизонт клевицких песчаников, но он литологически невыдержан по площади: прослой песчаников замещаются алевролитами и аргиллитами, что обусловило формирование литологически ограниченных залежей (типа Оров-Уличьянской).

В целом для олигоценового нефтегазоносного объекта характерна литологическая невыдержанность песчаных пластов-коллекторов, абсолютная пористость которых составляет 1-22%. Породы менилитовой свиты повсеместно отличаются высокой микротрещиноватостью, которая обусловила трещинно-поровый тип коллектора. Перекрывающая их мощная глинистая толща поляницкой и воротыщенской свиты миоцена является флюидоупором.

В разрезе менилитовой свиты Долинского нефтяного месторождения песчаники составляют 10-12%. Общая их эффективная мощность 20-60 м, открытая пористость 6-12%, проницаемость 1-20  $\text{дм}^2$ . На Битковском месторождении общая эффективная мощность менилитовых песчаных продуктивных горизонтов составляет 18-46 м, абсолютная пористость 5-20%, проницаемость 0,1-208  $\text{дм}^2$ . Начальные пластовые дебиты I - 260 т/сут. Этот комплекс характеризуется самыми большими изменениями пластовых давлений. По величине пластовых давлений Р.М.Новосилецкий [115] выделяет три типа месторождений: 1) с аномально низкими (на 1-3,9 МПа ниже условного гидростатического) - это Спасское и Ольховское нефтяные месторождения; 2) близкие к гидростатическому - Бориславское, Иванковское, Оров-Уличьянское, Северо-Долинское, Воля-Блажевское, Новобитковское и 3) аномально высокие (в 1,5-2,3 раза превышающие условные гидростатические) - Старуньское, Гвиздецкое, Космачское, Росильяньское месторождения.

В Бориславском покрове развиты в основном нефтяные, в Покутском и Трусковецком - нефтяные и газоконденсатные залежи (см. рис.6).

Нефти разных месторождений менилитовых отложений плотностью 0,8252-0,9020 г/см<sup>3</sup> содержат (в %): парафина 0,8-13; смол 2,6-40; асфальтенов 0-2,1; серы 0,13-0,71.

Групповой состав углеводородов нефтей (в %): метановых 31-52; нафтеновых 22-52; ароматических 17-28; конденсатов соответственно - 49, 31, 20.

В мел-палеогеновом нефтегазоносном комплексе намечаются три нефтегазоносных природных резервуара: нижнемеловой, палеоцен-эоценовый и олигоценовый, для которых региональными флюидоупорами служат мергельно-глинистые отложения илеминской и бистрицкой свит, а также глинисто-соленосные образования поляницкой и воротыщенской свит мощностью 100-200 и 500-800 м соответственно.

Детальный анализ промышленно-геофизического и ядерного материала показал, что структурно-ловушки мел-палеогенового комплекса имеют смешанный генезис: в палеогеновое время формировались конседиментационные складки, которые в миоцене претерпели структурные перестройки благодаря надвигообразованию. Как правило, в свободных частях палеогеновых конседиментационных структур отмечается увеличение песчанистого и уменьшение глинистого материала. Именно к этим местам приурочены промышленные залежи углеводородов Внутренней зоны прогиба.

Неогеновый газосносный комплекс сложен песчано-глинистыми породами молассовой формации, которые являются как региональными флюидоупорами, так и газо-, редко нефтеместорождениями. Во Внутренней зоне - это образования поляницкой и воротыщенской свит миоцена, во Внешней - карпатия (гельвет), бадения и сармата.

Во Внутренней зоне прогиба к этому комплексу повсеместно приурочены нефтегазопроявления, связанные с пластами и линзами песчаников поляницкой и воротыщенской свит с пористостью до 15%. В Бориславском, Долинском, Битковском и других месторождениях известны пластовые и линзовидные залежи нефти и газоконденсата. Нефть преимущественно легкая, парафинистая и содержит до 76% легких фракций. В районах Бориславского, Старуньского и Дзвинячского месторождений к этому комплексу приурочены уникальные залежи озокерита. Как отмечает Р.М.Новосилецкий [115], для образования Бориславского озокеритового месторождения, по грубым подсчетам, потребовалось более 250 млн. т легкой парафинистой нефти.

Во Внешней зоне Предкарпатского прогиба широко развит неогеновый газосносный комплекс в объеме карпатия (гельвет), бадения (торгон) и сармата, с которыми связана треть запасов газа провинции.

Отложения карпатия мощностью до 100 м выполняют неровности эрозивной донеогеновой поверхности. Это кварцевые мелко- и среднезернистые рыхлые песчаники с редкими прослоями известковистых глин и мергелей. Залегающая на верхнемеловых и юрских образованиях, они вместе с последними образуют единые природные резервуары - массивные залежи [115]. Это так называемые угерские песчаники (XVI горизонт - верхний мел-карпатий), эффективная мощность которых до 80-95 м, пористость 18-30%, проницаемость 400-500 и даже 2435  $\text{дм}^2$  (площадь Бильче Волипа). Залежи газа находятся на глубинах до 1350 м. Газ относительной плотности 0,5850 содержит (в %): метана 95,33; его гомологов 1,68; углекислого газа 0,5; азота 2,94.

В отложениях бадения залежи газа известны на Кадобнянском, Гриневском, Кадлушском, Богородчанском и других месторождениях. Коллекторами являются песчаники и алевролиты косовской свиты, пористость которых 11-13%. Последние в объеме свиты образуют песчано-глинистые пачки, прослеживаемые на значительных расстояниях. В связи с литологической замещаемостью глинами по площади и разрезу на разных участках Внешней зоны количество этих пачек непостоянно. Так, на площади Гриневка их I5, Коршев - II, Ковалевка-Черешенка - 5, Богородчань-Парище - 6 и т.д. [56, 57, 62, 98, 187].

Свободные дебиты газа изменяются от непромышленных до 1549 тыс. м<sup>3</sup>/сут, в среднем десятки - сотни тысяч кубических метров в сутки. Газ относительной плотности 0,5545-0,5800 содержит (в %): метана 95,6-99,9; его гомологов 0,1-4,4; углекислого газа 0,1-0,5; азота 0,01-1,04.

В отложениях сармата залежи газа установлены в основном на северо-западе провинции в Круженичской и Угерско-Косовской подзонах: Ходновичское, Пынянское, Садковичское, Залужанское, Грушевское и другие месторождения. Газ приурочен к пластам и линзам песчаников и алевролитов дававской свиты сармата, в объеме кото-

рой прослеживаются песчано-глинистые пачки: в нижнедашавской подсвете их 16, в верхнедашавской - 14. Как отмечает В.М.Шерба [185-187], песчаность всей нижнедашавской подсветы и каждой пачки в отдельности возрастает вверх по разрезу. Разрез каждой из пачек (снизу вверх): глины; глины с прослоями песчаников и алевролитов; частое чередование глин, алевролитов и песчаников; преобладание прослоев песчаников и алевролитов. Открытая пористость пород-коллекторов изменяется от нескольких до 20-27 %, дебиты газа - от непромышленных до 2500 м<sup>3</sup>/сут [62, 115].

Газ относительной плотностью 0,526-0,601 г/см<sup>3</sup> содержит (в %): метана 90,22-99,08; его гомологов 0-1,54; углекислого газа 0,1-0,83; азота 0,5-9,01; редких газов до 0,128. Исключение составляет залежь газа Залужанского месторождения на глубине 2156-2211 м, где газ в отличие от обычных газов сармата относительной плотности 0,775 содержит метана 85,40 % и углекислого газа 5,17 %.

Для всего неогенового газоносного комплекса характерно: 1) пластовые давления в основном ниже условного гидростатического, за исключением месторождений Крукеничской подзоны, где они аномально высокие и превышают условные гидростатические на 0,12-0,158 МПа [186]; 2) количество метана с глубиной уменьшается, а его гомологов - возрастает; 3) увеличение песчаного материала с юго-востока на северо-запад и вверх по разрезу; 4) на участках, примыкающих к Краковецкому, Калунскому, Косовскому и другим разломам, газонасыщенность пород уменьшается вниз по разрезу; 5) конседиментационный рост локальных структур типа Ходновичской, Пынянской, Дашавской и других обусловил развитие пластов-коллекторов на периклиналях месторождений Ходновичи, Пыняны, Садковичи, юго-западных крыльях месторождений Новоселки, Грушев, Опары, Ковалева и северо-восточных крыльях месторождений Залужаны, Кадобно, Гриньковка и др. При этом, если в сводовых частях складок содержится 15-20 % песчаного материала, то на периклиналях и крыльях до 40-60 %; 6) литолого-фациальные взаимозаменения песчано-глинистых пород бадения и сармата по площади обусловили формирование литологически ограниченных залежей [56, 57].

### Геохимия нефти

В Предкарпатской нефтегазонасной провинции встречаются как тяжелые нефти плотностью 0,88, так и легкие плотностью 0,75-0,80 г/см<sup>3</sup>. Самые легкие нефтешлифференциаты приурочены к верхним горизонтам нефтяных залежей (месторождения Долина, Битков). С глубиной ниже залегания дифференциатов плотность углеводородных флюидов увеличивается, а затем уменьшается (конденсаты). Средняя молекулярная масса нефтей составляет 230, конденсатов от 160 до 100, уменьшаясь с глубиной. Пробы нефти из зон водонефтяных контактов и разрывных нарушений характеризуются повышенной молекулярной массой - до 250-290.

Фракционный состав значительно изменяется. Содержание легких фракций, выкипающих до температуры 150°C, изменяется от 5 до 50, в среднем 10-20 %. Количество среднемолекулярных углеводородов с пределами выкипания 150-300°C, составляет 25-35 %. Содержание вышних УВ, представляющих масляные фракции, для большинства нефтей 40 - 50 %.

Элементный состав нефтей отражает в основном соотношение между циклическими и алифатическими структурами. Повышение содержания углеводорода и понижение водорода обуславливается большим содержанием ароматических структур, а также окисленностью и осерненностью нефтей. Количество углерода в большинстве нефтей составляет 84-86,5, водорода 12-14, гетероатомов менее 2 %. Отношение С/Н нефтей олигоцена и эопена достигает 6,2-6,8, а конденсатов 5,87-6,0. С глубиной оно соответственно повышается и понижается.

Исследованиями изотопного состава водорода в углеводородных флюидах установлено сравнительно повышенное содержание в них дейтерия:  $D^2H$  - 0,184-0,266 в нефтях и 0,305 % - в конденсатах [50]. Оно не зависит от возраста вмещающих пород, но увеличивается с глубиной залегания продуктивных пластов, с ростом плотности углеводородного флюида и повышением содержания в нем смолистых веществ.

По содержанию парафина большинство нефтей месторождений относится к высокопарафинистым (около 6 %), чем объясняются высокие, как правило, температуры застывания этих нефтей. Встречаются нефти (Бориславское месторождение, скв. П148, гл.1800-1900 м) с содержанием твердого парафина 19 % и температурой застывания +51,2 °C [165].

Большинство нефтей и конденсатов по групповому составу дистиллятной части (до 300 °C) имеют метановое основание и относятся к метано-нафтеновому и нафтено-метановому классам. Изредка встречаются нефти нафтено-ароматического и нафтено-ароматическо-метанового типов (Сходницкое, Стральбичское месторождения).

Нефти олигоценых отложений в основном средние, высокопарафинистые, смолистые. Для них характерны высокие газовый фактор, коэффициенты ароматичности гексаметиленовых колец и разветвленности алифатических углеводородов (УВ) в бензиновых фракциях, содержание  $n$ -парафинов в масляной фракции [181]. На некоторых площадях у водонефтяного контакта отмечаются нефти с повышенным содержанием смол до 15-20, при среднем 6-8 %, а асфальтенов 3-8 при среднем 0,8 %. В олигоценых отложениях встречаются и малопарафинистые нефти (Рышнянское месторождение) с пониженной плотностью и низкой смолистостью, а также нефти, не содержащие легких  $n$ -алканов  $C_5-C_9$  (Спасское месторождение).

В нефтях эоценовых отложений по сравнению с олигоцеными отмечается повышенное содержание высокомолекулярных компонентов. На некоторых месторождениях (Бориславском, Долинском, Струтинском) при переходе от олигоценых отложений к эоценовым увеличивается средняя плотность нефтей и содержание в них твердого парафина и фракций, выкипающих выше температуры 350 °C. Нефти палеоценовых отложений средние, высокопарафинистые, смолистые.

Использование в геохимических исследованиях современных методов физико-химического анализа дает возможность по отдельным показателям или параметрам определять индивидуальный состав углеводородов. Для получения новой геохимической характеристики нефтей и конденсатов нами применялся метод радиоспектроскопии ядерного магнитного резонанса (ЯМР) [103, 130]. Метод основан на поглощении радиочастотного излучения ядрами водорода - протонами [189]. По мнению Н.Б.Вассоевича и С.Г.Неручева, водород - самый важный в составе нефтей и конденсатов. Они считают его "нефтевором". От местоположения водорода в молекулярной структуре органических соединений зависят их основные свойства.

По отношению водорода в различных структурных фрагментах разработаны протонные коэффициенты, удобные для общей характеристики, сравнения и корреляции углеводородных флюидов (табл.1).

Особенности химического состава нефтей и конденсатов отражаются в распределении водорода в структуре их молекул, полученном методом ЯМР (табл.2). Преобладающая масса водорода концентрируется в структурном элементе, характерном для парафиновых, алифатических УВ - в группах  $CH_2$  (47 - 55 %).

С северо-запада на юго-восток Предкарпатской нефтегазонасной провинции увеличивается количество водорода в  $CH_3$  группах алканов и цикланов, а также при ароматическом кольце, уменьшается  $CH_2$  - в группах парафиновых и нафтеновых структур. Соответственно изменяются протонные коэффициенты (табл.3).

В зависимости от содержания смолисто-асфальтеновых компонентов среди нефтей Предкарпатья встречаются малосмолистые (менее 5 %) дифференциаты: смолистые (5 - 10 %) - нефти основных промышленных месторождений; высокосмолистые (более 10 %) - окисленные нефти водонефтяных контактов.

Характеристика смолисто-асфальтенового комплекса нефтей (без его выделения) приводится нами по данным исследований методом радиоспектроскопии электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Явление ЭПР основано на поглощении энергии высокочастотного переменного поля находящимся в сильном постоянно магнитном поле веществом, обладающим парамагнитными свойствами [22, 73]. Парамагнитный резонанс появляется в системах, характеризующихся наличием неспаренных (некомпенсирован-



Т а б л и ц а 1. Протонные коэффициенты УВ

Протонный коэффициент	Углеводороды	Физико-химическая сущность протонного коэффициента	Содержание водорода в структурных элементах нефтей, конденсатов, %	
			от - до	среднее
П <sub>1</sub>	Парафиновые (цепные), циклы и алкилзаместители нафтеновых и ароматических	Показатель алифатичности (соотношения между алифатическими и циклическими структурами)		
П <sub>2</sub>	Парафиновые и нафтеновые; ароматические, включая алкилзамещенные	Показатель насыщенности (соотношение между алифатическими и алициклическими структурами и ароматическими (ненасыщенными структурами))		
П <sub>3</sub>	Парафиновые и нафтеновые, алкилзаместители ароматических углеводородов и ароматического кольца	Показатель глубины ароматизированности системы		
П <sub>4</sub>	Алкилзаместители ароматических и ароматического кольца	Показатель замещенности ароматического кольца		
П <sub>5</sub>	СН <sub>2</sub> парафиновых СН <sub>3</sub> парафиновых	Показатель изомеризации парафиновых структур		
П <sub>6</sub>	Незамещенные ароматические с алкилзаместителями в положении α СН <sub>2</sub> парафиновых	Показатель ароматизированности системы		
П <sub>7</sub>	СН <sub>2</sub> нафтеновых СН <sub>3</sub> нафтеновых	Показатель изомеризации нафтеновых структур		
П <sub>8</sub>	Алкилзаместители ароматических в α-положении Алкилзаместители ароматических в β-положении	Показатель характера замещенности ароматических структур		
П <sub>9</sub>	СН <sub>2</sub> парафиновых углеводородов СН <sub>3</sub> парафиновых и нафтеновых углеводородов	Показатель, аналогичный П <sub>5</sub> , если невозможно раздельное определение СН <sub>2</sub> групп в парафиновых и нафтеновых структурах		
П <sub>10</sub>	СН <sub>2</sub> парафиновых и нафтеновых углеводородов СН <sub>3</sub> парафиновых и нафтеновых углеводородов	Показатель изомеризации парафино-нафтеновых структур		

Т а б л и ц а 2. Распределение водорода в основных структурных элементах нефтей и конденсатов Предкарпатской нефтегазоносной провинции, %

Структурный элемент	Зона нефтегазоаккумуляции	Количество проб	Содержание водорода в структурных элементах нефтей, конденсатов, %	
			от - до	среднее
СН <sub>3</sub> параф.нафт	Блажевская	4	18,55-30,8	20,4
	Бориславская			
	Долинская	2		
	Рышанская	7		
СН <sub>2</sub> параф.	Блажевская	4	50,2-61,0	55,5
	Бориславская			
	Долинская	2		
	Рышанская	7		
СН <sub>2</sub> нафт.	Блажевская	4	39,0-53,2	47,8
	Бориславская			
	Долинская	2		
	Рышанская	7		
СН <sub>2</sub> ар.зам β-пол.	Блажевская	4	3,8-9,4	7,5
	Бориславская			
	Долинская	2		
	Рышанская	7		
СН <sub>2</sub> ар.зам α-пол.	Блажевская	4	2,8-4,1	3,7
	Бориславская			
	Долинская	2		
	Рышанская	7		
Н ар.к	Блажевская	4	2,0-7,4	4,1
	Бориславская			
	Долинская	2		
	Рышанская	7		

Окончание табл.2

Структурный элемент	Зона нефтегазоаккумуляции	Количество проб	Содержание водорода в структурных элементах нефтей, конденсатов, %	
			от - до	среднее
СН <sub>2</sub> , СН <sub>3</sub> ар.зам α-пол.	Блажевская	4	3,1-7,9	5,0
	Бориславская			
	Долинская	2		
Н ар.к	Рышанская	7	4,1-5,8	5,1
	Блажевская			
	Бориславская	4		
	Долинская	2		
Н ар.к	Рышанская	7	0,9-2,2	1,6
	Блажевская			
	Бориславская	4		
Н ар.к	Долинская	2	1,1-7,0	2,5
	Рышанская	7		
	Блажевская			
	Бориславская	4		

Примечание. Структурные элементы нефтей и конденсатов, в которых определено распределение водорода методом ЯМР-спектроскопии; группы СН<sub>2</sub> - парафиновых структур (СН<sub>3</sub> параф.); СН<sub>2</sub> - нафтеновых структур (СН<sub>3</sub> нафт.); СН<sub>2</sub> - парафиновых структур (СН<sub>2</sub> параф.); СН<sub>2</sub> - нафтеновых структур (СН<sub>2</sub> нафт.); СН<sub>2</sub> - ароматических алкилзаместителей в β-положении к ароматическому кольцу (СН<sub>2</sub> ар.зам. α-пол.); СН<sub>2</sub>, СН<sub>3</sub> - ароматических алкилзаместителей в α-положении к ароматическому кольцу (СН<sub>2</sub>, СН<sub>3</sub> ар.зам. α-пол.); Н - в кольце моно- и полициклических ароматических структур (Н ар.к)

Т а б л и ц а 3. Протонные коэффициенты нефтей и конденсатов Предкарпатской нефтегазоносной провинции

Протонный коэффициент	Зона нефтегазоаккумуляции	Количество проб	Значение протонного коэффициента	
			от - до	среднее
П <sub>1</sub>	Бориславская	4	21,5-5,3	3,4
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>2</sub>	Бориславская	4	4,5-11,3	7,6
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>3</sub>	Бориславская	4	43-110	67,7
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>4</sub>	Бориславская	4	5,3-8,0	6,5
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>5</sub>	Бориславская	4	0,2-4,6	2,8
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>6</sub>	Бориславская	4	0,072-0,182	0,128
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>7</sub>	Бориславская	4	0,117-0,473	0,210
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>8</sub>	Бориславская	4	0,7-1,46	0,98
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>9</sub>	Бориславская	4	0,9-2,3	1,6
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>10</sub>	Бориславская	4	0,3-1,3	0,8
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>8</sub>	Бориславская	4	0,7-2,6	1,3
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>9</sub>	Бориславская	4	0,6-1,7	1,2
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>9</sub>	Бориславская	4	1,6-2,6	2,3
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>10</sub>	Бориславская	4	0,9-2,0	1,5
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>10</sub>	Бориславская	4	1,9-3,5	2,5
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>10</sub>	Бориславская	4	1,1-2,5	1,8
	Рышанская	2		
	Битковская	7		
П <sub>10</sub>	Бориславская	4	0,7-1,8	1,5
	Рышанская	2		
	Битковская	7		

ных) электронов. В органических веществах некомпенсированными магнитными моментами обладают свободные радикалы [23, 73, 161]. Носителями парамагнетизма нефтей считаются асфальтены [21, 191]. Парамагнетизм вещества определяется количеством спинов (концентрация парамагнитных центров на 1 г его массы - КИЦ·г<sup>-1</sup>).

Т а б л и ц а 4. Парамагнитные свойства углеводородных флюидов Предкарпатской нефтегазоносной провинции

Зона нефтегазонакопления	Количество проб	Концентрация парамагнитных центров, КЩ·г <sup>-1</sup>	
		от - до	средняя
Блажевская	3	1,31·10 <sup>17</sup> - 5,4·10 <sup>17</sup>	2,88·10 <sup>17</sup>
	9	4,21·10 <sup>16</sup> - 1,95·10 <sup>17</sup>	
Бориславская	2	10 <sup>16</sup> - 10 <sup>17</sup>	3,34·10 <sup>16,5</sup>
	7	10 <sup>17</sup> - 10 <sup>18</sup>	
Долинская	2	6,07·10 <sup>16</sup> - 9,2·10 <sup>16</sup>	7,63·10 <sup>16</sup>
	8	3,73·10 <sup>16</sup> - 7,8·10 <sup>16</sup>	
Рышнянская	29	2,22·10 <sup>14</sup> - 3,47·10 <sup>17</sup>	5,19·10 <sup>16</sup>
	3	10 <sup>14</sup> - 10 <sup>15</sup>	
Битковская	2	10 <sup>15</sup> - 10 <sup>16</sup>	2,77·10 <sup>16,3</sup>
	8	10 <sup>16</sup> - 10 <sup>17</sup>	
	16	10 <sup>17</sup> - 10 <sup>18</sup>	

Для углеводородных флюидов Украины парамагнитные характеристики различны: конденсаты не дают сигнала ЭПР или их КЩ не выше 1·10<sup>14</sup> г<sup>-1</sup>, КЩ нефти 1·10<sup>15</sup> г<sup>-1</sup> - 5,4·10<sup>17</sup> г<sup>-1</sup>.

В нефтях Предкарпатской нефтегазоносной провинции среднее КЩ 2,9·10<sup>17</sup> г<sup>-1</sup> в ее северо-западной части и 2,8·10<sup>16</sup> г<sup>-1</sup> - в юго-восточной (табл.4).

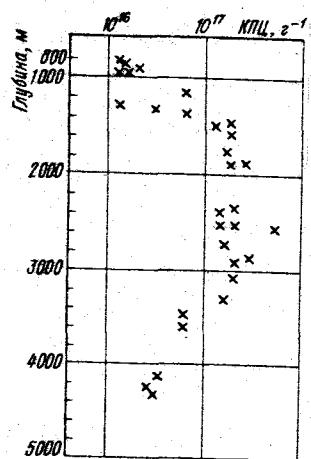


Рис. 8. Изменение КЩ углеводородных флюидов Предкарпатской нефтегазоносной провинции с глубиной залегания продуктивных горизонтов

В отличие от свободных сухих газов провинции относятся к жирным. Особенно обогащены гомологами метана попутные газы старых площадей (Бориславское месторождение до 20, Долинское до 15, Битковское до 10 об.%). В газах Сходницкого месторождения установлено свыше 10 об.% гомологов метана. С увеличением молекулярной массы гомолога содержание его в газе, как правило, уменьшается и только в отдельных залежах наблюдаются максимумы С<sub>3</sub> скв. 26, 32-Северная Долина, гл. 2783-2955 м; скв. 98-Рыно, гл. 943-1094 м, скв. 1187-Борислав, С<sub>4</sub>-С<sub>3</sub> (скв. 55-Старуна-Гвизд, гл. 1750-1840 м), С<sub>4</sub> (скв. 16-Свидница-Кохановка, гл. 1100 - 1137 м), С<sub>5</sub> (скв. 62-Старая Копальня, гл. 755-1400 м, скв. 426-427-Сходница,

Распределение КЩ с глубиной залегания в общем согласуется с вертикальной зональностью размещения углеводородных флюидов (рис.8).

Основной составной частью свободных газов провинции является метан. В газах Внешней зоны его содержание достигает 91-99,8 об.%. Гомологи метана составляют не более 2-3 об.%. Чаще всего с увеличением молекулярной массы количество гомологов в составе газа уменьшается, но на некоторых месторождениях максимум среди гомологов смещается до С<sub>3</sub> (Грушевское месторождение), С<sub>4</sub> (Дашавское месторождение), С<sub>4</sub>-С<sub>5</sub> (Рудковское месторождение). Соотношение изомеров  $\frac{n\text{-алканы}}{i\text{-алканы}}$  составляет 0,6-0,8.

Концентрация углекислоты не превышает 0,5-0,6 об.%. Содержание азота обычно не выше десятых долей процента, редко достигает 2-3 об.%. Наряду с этим встречаются газы с высоким содержанием азота, например месторождение Старуна-Гвизд, (скв. 25, гл. 2204-2477 м) - 19,3 об.%. Иногда содержание азота возрастает с глубиной: на месторождении Росильна в скв. 10 на глубине 2090 м оно составляет 14,9, а на глубине 3235 м (скв. 9) 92 об.%.  
32

гл. 500-600 м). Соотношение изомеров  $\frac{n\text{-алканы}}{i\text{-алканы}}$  в попутных газах выше, чем в сво-

бодных, и составляет 0,9-1,5. Попутные газы содержат по сравнению со свободными больше азота (3-10 об.%) и в два-три раза больше углекислоты. Углекислота, по-видимому, метаморфического или глубинного происхождения, поскольку концентрация ее с глубиной увеличивается.

Газы Внешней зоны прогиба содержат облегченный углерод ( $\delta^{13}C$  -53,1-72,0‰). Наблюдается определенная глубинная зональность: с увеличением глубины (свыше 1200 м) углерод метана утяжеляется ( $\delta^{13}C$  = -53,1 ± -57,5‰).

Изотопный состав водорода сухих газов  $\delta^2H$  0,198-0,252‰. Водород газов утяжеляется с увеличением в газе содержания тяжелых углеводородов и в некоторых случаях (возле глубинных источников питания) с глубиной [50].

Во Внутренней зоне прогиба газы обогащены тяжелым изотопом углерода ( $\delta^{13}C$  = -33,8 + 46,8 об.‰). Наиболее изотопно тяжелыми являются свободные газы нефтегазоконденсатных месторождений (Космач, Росильна, Битков) юго-восточной части прогиба ( $\delta^{13}C$  = -31,8 - 35,6‰). Отчетливых взаимосвязей между изотопным составом углерода, компонентным составом и глубинами залегания не установлено [179].

#### Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений

Внутренняя и Внешняя зоны прогиба образуют два суббассейна, разделенных водоупорными "нижними" молассами. Некоторая связь между суббассейнами установлена в зоне Стебникского надвига.

Водоносные горизонты связаны во Внутренней зоне с мел-палеогеновой флишевой толщей, во Внешней - с палеозойско-мезозойскими и неогеновыми отложениями.

Пресные и солоноватые воды гидрокарбонатнонатриевого типа с глубиной быстро сменяются рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией 100-300 г/л и более. Такая зональность характерна и для Скибовой зоны Карпат, глубокие горизонты которой практически исключены из водообмена с поверхностью. Во Внутренней зоне прогиба наблюдается слабая тенденция к увеличению минерализации рассолов палеоцен-эоцена с глубиной. На глубинах более 3000 м в олигоценовых отложениях локально развиты рассолы гидрокарбонатнонатриевого типа с минерализацией до 100 г/л.

В составе растворенных газов преобладает метан, содержание тяжелых углеводородов достигает 11% и более. В менилитовых отложениях на глубине около 4000 м газы, растворенные в гидрокарбонатнонатриевых водах, содержат до 20-25% CO<sub>2</sub>. Установлена прямая зависимость между содержанием CO<sub>2</sub> в газах и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> в подземных водах.

Во Внешней зоне также преобладают рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией до 280 г/л. В неогеновых, главным образом сарматских отложениях, распространены гидрокарбонатнонатриевые воды с минерализацией до 30 г/л, локализованные, преимущественно в газовых месторождениях. Наиболее минерализованные подземные воды приурочены к зоне сочленения суббассейнов, наименее минерализованные - к Круженичской впадине и районам, прилегающим к Восточно-Европейской платформе.

Как во Внутренней, так и во Внешней зонах Предкарпатского прогиба в недрах нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений (Росильна, Космач, Битков, Рышня и др.) встречены пресные или слабоминерализованные воды гидрокарбонатно-, реже сульфатнонатриевые и хлоркальциевого типов.

В Предкарпатском водонапорном бассейне широко развиты гидрохимические аномалии, обусловленные покровным строением бассейна, перетоками подземных вод и наличием залежей углеводородов. В водах, контактирующих с залежами нефти и газа, наблюдается повышенное (более 2 мг/л) содержание летучих фенолов; в них увеличено и количество микрокомпонентов Sr, B, NH<sub>4</sub>, Ra, Ba, Fe<sup>2+</sup>; меньше SiO<sub>2</sub>, Fe<sup>3+</sup> [87, 184].

Опреснение подземных вод глубоких горизонтов олигоцена Тяньвской депрессии, наличие там вод гидрокарбонатнонатриевого типа с углекисло-углеводородным составом

вом растворенного газа связано с процессами, проходящими при высоких температурах в черных аргиллитах, обогащенных органическим веществом.

Пластовые давления примерно равны гидростатическим, за исключением Круженичской впадины, где они достигают 1,2–1,5  $P_{гг}$ . Приведенные напоры снижаются до глубины 450–500 м, в интервале 1000–1100 м остаются примерно равными, а ниже возрастают с глубиной [79]. Снижение приведенных напоров в сарматских отложениях Круженичской впадины вверх по восстанию водоносных пластов свидетельствует о наличии элизионной природной водонапорной системы. До глубины примерно 1000 м здесь, как и везде во Внешней зоне, развита инфильтрационная водонапорная система, напоры подземных вод которой снижаются от области сочленения Внешней зоны с Волинно-Подольской плитой на юго-восток и юго-восток.

Сложнее гидродинамическая обстановка во Внутренней зоне. Здесь обычно сверхгидростатические пластовые давления, превышающие  $P_{гг}$  в 1,5–2,1 раза. Наибольшие из них отмечены во внешних складках Бориславско-Львовского антиклинория, перекрытых соленосной толщей. Сверху вниз отношение  $P_{пл}/P_{гг}$  обычно снижается. Сверхгидростатические давления встречаются в продуктивных и водоносных пластах, причем в последних они максимальны. Минерализация и состав подземных вод по всему разрезу со сверхгидростатическими пластовыми давлениями идентичны – гидродинамические аномалии сопровождаются гидрогеохимическими, что свидетельствует о связи сверхгидростатических давлений с перетоками подземных вод из очагов "сингенетичных" сверхгидростатических давлений, находящихся на больших глубинах.

Характер распределения пластовых давлений во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба свидетельствует о преобладании здесь элизионных природных водонапорных систем ЗПВНС. Инфильтрационные природные водонапорные системы ИПВНС распространены на небольшую глубину.

Внешняя зона прогиба, где геометрический градиент достигает 4,0–4,5°С/100 м, наиболее прогрета. На дофлишневом основании прогиба предполагается температура до 200–250 °С. Участки с повышенными температурами характеризуются пластовыми давлениями, близкими к гидростатическим, более низкие температуры свойственны зонам сверхгидростатических давлений [115].

Изотопный состав кислорода и водорода глубоких горизонтов Советского Предкарпатья и Складчатых Карпат изучен нами впервые [82]. Сведения об изотопном составе подземных вод Внешней зоны Предкарпатского прогиба в пределах ПНР опубликованы Я. Глогочовским и Л. Баранским [193]. Поле фигуративных точек значений  $\delta D$  и  $\delta^{18}O$  располагается между прямой Крейга и прямой  $\delta D = 3, 4 \delta^{18}O - 66$ ‰. Среди подземных вод и рассолов Предкарпатья и Скибовой зоны Складчатых Карпат выделяются четыре группы: I – со значениями  $\delta D$  менее  $-65$ ‰ и  $\delta^{18}O$  – от  $-8,8$  до  $-13,3$ ‰; II – с  $\delta D$  от  $-7$  до  $58$ ‰ и  $\delta^{18}O$  от  $-1,4$  до  $-6,9$ ‰; III – с такими же, как и во II группе, значениями, но с положительными, до  $+6,2$ ‰ значениями  $\delta^{18}O$  и IV – с положительными значениями  $\delta D$  и  $\delta^{18}O$ , до  $+5$  и  $+2$ ‰ соответственно.

К I группе относятся различные по составу и минерализации воды и рассолы – от пресных (0,25 г/л техногенных конденсационных вод Ходновичского газового месторождения) до весьма крепких рассолов хлоридного кальциево-натриевого типа в меловых отложениях площади Сергии (281 г/л) и сульфатно-хлоридных натриевых (343 г/л) неогена площади Трускавец. К этой же группе относятся хлоридные кальциево-натриевые воды и рассолы источников в г. Сколе (25 г/л) и с. Гребенов (88 г/л), вода р. Тиса. Наблюдается довольно значительный разброс точек, из которых только техногенная конденсационная вода Ходновичского газового месторождения с минерализацией 3,2 г/л, рассолы источника у с. Гребенов и скв. I-Сергии с гл. 5070–5090 м (меловые отложения платформенного основания Внешней зоны прогиба) тяготеют к прямой Крейга. Во всех этих водах абсолютно преобладает инфильтрационная составляющая, за исключением техногенных конденсационных вод сульфатногидрокарбонатного кальциево-натриевого и гидрокарбонатнохлоридного кальциево-натриевого типов с ми-

нерализацией 0,25 и 3,2 г/л. Изотопный состав водорода и кислорода этих вод объяснен фракционированием в процессе подземного испарения воды в газ и последующего ее отделения при работе скважин. В более минерализованной воде не исключена небольшая добавка пластовой, с чем, видимо, связано повышенное значение в ней  $\delta D$  и  $\delta^{18}O$  по сравнению с ультрапресной. Химический состав, высокая минерализация, условия залегания рассола из скв. I-Сергии противоречат ее изотопному составу; особенно удивительно отсутствие изотопного кислородного сдвига, если даже принять инфильтрационную природу воды, что вполне вероятно по палеогеологическим данным.

Ко II группе вод и рассолов относятся водопоявления Скибовой зоны Карпат (источник Сергии, рассол хлоридного кальциево-натриевого типа с минерализацией 56 г/л), Внешней и Внутренней зон Предкарпатского прогиба. Наиболее минерализованная вода в этой группе – хлоридный натриевый рассол скв. 45-Старуля-Гвиад – 305 г/л, хлоридные кальциево-натриевые рассолы скв. I-Лути с глубины 6195–6260 м – 222,5 г/л и Космачского газоконденсатного месторождения – 240 г/л. Наименее минерализованная подземная конденсационная вода с глубины 3500 м площади Майнич – 3,2 г/л и гидрокарбонатнохлоридные натриевые воды Пнинского газового месторождения – около 14 г/л. Аналогичны им и воды из миоценовых (сарматских) отложений газового месторождения Пшемсль в Польше с минерализацией 20–40 г/л, поднятых с глубины 1400–1470 м, а также эоценового флиша Складчатых Карпат.

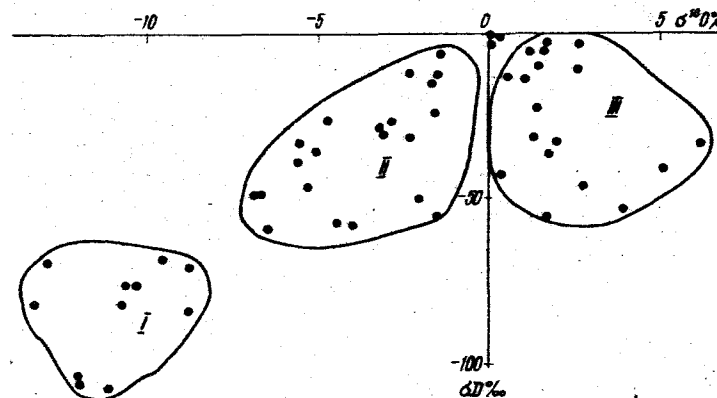


Рис.9. Изотопный состав подземных вод Предкарпатского прогиба (составили В.В.Колодий, И.М.Койнов, 1982)

В III группу входят исключительно рассолы хлоридного натриево-кальциевого типа с минерализацией 154–301 г/л, залегающие, как правило, на глубине более 4000 м как во Внутренней (палеоген), так и во Внешней (неоген) зонах прогибов. К этой же группе относятся глубокозалегающие хлоркальциевые рассолы Скибовой зоны Карпат (рис.9).

Для подземных вод Внутренней зоны прогиба характерно увеличение значений  $\delta D$  и  $\delta^{18}O$  по мере возрастания минерализации (15 – 250 г/л) и некоторое уменьшение содержания тяжелых изотопов водорода и кислорода в более минерализованных рассолах. Эта общая тенденция, однако, в некоторых случаях нарушается. Так, в скв. I-Лути с глубиной минерализация вод возрастает и в этом же направлении облегчается их изотопный состав, что объясняется наличием на глубинах неогеновых соленосных отложений и смешиванием рассолов выщелачивания с подземными водами флиша. Это, с одной стороны, ведет к осолонению вод, с другой – к снижению в них содержания  $D$  и  $^{18}O$ . Во Внешней зоне, в отличие от Внутренней, связь минерализации с содержанием  $D$  и  $^{18}O$  не столь отчетлива, особенно для первого. Гидрокарбонатнохлоридные натриевые воды с минерализацией 14 г/л, хлоридные кальциево-натриевые рассолы с минерализацией 84–97 и 243 г/л содержат примерно одинаковое количество  $D$ . Более отчетлива связь минерализации с содержанием  $^{18}O$ , что связано с глубиной (температурой) залегания рассолов.

Воды IV группы относятся главным образом к седиментогенным. Гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды Внешней зоны сформировались в морском бассейне с пониженной соленостью. Метановые хлоридные кальциево-натриевые воды обеих зон прогибов и Скибовой зоны Карпат распространены наиболее широко. Изотопный состав водорода и кислорода этих вод согласуется с их химизмом и минерализацией:  $\delta^2H$  и  $\delta^{18}O$  возрастают с ростом минерализации и снижением отношения  $O_2/H_2$  наблюдается тенденция к накоплению  $^{18}O$  в водах с более высоким относительным содержанием кальция.

Наиболее глубокозалегающие рассолы Предкарпатского прогиба характеризуются положительными значениями  $^{18}O$ , что связано с обогащением вод  $^{18}O$  в квазистойных условиях при высоких пластовых температурах.

#### Типы структур и формы нефтяных и газовых залежей

Во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба месторождения нефти связаны с различными формами брахантиклинальных складок Бориславско-Покутской подзоны, состоящей из Бориславского, Трускавецкого и Покутского покровов. Каждому из них соответствуют группы месторождений. К Бориславскому покрову приурочены месторождения (с северо-запада на юго-восток) Старосамборское, Попельское, Бориславское, Иваниковское, Оров-Уличинское, Стянавское, Тяньское, Северо-Долинское, Долинское, Выгодское, Струтинское, Спасское, Рышанское, Верхнелуквинское, Бабченское, Старой Копальни и Довбушанское; к Трускавецкому - Новосходницкое, Кяно-Иваниковское, Заводовское, Семитиновское и др.; к Покутскому - Росильнянское, Космачское, Дзвизнячское, Гвиздецкое, Пневское, Новобитковское, Пасечьянское. Росильнянское и Космачское относятся к газоконденсатным, Иваниковское, Северо-Долинское и Новобитковское - к нефтегазоконденсатным, остальные к нефтяным.

По типу природного резервуара, согласно классификации И.О.Брода, выделяется группа пластовых и литологически ограниченных залежей. Среди палеогеновых залежей во Внутренней зоне выделяются сводовые и тектонически и литологически экранированные. Типичным примером пластовых сводовых залежей являются залежи Бориславского, Долинского месторождений [62], к литологически экранированным относится нефтяная залежь нижнемеллитовой свиты Оров-Уличинского месторождения. [158].

Бориславское нефтяное месторождение связано с пологой брахантиклиналью размерами 15 x 7 км<sup>2</sup> (рис.10). Структура его определена системой поперечных и диагональных сбросо-сдвигов. Максимальной вертикальной амплитудой перемещения (около 800 м по олигоценным отложениям) характеризуется Раточинское поперечное нарушение, отделяющее наиболее приподнятый Бориславский блок складки от наиболее опущенного блока Внутренней зоны - Попельского грабена. Горизонтальный сдвиг вдоль этого разлома составляет 1,5-2 км. Вертикальные амплитуды других нарушений не превышают 50-150 м. Наиболее погружен юго-восточный Тустановичский блок, где абсолютные отметки поверхности олигоценных отложений опускаются до глубины 1100 м.

Промышленные залежи нефти связаны с песчаниками ямненской, витвицкой, попельской и меллитовой свит палеогена (рис.10, в). Самый продуктивный на месторождении - бориславский песчаник (меллитовая свита). Этаж нефтеносности не превышает 1000 м.

Бориславский поднадвиг выявлен под Бориславской складкой в 10 км к юго-западу от ее фронтальной линии. Он представлен незначительной по размерам складкой, развитой только в Бориславском и Тустановичском блоках (рис.10, а, б). Нефтяные залежи поднадвига связаны с песчаниками зоценового и олигоценного возраста. Все залежи месторождения относятся к подгруппе пластовых сводовых слабонарушенных.

Долинское нефтяное месторождение приурочено к надвиговой антиклинали размерами 15 x 7 км<sup>2</sup>. В его строении принимают участие мощные толщи флишевых мел-палеогеновых и молассовых неогеновых образований. Максимальные мощности продуктивных палеогеновых отложений превышают 2000 м.

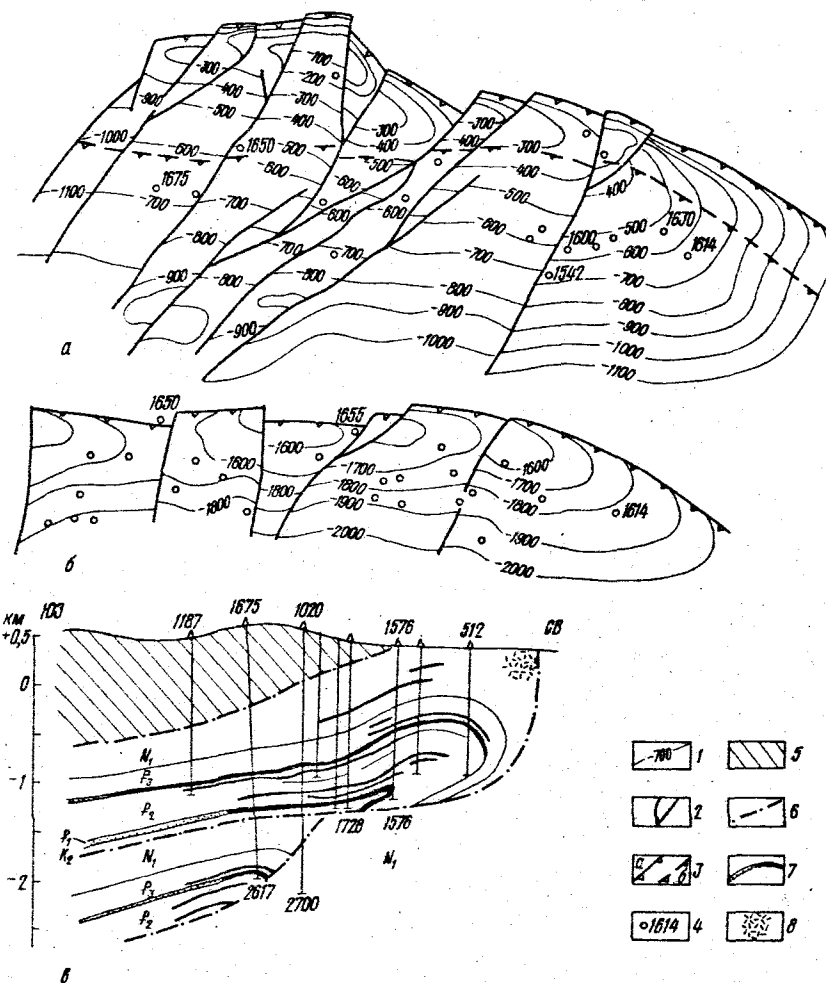


Рис.10. Бориславское нефтяное месторождение. Структурная карта по поверхности меллитовых отложений: а - Бориславской глубинной складки; б - Бориславского поднадвига; в - поперечный геологический разрез (составила Л.Т.Бойчевская): 1 - изогипсы поверхности меллитовых отложений; 2 - поперечные нарушения; 3 - фронтальные линии складок (а - Бориславской глубинной, б - Бориславского поднадвига); 4 - скважины; 5 - надвиговые образования Скибовых Карпат; 6 - линии надвигов; 7 - нефтяные залежи; 8 - залежи озокерита

Структура складки осложнена поперечными сбросо-сдвигами (рис.11). Наиболее значительный из них Турянский с вертикальной амплитудой перемещения по олигоценным отложениям около 500 м. Нефтяные залежи приурочены к песчаникам маявской, выгодской и меллитовой свит. Этаж нефтеносности составляет 1050 м. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке - 2500 м. Все залежи месторождения относятся к подгруппе пластовых сводовых слабонарушенных.

Старосамборское нефтяное месторождение приурочено к небольшой антиклинали, расположенной под надвигом Береговой скибы. Его размеры по внешнему контуру нефтеносности не превышают 5 x 2,5 км<sup>2</sup>. Фронтальная подвернутая часть складки вскрыта скв. 8,9-Старый Самбор и 31-Воля Блажевская, которые вскрывают палеогеновые отложения новой Блажевской складки, находящейся под Старосамборской антиклиналью. Структура складки осложнена поперечными сбросо-сдвигами. На северо-западе выделяется Днестровский сбросо-сдвиг, вертикальная амплитуда которого по палеогеновым образованиям достигает 400 м (рис.12).



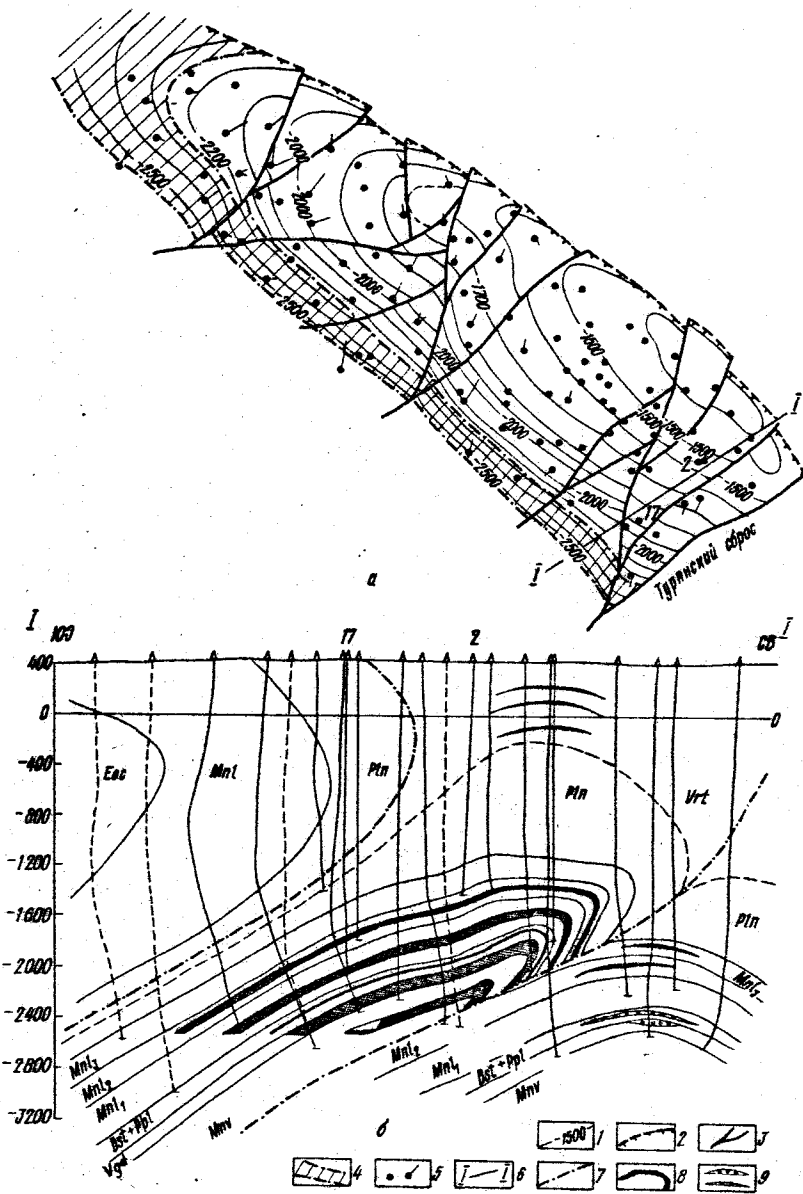


Рис.11. Долинское нефтяное месторождение:  
 а - структурная карта по поверхности нижнемелнилитовых отложений Долинской складки (составили Б.И.Ярош, Л.Т.Бойчевская, 1974);  
 б - поперечный геологический разрез (составил Б.И.Ярош 1974):  
 1 - изогипсы поверхности нижнемелнилитовых отложений (олигоцен);  
 2 - линия фронта складки; 3 - тектонические разрывы; 4 - поверхность водонефтяного контакта; 5 - скважины; 6 - линия геологического разреза; 7 - линии надвигов; 8 - нефтяные залежи; 9 - газо-конденсатные залежи

Месторождение содержит две нефтяные залежи. Первая - эоценовая приурочена к отложениям выгодской свиты. Она впервые выявлена в 1963 г. скв. 31-Воля Блажевская. В разрезе выгодских отложений четко выделяются выдержанные по простиранию песчано-алевролитовые горизонты. Нижняя отметка нефтеносного пласта в данных отложениях равна - 3399 м. Она принята за водонефтяной контакт выгодской залежи.

Основные запасы нефти приурочены к палеоценовой залежи, открытой в 1969 г. скв.3-Старый Самбор. Залежь приурочена к ямненским массивным песчаникам, выдержанным по литологическому составу как по площади, так и в разрезе. Максимальные

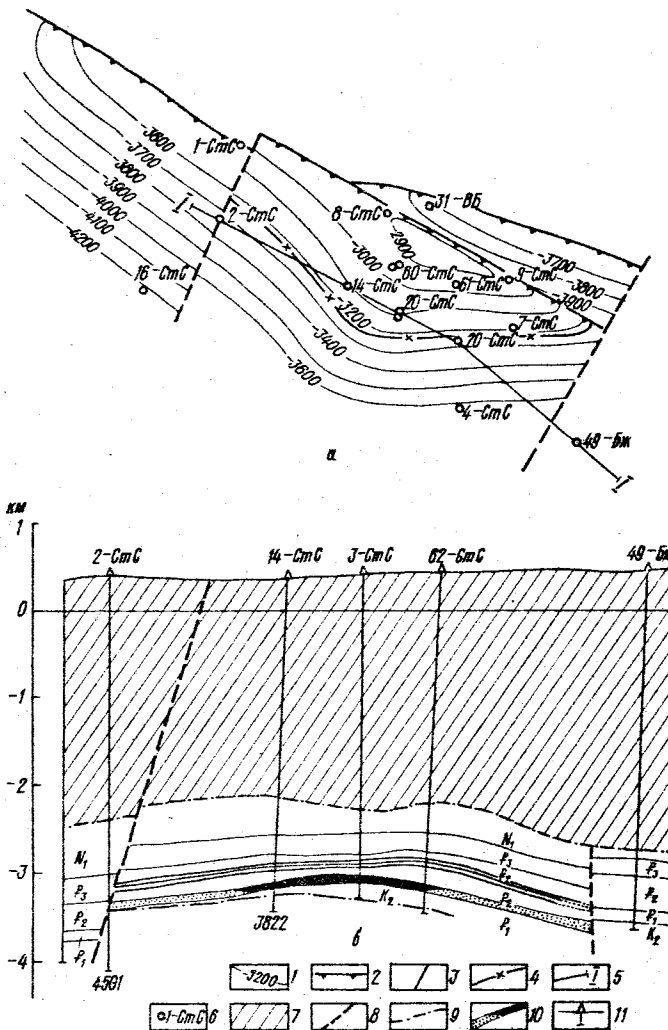


Рис.12. Старосамборское нефтяное месторождение:  
 а - структурная карта по кровле отложений Ямненской свиты и б - продольный геологический разрез по линии I - I (составил И.В.Лескив, 1975): 1 - изогипсы поверхности ямненской свиты; 2 - фронтальные линии складок; 3 - поперечные нарушения; 4 - внешний контур нефтеносности; 5 - линия продольного разреза; 6 - скважины; 7 - надвиговые образования Скибовых Карпат; 8 - поперечные нарушения; 9 - линии надвигов; 10 - нефтяные залежи; 11 - скважины (СтС - Старый Самбор, Бж - Блажев)

дебиты нефти отмечены в сводовой части месторождения (скв. 60,61). Поверхность водонефтяного контакта находится на глубине 3662 м (абсолютная отметка - 3233 м). Начальные пластовые давления для эоценовой залежи в I,1, а для палеоценовой в I,2 раза превышают гидростатические. Обе залежи относятся к подгруппе пластовых сводовых слабонарушенных.

Заводовское нефтяное месторождение открыто в 1975 г. скв.8. Оно приурочено к небольшой брахиантиклинальной складке, именуемой Заводовским поднадвигом, наиболее приподнятая часть которого находится в Оров-Уличьянском блоке. Сводовая часть структуры расположена в районе скв.12-Завода. Данное месторождение (размеры 4 x 8 км по внешнему контуру нефтеносности) содержит две залежи. Первая (эоценовая) связана с песчаниками и алевролитами выгодской, вторая (палеоценовая) - с песчаниками ямненской свиты. Первая залежь об-

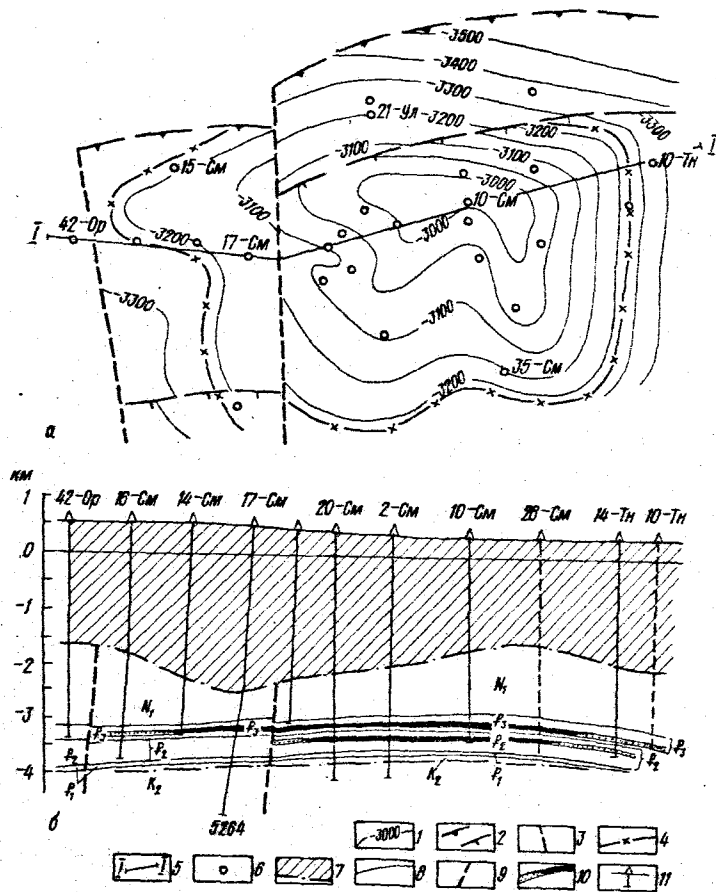


Рис. 13. Стяновское нефтяное месторождение: а - структурная карта по кровле отложений менилитовой свиты, б - продольный геологический разрез по линии I-I (составили В.М.Мацелко, Ю.М.Мельник, 1973): I - изогипсы поверхности менилитовой свиты, м; 2 - фронтальная линия складки; 3 - поперечные нарушения; 4 - внешний контур нефтеносности олигоценовой залежи; 5 - линия продольного разреза, б - скважины (Op - Оров, Cm - Семигинов, Ул - Улично, Тн - Тянява); 7 - надвиговые образования Скибовых Карпат; 8 - геологические границы; 9 - поперечные нарушения; 10 - нефтяные залежи; II - скважины

разована неоднородными по составу и не выдержанными по площади и в разрезе нефтенасыщенными горизонтами, в связи с чем нельзя установить ее общий водонефтяной контакт. В отличие от выгодских ямненские песчаники более выдержаны по составу и в разрезе. Водонефтяной контакт для всей залежи принимается по подошве самого нижнего нефтенасыщенного горизонта на отметке - 4350 м (скв. 15-Урич). Залежи Заводовского месторождения пластовые сводовые.

К северо-западу от Заводовского месторождения находится Новосходницкое нефтяное месторождение, открытое в 1976 г. скв. 3-Сходница. Оно приурочено к Новосходницкой глубинной складке, расположенной к юго-западу от Бориславского поднадвига. Продуктивен бориславский песчаник олигоценового возраста, вскрытый на глубине 4278-4243 м. Дебит нефти из этих отложений составляет 150 т/сут.

Стяновское нефтяное месторождение приурочено к изометрической в плане антиклинали, напоминающей пологую покровную пластину. В его структуре можно выделить три участка: центральный, северный и северо-западный. Последний смещен к северо-востоку относительно центрального блока по сбросо-сдвигу и разбивает олигоценовую залежь месторождения на два блока (рис. 13).

Размеры месторождения по внешнему контуру нефтеносности не превышают 5x9 км. На месторождении выявлено две залежи. Первая олигоценовая приурочена к кливским песчаникам и надроговиловому песчанисто-алевролитовому горизонту менилитовой свиты олигоценового возраста. Водонефтяной контакт определен на абсолютной отметке - 3221 м. Вторая эоценовая связана с отложениями выгодской свиты. Водонефтяной контакт находится на абсолютной отметке - 3331 м.

Пластовые давления залежей в I, I-1,2 раза превышают гидростатические.

Обе залежи относятся к подгруппе пластовых сводовых, а олигоценовую залежь, кроме того, можно отнести к роду слабонарушенных залежей данной подгруппы.

Росильнянское газоконденсатное месторождение связано с антиклинальной глубинной складкой. Его размеры по внешнему газоконденсатному контуру равны 12,5 x 2,2 км. Узкая северо-западная периклиналь Росильнянской складки осложнена поперечными сбросами, экранирующими главную эоценовую и незначительные локальные олигоценовые залежи месторождения. Последние сконцентрированы в присводовой части структуры вдоль ее локальных поднятий в верхних песчаных горизонтах менилитовой свиты. Из данных отложений при испытании скв. 20-Росильна получен приток газа с конденсатом. Залежи месторождения имеют свои водогазовые контакты, расположенные на различной глубине.

Эоценовая залежь месторождения впервые открыта скв. 3-Росильна в 1965 г. Промышленные притоки газа связаны с песчано-алевролитовыми горизонтами выгодской и маньвской свит. В пределах указанных отложений выделяется единая газогидродинамическая система с общим газоводяным контактом. Последний определен на абсолютной отметке - 2544 м. Начальные пластовые давления в I,3 раза превышают гидростатические. Газоконденсатные залежи Росильнянского месторождения относятся к подгруппе пластовых сводовых, к роду слабонарушенных.

Космачское газоконденсатное месторождение расположено к северу от Росильнянского и приурочено к небольшой брахиантиклинальной глубинной складке. Его размеры по внешнему контуру газоносности составляют 8 x 1,5 км. По характеру природного резервуара и по форме ловушки газоконденсатные залежи относятся к роду слабонарушенных пластовых сводовых.

Месторождение объединяет две залежи газа и конденсата. Первая олигоценовая залежь открыта скв. 1-Космач в 1967 г. При испытании олигоценовых отложений в этой скважине из глубины 2640-2632 м получен фонтан газа и конденсата. Контакт газ - вода в олигоценовой залежи принимается на глубине 2809 м, т.е. на абсолютной отметке - 2257 м.

Вторая эоценовая залежь открыта скв. 4-Космач. Из данных отложений в скв. 23-Космач (глуб. 3020-2940 м) получен промышленный приток газа с конденсатом. Общий газоводяной контакт залежи по скв. 13-Космач установлен на абсолютной отметке - 2900 м.

Пластовые давления превышают гидростатические в I,4 для эоценовой и I,1 раза для олигоценовой залежи.

Новобитковское нефтегазоконденсатное месторождение расположено между Маньвским на северо-западе и Прутском на юго-востоке поперечными нарушениями. Оно приурочено к лежащей антиклинали, разбитой системой поперечных нарушений на блоки. В сводовой части антиклинали осложнена продольным взбросом, амплитуда которого в центральном блоке не превышает 100 м. Простираение складки субмеридиональное (рис. 14, а). Размеры месторождения по внешнему контуру нефтеносности составляют 24 x 5 км. Этаж нефтегазоносности достигает 800 м.

На месторождении выделяются две нефтяные залежи в отложениях олигодена и газоконденсатная залежь в породах эоцена и палеоцена. Первая приурочена к образованиям лоянецкой подсвиты и кливским песчаникам нижнеменилитовой подсвиты, вторая - к выдержанному горизонту подроговиловых песчаников [76].

Водонефтяной контакт на юго-западном крыле структуры для олигоценовых зале-

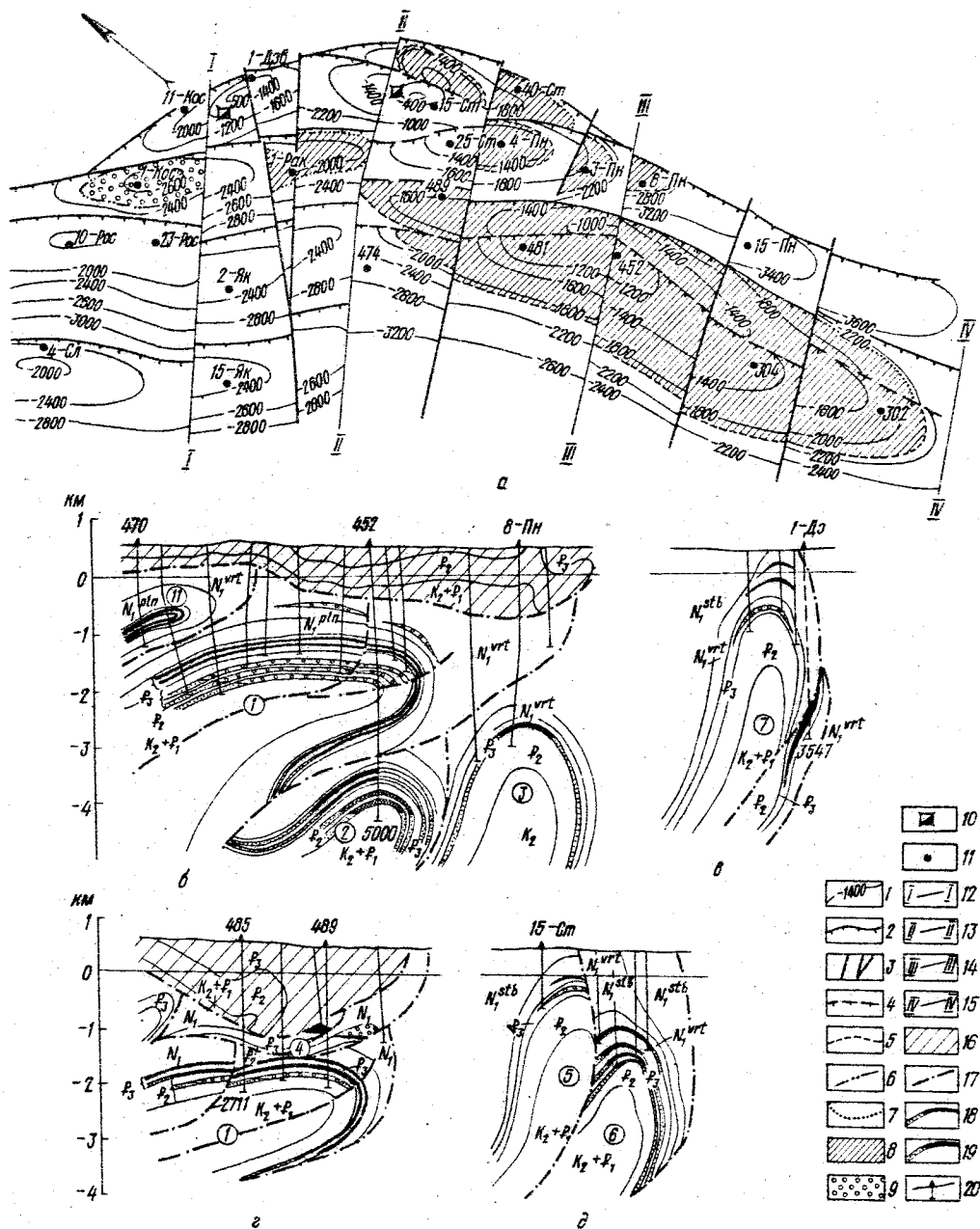


Рис. 14. Новобитковская группа месторождений нефти и газа: а - карта распределения залежей нефти и газа; б - д - поперечные геологические разрезы нефтегазовых залежей (составили И.В.Калин, Ю.З.Крупский, 1972): 1 - изогипсы поверхности менилитовой свиты, м; 2 - фронтальные линии складок; 3 - поперечные нарушения; 4 - линия продольного взброса; 5 - внешний контур нефтеносности; 6 - внешний контур газоносности; 7 - условный контур нефтегазоносности; залежи: 8 - нефти, 9 - газа, 10 - озокерита; 11 - скважины; поперечные разломы: 12 - Солотвинский, 13 - Манявский, 14 - Надворнянский и 15 - Прутский; 16 - образования Скибовых Карпат; 17 - линии надвигов; 18 - нефтяные залежи; 19 - газовые залежи; 20 - скважины. Месторождения (цифры в кружках): 1 - Новобитковское, 2 - Пасечнянское, 3 - Пневское, 4 - Бабчинское, 5 - Старульское, 6 - Гвиздецкое, 7 - Дзвинячское

жей определяется на отметках - 1615 м и - 1940 м и на отметке - 2200 м на юго-восточной периклинали Новобитковского месторождения (скв. 302, 303, 306-Битков). Внешний контур нефтеносности погружается на 250 м относительно юго-западной периклинали центрального блока.

В отложениях эоцена и палеоцена выделяются три газоконденсатных горизонта: первый приурочен к выгодско-пасечнянской, второй - к верхней части манявской, третий - к ямненской свитам. Все три горизонта характеризуются общим водогазовым контактом на отметке - 1940 м. В крайней северо-западной части месторождения вскрыта нефтяная оторочка эоценовой залежи, определенная по отметке - 2016 м.

Пластовые давления по нефтегазовым залежам месторождения в 1,3-1,4 раза превышают гидростатические. Нефтегазовые залежи Новобитковской глубинной складки относятся к подгруппе пластовых сводовых слабонарушенных.

Пасечнянское нефтегазовое месторождение приурочено к антиклинали размерами 2 x 8 км. Сводовая часть ее находится в районе скв. 482-Битков. Месторождение открыто в 1970 г. параметрической скв. 452-Битков, пробуренной до глубины 4519 м. Скважина вскрыла под Битковской глубинной складкой отложения олигоцена и эоцена новой структуры (рис. 14, б). При совместном испытании этих образований на глубине 3836-4410 м получен промышленный приток нефти. Пластовое давление залежи в 1,4 раза превышает гидростатическое.

Пневское нефтяное месторождение приурочено к симметричной с крутопадающими крыльями антиклинали. На месторождении в отличие от Битковского развиты только нефтяные залежи. Первая залежь приурочена к отложениям нижнемелитовой подсвиты (клевские песчаники), вторая - к подроговиловому горизонту. Дебиты нефти составляют 0,5-3,2 т/сут. Поперечные нарушения разбивают складку на три блока. В первом присводовом блоке водонефтяной контакт определен на отметке - 1470 м, во втором (юго-восточном) - 2100 м, в третьем - 2700 м. Скв. 16-Пнев вскрыла отложения олигоцена за контуром нефтеносности. Северо-западная периклиналь Пневской складки залежей не содержит.

Пластовые давления залежей в 1,5-1,6 раза превышают гидростатические. По типу природного резервуара и ловушки залежь относится к тектонически экранированным (рис. 14, в).

Гвиздецкое нефтяное месторождение связано с узкой клиеобразной антиклинальной складкой. С юго-запада на нее надвинута складка Старуни, озокеритоносная в отложениях воротыщенской свиты. Ее залежи нефти и газа в этих же отложениях можно отнести к группе литологически ограниченных, а в более древних образованиях (палеоген) - к подгруппе пластовых сводовых. Гвиздецкое месторождение развито поперечными нарушениями на блоки. Северо-западная периклиналь структуры глубоко погружена. Центральный присводовый блок Гвиздецкой складки наиболее приподнят и содержит основные залежи нефти (рис. 14, а).

Гвиздецкое месторождение содержит залежи нефти в отложениях олигоцена и эоцена. В центральном наиболее приподнятом блоке выделяются четыре нефтяные залежи: первая - в отложениях среднеменилитовой подсвиты с водонефтяным контактом на отметке - 1520 м, вторая - в отложениях нижнемелитовой подсвиты с водонефтяным контактом на отметке - 1400 м, третья - в отложениях выгодско-пасечнянской свиты с водонефтяным контактом на отметке - 1604 м и четвертая - в отложениях манявской свиты с водонефтяным контактом на отметке - 1708 м.

Пластовые давления превышают гидростатические в 1,5-1,6 раза. Учитывая наличие поперечных нарушений, амплитуды которых превышают этаж нефтеносности олигоценовых отложений, а также различное положение водонефтяных контактов центральной и периклинальной частей структуры, данные залежи относятся к тектонически экранированным.

Дзвинячское нефтяное месторождение приурочено к узкой клиеобразной антиклинали, разбитой поперечными нарушениями на блоки. Наиболее приподнятая присводовая часть Дзвинячской складки является как бы зеркальным отражением такой же части складки Старуни по другую сторону Манявского нарушения. Скв. 1-Дзвиняч вскрыла ниже зоны надвига нефтяную залежь в отложениях олигоцена. Главная экранирующая роль отводится надвигу, который осложняет северо-

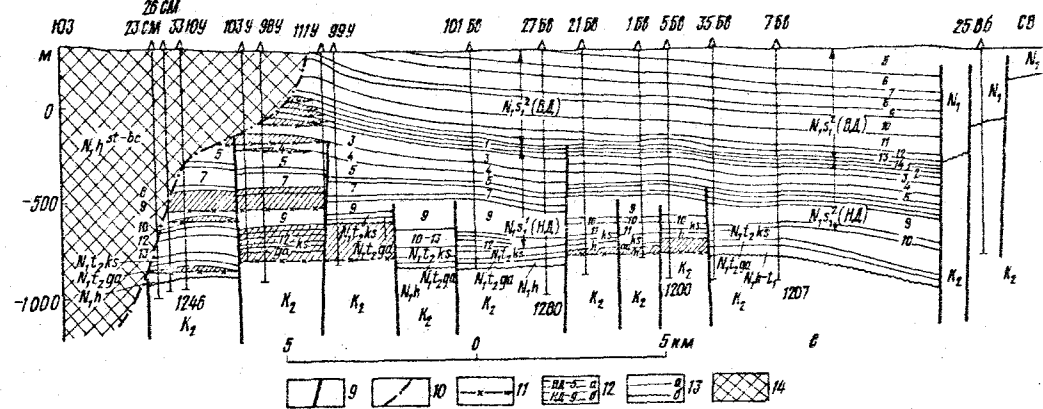
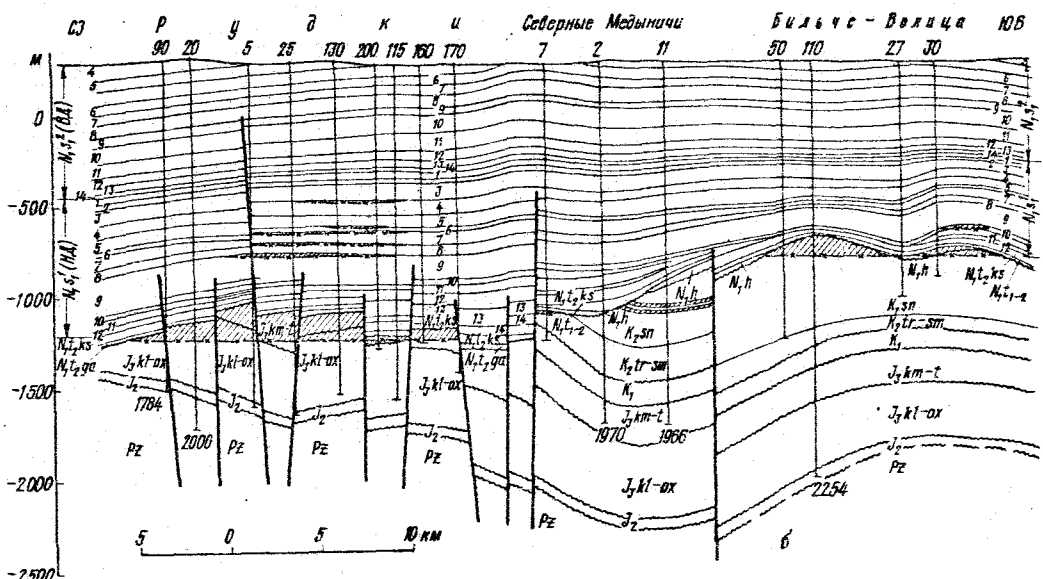
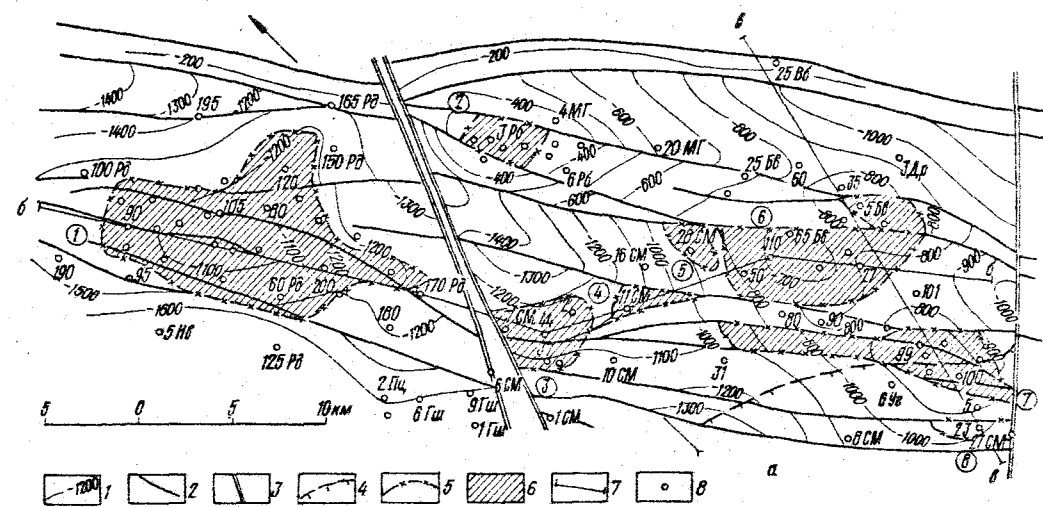


Рис. 15. Рудковское, Малогороджанское, Северо-Медынничское, Гирское, Северо-Бильчеволличское, Бильчеволличское, Угерское, Кяно-Угерское газовые месторождения: а - структурная карта газовых месторождений; б - в - поперечные геологические разрезы (составили В.М.Шерба, А.С.Шерба по материалам ЮЗ Запукргеология, 1983); 1 - изогальсы донегеновой поверхности, м; 2 - продольные тектонические нарушения; 3 - поперечные нарушения; 4 - положение линии Стебникского надвига по поверхно-

восточное крыло узкой Дзвиничской складки (рис. 14,б). Нефтяная залежь относится к тектонически экранированной. Пластовое давление ее в 1,4 раза превышает гидростатическое.

Таким образом, среди залежей Внутренней зоны Предкарпатского прогиба наиболее распространены пластовые сводовые слабонарушенные. Значительно реже встречаются пластовые сводовые, разбитые на блоки, подчиненное значение имеют пластовые тектонически и литологически экранированные.

Во Внешней зоне выделяются пластовые массивные и литологически ограниченные залежи. Массивные залежи связаны с эрозионными выступами, сложенными юрскими отложениями на Рудковском месторождении, сенонскими и местами облекающими их гельветскими песчаниками на Северо-Медынничском, Бильчеволличском, Северо-Бильчеволличском, Угерском и Малогороджанском месторождениях (рис.15). Массивные залежи имеют подошвенную воду, природные резервуары в них образовались вследствие трансгрессивного перекрытия эрозионных выступов слабопроницаемыми породами (мергелями, глинами, ангидритами, глинами) нижнего тортон (бадения), тирасской и косовской свит верхнего тортон. Такие ловушки, связанные с различными формами палеорельефа - погребенными холмами, останцами и др., называются еще палеогеоморфологическими.

Режим залежей газонапорный, обусловленный энергией сжатого газа, который скопился в сводовых частях куполообразных поднятий.

В неогеновом комплексе отложений наиболее распространены резервуары, образованные пластами песчаников и алевролитов, которые переслаиваются с глинами. Замещение песчаников алевролитами и глинами обуславливает смену коллекторских свойств пород, литологическое экранирование и образование литологически ограниченных (со всех сторон) залежей газа. Такие залежи развиты на Ковалевском, Гриновском, Кялушском, Кадобнянском, Болоховском и отчасти Дашавском месторождениях. Большинство этих залежей, по классификации К.К.Гостиницева и В.А.Троссгейма, структурно-литологические, так как они в основном связаны с поднятиями брахиантиклинального типа. Даже на Пинянском и Залужском месторождениях, где залежи находятся в литологических ловушках, на фоне моноклинального воздымания неогеновых отложений в западном направлении в них наблюдаются небольшие перегибы типа структурного носа (рис. 16). К этому же типу можно отнести залежи Ходновичского и Садковичского месторождений, хотя они фактически являются пластовыми сводовыми литологически ограниченными.

К пластовым сводовым относятся миоценовые залежи Свидницкого, Рудковского, Кавского, Опарского, Кяно-Угерского, Угерского, Косовского, Яблунковского, некоторые залежи Гриновского, Кадобнянского и Дашавского месторождений. Залежи Свидницкого, Рудковского, Косовского, некоторые залежи Угерского (НД-8-12), Кяно-Угерского (НД-9,10), Яблунковского, Богородчанского, Косовского, Ковалевского и других месторождений, кроме того, тектонически экранированы (рис.17). Тектонически и литологически экранированы также пластовые залежи Никловичского, Макуневского, Новоселковского и Сусливского месторождений (рис.18).

Переходными от пластовых сводовых к пластовым сводовым тектонически экранированным являются залежи, срезанные плоскостью Стебникского надвига. Это залежи Ходновичского, Садковичского, Пинянского, Залужанского, Кавского, Угерского, Дашавского, Блоховского и Богородчанского месторождений. Две небольшие газовые залежи в сенонских песчаниках, вскрытые скв. П-Северные Медынчи, тектонически и стратиграфически экранированы слабо проницаемыми нижнетортонскими отложениями.

сти; 5 - контуры газоносности; 6 - газовые залежи; 7 - линии геологических разрезов (б, в); 8 - скважины; 9 - тектонические нарушения; 10 - линия Стебникского надвига; 11 - разоводные контакты; 12 - песчано-глинистые горизонты (а - верхнедашавской, б - нижнедашавской подсевит); 13 - геологические границы (а - согласной, б - несогласной залегающей); 14 - породы Стебникского надвига. Месторождения (цифры в кружках): 1 - Рудковское, 2 - Малогороджанское, 3 - Северо-Медынничское, 4 - Гирское, 5 - Северо-Бильчеволличское, 6 - Бильчеволличское, 7 - Угерское, 8 - Кяно-Угерское



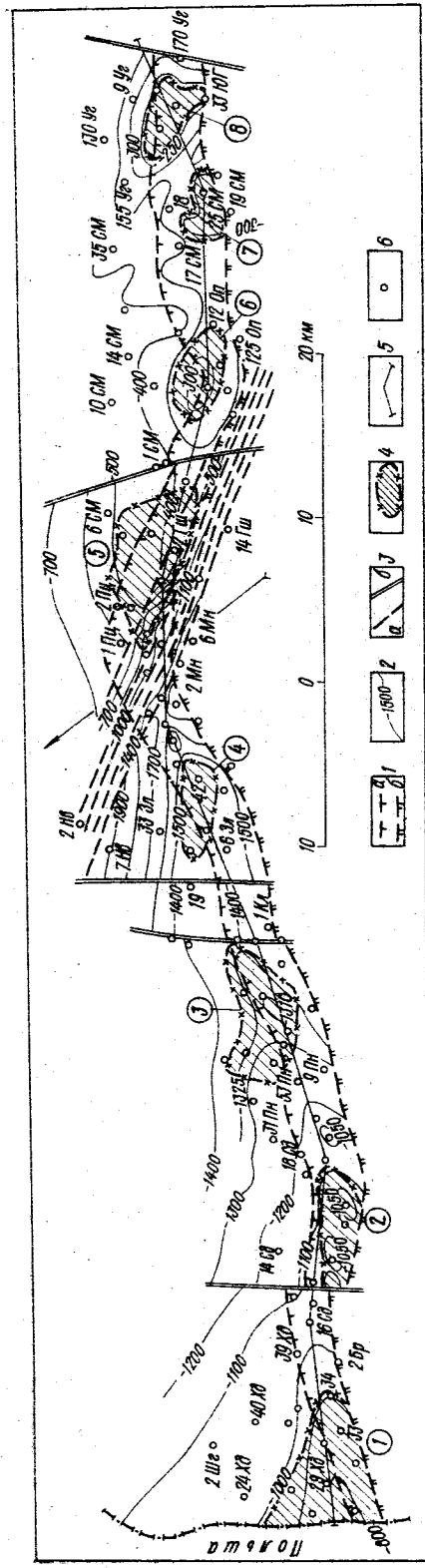


Рис. 16. Структурная карта по кровле горизонта ПД-5 Нижнедашавской подсыпи нижнего сармата (составили В.М.Шерба и А.С.Шерба по материалам ЦО Запургеология, 1983): 1 - линия Стебницкого нарушения (а - продольные, б - поперечные); 2 - изогипсы, м; 3 - тектонические нарушения (а - продольные, б - поперечные); 4 - газовые залежи горизонта ПД-5 (на Грушевском месторождении показан объединенный контур газосности горизонтов ПД-14 - ПД-16); 5 - линии геологического разреза (рис.17); 6 - скважины. Месторождения (цифры в кружках): 1 - Ходновичское, 2 - Садковичское, 3 - Пынянское, 4 - Запужанское, 5 - Грушевское, 6 - Опарское, 7 - Кавское, 8 - Южно-Угерское

К тектонически и литологически экранированным относятся еще три залежи, выявленные в отложениях надвинутого покрова на контакте с поднадвигаемыми образованиями миоцена на Пынянском, Болеховском и Богородчанском месторождениях.

Следовательно, основным типом структур, с которыми связаны газовые залежи Внешней зоны, служат эрозионные выступы в мезозойских отложениях и конседиментационные поднятия типа брахантиклинальных складок в миоценовых образованиях. Наиболее распространены массивные и пластовые сводовые залежи. Последние в большинстве случаев литологически и тектонически экранированы.

Свидницко-Кохановское месторождение открыто в 1956 г. В его строении принимают участие отложения палеозоя, юры, нижнего мела и миоцена. Структурные планы нижнесарматских горизонтов и размытой донегеновой поверхности смещены. Так, свод Свидницкого поднятия по кровле горизонта ПД-9 смещен по отношению к сводовой части гипсо-ангидритового горизонта на 1,8-2,3 км к юго-западу при увеличении в этом направлении мощности пород на 40-60 м. Отложения донегенового основания разбиты несколькими нарушениями. Одно из них с амплитудой до 50 м пройдено скв. 13-Свидница. Длина поднятия в контуре газосности составляет 15 км при ширине 2-4 км и высоте 25-35 м. В нижнемеловых известняках выявлена нефтяная залежь. Приток нефти плотностью до 0,9919 г/см<sup>3</sup>, дебитом 20 т/сут и пластовым давлением 11,1 МПа получен в скв. 1-Кохановка с гл. 1154-1117 м. Нефть густая, смолистая, черного цвета. Водонефтяной контакт наклонен к юго-востоку. Такая же нефть была получена на площади Судовая Вишня из верхней части разреза верхней юры. Здесь в скв. 15 на гл. 1787-1784 м получен приток минерализованной воды с пленками нефти, а с гл. 1781-1778 м -

приток тяжелой смолистой нефти плотностью 1,0142 г/см<sup>3</sup> с дебитом около 0,6 т/сут.

Газовые залежи нижнесарматских отложений Свидницкого месторождения связаны с песчано-глинистыми горизонтами верхнедашавской подсыпи, залегающих на глубинах 180-800 м. Свободные дебиты газа от первых тысяч до 183 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Залежи пластовые, литологически и тектонически экранированы [46]. Пластовые давления в газовых залежах составляют 3,2 - 7,2 МПа.

Эффективная мощность газосных горизонтов ПД-36 м. Газ содержит (%): метана 96,3-99,39; этана 0,09; пропана 0,11; бутана и пентана, азота и углекислоты по 0,07.

Рудковское месторождение открыто в 1953 г. Оно сложено палеозойскими, юрскими и неогеновыми отложениями. По породам юры Рудковская структура представляет собой плакосинклиналь, а по размытой поверхности юры - пологое эрозионное поднятие типа брахантиклинали, разбитой дизъюнктивными нарушениями на блоки. Амплитуды нарушений - от первых десятков до 400 м. Длина складки около 26, ширина 5-9 км, высота 190 м. С северо-востока поднятие приямка к юго-западной окраине платформы и отделено от нее зоной разлома и приразломной синклиналью (см. рис. 15).

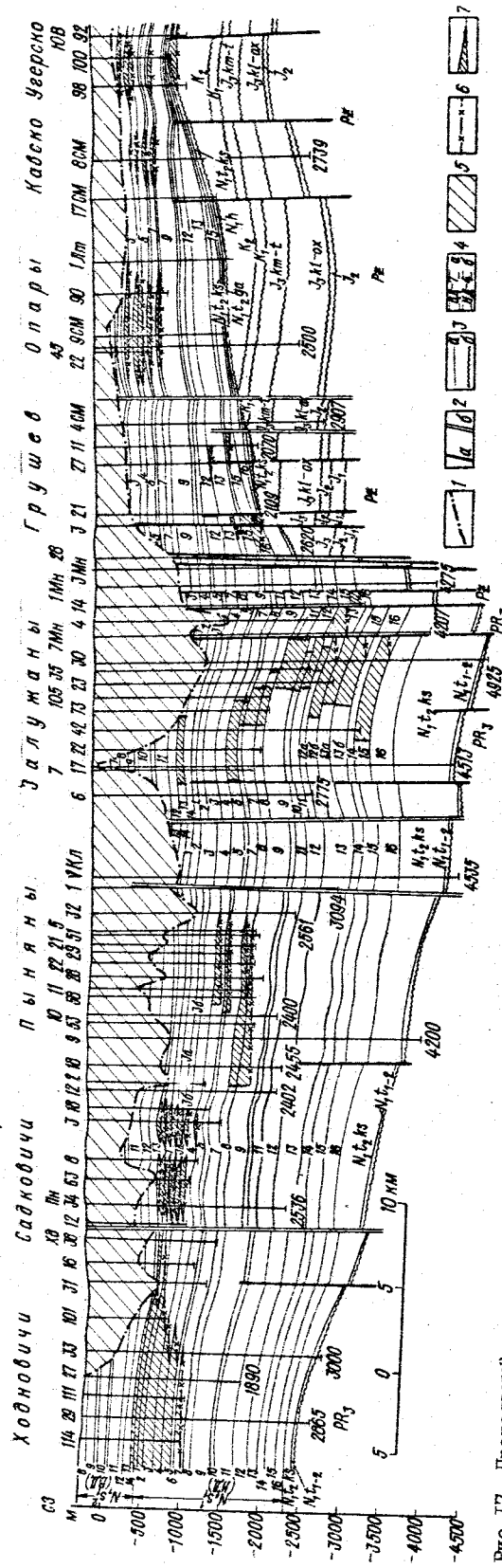


Рис. 17. Продольный геологический разрез через Ходновичское, Садковичское, Пынянское, Запужанское, Грушевское, Опарское, Кавское и Южно-Угерское газовые месторождения (составили В.М.Шерба и А.С.Шерба по материалам ЦО Запургеология, 1980): 1 - линия Стебницкого нарушения; 2 - тектонические нарушения (а - продольные, б - поперечные); 3 - геологические границы (а - согласного, б - несогласного залегания); 4 - условные песчано-глинистые горизонты (а - верхнедашавской и б - нижнедашавской подсыпи); 5 - породы Стебницкого покрова; 6 - газосные контакты; 7 - газовые залежи

В облекающих палеогеоморфологическое поднятие миоценовых отложениях свод смещается к юго-западу, т.е. в сторону увеличения мощностей пород неогена, выглаживаются структурные формы. Так, наиболее приподнятая часть поднятия по кровле горизонта НД-9 смещена на 1,6-2 км, а по кровле горизонта НД-3 - до 3 км относительно свода по гипсо-ангидритовому горизонту при увеличении мощности заключенных между ними отложений соответственно на 90-100 и 100-120 м.

По горизонту НД-9 Рудковская структура представлена пологим поднятием, юго-западное крыло которого осложнено сбросом. Последний ограничивает нижнесарматские и частично юрскую газовые залежи. Абсолютно свободные дебиты газа юрско-гальветской залежи изменяются от 53 до 4424 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Газ горизонта НД-9 по сравнению с юрско-гальветской более сухой. С глубиной количество гомологов метана в газе увеличивается приблизительно в пять раз, а средняя плотность возрастает от 0,6735 до 0,6991. Начальное пластовое давление залежи составляло 10,2 МПа. Газоводяной контакт определен на отметке - 770 м, в то время как для вышележащих газоносных горизонтов НД-8, 7, 5, 4 - на отметках - 708 - 647 - 530 и 463 м при средней высоте залежей 9 - 35 м (см.рис.18). Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные.

Ходновичское, Садковичское, Пынянское и Залужанское месторождения открыты соответственно в 1963, 1965, 1967 и 1969 гг. Они находятся в Круженичском блоке (вдоль линии Стебникского надвига), сложенном миоценовыми отложениями, которые залегают на рифейских образованиях. Газоносны песчаные горизонты нижнедашавской и самые низы верхнедашавской подсуит. Для Круженичского блока характерно увеличение как общей мощности песчаных горизонтов, так и каждого горизонта в отдельности в северо-восточном и особенно в юго-восточном направлениях. Возрастает мощности горизонтов нижнедашавской подсуиты и косовской свиты и к юго-западу до места срезания каждого из них надвигом (см.рис. 16-17). Одновременно с этим газоносность разреза опускается вниз, что обусловлено увеличением, особенно в юго-восточном направлении, количества песчаников и алевролитов.

В тектоническом отношении описываемые структуры представляют собой конседиментационные поднятия северо-западного простирания. По мере погружения пород к юго-востоку поднятия становятся менее выраженными, в связи с чем на Пынянском и Залужанском месторождениях углеводородные залежи связаны с горизонтами песчаников, замещающихся в направлении сводов глинами. На всех поднятиях наблюдается смещение их сводов к юго-западу по мере омоложения осадков. На Ходновичском поднятии величина смещения по гипсо-ангидритовому горизонту и кровле горизонта НД-5 составляет около 1 км при увеличении мощности между этими горизонтами до 200 м. Своды верхних горизонтов на контакте со Стебникским покровом, которым срезаны юго-западные крылья всех поднятий, смещены на северо-восток. Рифейские отложения Круженичского блока разбиты продольными и поперечными нарушениями типа сбросов, взбросов и сбросо-сдвигов, секущих и породы миоцена. Такими сбросо-сдвигами разделены Ходновичское и Садковичское, Пынянское и Залужанское месторождения.

С направлением продольных разрывов совпадает простирание поднятий и наклонных газоводяных контактов залежей. Одно из таких нарушений с амплитудой свыше 60 м выявлено нами впервые на Ходновичском месторождении. Оно пересекает залежи горизонтов НД-7, -5 и породы надвига. Газоводяные контакты на Ходновичском месторождении погружены от периклинали к своду - в сторону ухудшения коллекторских свойств, что в дальнейшем было обнаружено на Пынянском и Садковичском месторождениях. Пластовые давления газовых залежей, залегающих на глубинах до 1900 м, обычно соответствуют гидростатическим, иногда несколько ниже или чуть выше их. В залежах Пынянского и Залужанского месторождений, залегающих глубже 1900-2000 м, пластовые давления превышают гидростатические. Коэффициент сверхгидростатичности 1,617.

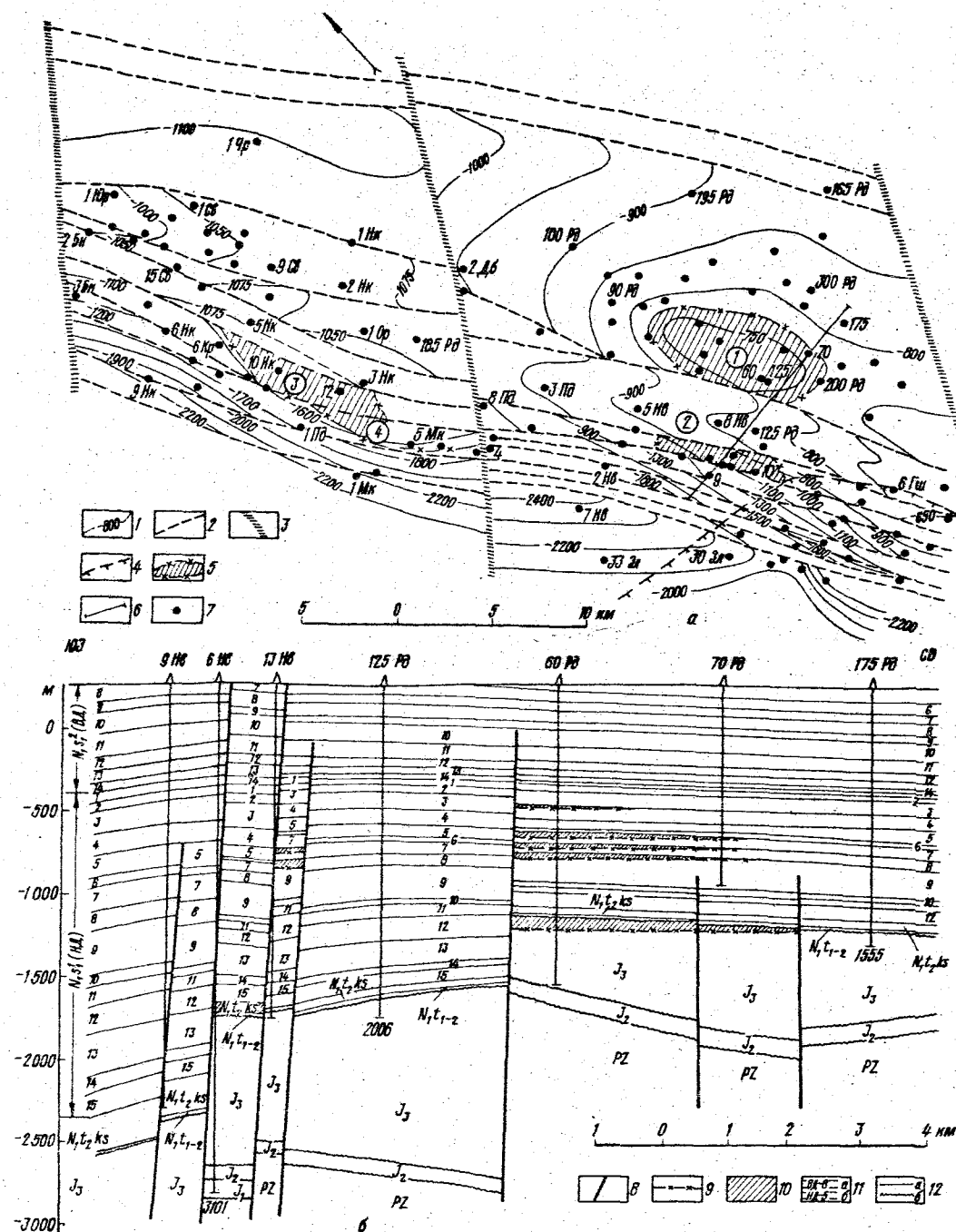


Рис.18. Рудковское, Новоселковское, Никловичское, Макуневское газовые месторождения:

а - структурная карта по кровле горизонта НД-9 нижнедашавской подсуиты нижнего сармата, б - поперечный геологический разрез через Новоселковское и Рудковское газовые месторождения (составили В.М.Щерба, А.С.Щерба по материалам ПО Запургеология, 1983): 1 - изогипсы кровли горизонта НД-9, м; тектонические нарушения: 2 - продольные, 3 - поперечные; 4 - линия Стебникского надвига; 5 - газовые залежи; 6 - линия геологического разреза; 7 - скважины; 8 - тектонические нарушения; 9 - газоводяные контакты; 10 - газовые залежи; 11 - условные песчано-глинистые горизонты; а - верхнедашавской и б - нижнедашавской подсуиты нижнего сармата; 12 - геологические границы: а - согласно и б - несогласно залегающих. Месторождения (цифры в кружках): 1 - Рудковское, 2 - Новоселковское, 3 - Никловичское, 4 - Макуневское

По площади и разрезу изменяется и химический состав газа, который на Ходновичском месторождении содержит (%): метана 98,18; этана 0,232; пропана 0,112; бутана, пентана и высших углеводородов 0,082; углекислоты 0,211; азота 1,004; аргона, криптона и ксенона 0,618; гелия и неона 0,005. На Залужанском месторождении количество метана в залежах горизонтов ИД-13 А, -13 Б и -15 уже не превышает 95,732 %. Здесь, как и на Ходновичском и Пинянском месторождениях, с глубиной увеличивается концентрация тяжелых углеводородов и азота при одновременном снижении количества метана и углекислоты. Более высоким содержанием азота характеризуются зоны на контакте газ - вода. Газ Ходновичского и Садковичского месторождений самый легкий. На Пинянском и Залужанском месторождениях с глубиной концентрация метана уменьшается, а количество тяжелых углеводородов в газе увеличивается, появляется конденсат.

Абсолютная проницаемость песчаников и алевролитов на месторождениях изменяется от долей до 1505  $\text{дм}^2$ . Пористость иногда достигает - 30-40 %.

Залежи Ходновичского и Садковичского месторождений пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные Стебникским надвигом. Залежи Пинянского и Залужанского месторождений пластовые, литологически и тектонически экранированные. Некоторые залежи Залужанского месторождения литологически ограниченные со всех сторон.

Опарское, Кавское, Южно-Угерское и Дашавское месторождения находятся в Угерско-Косовском блоке вдоль линии Стебникского надвига. Газовые залежи связаны с нижнесарматскими отложениями и одна залежь (на гл. II25-II60 м) - с породами гальвета (Южно-Угерское месторождение). Остальные залегают на глубинах 260-900 м. В тектоническом отношении описываемые месторождения приурочены к конседиментационным поднятиям, юго-западные крылья которых срезаны Стебникским надвигом. На всех поднятиях своды структурных планов смещаются снизу вверх к юго-западу - в направлении увеличения мощностей выделяемых в нижнем сармате горизонтов.

Отложения основания (палеозой, юра, мел) расчленены нарушениями, которые проявляются и в породах миоцена, проникая на разные стратиграфические уровни (см. рис. I5-I7). Одним из таких нарушений разграничены Южно-Угерское и Угерское месторождения.

Пластовые давления газовых залежей в основном несколько ниже гидростатических и лишь на Опарском месторождении они соответствуют гидростатическим.

По составу газ наиболее сухой в залежах Южно-Угерского месторождения (в %): до 99,36 метана; 0,20 этана; 0,03 пропана; 0,01 бутана; 0,16 пентана; до 0,20 углекислоты. С глубиной количество метана в газах уменьшается до 97,6 % и одновременно увеличивается плотность газа.

Залежи пластовые сводовые, сводовые массивные, а на Дашавском месторождении некоторые из них литологически экранированные. Большинство залежей тектонически экранированы надвигом Внутренней зоны.

Грушевское, Сусоливское, Новоселковское, Макуневское и Никловичское месторождения пространственно связаны с зоной Краковецкого разлома, представленной несколькими сбросами (см. рис. I7, I8). Газовые залежи, выявленные в породах нижнедашавской подсвиты и реке косовской свиты, находятся на разных ступенях этой зоны. Они обычно тектонически и литологически экранированы. На Грушевском месторождении в скв.3 приток газа с конденсатом получен также из отложений верхней юры, гальвета и нижнего тортона. Максимально дебиты газа (до 475 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ) получены на Грушевском месторождении. На остальных они не превышали 80-90 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . На всех месторождениях с глубиной закономерно увеличивается плотность газа и уменьшается содержание метана. Наиболее тяжелый газ на Грушевском и Сусоливском месторождениях, в нижних горизонтах которых он близок по составу к газам Залужанского месторождения. Больше всего метана (97,23 %) в газе Никловичского месторождения.

Пластовые давления газовых залежей Никловичского, Макуневского, Новоселковского и Грушевского месторождений почти равны гидростатическому или несколько отклоняются от него, в то время как на Сусоливском месторождении коэффициент сверхгидростатичности достигает 1,56. Здесь, как и на Грушевском месторождении, в газе содержится конденсат.

Коэффициент песчаности отдельных горизонтов тортоновых и нижнесарматских отложений не превышает 15-20 % их общей мощности. Пористость песчаников 8-20 %.

Угерское, Бильчеволицкое, Северо-Медничское и Малогорожанское месторождения. Общим для этих месторождений является наличие газовых залежей в сенонских и гельветских песчаниках. На Угерском и Бильчеволицком месторождениях скопления газа приурочены к нижнесарматским отложениям.

Наиболее сухой газ на Угерском месторождении, содержащий в среднем (в %): метана 99,36; этана 0,20; тяжелых углеводородов 0,20; углекислоты 0,20. В сенонской залежи и залежах горизонтов ИД 9-12 встречаются жидкие углеводороды до 0,2 г/ $\text{м}^3$  газа. Самый плотный газ в гельветско-сенонской залежи Северо-Медничского месторождения с содержанием (в %): метана 94-96; этана 0,72; пропана 0,58; тяжелых углеводородов 0,85; углекислоты 0,1; азота 2,8.

Газоводяные контакты массивных залежей газа Угерского, Бильчеволицкого, Северо-Медничского и Малогорожанского месторождений первоначально определены на отметках - 808, 800, II05 и 235 м, а их пластовые давления 10,2; 10,16; 13,55 и 5,16 МПа.

Пластовые давления пластовых литологически и тектонически ограниченных сарматских залежей Угерского месторождения 2,54 - 10,19 МПа.

Пористость гельветских и сенонских песчаников изменяется на месторождениях от 2 до 30, в среднем 18-22 %; проницаемость от долей до 2435  $\text{дм}^2$ .

Гирская газовая залежь, вскрытая скв. II-Северные Меднички, выявлена в двух пластах песчаников (А и Б) мощностью 12-14 м, которые залегают в мергельной толще сенона и разделены глинистой перемычкой мощностью 8 м. Свободные дебиты газа составляли 1705,8 и 1685 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , а пластовые давления на глубине 1344-1331 и 1366-1352 м - 13,34 и 13,3 МПа.

В структурном отношении гельветско-сенонские газовые залежи приурочены к эрозионным поднятиям северо-западного простирания, разбитым разрывными нарушениями преимущественно сбросового характера.

Болоховское газовое месторождение. Здесь в песчаниках нижнего сармата и стебникской свиты (надвиг) скв. 2 и 3 на глубинах 570-560 и 670-661 м вскрыты две небольшие литологически и тектонически экранированные газовые залежи. Дебиты газа составляли 198,5 и 104 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , пластовые давления - 3,95 и 5,37 МПа.

Газоносные песчаники имеют пористость 5-22,5 %, проницаемость 0,1-0,5  $\text{дм}^2$ , карбонатность 3,8-32 %.

Кадобнянское, Калушское, Гриновское и Богородчанское газовые месторождения находятся в центральной части Внешней зоны, где мощность миоценового комплекса в основном небольшая и в нем содержится относительно мало песчаного материала. Песчаные горизонты слабо выдержаны по площади, в связи с чем в этих месторождениях, особенно в Кадобнянском и Калушском, широко развиты литологически ограниченные (со всех сторон) газовые залежи, связанные с нижнесарматскими и частично тортоновскими отложениями. Одна литологически и тектонически экранированная залежь на Богородчанском месторождении выявлена в породах надвига на контакте с отложениями нижнего сармата Внешней зоны.

В тектоническом отношении газоносные структуры представляют собой конседиментационные поднятия северо-западного простирания, юго-западные крылья которых срезаны надвинутым покровом Внутренней зоны. Погружение северо-восточных крыль-

ев поднятий в сторону Калужского сброса сопровождается появлением в низах миоценовой толщи новых песчаных горизонтов и увеличением мощности всех вышележащих горизонтов. Неогеновым поднятиям отвечают эрозионные выступы донеогеновой поверхности. Все отложения расчленены разрывными нарушениями, проявляющимися в породах миоцена, которые экранируют газовые залежи, как на Богородчанском месторождении. Пространственно залежи последнего, по отношению к Гриновскому, Калужскому и Кадобнянскому месторождениям, приурочены к обособленному блоку.

Пластовые давления почти всех газовых залежей равны или несколько ниже гидростатических. Дебиты газа изменялись от 3 до 603 на Гриновском, 890 – на Кадобнянском и 2411 тыс. м<sup>3</sup>/сут на Богородчанском месторождениях.

Наиболее тяжелый по составу газ с содержанием метана до 93,25 % получен на Гриновском месторождении, на Богородчанском количество метана увеличивается до 97,8, на Кадобнянском – до 98,32 %. Коллекторами газа служат песчаники и алевролиты с пористостью 6–30 %, проницаемостью 0,01–81 фм<sup>2</sup> и карбонатностью до 25 %.

Охарактеризованные месторождения, кроме Богородчанского, многопластовые с большим этажом газосности.

Яблунское, Ковалевско-Черешенское и Косовское месторождения находятся в юго-восточной части Внешней зоны прогиба. Газоносны отложения дашавской и косовской свит. Часть разреза, которую на Косовском месторождении считали нижнедашавской подсвитой, отнесена к верхнедашавской подсвите [56, 98]. В ней выделено восемь горизонтов. Промышленно газоносны ВД-5, -6, -7, и -8 горизонты. Четыре верхних горизонта (I-4) обводнены поверхностными водами. В нижнедашавской подсвите газовые залежи связаны с горизонтами НД-I, -II, -III, -IV, а в косовской свите – с НД-VI.

Коллекторами газа служат песчаники и алевролиты с открытой пористостью до 25 % и проницаемостью до 60 фм<sup>2</sup>. Пластовые давления несколько ниже гидростатических. Залежи газа пластовые тектонически экранированные, а одна залежь, вскрытая скв.2 на глубине 1350–1380 м, – литологически ограничена.

Косовская структура по отложениям миоцена представляет собой узкую брахиантиклинальную складку длиной 19–22 и шириной в контуре газосности 2,5–3 км при высоте до 50 м. Юго-западное ее крыло нарушено Косовским сбросом, в связи с чем пластовые сводовые залежи тектонически экранированы.

В отличие от Косовского месторождения, приуроченного к Сторожинскому блоку, Ковалевско-Черешенское находится в опущенном по Косовскому региональному борту Угерско-Косовском блоке. Здесь выявлено пять газовых залежей, связанных с породами нижнедашавской подсвиты и залегающих на гл. 1350–2005 м. Газоводяные контакты газовых залежей определены на отметках – 1085–1627 м. Пластовые давления ниже гидростатических. По составу газ тяжелее газов Косовского месторождения и в нем содержится меньше метана.

Залежи газа Яблунского месторождения также пластовые, тектонически и литологически экранированные. Это месторождение развито в зоне поперечного Маньявско-Покутского разлома (Угерско-Косовский блок). В нем выявлена одна газовая залежь в породах нижнедашавской подсвиты и две – в косовской свите. Пластовые давления в газовых залежах близки к гидростатическим. Газоносные песчаники и алевролиты имеют пористость 6–23 %, проницаемость до 59 фм<sup>2</sup>.

В общем на всех трех перечисленных месторождениях количество метана с глубиной уменьшается, а плотность газа увеличивается. Наименьшее содержание метана наблюдается в газах Ковалевского месторождения, залежи которого залегают на больших глубинах.

Залежи газа Ковалевского и Яблунского месторождений связаны с мономинально воздымающимися в северо-восточном направлении песчаными пластами, расчлененными продольными и поперечными сбросами, что обусловило тектоническую изоляцию почти всех залежей.

Газ большинства залежей Внешней зоны по составу относится к "сухим". В нем преобладает метан (95–99,3 %).

Наиболее "сухой" газ содержат нижнесарматские залежи Свидницкого и Ходновичского месторождений (северо-западная часть зоны), в которых количество метана в газах достигает 99 %, а также залежи Кавского и Угерского месторождений, гальветская залежь Кжно-Угерского и гальветско-сеонские залежи Угерского и Бильчевольского месторождений, количество метана в которых составляет 98,53–99,36 %. В гальветско-сеонской и юрской залежах Медничского и Рудковского месторождений содержание метана уменьшается соответственно до 95,04 и 96,24 %. Самый тяжелый газ с содержанием метана 93–96 % связан с залежами Сусоливского и Залужанского месторождений, расположенных в зоне Краковецкого разлома и вблизи него.

В центральной и юго-восточной частях Внешней зоны меньше всего метана (93,25 и 93,42 %) в залежах Гриновского и Ковалевского месторождений.

Газовые залежи Внешней зоны тесно связаны с разрывными тектоническими нарушениями. Формирование юрской залежи Рудковского месторождения обусловлено миграцией газа по Краковецкому и Судовишинянскому разломам или по Городокскому сбросу.

Детальные исследования показали, что продольные разломы пересекаются и смещаются поперечными дислокациями – Днестровской, Дрогобычско-Щирецкой, Стрыйской, Маньявско-Покутской и др. Учитывая особенности изменения по площади и разрезу химического состава газа газовых залежей, их гидродинамические и другие особенности, можно считать, что основными проводниками флюидов во Внешней зоне являлись Дрогобычско-Щирецкая и Маньявско-Покутская зоны разломов, особенно места их пересечения с продольными разрывами. С удалением от Дрогобычско-Щирецкой зоны разломов на северо-запад и юго-восток, а также вверх по разрезу в газе увеличивается содержание метана, что обусловлено сорбционными способностями пород, по которым он мигрировал. Кроме того, вблизи этой зоны, как и вблизи Маньявско-Покутского поперечного разлома, газовые залежи встречены на наибольших глубинах. Безусловно, что при формировании газовых залежей Внешней зоны, кроме преобладающей роли вертикальной, могла происходить боковая миграция флюидов как по разрывным нарушениям (Краковецкому, Назовизовскому, Княжичскому, Предкарпатскому и др.), так и по песчано-глинистым породам.

Немаловажное значение для формирования газовых залежей Внешней зоны имеет выяснение природы сверхгидростатических пластовых давлений (СПД) в газоносных и водоносных горизонтах миоценовых, мезозойских и палеозойских отложений, залегающих до глубины 1900 м. Они в большинстве залежей равны гидростатическим. С увеличением глубины залегания горизонтов давления в залежах увеличиваются и становятся аномально высокими [185, 186]. Избыточные давления в залежах на площадях Залужань, Лянаны, Майнич, Сусолив, Мостиска, Чижевичи и других изменяются от 1,181 до 1,758 кгс/см<sup>2</sup> на 10 м глубины.

Некоторые исследователи подтверждают приуроченность СПД к тектонически сложным районам с большим количеством дизъюнктивных нарушений, которые служили путями проникновения флюидов в запечатанный пласт. С этой позиции объяснялось и образование в исследуемом регионе залежей с СПД путем вертикальной миграции флюидов по трещиноватым зонам и тектоническим нарушениям из нижних частей разрезов в верхние. Уменьшение давления до нормального гидростатического в верхних горизонтах на месторождениях северо-западной части Внешней зоны связывали с частичным рассеиванием газа и его миграцией по участкам структур с повышенными коллекторскими свойствами и тектоническим нарушением, как это было установлено и для газовых месторождений юго-восточной части зоны.

Анализ показал, что в горизонтах с СПД наблюдается опреснение пластовых вод. До глубины 1900 м в залежах Внешней зоны преобладают пластовые давления, близкие к гидростатическим (или равные им), и воды хлоридносульфатного типа с минерализацией в большинстве горизонтов 19–50 г/дм<sup>3</sup>. На глубинах ниже 1900 м в горизонтах с СПД преобладают воды гидрокарбонатнонатриевого типа с минерализацией 20–25 г/дм<sup>3</sup>, что объясняется их разбавлением освобожденной при дегидратации "мелкодушной" водой. До глубины 1900 м, т.е. до места появления залежей с давлением-



ми, превышающими гидростатические, туфы из нижнесарматской песчано-глинистой толщи почти полностью преобразуются в монтмориллонит. Однако в связи с незначительными мощностями туфовых пропластков и их небольшим количеством в общем объеме миоценовых пород значительная емкость СГЩ с большим коэффициентом сверхгидростатичности не может быть создана. Во Внешней зоне ниже глубины 1900 м монтмориллонит, как и в других районах, постепенно переходит в иллит. Этот процесс начинается при температуре около 86 °С и происходит со скоростью, пропорциональной гидростатическому градиенту. Такая температура, к примеру, на Майничской, Залужанской и других площадях установлена на глубинах 2800–3000 м. Здесь и появляются СГЩ с коэффициентом 1,3–1,4. Собственно с глубины 2800 м в глинах резко снижается содержание монтмориллонита, который переходит в гидрослюда, освобождая при этом значительное количество "междуслойной" воды (в монтмориллоните ее содержится 24, а в гидрослуде до 10 %). В результате разбавления пластовой воды "междуслойной" ее минерализация уменьшается и возрастает объем, что, по-видимому, может быть одной из причин появления в литологически ограниченных резервуарах залежей с СГЩ.

Нижнесарматские и тортоносские отложения характеризуются уменьшением коэффициента песчаности с глубиной. Проведенные И.В.Лескиным исследования показали, что залежи с СГЩ преобладают в пластах с песчаностью до 12 %, как на Залужанском и Майничском месторождениях.

На основании перечисленных фактов сделан вывод, что причинами возникновения СГЩ в миоценовых отложениях Внешней зоны являются диагенетические преобразования минералов (главным образом переход монтмориллонита в иллит), уплотнение пород, термобарические условия и степень песчаности разреза.

Установление природы СГЩ в определенной степени дополняют сведения об условиях сохранения газовых и нефтяных залежей. Несомненно, что СГЩ в залежах возникает при достаточной изоляции пластов-коллекторов. Чем моложе отложения и большая мощность глин, тем выше возможность формирования таких залежей.

Пример Пынянского и Залужанского месторождений свидетельствует, что глинистые перемычки даже небольших мощностей служат хорошими экранами газовых скоплений, часто разделяя залежи с СГЩ от вышележащих, где пластовые давления близки к гидростатическим. На Пынянском месторождении глинистая покрывка мощностью 7–9 м разделяет залежи горизонтов НД-7, -8 с разницей пластовых давлений в них до 5,4 МПа, а на Залужанском месторождении эта разница для горизонтов НД-12 А и 12Б составляет 12,7 МПа при такой же мощности глинистой перемычки. Это подтверждает внутреннюю природу СГЩ или указывает на геологически недавнее время формирования газовых залежей. Абсолютный возраст газа Внешней зоны (время, на протяжении которого газ находится в породах), определенный гелий-аргоновым методом А.Л.Козловым и В.П.Савченко, составляет в среднем 15–20 млн.лет. За этот небольшой период пластовые давления еще не успели достичь условной гидростатической величины, а наклонные газоводяные контакты не успели принять горизонтальное положение.

#### Перспективы поисков месторождений нефти и газа

В Предкарпатской нефтегазоносной провинции большинство месторождений нефти и газа в мезозойском, мел-палеогеновом и неогеновом структурно-тектонических этапах уже разведано и находится на стадии вторичных методов разработки. Дальнейшие перспективы нефтегазоносности во Внутренней зоне необходимо связывать с мел-палеогеновыми отложениями, залегающими на больших глубинах (4500–6000 м), а во Внешней – со структурными выступами юрских и меловых отложений домиоценового фундамента и литологическими ловушками бадения и сармата на эксплуатирующихся месторождениях.

Во Внутренней зоне мел-палеогеновые отложения на больших глубинах остаются перспективными прежде всего в Бориславско-Покутской подзоне, состоящей из Бориславского, Трускавецкого и Покутского покровов. Бориславский покров изучен глубоким бурением на всем протяжении. Здесь открыто 22 нефтяных месторождения. В преде-

лах этого покрова определенный интерес для поисков представляют литологически ограниченные и тектонически экранированные залежи на периклиналях эксплуатирующихся месторождений и в подвернутых крыльях структур центральной части прогиба. Трускавецкий и Покутский покровы изучены еще недостаточно. Здесь перспективы связаны с юго-западными линиями складок и с фронтальными северо-восточными линиями складок. Так, в Бориславском районе это группа Новосходницких складок в Трускавецком покрове, а в Битковском районе – Пнев-Пасечнянская группа складок Покутского покрова. Первая группа приурочена к Бориславской зоне нефтегазоаккумуляции, тяготеющей к Дрогобычско-Щирецкому глубинному разлому, вторая – к Надворнянской зоне нефтегазоаккумуляции, т.е. к зоне развития Быстричко-Надворнянского и Прутского разломов. Покутский покров, развитый в пределах Покутско-Буковинского поднятия (Покутские Карпаты), значительно дислоцирован, его мел-палеогеновые образования выведены на дневную поверхность, что создало неблагоприятные условия для формирования залежей нефти.

В Самборско-Рожнятовской подзоне северо-восточная аллохтонная нижнемолассовая (сорванная с основания) ее часть бесперспективна на нефть и газ, а паравтохтонная юго-западная (флишевое основание подзоны) – высокоперспективна. Предполагается, что мел-палеогеновые структуры последней будут иметь пологие формы, унаследовавшие характер строения доальпийского фундамента. Участками для поисков паравтохтонных структур на глубинах 5–7 км могут быть Смыльня-Опака, Тявява-Лисовичи, Росильня-Пасечная, Делитин-Мизуличин.

Определенный интерес для поисков новых объектов представляет нижнемеловая толща, содержащая кондиционные коллекторы и развитая в наиболее погруженной части прогиба от Стрийского до Манявского разлома.

Во Внешней зоне Предкарпатского прогиба на северо-западе в Круженичской подзоне перспективны на газ рифогенные юрские образования в полосе регионального Краковецкого разлома, а также миоценовые отложения к северо-востоку от Ходновичско-Залужанской линии газовых месторождений, где на фоне общего погружения домиоценового основания в сторону Краковецкого разлома выделяются отдельные приподнятые блоки, в которых в миоценовых породах сформировались конседиментационные складки. Небольшие литологически ограниченные и тектонически экранированные залежи могут содержаться в нижнесарматских отложениях на месторождениях, находящихся в эксплуатации.

В Угерско-Косовской подзоне юрские и меловые отложения, нередко с хорошими коллекторскими способностями, часто смыкаются с породами надвинутого покрова нижних моласс Внутренней зоны. В результате срезания отложений бадения и сармата они лишены надежной миоценовой покрывки, и залежи газа в них не могли сохраниться. Перспективы этой подзоны связываются с Болоховской и Косовской поперечными деформациями, где развиты более мощные миоценовые покрывки. Основные перспективы газоносности все же и в дальнейшем необходимо связывать с отложениями бадения и нижнего сармата Внешней зоны на территории, не перекрытой Стебникским надвигом. Конседиментационные складки, содержащие залежи газа в отложениях бадения и сармата, концентрировались вдоль Калушского, Косовского, Ковалевского и других разломов особенно в зонах их пересечения с поперечными разломами – Стривяжским, Дрогобычско-Щирецким, Стрийским, Свичским, Ломницким, Быстричко-Надворнянским и др.

На юго-востоке Внешней зоны на моноклинальном склоне Сторожинцевой подзоны в районе Покутских Карпат значительный интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляют подмиоценовые платформенные меловые и юрские отложения. Наиболее перспективны они на участках, примыкающих к Предкарпатскому глубинному разлому, особенно в зонах пересечения его с поперечными глубинными разломами, ограничивающими Покутско-Буковинское поднятие.

### ГЛАВА III

#### ГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ ЗАКАРПАТСКОГО ПРОГИБА

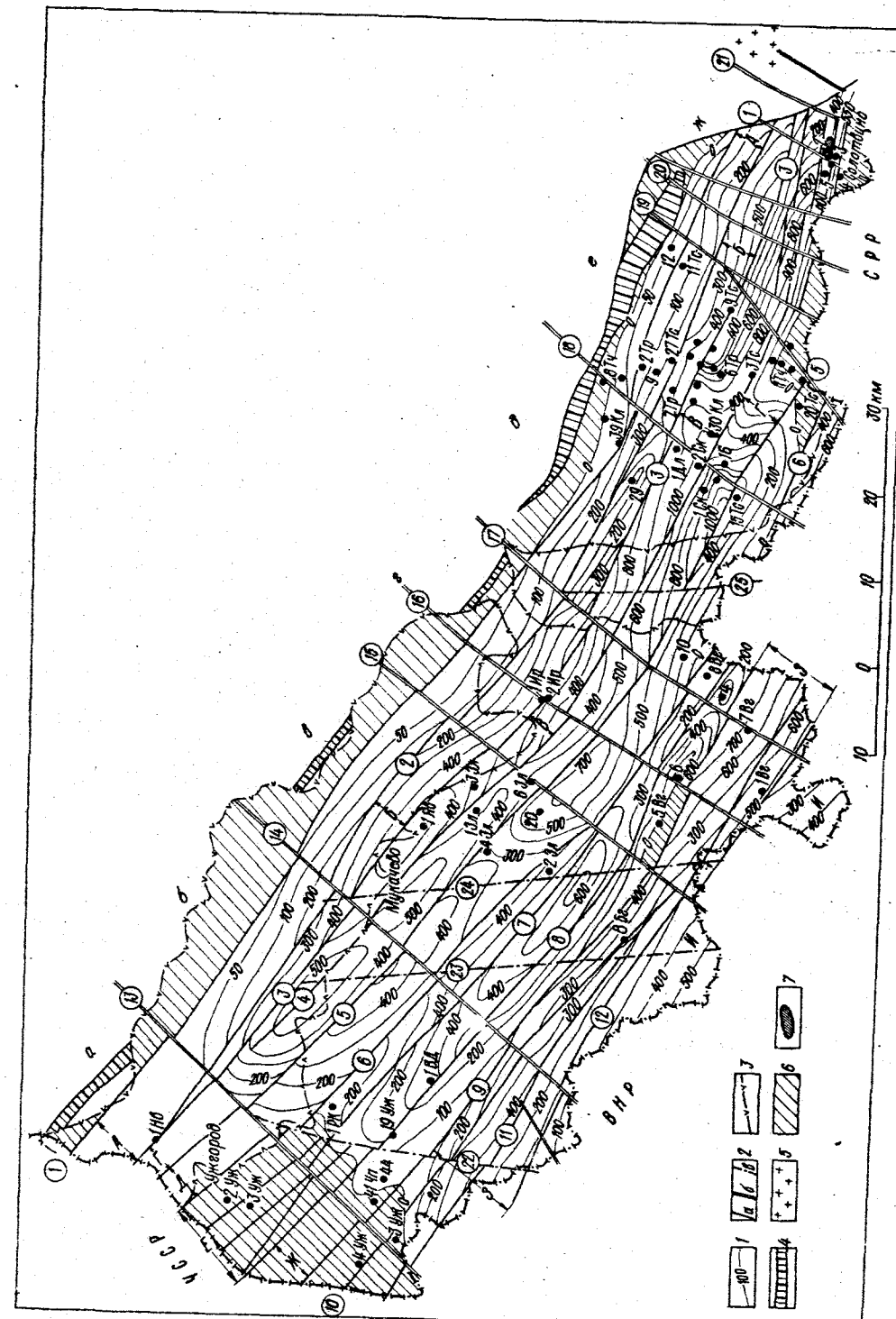
Эта провинция находится в Закарпатской области УССР. Геотектонически она связана с Закарпатским прогибом. В ней проведен относительно большой объем геологосъемочных, геофизических и буровых работ, однако геологическое строение ее изучено недостаточно. Пока не выяснены и перспективы ее нефтегазоносности, что связано со сложностью строения как неогенового комплекса пород, так и донеогенового основания. В последнее время открыто Солотвинское месторождение газа из новоселицких туфов карпатя.

#### Геологическое строение

В геологическом строении Закарпатского прогиба выделяются два структурно-тектонических этапа: донеогеновый и неогеновый. Донеогеновый этап сложен мезозойскими и палеогеновыми образованиями, залегающими на гл. 500-4000 м. Мезозойские отложения представлены породами триаса, юры, и мела, углы падения которых изменяются от нескольких до 80-90° и уменьшаются в палеогеновом комплексе. Породы интенсивно раздроблены, трещиноваты, часто напоминают тектоническую брекчию [45, 57, 142, 183].

В неогеновое время блоки донеогенового основания развивались конседиментационно, влияя на распределение мощностей и фаций неогена, мощность которого в прогибе изменяется от нескольких сотен до 3500 м. Существует несколько схем стратиграфического деления донеогеновых и неогеновых отложений [34, 52, 90 - 92, 125, 127 и др.]. С учетом данных О.С.Вялова [34], неогеновая толща сложена (снизу вверх): песчаниками и песчанистыми глинами буркаловской свиты этгенбургия (бурдигал) мощностью до 80 м; терещульскими конгломератами мощностью до 100 м; новоселицкой свитой карпатя (гельвет) мощностью до 900 м; тереблинской, солотвинской и тересвинской свитами бадения (тортон). Тереблинская свита подразделяется на нижне- (аргиллиты, туфы, песчаники мощностью до 300 м) и верхнетереблинскую подсвиты (каменная соль, гипс мощностью до 600 м).

Рис. 19. Закарпатская газоносная провинция. Карта мощностей отложений новоселицкой свиты (составили В.М.Шерба, А.С.Шерба по материалам ПО Запукргеология, 1983): 1 - изолинии равных мощностей, м; 2 - разломы: а - продольные, б - поперечные, в - меридиональные; 3 - границы Выгорлат-Гутинской вулканической гряды; 4 - Пенинская зона; 5 - Раховский кристаллический массив; 6 - места отсутствия отложений новоселицкой свиты; 7 - газовые месторождения. Разломы (цифры в кружках): 1 - Закарпатский, 2 - Антоновско-Тереблинский, 3 - Даниловско-Невицкий, 4 - Приборжавско-Сокиринский, 5 - Середнянско-Буритинский, 6 - Ужгородско-Виноградовский, 7 - Страбичевский, 8 - Ратовецко-Олешинский, 9 - Беганьско-Квасовский, 10 - Свободинский, 11 - Яворовский, 12 - Припаннонский, 13 - Чопский, 14 - Косинско-Мукачевский, 15 - Иршавско-Шаланский, 16 - Приборжавский, 17 - Виноградовский, 18 - Велятинский, 19 - Новоселицкий, 20 - Дубово-Грушевский, 21 - Кобыленко-Полянский, 22 - Тысянковский, 23 - Берегово-Гатский, 24 - Мукачевский, 25 - Малораковичский; блоки: продольные: А - Ильинко-Колодненский, Б - Иршавско-Терновский, В - Хустско-Дубровский, Г - Мукачевско-Солотвинский, Д - Шаланско-Винковский, Е - Гатско-Виноградовский, Ж - Великодобронский, З - Чопско-Береговский, И - Дьяковский; поперечные: а - Ужгородский, б - Середнянский, в - Бадужский, г - Иршавский, д - Хустский, е - Тереблинский, ж - Солотвинский



Сарматские отложения (глины, алевролиты, песчаники, туфы) представлены до-обратовской и луковской свитами мощностью до 650 и 500 м соответственно. Выше залегают песчано-глинистые породы алмашской, изювской и кошелевской свит (паннон), сменяющиеся гутинской, ильницкой и бужорской свитами (левантин). Гутинская и бужорская свиты сложены андезитами, андезит-базальтами, липаритами и их туфами, ильницкая - прослоями песчаников и углей. Прослой углей встречаются и в кошелевской свите. Для прогиба характерно омоложение осадков к северо- и юго-западу.

Неогеновую структуру Закарпатского прогиба в основном предопределили дислокации северо-западного простирания. Их конседиментационное развитие, как и разрывов других направлений, подтверждается изменением в смежных блоках мощностей разновозрастных горизонтов миоцена и плиоцена (56, 57, 188 и др.). Это вытекает также из карты мощностей новоселицких туфов (рис.19).

Простирание локальных поднятий обычно подчинено направлению продольных блоков оснований. Для них характерно увеличение мощностей неогена по направлению от сводов к периклиналям и крыльям. Как и во Внешней зоне Предкарпатского прогиба, в этом направлении во многих случаях возрастает мощность песчаных горизонтов, а в низах разреза появляются новые горизонты, особенно в тортонских и сарматских отложениях (рис.20). Так, коэффициент песчаности возрастает на северо-западном и юго-восточном крыльях Залужской структуры, на юго-западных и северо-восточных крыльях Королевского и Вербовецкого поднятий, на периклиналях и крыльях Чопского, Великодобронского и других поднятий. С увеличением коэффициента песчаности улучшаются и коллекторские свойства отложений. Это свидетельствует о конседиментационном развитии неогеновых поднятий, к тому же осложненном вулканическими процессами и соляной тектоникой.

Литолого-фациальное замещение неогеновых отложений и связанное с ним изменение физических параметров пород-коллекторов установлено послойной корреляцией каротажных диаграмм скважин, анализом кернового материала и подтверждено результатами лабораторных определений. Пористость терригенных, туфогенных и карбонатных разностей изменяется от 1 до 43 %, проницаемость - от менее 0,01 до 1770  $\text{дм}^2$ . Из этого можно заключить, что в разрезе чопской свиты, левантинского, паннонского, сарматского, тортонского и гельветского ярусов встречаются горизонты песчаников, алевролитов, туфов, туффитов и других литологических разностей пород с хорошими коллекторскими свойствами.

#### Перспективы поисков месторождений газа

До открытия в 1982 г. в Закарпатском прогибе Солотвинского газового месторождения небольшие притоки газа и нефтегазопроявления были известны в меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях. Притоки метанового газа с абсолютно свободными дебитами до 15 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  из верхнемеловых отложений получены на площади Терребля. Палеогеновые отложения оказались газонасыщенными на площади Солотвино, где из скв. 4 и 5 на глубине соответственно 3869-3102 и 3938-3900 м дебиты газа достигали 30 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Считается, что эти скважины вскрыли единую газовую залежь.

В отличие от мезозойских, газопроявления в которых выявлены на юго-востоке прогиба, в неогеновых отложениях небольшие притоки газа и газопроявления были получены вдоль всего прогиба. Это площади Чоп, Ужгород, Залуж, Иршава, Яблунув, Нанково и др.

На Залужской структуре в структурно-поисковой скв. 2-Макарьево дебит газа из залужских слоев нижнего сармата (гл. 357-358 м) составил 30,9 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Выбросы горючего газа из этих же отложений установлены в скв. 8,8а, 16-Иршава, а в скв. 7, 9, 11, 19, 24, 26-Иршава отмечены небольшие газопроявления. В скв. 10-Ужгород из пород нижнего сармата наблюдались газовые выбросы с глубин 577 и 584 м.

Помимо прямых притоков газа и газопоявлений, во многих скважинах, по данным промыслово-геофизических исследований, выделены газонасыщенные пласты. Это

скв. 1-Яблунув и некоторые скважины структурно-поискового бурения площадей Чоп, Свобода и Виноград, где газомещающие песчаные горизонты выделены в тортоне и нижнем сармате.

Обобщение геолого-геофизического материала, а также анализ строения смежных нефтегазоносных территорий (Восточно-Словацкой и Паннонской впадин, Марамурешского бассейна), имеющих с Закарпатским прогибом много общих черт строения, показывают, что в прогибе, кроме Солотвинского, могут быть открыты еще небольшие газовые месторождения в неогеновых отложениях.

Донеогеновые образования прогиба характеризуются низкими коллекторскими свойствами. По результатам замеров более 200 образцов пород пористость песчаников и алевролитов достигает 5, в среднем 1-2 %. Пористость известняков и доломитов на Залужской и Сокирницкой площадях изменяется от 2 до 7 %. Проницаемость этих разностей пород не превышает 0,01  $\text{дм}^2$ .

Высокая консолидация, дизъюнктивная и пликативная дислоцированность пород донеогенового основания обусловили отсутствие в Закарпатском прогибе хороших коллекторов и изолирующих покровов, в связи с чем в этих отложениях не было условий для образования и сохранения промышленных залежей углеводородов. Исключение составляют менее дислоцированные породы палеогена, развитые в основном в юго-восточной и северо-восточной частях прогиба (вдоль Закарпатского глубинного разлома).

В донеогеновом фундаменте газовые залежи могут сохраниться лишь в его структурных выступах под неогеновой покровкой, как на территории Чехословакии, Румынии и особенно Венгрии с подобным геологическим строением. В верхней части разреза фундамента, длительное время являвшегося и областью денудации, развиты трещинные коллекторы. Так, в скв. 1-Ужгород из отложений, предположительно палеозойского возраста, на глубине 2047-1734 м получен фонтан воды дебитом 400  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Вода гидрокарбонатнонатриевая общей минерализацией 60 г/л и температурой на устье 59°C. В скв. 2-Сокирница на глубине 2500-2480 и 2286-2157 м из отложений юры и триаса при динамических уровнях 1259 и 439 м дебиты воды соответственно составили 94 и 72  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Таким образом, основные перспективы газонасыщенности Закарпатского прогиба связываются с неогеновыми отложениями. В них могут быть обнаружены пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные и литологически ограниченные со всех сторон залежи углеводородов.

Литологические ловушки возможны в зонах регионального фацеального замещения пород вблизи широко развитых в Закарпатском прогибе конседиментационно развивавшихся разломов, которые вместе с неравномерным прогибанием блоков фундамента содействовали формированию конседиментационных поднятий. Региональные зоны фацеального замещения намечаются вдоль Антоновско-Тереблянского, Данилово-Невицкого, Приборжавско-Сокирницкого, Среднянско-Бурштинского, Ужгородско-Виноградского и других разломов. Наиболее перспективна территория, ограниченная Антоновско-Тереблянским и Ужгородско-Виноградскими разломами (Иршавско-Терновский, Хустско-Дубровский, Мукачевско-Солотвинский и Шаланско-Вишковский продольные блоки), главным образом в районах Среднянского, Залужского, Иршавского, Солотвинского и отчасти Хустского поперечных блоков.

Первоочередными для постановки буровых работ являются Иршавский и западная часть Хустского поперечных блоков (к северу от Ужгородско-Виноградского сброса), т.е. районы сел Шаланка, Виноград, Королево, Приборжавское и Иршава, где мощность тортонских и сарматских отложений достигает 3200 м (см. рис.20).

Перспективен и Алпийский район, где установлено литолого-фацеальное замещение тортонских и сарматских отложений мощностью до 3500 м. Здесь необходимо продолжать разведочные работы на Солотвинской структуре для оконтуривания гельветской газовой залежи и поисков палеогеновой.

Новый поисковый объект в Закарпатском прогибе связан с новоселицкими туфами гельвета (?), в которых установлена промышленная газонасыщенность на Солотвинском ме-

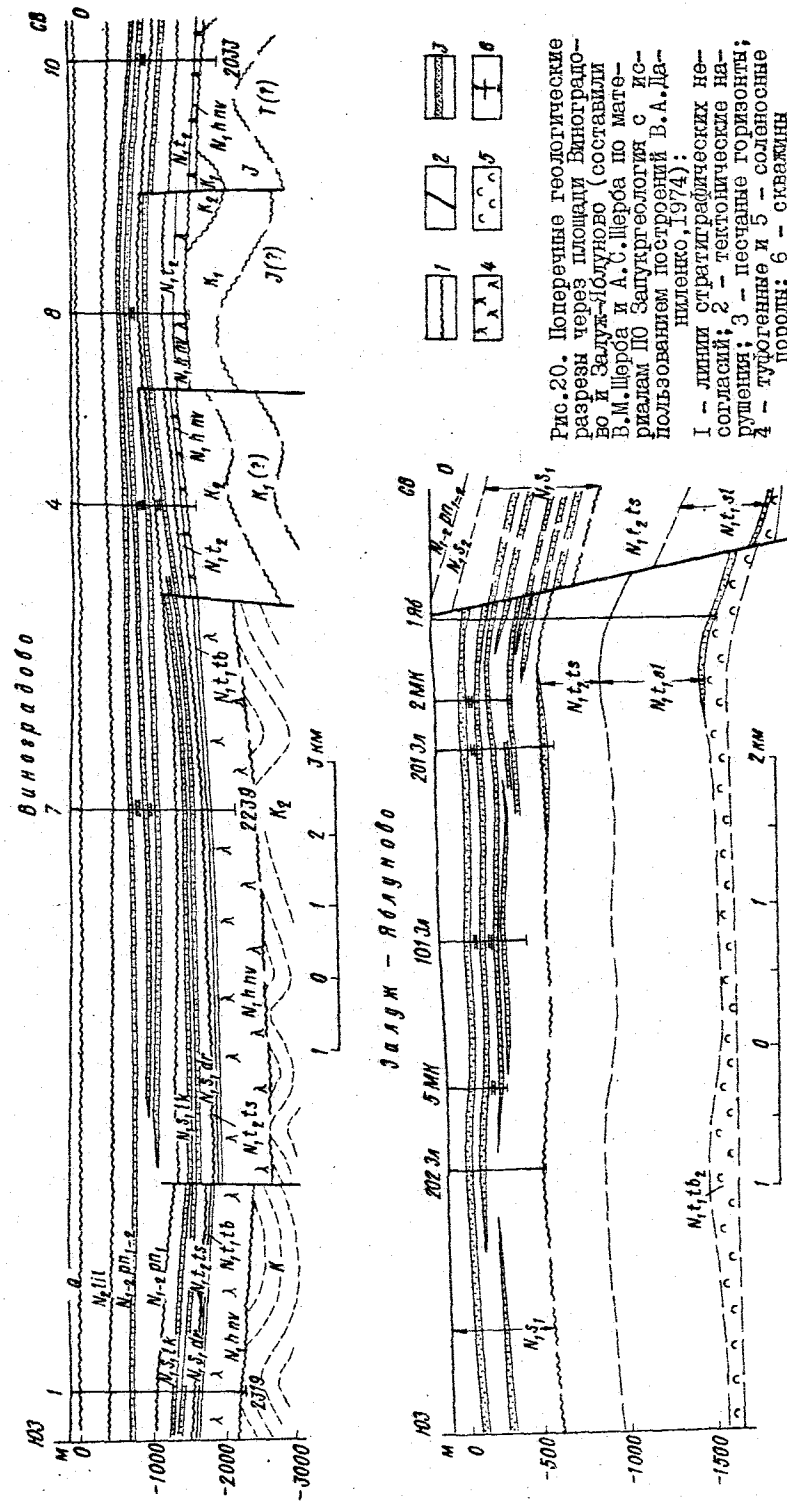


Рис.20. Поперечные геологические разрезы через площадь Виноградово и Залуж-Яблунь (составили В.М.Щерба и А.С.Щерба по материалам ПО Закарпатгеология с использованием построений В.А.Даниленко, 1974):  
1 - линии стратиграфических несогласий; 2 - тектонические нарушения; 3 - песчаные горизонты; 4 - туфогенные и 5 - соляносные породы; 6 - скважины

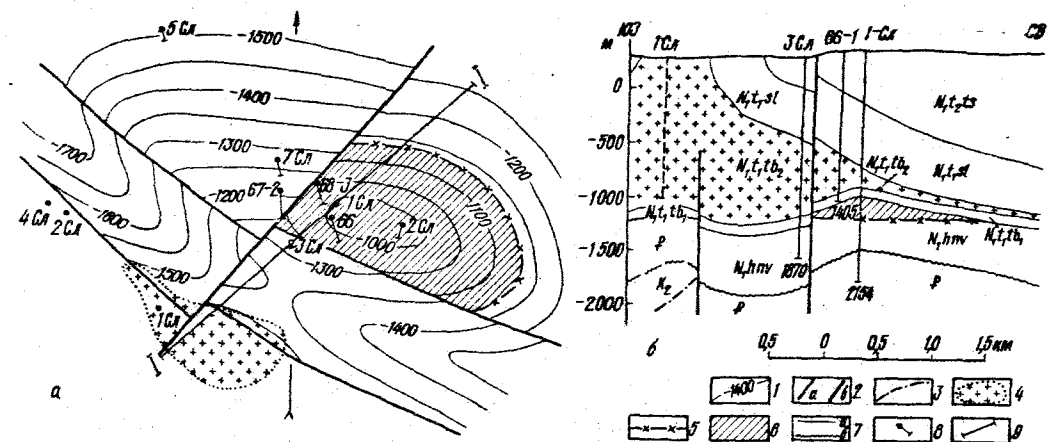


Рис.21. Солотвинское газовое месторождение:  
а - структурная карта; б - поперечный геологический разрез (составили В.М.Щерба, А.С.Щерба по материалам ПО Закарпатгеология и Ивано-Франковский ЭГИС и построений А.Н.Ищенко и Ю.З.Крупского, 1983). 1 - изогипсы кровли новоселицкой свиты; 2 - тектонические нарушения: а - продольные, б - поперечные; 3 - линии надвига; 4 - контуры соляного штока; 5 - газовой контактной и контур газонесоответствия; 6 - газовая залежь; 7 - геологические границы; а - согласного, б - несогласного; 8 - скважины; 9 - линия геологического разреза

Солотвинское газовое месторождение. Коллекторские свойства этих отложений в прогибе изучены слабо, однако полученный в скв. I-Солотвино (глуб. 1530-1440 м) приток газа с абсолютно свободным дебитом 777 тыс.м<sup>3</sup>/сут, а также сильное поглощение некоторыми скважинами на площади Теремля глинистого раствора свидетельствуют о высокой пористости и проницаемости этих пород. По-видимому, в новоселицких туфах [56, с.128] развиты трещинные и кавернозные коллекторы благодаря пересечению разнонаправленных разрывных нарушений и выщелачиванию содержащихся в туфах карбонатных включений.

Опыт разведки газовых месторождений в Предкарпатском прогибе, а также результаты разведочных работ на территории Закарпатского прогиба показывают, что при поисках литологически и тектонически ограниченных и экранированных газовых залежей бурение скважин следует вести по профилям, расположенным на относительно близком расстоянии друг от друга. Для установления зон литолого-фациального замещения одновременно с бурением желательнее вести специальные сейсмические исследования.

Солотвинское газовое месторождение находится в крайней юго-восточной части Закарпатского прогиба (см.рис.19). Промышленный приток газа с дебитом 777 тыс.м<sup>3</sup>/сут и пластовым давлением 14,78 МПа (глуб. 1485 м) получен в поисковой скв. I из новоселицких туфов гальвета на глубине 1530-1440 м. Газовой контактной залежи установлен на отметке -1131 м. По предварительным данным, месторождение приурочено к осложненной несколькими разрывными нарушениями структуре (по подсольевым отложениям) северо-западного простирания (рис.21), связанной с поднятым по Приборжавско-Сокриничному региональному разлому Хустско-Дубровским блоком и находящейся северо-восточнее Солотвинского соляного штока. Аналогичное соотношение структурных планов подсольевых и подсольевых отложений установлено и в районе развития Данилово-Тереблянкой диапировой структура [57], где подсольевые отложения непосредственно под соляным штоком опущены по отношению к смежным блокам.



## Г Л А В А IV

### ВОЛЫНО-ПОДОЛЬСКАЯ ПЕРСПЕКТИВНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Волыно-Подольская перспективная нефтегазоносная провинция – самая молодая на Украине. Первое газовое месторождение открыто в 1964 г. Провинция находится на территории Львовской, Волынской, Тернопольской, Ивано-Франковской и Черновицкой областей и занимает площадь около 25 тыс. км<sup>2</sup>.

В географическом отношении она развита на Волыно-Подольской возвышенности, которая, по П.М.Цисю, подразделяется на три отдельные геоморфологические единицы: Волынскую, Подольскую возвышенности и Внутреннюю равнину рек Зап. Буга и Стири.

На Волыно-Подоллии пробурено довольно значительное количество разведочных скважин, общим метражом более 200 000 м: восемь опорных, 14 параметрических, более 50 поисково-разведочных и сотни структурных. Открыто два месторождения природного газа (Великомостовское и Локачинское), приуроченные к отложениям девонского возраста.

#### Литолого-стратиграфический очерк

В строении Волыно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы принимают участие образования криптозоы и фанерозоя.

Кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста вскрыт в опорных и параметрических скважинах: I-Берестечко, I-Броды, I-Бучач, I-Владимир-Волынский, I-Горохов, I-Завадовка, I-Заложці, I-Кременец, I-Луцк, I-Овадно, I-Пелча, I-Хмелька, I-Черновці. Он сложен магматическими и метаморфическими породами (амфиболитами, гнейсами, гранитами, гранодиоритами, граносиенитами и др.). Данные определенных абсолютного возраста свидетельствуют о том, что большая часть этих пород относится к нижнему и среднему протерозою.

Осадочный чехол сложен отложениями верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Протерозойская группа. Рифей. К самым древним образованиям осадочного чехла юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы относятся породы полесской серии рифея, которые несогласно залегают на кристаллическом фундаменте. Их перекрывают более молодые породы венда, палеозоя и мезозоя. Образования этой серии выполняют линейный грабенообразный Волыно-Оршанский прогиб и отражают в осадочном чехле авлакогенную стадию развития юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы [16, 136]. Это переходный комплекс, залегающий между архейско-протерозойским складчатым фундаментом и собственно платформенным чехлом [136].

На Волыно-Подоллии отложения полесской серии представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Среди первых преобладают мелкозернистые кварцевые и полевошпат-кварцевые разновидности. Алевролиты и аргиллиты встречаются среди песчаников в виде пропластков небольшой мощности, занимая подчиненное положение в разре-

зе. В толще этих отложений (в районах гг. Горохов, Луцк, Овадно, Берестечко и др.) встречены тела магматических пород мощностью до 100 м, представленных темно-зелеными и черными габбро, габбро-диабазами и габбро-долеритами. Отложения полесской серии характеризуются неодинаковой мощностью. Последняя увеличивается в направлении к центральной части полесского бассейна. Максимальные ее значения (872 м) зафиксированы в районе г. Луцка.

Венд. Породы вендского возраста несогласно залегают на отложениях полесской серии рифея и перекрываются породами балтийской серии кембрия. Они распространены почти по всей территории Волыно-Подоллии и представлены осадочными и вулканогенно-осадочными образованиями мощностью до 950 м.

В разрезе венда выделяются две толщи (волынская и валдайская серии), несогласно залегающие одна на другой. Волынская серия включает отложения горбашевской и берестовецкой свит. Горбашевская свита сложена разнозернистыми пестроцветными песчаниками и гравелитами арковского состава. Эта пачка пород мощностью до 46 м особенно четко выделяется на каротажных диаграммах и служит надежным репером при межплощадной корреляции.

Скв. I-Броды, I-Кременец и 3-Новый Битков в основании горбашевской свиты вскрыли маломощную (до 40 м) пачку тилитоподобных образований, выделенных в бродовскую свиту. Последняя сложена неслоистыми уплотненными глинисто-песчаными породами кирпично-красного цвета. В этой неотсортированной массе кластического материала наблюдаются обломки различных пород угловатой формы. Образования данной свиты по облику напоминают ледниковые отложения вильчанской серии Белоруссии.

Берестовецкая свита представляет собой мощную (до 465 м) вулканогенную толщу, сложенную эффузивными, пирокластическими и частично интрузивными породами [16].

На севере Волыно-Подоллии во всех разрезах берестовецкая свита по составу пород делится на три части: нижнюю и верхнюю – эффузивные и среднюю – туфогенную, что свидетельствует о циклическом характере проявления вулканической деятельности. Среди мощных базальтовых покровов наблюдаются тонкие прослои туфов и туффитов. Базальты в основном темно-серые с зеленоватым оттенком, массивной текстуры. Туфы зеленовато-серой и буровато-лиловой окраски, неяснослоистой текстуры и мелко-обломочной структуры. Среди них встречаются линзовидные прослойки красно-бурых алевролитов и аргиллитов. Мощность пластов базальтов уменьшается с севера на юг главным образом вследствие выпадения пород нижней части разреза. В толще берестовецкой свиты наряду с траппами встречены интрузивные породы – шикритовые габбро-долериты темного цвета с зеленоватым и буроватым оттенками, мелкозернистой структуры (скв. I-Берестечко).

Отложения валдайской серии трансгрессивно залегают на размывных образованиях волынской серии, а на отдельных участках – непосредственно на породах кристаллического фундамента. Они перекрываются отложениями балтийской серии нижнего кембрия, а также мела и антропогена. Валдайская серия делится на две части: нижнюю (гдовский горизонт) и верхнюю (котлинский горизонт). В стратотипных разрезах Подольского Приднестровья нижней части этой серии соответствует могилевская, ярышевская и нагорнянская свиты, верхней – каниловская.

Нижневалдайские отложения, слагающие гдовский горизонт, представлены неравномернотекстурными кварц-полевошпатовыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов разной мощности. Для отложений гдовского горизонта характерны среди аргиллитов конкреционные фосфориты (нагорнянская свита). Наибольшая мощность нижневалдайских образований (186 м) пройдена скважинами в восточной части региона. В западном направлении их мощность постепенно уменьшается из-за выпадения отложений нижней части разреза.

Верхневалдайские отложения в объеме котлинского горизонта представляют собой толщу тонкого переслаивания сероцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов, для которых характерна волнистая слоистость. В отличие от гдовского мощность об-

разований котлинского горизонта увеличивается с востока на запад, достигая 200 м. Эта особенность дает основание высказать предположение о смене палеогеографической обстановки в котлинское время, что отразилось на накоплении осадков и их пространственном распределении.

Палеозойская группа. Кембрий. Кембрийские отложения повсеместно залегают на породах венда и перекрываются со стратиграфическим перерывом главным образом силурийскими, а местами – ордовикскими и верхнемеловыми образованиями. Граница между верхним протерозоем и нижним палеозоем проводится по подошве отложений ровенской свиты.

В разрезе кембрия выделяются породы нижнего отдела и отложения, условно относящиеся к среднему – верхнему отделам. Нижний отдел разделен на две серии: балтийскую, состоящую из ровенской и стоходской свит, и бережковскую, объединяющую доминопольскую, любомльскую и свитязьскую свиты. Наиболее полный разрез кембрийских отложений вскрыт глубокими скважинами во Львовском прогибе. В основании разреза залегают пачка мелкозернистых кварцитовидных песчаников ровенской свиты. Верхняя часть ее и вся вышележащая стоходская свита сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов с редкими прослоями песчаников. Своеобразной текстурной особенностью аргиллитов является наличие в них зеркал скольжения. Мощность ровенской и стоходской свит 100 – 245 м.

Граница между отложениями балтийской и бережковской серий четко фиксируется на каротажных диаграммах по резкому изменению физических и механических свойств пород вышележающей доминопольской свиты. Для нижней части этой свиты характерны пачки (мощность до 20 м) мелкозернистых кварцевых песчаников с прослоями алевролитов и в меньшей мере аргиллитов. Вверх по разрезу преобладают глинистые разновидности. Породы любомльской свиты представлены чередованием маломощных пачек мелкозернистых, местами кварцитовидных, трещиноватых песчаников и алевролитов с редкими прослоями аргиллитов. В отложениях свитязьской свиты преобладают аргиллиты и алевролиты с прослоями мелкозернистых песчаников. Мощность пород, слагающих бережковскую серию, составляет 285 – 500 м и более.

Монотонная толща среднего – верхнего кембрия мощностью 90 – 265 м – это в основном мелкозернистые кварцевые песчаники и алевролиты. В подчиненном количестве находятся аргиллиты.

В целом породы кембрия отличаются светло-серой, серой и темно-серой до черной окраской. Мощность непостоянна, стратиграфическая полнота разреза неодинакова. В западном и юго-западном направлениях от Украинского щита мощность этих отложений постепенно увеличивается, превышая 1000 м в районе г. Львов.

Ордовик. Образования ордовикской системы распространены повсеместно. Они трансгрессивно залегают на кембрийских и вендских отложениях и несогласно перекрываются породами силура. Наиболее полно отложения ордовика вскрыты в северной части региона, где они представлены тремя отделами. По литологическим особенностям здесь выделяются две пачки пород: нижняя – терригенная, сложенная обломочными и глауконитовыми песчаниками, и верхняя – карбонатная, состоящая в основном из разнокристаллических известняков. Мощность ордовикских образований в районе Волынского поднятия достигает 90 м.

Силур. Отложения силура трансгрессивно залегают на породах ордовика, кембрия и венда и перекрываются нижнедевонскими и более молодыми образованиями палеозоя и мезозой-кайнозоя.

Нижний отдел силурийской системы сложен образованиями венлокского яруса в составе китайгородского горизонта, верхний – лудловским и скальским ярусами. Первый включает отложения баговицкого и малиновецкого горизонтов, второй – образования одноименного горизонта.

Отложения силурийского возраста представлены глинисто-карбонатными породами, содержащими богатую фауну брахиопод, остракод, граптолитов, конодонтов и другие скелетные остатки. С востока на запад наблюдается постепенный переход от карбо-

натного типа разреза к глинистому. В области распространения карбонатного типа разреза выделяется полоса рифогенных известняков, протягивающаяся с северо-запада на юго-восток от г. Владимир-Волынский до района г. Черновцы. Мощность силурийских отложений постепенно увеличивается в западном и юго-западном направлениях, во Львовском прогибе достигает 730 м.

Девон. Образования девонской системы представлены нижним, средним и верхними отделами.

В нижнем девоне выделяются жединский и зиген-эмсский ярус. Жединский ярус в объеме тиверской серии сложен толщей карбонатных и терригенных пород с явным преобладанием последних. Красноцветные континентальные отложения днестровской серии зиген-эмсского возраста состоят из чередования песчаников, алевролитов и аргиллитов. Среднедевонские отложения представлены эйфельским и живетским ярусами. В целом это неравномерно чередующиеся терригенно-карбонатные образования неоднородного состава и довольно пестрой окраски. Верхнедевонские отложения представлены франским и фаменским ярусами, сложенными почти целиком карбонатными сероцветными породами с небольшой примесью пестроцветного терригенного материала. Общая мощность отложений девонского возраста в западной части Волыно-Подольской плиты составляет 3200 м и более.

Карбон. Отложения каменноугольной системы развиты во Львовском прогибе, где выделяется нижний и часть среднего отделов (башкирский ярус). Они представлены лимническо-паралической полифациальной толщей, сложенной терригенными и хемогенными породами и характеризующейся ритмичным строением. Слагающие эту толщу известняки, аргиллиты, алевролиты и угли образуют ряд повторяющихся ритмов. Отложения данного возраста содержат промышленные пласты каменного угля, образующие месторождения Львовско-Волынского бассейна. Общая мощность отложений превышает 1000 м.

Мезозойская группа. Юра. Отложения юрской системы довольно широко распространены в краевой юго-западной части Восточно-Европейской платформы и сопредельных структурах. В Стрийском прогибе юрские образования представлены средним (байосский и батский ярусы) и верхним (келловейский и оксфордский ярусы) отделами. Среднеюрские отложения сложены пестроцветными терригенными породами: глинами, аргиллитами, алевролитами, песчаниками, гравеллитами и конгломератами. Отложения позднеюрского возраста представлены сульфатно-карбонатной толщей, состоящей из ангидритов, доломитов и известняков. Киммериджский и титонский ярусы представлены главным образом известняками. Известняки оолитовые, псевдооолитовые, губковые, обломочные и др. Верхнеюрские отложения по площади распространения отличаются значительной фациальной изменчивостью. Так, в восточной части Стрийского прогиба это в основном ангидриты и доломиты, в западной – рифогенные, доломитизированные, иногда кремнеземные известняки.

Мощность юрских отложений во Львовском прогибе превышает 300 м. В западном направлении она постепенно увеличивается и на территории Польши (в пределах древней платформы) достигает 1000 м.

Мел. Меловые отложения распространены широко. Область их развития носит название Львовская меловая муфта. В разрезе меловой системы выделяются нижний и верхний отделы. Образования раннемелового возраста, представленные неокомским и альбским ярусами, распространены ограниченно. Неокомские отложения сложены терригенно-карбонатными породами: глинами, песчаниками и известняками. Альбский ярус представлен кварц-глауконитовыми песками и слабосцементированными песчаниками, мшанково-иглокожими и органогенно-детритовыми известняками. В составе верхнемеловых отложений выделяются сеноманский, туронский, коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы. Толща отложений верхнего отдела меловой системы представлена карбонатными и терригенными породами. Общая мощность меловых отложений на юго-западной окраине древней платформы достигает 900 м.

Кайнозойская группа. Сравнительно маломощный (до 300 м) комплекс терриген-

но-карбонатных образований палеоген-неогенового возраста венчает разрез осадочного чехла юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы. В составе карбонатных пород выделяются метасоматические известняки, содержащие серу, гипсы и ангидриты, отмечается бариево-стронциевая минерализация. Терригенные породы представлены песчаниками и глинами.

### Тектоника

Волыно-Подольская перспективная нефтегазоносная провинция находится в очень интересном и своеобразном регионе, включающем различные по происхождению разновозрастные тектонические элементы от свекофенно-карельских и более древних до альпийских. Его строение представлено на тектонической карте внекарпатской части запада Украины, которая была составлена нами совместно с И.Б.Вишняковым, А.В.Хиляничевым, Г.М.Помянской и М.Г.Распоповой в качестве основы для макета международной тектонической карты советской части форланда Карпато-Балканской горной системы [29]. Строение прилегающих Карпат и Предкарпатского прогиба дано по О.С.Вялову, Л.Т.Бойчевской, С.П.Гавуре, В.М.Щербе и др. (рис.22).

Тектоническими единицами самого высокого порядка здесь являются древняя (до-рифейская) Восточно-Европейская платформа (I), молодая Западно-Европейская платформа (II) с эпикавказской (?) и эпикавказской частями, а также обрамляющая их альпийская горно-складчатая система Карпат с Предкарпатским краевым прогибом (III).

Фундамент Восточно-Европейской платформы сложен сильно дислоцированными и метаморфизованными образованиями архея - нижнего протерозоя, которые вскрыты многими скважинами на Волыно-Подольи и выходят на поверхность в архейском Подольском ( $I_A^1$ ) и протерозойском Волынском ( $I_A^2$ ) блоках Украинского щита [79].

Подольский блок - это область развития досвекофенно-карельских складчатых структур (древнее  $2600 \pm 100$  млн.лет), обычно непереработанных последующими движениями, - так называемые бугиды. В их строении принимают участие разнообразные кристаллические сланцы и гнейсы (гиперстеновые, биотитовые, биотит-гранатовые и др.), карбонатные и железисто-кремнистые породы, а также образования чарнокитового комплекса.

В Волынском блоке развиты свекофенно-карельские структуры, среди которых выделяются ранние и поздние свекофенно-карелиды.

Ранние свекофенно-карелиды, или азово-волыниды, с временным рубежом преобразований  $2300 \pm 100$  млн.лет, занимают большую (южную) часть блока. Они сложены метаморфизованными глинисто-мергельно-карбонатными образованиями и гранитами.

Поздние свекофенно-карелиды, или нововолыниды, распространены на севере блока, в полосе структур северо-восточного простирания. Они представлены породами осадочно-эффузивной серии и одноименного интрузивного комплекса. Абсолютный возраст основных преобразований  $1750 \pm 50$  млн.лет, процессов наложения и переработки - до 1200 млн.лет (готская эпоха). Готская эпоха тектоно-магматической активизации ( $1750 \pm 50 - 1200$  млн.лет) на севере Волынского блока проявилась также внедрением Коростенского плутона.

К западу от Украинского щита фундамент платформы перекрыт осадочной толщей и в различных частях региона опущен на разную глубину, на основании чего (по морфологическому принципу) здесь выделяются такие структуры, как Ратновский горст ( $I_B^1$ ), Волынское поднятие ( $I_B^2$ ), Волыно-Подольская моноклинал ( $I_B^3$ ), Подольское поднятие ( $I_B^4$ ), Бродовский прогиб ( $I_B^5$ ).

Ратновский горст (известный в литературе также под названиями Луковско-Ратновский горст, Припятское поднятие) находится на севере Волыно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы и является ее тектоническим ограничением. Он представляет собой вытянутую в широтном направлении структуру, резко обособленную разломами (Любешевским с севера и Южно-Припятским, или Ратновским, с юга) и разбитую поперечными нарушениями на блоки. Кристаллический фундамент залегает в основном на абсолютных отметках от -55 до -550 м, в крайнем западном блоке он

опущен до -1000 м, в восточном блоке, выделяемым под названием Дубровицкое поднятие, поднят до уровня моря. Осадочный чехол Ратновского горста, помимо мезозойско-кайнозойских образований, плащеобразно перекрывающих всю территорию Волыно-Подольи, представлен отложениями полесской серии рифея, волынской и валдайской серий венда, балтийской серии нижнего кембрия (в значительно меньшей степени), а в опущенном блоке к востоку от г.Ратно - и карбонатными породами силура. Местами, на наиболее приподнятых участках блоков, отложения сильно размыты, вплоть до полного уничтожения, и тогда на подмезозойскую поверхность выходят нижележащие комплексы или даже фундамент, как, например, в районе р.Ратно и к югу от г.Дубровицы (участки размыва на карте не показаны).

К северу от Ратновского горста кристаллический фундамент погружается в сторону Брестской впадины, с юга к нему примыкает Волынское поднятие и Волыно-Подольская моноклинал.

Волынское (Ковальское) поднятие выделяется среди других структур своеобразным рисунком поднятых и опущенных участков с отложениями ордовика и силура. Центральную его часть занимает меридионально ориентированный Турийский вал, который на севере заканчивается Бульским, а на юге - Овадненским (Овадненско-Радовичским) поднятиями. К западу и востоку от Турийского вала наблюдаются пониженные участки, причем на западе они осложнены более мелкими поднятиями - Шапким (северным) и Любомльским (южным). В строении Волынского поднятия принимают участие отложения рифея, венда, кембрия, ордовика и силура. В сводах всех поднятий на подмезозойскую поверхность выходят различные горизонты кембрия (а на Овадненском поднятии даже волынской серии венда), тогда как в понижениях развиты силурийские породы. Кроме того, трансгрессивно перекрывая нижнепалеозойские комплексы, на крайний запад Волынского поднятия заходят каменноугольные отложения. С юга поднятие резко ограничено широтным Владимир-Волынским разломом (с амплитудой по дорифейским образованиям 2600 м), а на востоке через Голобское понижение оно переходит постепенно в Волыно-Подольскую моноклинал.

Самой южной структурой Волыно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы, отделяющей ее от Молдавской моноклинали, является Подольское (Могилев-Подольское, Покутско-Буковинское, Северо-Молдавское) поднятие. Оно не имеет таких резко очерченных границ, как описанные выше, но достаточно четко выделяется относительно малой глубиной залегания фундамента и соответственным уменьшением общей мощности осадочного чехла, полным отсутствием одних стратиграфических комплексов (полесской серии рифея, среднего палеозоя, юры и др.), а также маломощностью других.

Западнее Украинского щита, между Подольским поднятием на юге и Волынским поднятием и Ратновским горстом на севере, фундамент платформы образует широкую, полого наклоненную в сторону Карпат моноклинал (Волыно-Подольскую), перекрытую, помимо мезозойско-кайнозойских образований, отложениями рифея, венда, нижнего палеозоя и жединского яруса нижнего девона. К западу от линии Луцк - Тернополь она переходит в прогиб, который часто называют Львовским, т.е. на него переносится наименование вышележащей структуры. Этот прогиб выделяется по фундаменту и его нельзя отождествлять со среднепалеозойским образованием - Львовским палеозойским прогибом. Возникновение последнего в девоне и карбоне оказало хотя и существенное, но не единственное влияние на современное положение фундамента в этой части Волыно-Подольи, являющееся результатом всей истории развития данного района. Поэтому если сохранить принцип, по которому выделяются все предыдущие структуры, то ему, видимо, следует дать другое название, например Бродовский (так как г.Львов находится на территории, имеющей иной фундамент), или даже рассматривать как более крутую часть (ступень) Волыно-Подольской моноклинали.

В прогибе интенсивность погружения фундамента возрастает почти вдвое, но общий характер залегания пород не меняется, и весь комплекс отложений постепенно и равномерно погружается в том же направлении до зоны глубинного разлома, извест-

ного под названием Радеховского, Радехов-Рогатинского, или Устилуг-Рогатинского. Спокойное залегание палеозойских пород осложняется малоамплитудными разнонаправленными разрывными нарушениями и отдельными не связанными друг с другом пологими брахиантиклинальными структурами замкнутого и незамкнутого контура (Пелчинская, Завадовская, Бучачская, Коропецкая, Велесневская, Денисовская, Хмельевская и др.). Кроме того, на середине расстояния между городами Ковель и Луцк по поверхности фундамента выделяется ограниченное разломами Локачинское валообразное поднятие северо-восточного простирания, а севернее г. Тернополь - широтное Сбаражское поднятие. Мезозойские и кайнозойские отложения перекрывают нижележащие со стратиграфическим и геологическим несогласиями. Общая мощность чехла не превышает 3000 - 3500 м. Без сомнения, описанная часть Воляно-Подольи, ограниченная широтным Владимир-Волынским и меридиональным Радеховским разломами, должна быть отнесена к древней платформе.

По другую сторону от этих разломов характер строения территории существенно меняется. Сейсмическая поверхность со скоростями 6500 - 6800 м/с, соответствующая на востоке Воляно-Подольи поверхности кристаллического фундамента, разбита серией нарушений на отдельные блоки северо-западного простирания и погружается на юго-запад до глубины 7 - 8 км, однако здесь она отражает морфологию не архей-протерозойских образований, а вышележащих, так как в районе Радеховского разлома преломляющая граница переходит к дорифейского уровня на базальты волянской серии венда [166]. Можно лишь предполагать, что подстилающие комплексы, в том числе и кристаллические (AR-PR), еще глубже опущены и не менее интенсивно раздроблены тектоническими нарушениями.

В соответствии с погружением указанной сейсмической поверхности увеличивается мощность осадочного чехла. Меняется и стиль его тектоники. В палеозойских отложениях геофизическими и буровыми работами установлены протяженные, почти параллельные друг другу системы пликативных и дизъюнктивных дислокаций северо-западного простирания. Причем интенсивность дислокаций возрастает с севера на юг, и если на севере западной части Львовского палеозойского прогиба - это малоамплитудные (40 - 50 м) взбросы и взбросо-надвиги, сопряженные с отдельными, затухающими с глубиной пологими антиклинальными перегибами с углами падения крыльев несколько градусов и высотой, не превышающей 20 - 30 м, то в южной части складчатость приобретает почти альпийский характер (рис. 23). Отложения девона и карбона смяты в складки, группирующиеся в несколько линий (Белз-Балучинская или Куличков-Милитинская, Перемишлянская, Бутинская или Хлевчанская, Нестеровская и др.) протяженностью до 100 км и более. Амплитуда их возрастает до 300 - 500 м (Замковская линия), а углы падения увеличиваются до 40-50°. Складки имеют асимметричное строение с протяженными и более пологими юго-западными крыльями и более крутыми и короткими северо-восточными. Разрывные нарушения, осложняющие северо-восточные крылья, имеют характер пологих надвигов с амплитудой, достигающей 1000 м. Местами северо-восточных крыльев вообще нет, они срезаны надвигом. Каждая полоса складок в результате ундуляции оси осложнена локальными структурами. Это антиклинальные и синклиналильные складки, которые, по классификации В.В. Бронгулева, представляют собой структуры коробления, образующиеся при тангенциальных усилиях, что не характерно для древних платформ.

Как показывают геофизические материалы, каждому, или во всяком случае большинству, из дизъюнктивных нарушений, установленных в палеозойских отложениях, соответствуют разломы в более глубоких горизонтах, в том числе в дорифейских комплексах. Эти разломы, заложенные, вероятнее всего, в рифей при возникновении Средиземноморского геосинклинального пояса (Прартетиса, по Г. Штилле), и обусловили преобладающие тектонические направления и общий план структуры палеозоя, которая не только сходна со структурой молодой платформы в юго-восточной Польше, но и является ее прямым продолжением.

На разновозрастных образованиях палеозоя с резким стратиграфическим и угло-

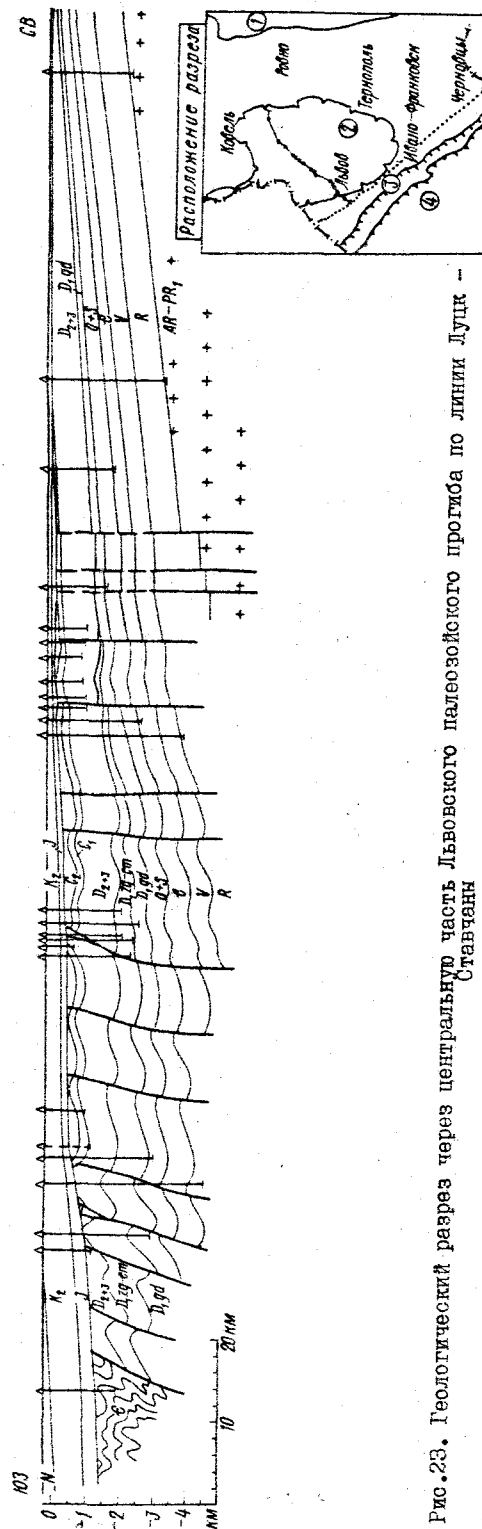


Рис. 23. Геологический разрез через центральную часть Львовского палеозойского прогиба по линии Луцк - Ставчаны

вым несогласием залегают породы мезозоя и кайнозоя, которые образуют верхний структурный этаж чехла. Он характеризуется меньшей мощностью (до нескольких сотен метров), моноклинальным залеганием слоев и совершенно не отражает структурных особенностей нижележащего комплекса пород.

В результате длительного обсуждения вопроса о тектонической принадлежности западной части Львовского палеозойского прогиба исследователи пришли к выводу, что здесь не могут быть выделены ни каледониды, ни герциниды, существование которых предполагалось ранее. Сравнительный тектонический анализ показывает, что этой территории присущи все черты молодой платформы [108]. Об этом свидетельствуют глубоко погруженные кристаллические комплексы, раздробленные серией разломов северо-западного простирания; обусловленный этим соответствующий структурный план чехла, более интенсивное прогибание, приведшее к образованию многокилометровых осадочных толщ; большая скорость современных восходящих движений; линейные структуры, являющиеся следствием посттеосинклинального складкообразования; двухъярусное строение чехла, обусловленное затуханием со временем складкообразовательных движений; более напряженный, чем на древних платформах, геотермический режим; линейные геофизические аномалии и т.д. Исходя из этого, можно предположить, что платформенный чехол этой территории заложен на миегосинклинальной зоне байкалид. Следует отметить, что положение границы древней платформы и миегосинклинальной зоны байкалид является объектом дискуссий по сей день. Нет единого мнения по этому вопросу и у авторов тектонической карты [27, 166]. На карте (см. рис. 22) отражена точка зрения, обоснованная в нашей работе [108].

Основанием для выделения области каледонской консолидации в складчатом обрамлении Восточно-Европейской платформы (ЦЕ) является результаты бурения скв. I-Рава-Русская (опорная), I-Ставчаны, I05-Поддуби, I-Ивано-Франковск вблизи Предкарпатского прогиба и многочисленных скважин во внешней зоне, вскрывших под мезозой-кайнозойскими образованиями сложноподобные отложения рифей, венда



(?), кембрия, силура и жединского яруса нижнего девона, на которых северо-западнее (на территории Польши) с угловым несогласием полого залегают породы варисцианского комплекса.

В составе каледонской складчатой области выделяются зоны: Ходновичская, где развиты преимущественно рифейские зеленые сланцы, являющиеся собственно комплексом основания каледонской геосинклинали и слагающие структуру, известную под названием Лежайский массив (срединный), или Краковско-Дрогобычское геосинклиналиное поднятие; Кохановская - зона кембрийских (и, возможно, вадцайских) флишеидных толщ; Рава-Русская - зона развития карбонатно-глинистых пород ("трапидолитовых сланцев") силура - жединского яруса нижнего девона [27].

Современные границы между зонами и областями каледонской консолидации и смежной эпикавказской (?) частью Львовского палеозойского прогиба тектонические и выражены надвигами.

Из перечисленных зон каледонской складчатой области на карте показана только последняя - Рава-Русская, являющаяся фундаментом эпикаледонской части молодой платформы. Остальные, расположенные юго-западнее, перекрыты структурами, относящимися уже к альпийской складчатой области, - Скибовой зоной Карпат (Ш<sub>А</sub>), Внутренней (Ш<sub>В</sub>) и Внешней (Ш<sub>З</sub>) зонами Предкарпатского прогиба (см. рис. 22).

Вещественный состав самого молодого, альпийского, комплекса отложений, слагающих рассматриваемую территорию, представлен геосинклиальной флишевой формацией Карпат (K<sub>2</sub>-P) и орогенной молассовой Предкарпатского прогиба (M<sub>1</sub>). Последняя подразделяется на нижне- и верхнемолассовую подформации. Внешняя зона прогиба полностью сложена верхнемолассовой, Внутренняя - преимущественно нижнемолассовой подформациями. На Вольно-Подольи этим формациям соответствуют их платформенные аналоги - мелководно-морская карбонатно-терригенная регрессивная (P-N) и подстилающая ее карбонатная (Z<sub>3</sub> km - K<sub>2</sub>) формации.

Под мезозой-кайнозойским чехлом к северо-востоку от Предкарпатского прогиба прослеживаются складчатые геосинклиальные формации нижнего палеозоя, главным образом глубоководной карбонатно-глинистой формации силура - жединского яруса нижнего девона, из-под которой иногда, в местах размыва (район с. Ставчаны), на подмезозойскую поверхность выходит флишеидная формация кембрия.

Для остальных формаций показаны восточные и северо-восточные границы их распространения (как бы просвечивающие из-под более молодых образований). В направлении на юго-запад мезозойские формации скрываются под молассами Предкарпатского прогиба, а палеозойские срезаются Рава-Русским надвигом. Среди них выделяются (сверху вниз): карбонатная (K<sub>2</sub>) базальная лагунно-морская терригенно-карбонатная (Z<sub>1</sub> - Z<sub>3</sub> ok), угленосная (C), морская преимущественно карбонатная (D<sub>2</sub> - D<sub>3</sub>), континентальная красноцветная молассовая (D<sub>1</sub> xg - em), верхняя морская (регрессивная) терригенная (D<sub>1</sub> gd), глинисто-карбонатная (D<sub>1</sub> ar - S), нижняя морская (трансгрессивная) терригенная (V<sub>2</sub> - V<sub>1</sub> t), трапшовая (V<sub>1</sub>) и пестроцветная лагунно-континентальная магматогенно-терригенная (K) формации.

На карте из-за маломощности или локальности распространения не отражены такие формации, как покровно-ледниковая (V<sub>1</sub>, бродовская свита), базальная лагунно-континентальная (V<sub>1</sub>, горбашевская свита) и континентальная терригенно-каолиновая (C<sub>1</sub>, куличковская свита), а также локальные участки размыва формаций, например, на Ратновском горсте, и полоса размыва угленосной формации в юго-западной части Львовского палеозойского прогиба.

Перечисленные выше формации участвуют в строении последовательного ряда наложенных друг на друга разновозрастных структур, среди которых выделяются (по генетическому принципу): байкальский поперечный краевой прогиб (Вольно-Полесский, или Вольно-Оршанский); каледонская краевая система, включающая перикратонный прогиб (известный в литературе под названием Днестровско-Бугский, Приднестровский, Западный, Вислянско-Днестровский, Балтийско-Приднестровский и др.) и краевой прогиб (Боянецкий); герцинский поступный передовой прогиб (Львовский палеозойский),

а также альпийские врский (Стрийский) и меловой (Львовско-Льблинский) прогибы, которые сохранили черты поступного прогиба, хотя и изменили конфигурацию и местоположение осевой части. Замыкает этот ряд альпийский Предкарпатский краевой прогиб.

#### Нефтегазоносные комплексы

В Вольно-Подольской перспективной нефтегазоносной провинции к настоящему времени открыто два небольших месторождения природного газа - Великомоствовское и Локачинское - с залежами, сосредоточенными в средне- и нижнедевонских отложениях. Кроме того, здесь известны многочисленные нефтегазопроявления непроизводственного характера из различных по возрасту отложений, которые отмечались при бурении скважин в виде разгазирования бурового раствора и кратковременных газовых выбросов, а также примазок нефти и битумов в керне.

Газовые залежи на Великомостовском месторождении приурочены к отложениям эффельского (нижнелопушанская подсвита) и живетского (струтинский горизонт) ярусов среднего девона. Газоносный пласт нижнелопушанской подсвиты представлен в основном песчаниками и алевролитами, мощность которых на месторождении составляет 15,8-18,4 м. Коллекторские свойства пород невысокие. При опробовании скважин установлено, что абсолютно свободный дебит газа нижнелопушанской залежи достигает 93,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 25,5 МПа (скв. 6-Великие Мосты, гл. 2393-2404 м). Газ сухой, состоит главным образом из метана (93,65 %) и только в незначительном количестве содержатся его гомологи - этан и пропан. Кроме углеводородов в составе газа выявлен углекислый газ, азот, аргон, ксенон, криптон, гелий и неон. Нижнелопушанская залежь относится к типу пластовых сводовых. Покрышкой для нее служит 50-метровая толща плотных доломитов и известняков живетского яруса.

Вторая газовая залежь на Великомостовском месторождении приурочена в основном к карбонатным породам струтинского горизонта. Абсолютно свободный дебит из этой залежи в скв. 9-Великие Мосты, гл. 2207-2240 м, составляет 15 тыс.м<sup>3</sup>/сут, а в скв. 31-Великие Мосты, в которой опробование продуктивного горизонта проводилось при продувке забоя воздухом, достигает 75 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Суммарный приток газа из двух залежей в последней скважине составляет 120 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Состав природного газа струтинской залежи (%): метана 88,22 %; этана 1,04; пропана 0,06, бутана 0,03 %; в небольшом количестве содержится углекислый газ и азот 10,4. Тип залежи пластовый сводовый.

На Локачинском месторождении выявлено шесть газовых залежей: три из них в отложениях струтинской свиты, одна - в пелчинской, одна - в лопушанской (средний девон) и одна в нижнедевонских отложениях (тиверская серия жединского яруса). Основными продуктивными залежами являются одна из струтинских, лопушанская и нижнедевонская.

Газовместилища породы представлены преимущественно песчаниками и алевролитами, значительно реже карбонатными кавернозными породами. Их коллекторские свойства по результатам лабораторных определений следующие: пористость 0,2 - 19,8 %, проницаемость 0,001-221 фм<sup>2</sup>, причем максимальные их величины характерны для песчаников струтинской свиты. Примерно такие же величины физических параметров газовместилищ пород получены и по данным промыслово-геофизических исследований. Мощность продуктивных пластов не превышает 20 м. Покрышкой для струтинских залежей являются доломиты, для лопушанской - аргиллиты. Максимальный абсолютно свободный дебит газа на Локачинском месторождении составляет 150 тыс.м<sup>3</sup>/сут из залежей струтинской свиты (скв. 27-Локачи, гл. 815-880 м). Газ состоит в основном из метана: в пелчинской залежи его 91,84; в лопушанской - 81,94 %; кроме того, содержится его гомологи. Плотность газа этих залежей соответственно 0,760 и 0,706 кг/м<sup>3</sup>. Пластовые давления составляют: для лопушанской залежи 9,9; для пелчинской 9,8; для струтинской 9,1 МПа.

Среднедевонские залежи относятся к типу пластовых сводовых, нижнедевонская - к массивному типу.

В Люблинском прогибе, являющемся продолжением Львовского прогиба на территории Польши, открыто одно газовое месторождение Комарув-Рахане с залежами, сосредоточенными в карбонатных породах среднего девона [194]. Дебиты скважин 112 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Залежи пластового или массивного типа с водо- и газонапорным режимом.

Нефтеосность отложений девонского возраста установлена в Припятском прогибе. В них выделены шесть нефтеосных горизонтов. Всего в прогибе открыто более 20 нефтяных месторождений.

Таким образом, отложения девонской системы Львовско-Люблинского прогиба можно рассматривать как региональный газонасыщенный комплекс, с которым могут быть связаны новые открытия месторождений нефти и газа.

В отложениях других стратиграфических подразделений Волыно-Подольской нефтегазонасыщенной провинции зафиксированы только непромышленные нефтегазопоявления, обильные в скальском, малиновецком и баговицком горизонтах в полосе предполагаемого развития рифогенных построек. Эти нефтегазопоявления различны по характеру. Так, нефть в виде примазок и включений встречена при проходке отложений скальского горизонта в скважинах: 5-Локачи (глуб. 1320-1324 м), 6-Локачи (глуб. 1676-1708 м) и 10-Локачи (глуб. 1289-1310 м). Пропитанный нефтью керн из этого горизонта был поднят из скв. 12-Локачи и 15-Локачи. При опробовании отложений скальского горизонта в скв. 12-Локачи (глуб. 1350 - 1483 м) был получен незначительный приток нефти. Нефть светло-желтая, малопарафинистая, с высоким содержанием парафина. Приток нефти с горючим газом получен при испытании скв. 10-Локачи (глуб. 1383-1434 м). Нефть светло-желтая, малопарафинистая (2,9 %). Газ состоит в основном из метана (до 80 %) и тяжелых углеводородов (более 15 %). В породах малиновецкого горизонта обнаружены по трещинам и кавернам обильные мелкие включения черного подвижного битумного вещества. Изучение этих битумов позволило И.В.Гринбергу [51] высказать мнение о том, что данное битумное вещество - аналог типичной природной нефти.

Отмечены также нефтегазопоявления в отложениях кембрийского возраста (районы Великие Мосты, Новый Витков, Литовеж, Владимир-Волынский, Бадучин, Олеско, Перемышляны и Бучач).

Самое значительное газопоявление из кембрийских отложений наблюдалось в районе г.Перемышляны. Так, в скв. 1-Перемышляны (глуб. 3475-3545 м) наблюдалось свободное фонтанирование природного газа. Химический состав газа следующий (в %): метана 85,45; тяжелых углеводородов 1,28; углекислоты 0,3; азота 9,0; водорода 3,38; аргона 0,138 и гелия 0,441. Газовое скопление приурочено к нижней части доминопольской свиты, которая сложена песчаником мощностью 70 м. Наибольший интерес представляет не доминопольская свита, а базальные песчаники ровенской свиты, при проходке которых отмечена высокая газонасыщенность бурового раствора с содержанием газа до 23 %. Основным компонентом газа является метан. В результате газокаротажных исследований, выполненных в скв. 1-Перемышляны, установлена газовая аномалия на уровне отложений ровенской свиты (содержание газа достигает 4 при фоне 0,3-0,7 %). Несмотря на это при опробовании ровенских песчаников (глуб. 3746 - 3777 м) получен только приток воды (6,3 м<sup>3</sup>/сут) с растворенным газом (газонасыщенность около 1 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Всего в кембрийских отложениях опробовано около 40 объектов, 10 из которых оказались сухими, а из остальных получены притоки пластовых вод с растворенным газом. Воды кембрийских отложений характеризуются высокой газонасыщенностью (0,9 - 1,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), причем отношение давления насыщения к пластовому давлению увеличивается в направлении с востока на запад от 0,3 до 0,5 [89].

Кембрийские отложения нефтеосны в Балтийской нефтегазонасыщенной провинции, где открыто 18 месторождений. Нефтяные залежи сосредоточены в песчаниках дейменасского горизонта среднего кембрия.

### Структурно-тектонические и литолого-фациальные условия нефтегазонасыщенности

Анализ условий нефтегазонасыщенности Волыно-Подольской перспективной провинции показал, что структуры-ловушки известных здесь газовых месторождений представлены антиклинальными складками. Великомоствовское газовое месторождение находится во Львовской области вблизи одноименного населенного пункта. В тектоническом отношении оно развито во Львовском прогибе и приурочено к антиклинальной складке - самой крайней северо-западной структуре Куличков-Милятинской полосы складок [28, 171]. Складка прослежена скважинами в каменноугольных и девонских отложениях. Юго-западное крыло частично срезано надвигом и перемещено в северо-восточном направлении, амплитуда надвига около 1 км [28]. Размер антиклинали по кровле нижнедевонских отложений: 16 x 4 км, высота 80 м (рис.24).

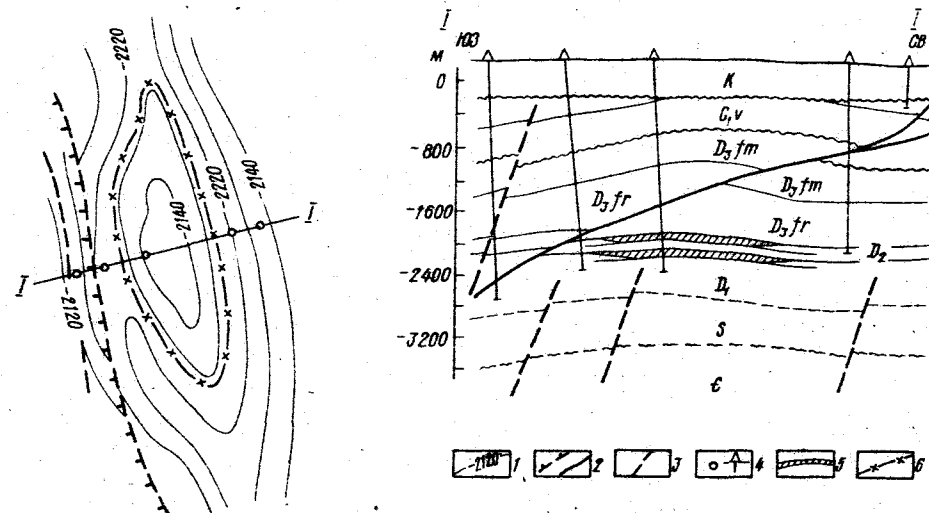


Рис.24. Структурная карта и геологический разрез Великомоствовского газового месторождения (составили Б.П.Ризун, Е.И.Чиж с использованием материалов И.Б.Вишнякова, В.А.Котика, Ю.И.Яншина и др.):

1 - изогипсы кровли нижнедевонских отложений; 2 - надвиг; 3 - предполагаемые разрывы (по геофизическим данным); 4 - скважины; 5 - газовая залежь; 6 - контур газонасыщенности

Строение структуры-ловушки в нижележащих отложениях недостаточно выяснено. Согласно представлениям об общей структуре и истории тектонического развития Львовской впадины, структурные планы варисийского и каледонского комплексов в ее пределах не должны совпадать. Это мнение подтверждается результатами сейсмических исследований (включая метод ОГТ). В частности, на Великомоствовском газовом месторождении в силурийских, кембрийских и верхнепротерозойских отложениях вырисовывается антиклинальная складка, смещенная относительно складки в средне- и верхнепалеозойских породах и разбитая несколькими разрывами, не прослеживающимися в перекрывающих породах.

Локачинское газовое месторождение расположено на моноклинальном склоне Волыно-Подольской плиты в 35 км к западу от г.Луцк. Оно приурочено к брахиантиклинальной складке Локачинского валлообразного поднятия (рис.25), сложенной девонскими, силурийскими, кембрийскими и верхнепротерозойскими отложениями. В меловых образованиях поднятие не прослеживается. Локачинская складка характеризуется северо-восточным простиранием и асимметрией крыльев. Размеры структуры 9,5 x 4,3 км, высота около 100 м.

Структура-ловушка Великомоствовского месторождения, как и большинство антиклинальных складок Львовского прогиба, сформировалась на варисийском этапе раз-

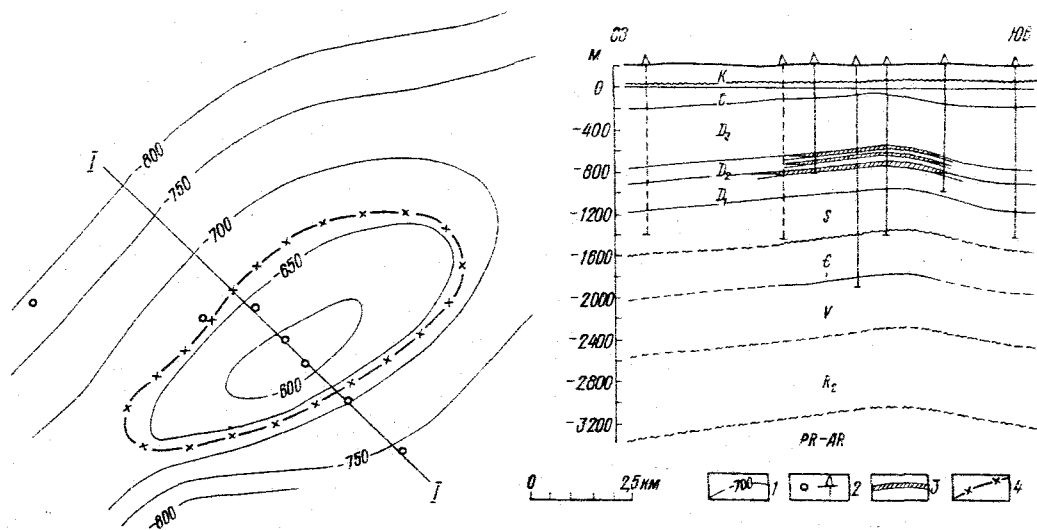


Рис. 25. Структурная карта и геологический разрез Локачинского газового месторождения (составили Б. П. Ризун, Е. И. Чиж с использованием данных Л. Ф. Берзинской и К. М. Шапроцкой):  
I — изогипсы кровли стратунской свиты среднего девона; 2 — скважины; 3 — газовая залежь; 4 — контур газоносности

вития под воздействием тангенциальных движений северо-восточного направления, связанных с судетской и астурийской фазами складчатости.

Формирование антиклинальных складок моноклинального склона Волинно-Подольской плиты, в том числе и Локачинской, проходило конседиментационно на протяжении каледонского и варисцийского этапов. Рост Локачинского валообразного поднятия четко прослеживается со скальского века позднего силура до конца раннекаменноугольной — начала позднемаеловой эпох. Завершение формирования структуры вала и его локальных поднятий приходится на крупный перерыв в осадонакоплении между ранним карбоном и поздним мелом. Локачинская, как и другие антиклинальные складки одноименного валообразного поднятия, развивалась под влиянием вертикальных подвижек блока кристаллического фундамента, ограниченного Витонижским и Локачинским разрывами.

Новые залежи углеводородов в девонском комплексе отложений могут быть связаны главным образом с ловушками антиклинального типа. Согласно данным геофизических исследований и бурения, в варисцийском комплексе отложений Львовского прогиба (до Радеховского разлома) выявлены многочисленные антиклинальные складки, группирующиеся в полосы (линии), вытянутые с северо-запада на юго-восток вдоль разрывных тектонических нарушений. В настоящее время выделяются семь таких полос (с юго-запада на северо-восток): Креховская, Зашковская, Нестеровская, Бутинская, Куличков-Милитинская, Важевская и Литовежская. Линии антиклинальных складок объединяют по несколько локальных поднятий. Так, в Креховскую линию входят Креховская и Бржовичская складки; в Зашковскую — Мапошинская, Зашковская, Збоиская, Майоровская, Водниковская, Бобрская, Лещинская антиклинальные складки; в Нестеровскую — Добросинская, Нестеровская, Куликовская и Дублянская структуры, в Бутинскую — Хлевчанское, Бутинское, Печенийское, Кореличское, Вороновское; Рогатинское и Калиновское поднятия; в Куличков-Милитинскую — Куличковская, Реклинецкая, Каменка-Бугская, Дерновская и Балучинская антиклинали; в Важевскую — Важевская, Гоголевская и Узловская структуры; в Литовежскую — Литовежское и Ильковичское поднятия. Кроме того, во Львовском прогибе находится несколько структур, не связанных с охарактеризованными полосами антиклинальных складок. В общей сложности в прогибе насчитывается около 30 локальных структур. Плотность полос по площади и количеству локальных складок в их пределах постепенно увеличивается с северо-востока на

юго-запад. В этом же направлении возрастает рельефность складок. Так, складки Литовежской линии прослеживаются только в нижнекаменноугольных отложениях, наклон их крыльев достигает нескольких градусов, а высота не превышает 20–30 м. Высота складок Зашковской полосы уже составляет 300–500 м, а наклон крыльев 35–40°, причем северо-восточные крылья складок обычно на 2–3° круче, чем юго-западные. Палеозойские отложения в сводовых частях складок юго-западных полос размыты.

Шарнирные линии антиклинальных полос складок, ундулируя, воздымаются в направлении с северо-запада на юго-восток, причем в юго-западных полосах наблюдается их отчетливая ундуляция с амплитудой до 200 м. В восточной части Львовского прогиба отмечена тенденция к раскрытию некоторых антиклинальных складок в юго-восточном направлении.

К востоку от Радеховского разлома антиклинальные складки размещены без определенной закономерности. Они характеризуются различной ориентировкой — от северо-восточной на Локачинском валу до северо-западной вблизи Предкарпатского прогиба. Общая черта этих структур — соответствие структурных планов варисцийского и каледонского комплексов.

В каледонском платформенном комплексе Волинно-Подольской плиты не обнаружено промышленных скоплений углеводородов. Изучение структурно-тектонических особенностей этого комплекса позволяет предполагать три возможных типа ловушек, связанных с органогенными рифами, стратиграфическим и тектоническим экранированием и антиклинальными складками.

Комплексная интерпретация литолого-геофизических материалов силурийских отложений Волинно-Подолья позволила выделить хорошо фиксируемые морфоструктуры [177]. Так, в толще нижнесилурийских отложений на фоне морфометрически пониженных участков прослеживаются две структуры. Первая находится в районе г. Владимир-Волинский, вторая — г. Хотин. В этих структурах мощность карбонатных пород достигает первых десятков метров. Подобная картина распределения мощности карбонатных образований характерна для верхнесилурийских пород. В этих отложениях выделяются следующие морфоструктуры: Гороховская, Заложечкая и Бучачская. Мощность органогенно-карбонатных образований в их пределах увеличивается до 30 м. Наибольшее внимания как возможная ловушка нефти и газа заслуживает Гороховская структура. Она хорошо прослеживается по отложениям по отложениям скальского горизонта верхнего силура, в составе которых наблюдаются кавернозные органогенные, отчасти доломитистые известняки. Приблизительные размеры структуры 25 x 10 км.

Строение каледонского платформенного комплекса юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы позволяет предполагать наличие в слагающих его отложениях стратиграфически и тектонически экранированных ловушек. В отношении стратиграфически экранированных ловушек в разрезе этого комплекса наибольший интерес представляют выходы песчаных горизонтов кембрия на подсилурийскую поверхность. Песчаные кембрийские горизонты с неплохими коллекторскими свойствами в местах перекрытия непроницаемыми породами силура могут служить вмещающими для углеводородов. В толще кембрийских отложений выделяются несколько песчаных горизонтов, которые на подсилурийской поверхности образуют широкие полосы, вытянутые в субмеридиональном направлении. Основные из них представлены нижней частью доминопольской свиты, любомльской свитой и нерасчлененной толщей среднего — верхнего кембрия. Эрозионный срез данных горизонтов, перекрытый покрывкой карбонатно-глинистых пород нижнего силура, может быть благоприятным для накопления и сохранения углеводородов. Предпосылки для образования стратиграфически экранированных ловушек увеличиваются на участках, осложненных пликативными дислокациями. Это зоны пересечения упомянутых песчаных полос с валообразными поднятиями Локачинским, Подберезовским, Збаражским и др. Особую зону с благоприятными условиями для образования структур-ловушек различных типов представляет собой также северо-западный склон крупного Покутско-Буковинского поперечного поднятия.

Кроме литологически экранированных ловушек на Волинно-Подольи могут быть распространены тектонически экранированные ловушки. Последние предполагаются в зонах простирающихся значительных по амплитуде дизъюнктивных нарушений.

Во Львовском прогибе, по геофизическим и геологическим данным, в нижнепалеозойских и верхнепротерозойских отложениях развиты антиклинальные складки. Так, антиклинальные перегибы слоев в кембрийских отложениях, по результатам сейсмических работ, прослежены в районах населенных пунктов Великие Мосты, Нестеров, Новый Вытков и др.

На моноклиномальном склоне плиты и Волинском поднятии в отложениях каледонского комплекса развиты небольшие малоамплитудные складки, представляющие собой возможные структуры-ловушки небольшой емкости. Простирающиеся складки различны - от широтного до почти меридионального. В байкальском комплексе отложений (Волинно-Полесская впадина) наблюдается соответствие структурных планов байкальского и каледонского комплексов.

Газовые скопления Волинно-Подольи приурочены к разным тектоническим элементам: Великомоствовское месторождение находится во Львовском прогибе, Локачинское - на моноклиномальном склоне. Это предопределило различие структур-ловушек. Формирование антиклинальных складок Львовского прогиба завершилось в конце варисцидского этапа под действием тангенциальных сил, направленных со стороны подвижного пояса, обрамлявшего с юго-запада платформу. Структуры-ловушки моноклиномального склона плиты формировались конседиментационно на протяжении байкальского и каледонского тектонических циклов. Следовательно, ловушки для углеводородов во Львовском прогибе существовали с конца варисцидского, а на моноклиномальном склоне - с конца каледонского этапа. Однако в то время отсутствовал самый важный, по нашему мнению, фактор образования залежей - непроницаемое перекрытие палеозойских отложений. Юго-западная окраина платформы была охвачена самым длительным в фанерозое перерывом в осадконакоплении (от среднего карбона до средней юры во Львовском прогибе и дольше на моноклиномальном склоне). Это в сочетании с тектонической жизнью активного края платформы отрицательно сказалось на сохранении залежей углеводородов.

Благоприятные условия для формирования газовых и нефтяных залежей наступили только после перекрытия эрозионной поверхности палеозойских и верхнепротерозойских пород слабо нарушенными дизъюнктивными и пликативными дислокациями отложений юры и мела. Молодой возраст углеводородных скоплений Волинно-Подольской плиты подтверждают битумы, извлеченные из верхнесилурийских отложений в районе Локачинского газового месторождения. Исследования показали, что это аналог типичной природной нефти миграционного происхождения, весьма близкой нефтям месторождений Предкарпатского прогиба. Так, данные о содержании и соотношении летучих компонентов битумного вещества, а также степень их восстановленности свидетельствуют о том, что битумы относительно "свежие" и сравнительно недавно попали в ловушку [51]. Очевидно, время образования газовых залежей и нефтяных скоплений Волинно-Подольской плиты, непосредственно примыкающей к Карпатской геосинклинали, должно совпадать со всплесками активной тектонической деятельности на краю платформы, синхронными заключительным фазам альпийского этапа развития Карпат [134].

В мощном осадочном чехле Волинно-Подольской плиты встречаются как хорошие коллекторские горизонты, так и непроницаемые покровы. К породам-коллекторам в толще отложений верхнего протерозоя и палеозоя относятся песчаники полесской серии рифея, горбашевской свиты и гдовского горизонта венда, ровенской, доминопольской и львовской свит нижнего кембрия, а также нерасчлененной толщи среднего - верхнего кембрия, органогенные известняки силура и песчано-алевролитовые слои девона. Все они при благоприятных структурных условиях могут служитьместилищем для скоплений нефти и газа.

Полесская серия среднего рифея сложена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты преобладают в разрезе, аргиллиты в виде тон-

ких прослоев занимают второстепенное положение. В основании разреза залегают прослои крупнозернистых песчаников, иногда гравелитов и мелкогалечных конгломератов. Отложения полесской серии слагают пестроцветную лагунно-континентальную формацию, которая накопилась в Волинно-Полесском авлакогене в условиях жаркого периодически засушливого климата.

В полесских отложениях выделяются два района с максимальными мощностями (800 - 1000 м): первый ограничен четырехугольником с населенными пунктами на вершинах Луцк - Колки - Камень Каширский - Владимир-Волинский; второй охватывает западную часть Львовского прогиба (в треугольнике Львов - Горохов - Нововольнск). Содержание песчаного материала в полесской серии в первом из выделенных районов составляет 70, во втором 50 - 60 %. Здесь песчаники обладают средними коллекторскими свойствами:  $2,1 - 17,3 \%$ , проницаемость не превышает  $0,1 \text{ дм}^2$ . Намного лучшими физическими показателями характеризуются породы этого возраста в районе г. Луцк, где их пористость составляет  $4,6 - 20 \%$ , проницаемость  $0,1 - 0,9 \text{ дм}^2$ . В юго-западном направлении от г. Луцк коллекторские свойства рифейских отложений ухудшаются, и уже в районе г. Новый Вытков они практически непроницаемы при пористости  $1,1 - 3,2 \%$ . Однако с приближением к Карпатской горноскладчатой области в этих отложениях развиты трещиноватость, свидетельствующая о возможном наличии в юго-западной части Львовского прогиба коллекторов трещинно-порового типа.

Горбашевская свита представлена пестроцветными разнозернистыми арковыми песчаниками, гравелитами и конгломератами, объединяющимися в базальную лагунно-континентальную формацию. Она широко распространена на Волинно-Подольи, за исключением восточных и северных районов, а также небольшого района в междуречье Днестр - Серет. В палеогеографическом отношении область накопления этих осадков представляла собой всхолмленную моренную равнину, оставшуюся после лавландского оледенения. Изменение мощностей этой свиты обусловлено слаборасчлененным рельефом низменной равнины. Плохая сортировка и нескатанность грубообломочного материала свидетельствует о том, что он переносился на небольшие расстояния, а источниками питания терригенным материалом служили приподнятые участки платформы, и в первую очередь Украинский щит. Мощность горбашевской свиты не превышает 50 м. Западнее линии Владимир-Волинский - Тернополь в разрезе появляется глинистый материал, составляющий в районе г. Львов 30 % мощности. Пористость горбашевских песчаников  $7 - 10 \%$ , проницаемость менее  $0,1 \text{ дм}^2$ .

Отложения гдовского горизонта представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Исключением является участок, расположенный южнее г. Ровно, где в разрезе этого горизонта преобладают глинистые образования. Наблюдается тенденция уменьшения содержания обломочного материала в западной и юго-западной частях Волинно-Подольской плиты. Породам свойственна плохая сортировка обломочного материала, низкая степень окатанности зерен и косо-слоистая текстура, а также фашиальная изменчивость. Пористость  $1,7 - 24,7 \%$ , проницаемость  $0,1$ , изредка  $21,2 \text{ дм}^2$ .

Кембрийские отложения (кроме балтийской серии) слагают песчаную субформацию нижней морской терригенной формации (рис. 26). Они представлены в основном песчаниками светло-, зеленовато- и темно-серыми с косой и волнистой слоистостью, знаками ряби и следами перемылов. Мощность отложений закономерно увеличивается в направлении с востока на запад и юго-запад. Одновременно в этом же направлении наблюдается постепенное фашиальное замещение малководных песчаников относительно глубоководными песчано-глинистыми породами.

В нижней части разреза в подошве ровенской свиты залегают пачка мелкозернистых песчаников и гравелитов мощностью около 30 м. Максимальное содержание обломочного материала в ровенской свите наблюдается в четырехугольнике, ограниченном населенными пунктами Черемшляны - Бучач - Подволочиск - Ровно. Песчаники повсеместно перекрыты глинистыми породами мощностью до 200 м верхней части ровенской и стоходской свит. Хорошими коллекторскими свойствами обладает горизонт мелко-



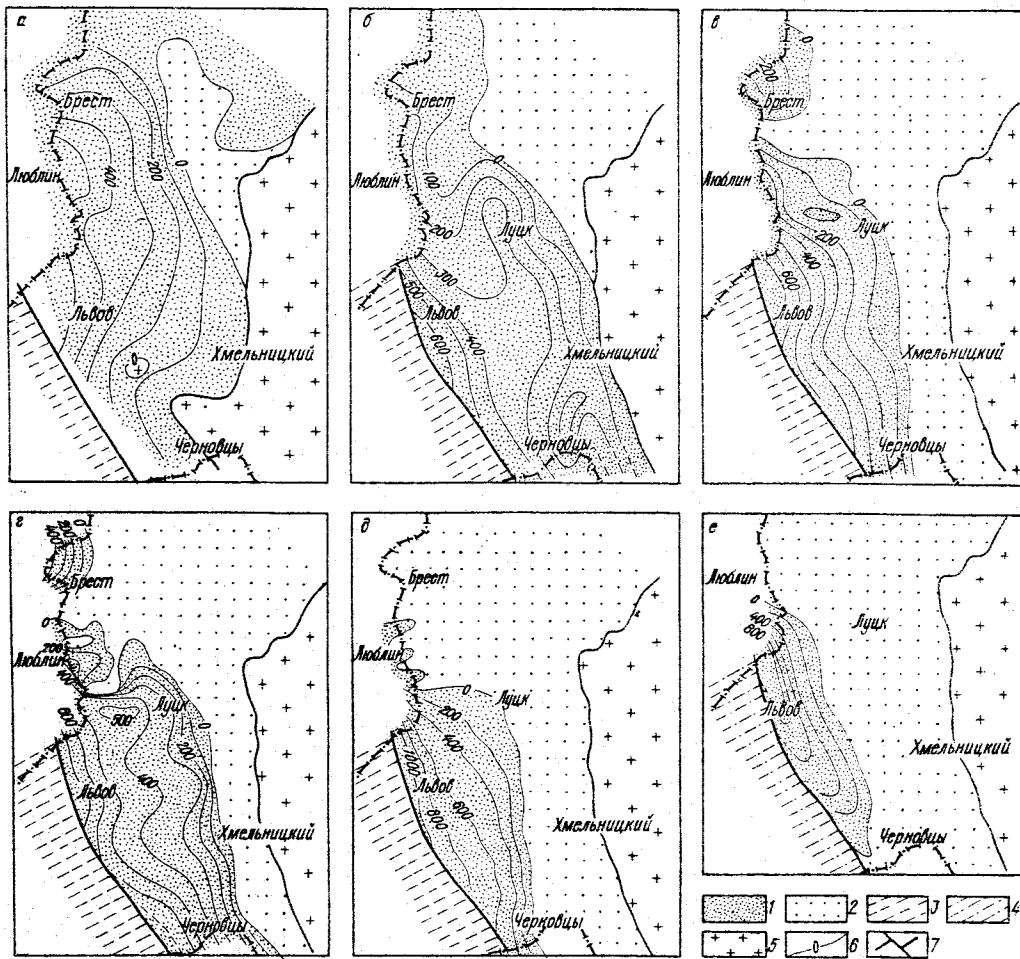


Рис. 26. Карты мощностей трапной (а), нижней морской терригенной (б - песчано-глинистой, в - песчаной, г - карбонатной субформации), верхней морской терригенной (д) и континентальной красноцветной (е) формаций каледонского комплекса Во-льно-Подольи (составили Е. И. Чиж, Б. П. Ризун): 1 - область распространения формации; 2 - более древние платформенные формации; 3 - геосинклинальные формации; 4 - область распространения более древних геосинклинальных формаций; 5 - кристаллические породы фундамента; 6 - изолинии равных мощностей, м; 7 - разрывные тектонические нарушения

зернистых песчаников мощностью около 130 м, слагающий нижнюю часть доминопольской свиты. Верхняя часть свиты представлена непроницаемой толщей глинистых пород мощностью до 85 м. Больше всего кластогенного материала (свыше 80 %) содержится в доминопольской свите восточнее линии, проходящей через населенные пункты Новый Витков - Бережаны - Черновцы. Отложения любомльской свиты представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками, которые перекрываются глинистыми породами свитязьской свиты. Толща средне-верхнекембрийских образований повсеместно сложена средне- и мелкозернистыми песчаниками с маломощными прослоями алевролитов. Содержание глинистого материала незначительно. Кембрийские отложения перекрываются глинистыми породами силурийского возраста.

Коллекторские свойства кембрийских песчаников изменяются с востока на запад в зависимости от их литолого-фациальных особенностей. В северо-восточной части Во-льно-Подольской плиты, согласно лабораторным данным, пористость песчаников доминопольской свиты 14,7 - 20,9 %, проницаемость 54,5 - 572  $\text{дм}^2$ . На Во-льнском под-нятии пористость пород доминопольской и любомльской свит достигает 18,8 %, проницаемость 261  $\text{дм}^2$ . Во Львовском прогибе и южной части моноклиналичного склона по-

ристость кембрийских песчаников немного ухудшается (4-10 %), что обусловлено увеличением в их составе глинистого материала, количество которого возрастает с приближением к Карпатам. Так, в районе г.Новый Витков пористость пород 1,0-6,4, в районе г.Бучач - 1,3-8,5 и г.Давидены - 1,4-2,2 %; проницаемость везде меньше 0,1, изредка достигает 0,2  $\text{дм}^2$ . Пористость газомещающих песчаников доминопольской свиты в районе г.Перемшляны изменяется от 3 до 6 %. Несколько лучшими коллекторскими свойствами в этом районе и большей газонасыщенностью отличаются песчаники ровенской свиты. Их пористость составляет 5-9 %.

Отложения силурийского возраста слагают известняковую формацию, состоящую из фаши прибрежно-морских известняков, рифов и относительно глубоководных глин, последовательно сменяющих друг друга в направлении с востока на запад. Наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляет рифовая фаши. Она в виде биогермевой гряды (возможно, барьерного рифа) протягивается полосой через всю Во-льно-Подольскую плиту от г.Владимир-Во-льнский через города Радехов - Золочев - Бучач до г.Черновцы [47]. В настоящее время рифовая фаши вскрыта скважинами в районе г.Бучач и Локачи. Она представлена кавернозными криноидными и коралловыми известняками и доломитами с резким битуминозным запахом, а в районе г.Локачи - даже органогенными известняками, пропитанными нефтью. Максимальная мощность органогенных построек составляет 75 м. Пористость органогенных известняков 4-29 %, проницаемость 50  $\text{дм}^2$ . Они прослежены в китайгородском, баговицком, малиновецком и скальском горизонтах и могут служить хорошими ловушками углеводородов. Относительно глубоководные глинистые отложения силура, представляющие собой региональную покрывку, распространены в западной части Во-льно-Подольской плиты. Они практически непроницаемые, а их пористость составляет 0,1-0,9 %.

Песчаники и алевролиты среднего и нижнего девона, вмещающие промышленные залежи газа на Великомоствовском и Локачинском месторождениях, имеют пористость 0,1-5,6 % и проницаемость до 0,1  $\text{дм}^2$ . Однако они еще слабо изучены: не известна пористость и проницаемость рыхлых пород, не учтена и их трещиноватость. Это подтверждается определением величин физических параметров пород методами промышленной геофизики, по данным которых для девонских песчано-алевролитовых коллекторов Великомоствовского газового месторождения пористость и проницаемость составляют соответственно 7,5 % и 1,64-2,60  $\text{дм}^2$ .

Отметим, что увеличение количества глинистого материала в составе кембрийских и силурийских отложений, наблюдающееся в юго-западной части Во-льно-Подольской плиты, происходит одновременно с прогрессирующей в этом направлении тектонической трещиноватостью, вследствие чего ухудшение коллекторских свойств с глубиной до некоторой степени компенсируется увеличением трещиноватости.

В осадочном чехле развиты также толщи пород, обладающие экраняющими свойствами. Это эффузивные образования во-льнской серии венда, глинистые горизонты валдайской серии, балтийской и бережовской серий нижнего кембрия, мощная регионально выдержанная толща глинистых пород жединского яруса нижнего девона, ангидритно-доломитовые слои среднего - верхнего девона. Последние служат покрывкой для струтунских газовых залежей на Великомоствовском и Локачинском месторождениях.

#### Перспективы поисков месторождений нефти и газа

Анализ основных критериев нефтегазоносности, таких, как геоструктурное положение, наличие в осадочном чехле пород-коллекторов и покрывок, структур-ловушек, промышленная газонасыщенность девонских отложений, показал, что по аналогии в строении и нефтегазоносности с известными нефтегазоносными провинциями других древних платформ Во-льно-Подольская провинция имеет значительные перспективы в отношении нефтегазоносности. Здесь выделяются четыре комплекса перспективных отложений: девонский, силурийский, кембрийский и рифейский. Восточная граница перспективной нефтегазоносной области проводится нами примерно по изогипсе кровли кристалличе-

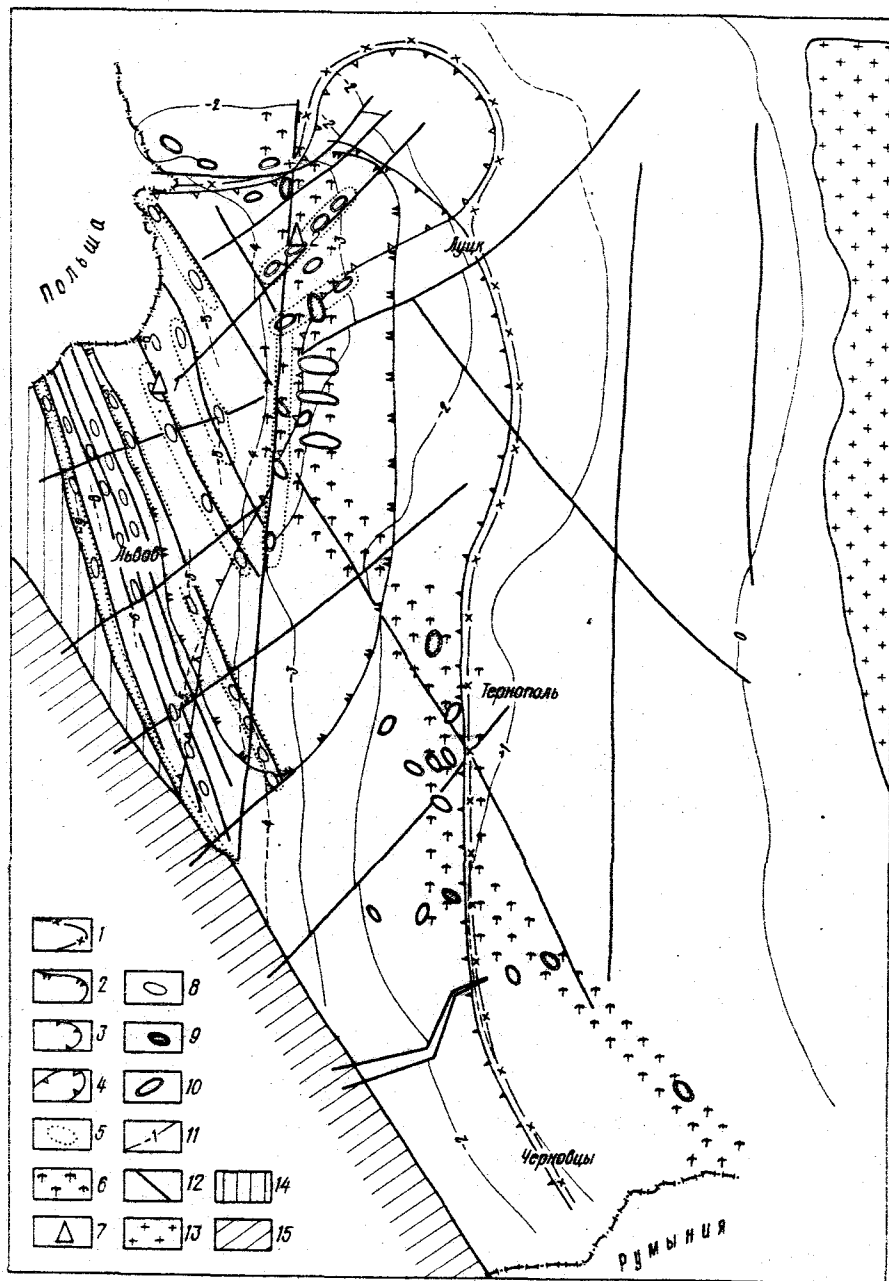


Рис.27. Сводная карта перспектив нефтегазоносности Волыно-Подольской плиты: 1 - граница перспективной нефтегазоносной провинции; предполагаемые границы распространения перспективных комплексов: 2 - девонского с доказанной газоносностью, 3 - кембрийского, 4 - рифейского; 5 - предполагаемые границы зон возможного нефтегазоаккумуляции; 6 - полоса предполагаемого развития органогенных построек в силурийских отложениях; 7 - газовые месторождения (1 - Великомоствовское, 2 - Локачинское); возможные структуры-ловушки: 8 - антиклинальные складки в средне-, верхнепалеозойских отложениях (варисский комплекс); 9 - морфоструктуры в отложениях силурийского возраста, генетически связанные с органогенными постройками; 10 - антиклинальные складки в палеозойских и верхнепалеозойских отложениях; 11 - изогипсы поверхности кристаллического фундамента, км; 12 - разрывные тектонические нарушения; 13 - Украинский шельф; 14 - Немировский клин Западно-Европейской платформы; 15 - Предкарпатский прогиб

ского фундамента - 1500 м, северная тяготеет к широте Владимир-Волынского разлома, а юго-западная совпадает с границей Волыно-Подольской плиты (рис.27).

Девонский комплекс пока единственный с промышленной газоносностью. Здесь известны два небольшие газовые месторождения - Великомоствовское и Локачинское.

Актуально высказанное ранее мнение [145], что Львовский прогиб представляет собой нефтегазоносный район, а распространенные в его пределах линии антиклинальных складок - зоны возможного нефтегазоаккумуляции (рис.27). Куличков-Милитинская и Бутинская полосы складок, а также структуры, расположенные между ними, наиболее перспективны. К юго-западу от Бутинской полосы складок условия ухудшаются и, следовательно, перспективны уменьшаются.

К востоку от Радеховского разлома перспективны валообразные поднятия, а в их пределах локальные структуры. К одной из таких складок Локачинского вала и приурочено газовое месторождение. Несомненный интерес представляют расположенные к югу от Локачинского вала Гороховское, Бузакское, Немилловское и Лопатинское валообразные поднятия.

Отдельной зоной возможного нефтегазоаккумуляции выделяется полоса Радеховского разлома. Самыми перспективными объектами в ее пределах следует считать участки пересечения разлома с упомянутыми валообразными поднятиями, где могут быть развиты комбинации ловушек различных типов.

Перспективны также верхнедевонские карбонатные породы, сложенные коралловыми известняками с органогенными постройками. Во Львовском прогибе они еще недостаточно изучены. Но в некоторых районах (площади Локачи, Олеско, Золочев) буровыми скважинами пройдены кавернозные и пористые доломиты, которые образовались вследствие метасоматического замещения биогермных известняков [119]. На Локачинском газовом месторождении подобные породы распространены во франском ярусе. Как известно, средне- и позднедевонские органогенные постройки широко распространены во всем мире. В США, Канаде, а также СССР к ним приурочены скопления нефти и газа (рифты Леджк, Рейнбоу и др.). В расположенном по соседству Припятском прогибе в верхнедевонских отложениях также развиты биогермные фации, в которых сосредоточены нефтяные месторождения.

В девонском комплексе отложений возможно перспективным участком является полоса, примыкающая к Рава-Русскому надвижку. Здесь предполагается наличие ловушек как антиклинального типа, экранированных надвигом, так и ловушек на моноклинали, тектонически экранированных надвигом. В этой связи можно провести аналогию с полосой Внешней зоны Предкарпатского прогиба, примыкающей к Стебникскому надвижку, к которой приурочены многочисленные газовые месторождения.

Силурийский комплекс отложений представляет собой полифациальную толщу, перспективны нефтегазоносности которой связаны с органогенными известняками рифовой литофации. Они образуют полосу органогенных построек (биогермовая града), протягивающуюся от г.Владимир-Волынский до г.Хотин. Здесь с севера на юг выделяются следующие морфоструктуры: Владимир-Волынская, Гороховская, Заложечкая, Бучачская, Верхняковская и Хотинская [177]. Наибольшего внимания заслуживает Гороховская морфоструктура, прослеживаемая по отложениям скальского горизонта верхнего силура, который сложен кавернозными органогенными, отчасти доломитизированными известняками. Предполагаемые размеры ее 25 x 10 км. В органогенных известняках, слагающих периклинальную часть Гороховской морфоструктуры (скв. 10-Локачи), установлено скопление легких нефтяных флюидов, по химической характеристике весьма близких к конденсату, а в скв. 12-Локачи - даже незначительный приток нефти. Органогенные известняки отличаются неплохими коллекторскими свойствами. Их пористость 4 - 29 % и проницаемость 50  $\mu\text{m}^2$ . Глубина залегания органогенных построек не превышает 2000 м.

Отложения ордовика, содержащие нефть в Балтийской нефтегазоносной провинции, целесообразно изучать на нефть и газ попутно при проведении геологических работ на силурийские и кембрийские отложения.

Кембрийский комплекс отложений широко распространен на Воляно-Подольи. Это регионально нефтегазоносный комплекс юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы, с которым связана промышленная нефтеносность Балтийской синеклизы. На Воляно-Подольи из отложений этого возраста отмечены многочисленные нефтегазопоявления, а в районе Перемышлян получен значительный приток природного газа. Прогнозные запасы кембрийского комплекса Воляно-Подольской перспективной провинции составляют около 70 % общей суммы прогнозных запасов.

Значительный интерес представляют поиски стратиграфически экранированных ловушек, образованных выходами песчаных свит и горизонтов кембрийского возраста под глинистыми породами силура и жединского яруса нижнего девона, которые являются хорошей крышкой. В местах пересечения валлообразных поднятий с выходами на подсилурийскую поверхность песчаных горизонтов возможны ловушки различных типов, в том числе и комбинированные. Так, Збаражский вал находится в области высокого содержания песчаного материала в кембрийских породах, составляющего в среднем 60%.

Возможной зоной нефтегазонакопления может быть полоса Радеховского разлома. В ней предполагаются ловушки как структурного типа (антиклинальные складки, тектонически экранированные), так и стратиграфически экранированные, а также различные их комбинации. Перспективны кембрийские породы и в южной части Воляно-Подольской плиты, примыкающей к Предкарпатскому прогибу, между Стрийско-Перемышлянским и Заболотовским разломами. Здесь заслуживает внимания Перемышлянский участок.

Перспективы кембрийских отложений связываются также с традиционными антиклинальными ловушками, пока что мало изученными. Сейсмическими исследованиями выявлены Сокальское, Великомоствовское, Перемышлянское, Тыменицкое и другие поднятия.

Рифейский комплекс (полеская серия Воляно-Подольской плиты) перспективен в нефтегазоносном отношении. Хотя отложения этого комплекса относятся к одному из немногочисленных, при проходке которых скважинами не зафиксировано нефтегазопоявлений, однако в газах, десорбированных из этих отложений, обнаружены значительные количества углеводородов (до 30-50 % всей массы газа). Согласно результатам гидрогеологических исследований, рифейские и нижнепалеозойские отложения Львовского прогиба находятся в зоне застойного режима, т.е. в благоприятной обстановке для образования и сохранения залежей нефти и газа. В неблагоприятных условиях находятся верхнепротерозойские отложения на Волянском поднятии и на западном склоне Украинского щита восточнее Радеховского разлома.

Рифейский комплекс отложений представляет интерес для поисков нефти и газа в районах развития его максимальных (800 - 1000 м) мощностей (см. рис.27).

## Г Л А В А У

### ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция связана с глубоким прогибом основания Восточно-Европейской платформы, возникшим в виде грабена, унаследованного синеклизой. Она находится на левобережной Украине и охватывает Черниговскую, Полтавскую, Харьковскую, часть Сумской, Днепропетровской и Донецкой областей. Орографически эта провинция расположена между Средне-Русской и Приднепровской возвышенностями и представляет собой равнинное плато, слабо наклоненное на юго-запад (от 200 до 80 м) и захватывающее восточную часть Полесской и Приднепровскую низменность. Протяженность провинции с северо-запада на юго-восток более 650 км, ширина ее 60-120 км, общая площадь 120 тыс.км<sup>2</sup>.

Первые притоки нефти из кепрока Роменского соляного штока были получены в 1937 г. Начиная с 1950 г. разведывались крупные куполообразные структуры сводового типа, в результате чего было открыто более 120 месторождений за 30 лет.

За 1961-1980 гг. пробурено 1620 скважин общим метражом 6463,1 тыс.м. Изученность нижнекаменноугольных отложений составляет 33,5, среднекаменноугольных - 53, верхнекаменноугольно-нижнепермских - около 80 м/км<sup>2</sup>.

Основным объектом поисково-разведочных работ в настоящее время являются нижнекаменноугольные отложения. В них установлено два региональных уровня нефтегазонакопления: верхневизейско-серпуховский и турнейско-нижневизейский, разделенные нижневизейским глинисто-карбонатным флюидоупором. С ними связываются ближайшие перспективы поисков новых залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции.

#### Литоолого-стратиграфический очерк

В геологическом строении Днепровско-Донецкой впадины принимают участие образования палеозоя, мезозоя и кайнозоя, залегающие на кристаллическом фундаменте (рис.28). Мощность осадочной толщи возрастает от бортов к осевой части впадины и в сторону Донбасса, где достигает 15-17 км. Кристаллический фундамент сложен интрузивными и метаморфическими породами докембрийского (архейского и протерозойского) возраста.

Наиболее древними являются осадочные отложения девона. Они развиты в грабене и представлены средним и верхним отделами.

В составе среднего девона выделены пярнуско-наровский и старооскольский горизонты (живетский ярус). Вместе с нижнеднепровскими образованиями верхнего девона они образуют подсолевую терригенную толщу [38, 58].

Пярнуско-наровский горизонт развит только в Днепровском грабене и представлен пестроцветными песчаниками различной зернистости и алевролитами с прослоями аргиллитов и реже доломитов. Мощность горизонта изменчива и достигает во впадинах фундамента 80 м.

Старооскольский горизонт распространен шире. Состав отложений в общем схо-

Система	Отдел	Ярус	Индекс	Литологическая колонка	Литология	Мощность, м	Формация	Индекс провинциальных горизонтов	Литология	
Палеозойская	Антилопосная и неогеновая системы	Юрочен	$F_2$	$F_2 sh$	Харьковская	30-60	Песчано-глинистая		Глины, пески, суглинки	
			$F_2$	$F_2 kv$	Киевская	0-150	Карбонатно-глинистая		Глины и пески с прослоями песчаников	
			$F_2$	$F_2 b$	Бучанская	20-40	Глинисто-песчаная		Мергели в верхней части переходящие в глины	
			$F_2$	$F_2 kl$	Киевская	50-100	Глинисто-песчаная		Пески с прослоями песчаников и глины	
Меловая	Верхний	Мадригальский	$K_2$	$K_2 m$		0-250	Мергельно-меловая		Мел белый, песчистый Мергели серые и зеленовато-серые	
			$K_2$	$K_2 sp$		0-230				
			$K_2$	$K_2 st$		0-250				
			$K_2$	$K_2 sp + t$		0-120				
			$K_2$	$K_2 sp$		0-160				
	Нижний	Альбский + Аптский	Копетер-варварский	$K_1$	$K_1 ar-ab$		0-120	Глинисто-песчаная		Пески и песчаники с включениями углистых образований
				$K_1$	$K_1 h+vt$					
				$K_1$	$K_1 v$					
				$K_1$	$K_1 v$					
				$K_1$	$K_1 v$					
Юрская	Верхний	Долгоский	$J_2$	$J_2 vlg$		0-270	Карбонатно-глинистая		Карбонатные глины, известняки оолитовые, песчанистые, кремнистые Глины, алевролиты и песчаники	
			$J_2$	$J_2 kt$		0-180				
			$J_2$	$J_2 ox$		0-70				
			$J_2$	$J_2 kl$						
			$J_2$	$J_2 vl_2$		0-200				
	Средний	Батский	Лайвский	$J_2$	$J_2 vl_1$		0-250	Песчано-глинистая		
				$J_2$	$J_2 vl_2$					
				$J_2$	$J_2 vl_3$					
				$J_2$	$J_2 vl_4$					
				$J_2$	$J_2 vl_5$					
Нижний	Татарский	Татарский	$J_1$	$J_1$		0-30	Песчано-глинистая красноцветная		Глины пестроцветные с редкими прослоями алевролитов и песчаников	
			$J_1$	$J_1 sp$	Протопивская	0-130				
			$J_1$	$J_1 sp$	Серебрянская	0-350				
			$J_1$	$J_1 sp$	Кореневская					
			$J_1$	$J_1 sp$	Шевелинская	0-450				
Пермская	Верхний	Самарский	$P_2$	$P_2 ar$	Парасажская	0-600	Соленосная		Каменная и калийная соли, ангидриты и гипсы с прослоями глины, алевролитов, песчаников и доломитизированных известняков	
			$P_2$	$P_2 kt$	Краматорская	0-700				
			$P_2$	$P_2 sl$	Славянская	0-250				
			$P_2$	$P_2 kl$	Никитовская	0-1200				
			$P_2$	$P_2 kl$	Картышевская					
	Нижний	Гельский	Гельский	$P_1$	$P_1 c$	Айлабская	До 2000	Глинисто-песчаная	Пестро-цветная	Чередование аргиллитов (глин), алевролитов, песчаников с тонкими прослоями известняков и углей
				$P_1$	$P_1 c$	Айлабская				
				$P_1$	$P_1 c$	Айлабская				
				$P_1$	$P_1 c$	Айлабская				
				$P_1$	$P_1 c$	Айлабская				
Каменноугольная	Верхний	Московский	$C_2$	$C_2 m$		До 1000	Глинисто-песчаная	Угленосная	Глины (аргиллиты), песчаники и алевролиты с прослоями известняков и углей	
			$C_2$	$C_2 m$						
			$C_2$	$C_2 m$						
			$C_2$	$C_2 m$						
			$C_2$	$C_2 m$						
	Средний	Башкирский	Башкирский	$C_2$	$C_2 b_1$		До 1000	Глинисто-карбонатная		Ритмичное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями известняков и углей
				$C_2$	$C_2 b_2$					
				$C_2$	$C_2 b_3$					
				$C_2$	$C_2 b_4$					
				$C_2$	$C_2 b_5$					
Нижний	Верхний	Борисовский	$C_1$	$C_1 st$		До 1400	Песчано-глинисто-угленосная		Аргиллиты с прослоями алевролитов, песчаников и известняков	
			$C_1$	$C_1 st$						
			$C_1$	$C_1 st$						
			$C_1$	$C_1 st$						
			$C_1$	$C_1 st$						
	Нижний	Визинский	Визинский	$C_1$	$C_1 v_1$		До 1200	Карбонатная		Чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников с прослоями известняков
				$C_1$	$C_1 v_2$					
				$C_1$	$C_1 v_3$					
				$C_1$	$C_1 v_4$					
				$C_1$	$C_1 v_5$					
Нижний	Турнейский	Турнейский	$C_1$	$C_1 t$		До 400	Песчано-глинистая пестроцветная		Песчаники, алевролиты и аргиллиты пестроцветные	
			$C_1$	$C_1 t$						
			$C_1$	$C_1 t$						
			$C_1$	$C_1 t$						
			$C_1$	$C_1 t$						
Девонская	Верхний	Фаменский	$D_3$	$D_3 m$	Ванков-Левобанский	400-2000	Угленосная		Зонально-терригенно-карбонатная угленосная пестроцветная	
			$D_3$	$D_3 m$	Задонско-елецкий	До 1600				
			$D_3$	$D_3 m$	Елановско-ливенский	100-1800				
			$D_3$	$D_3 m$	Воронежский	250-1800				
			$D_3$	$D_3 m$	Алатирский	100-900				
	Нижний	Франский	Франский	$D_2$	$D_2 m$	Семилукский	25-300	Соленосная		Изогипно-терригенная угленосная пестроцветная
				$D_2$	$D_2 m$	Саргаевский	20-150			
				$D_2$	$D_2 m$	Кыновский	20-40			
				$D_2$	$D_2 m$	Пашийский	20-60			
				$D_2$	$D_2 m$	Старосельский	10-80			
Средний	Миветский	Миветский	$D_1$	$D_1 m$	Старосельский	50-80	Терригенная		Известняки, мергели чередующиеся с аргиллитами, алевролитами, песчаниками и пачками туфов Каменная соль, гипсы и ангидриты, известняки и доломиты	
			$D_1$	$D_1 m$	Старосельский					
			$D_1$	$D_1 m$	Старосельский					
			$D_1$	$D_1 m$	Старосельский					
			$D_1$	$D_1 m$	Старосельский					
Докембрий										

Рис. 28. Сводный стратиграфический разрез Днепровско-Донецкой впадины

ден с нижнезалегающими ирнуско-наровскими осадками, однако песчаники представлены в основном мелкозернистыми разностями, что при одновременном увеличении количества карбонатно-глинистых пород в верхах разреза позволяет допускать более спокойные и глубоководные условия осадкообразования. Мощность горизонта около 100 м.

Верхний девон представлен франским и фаменским ярусами, которые подразделяются на нижний и верхний подъярус. В состав нижнефранского подъяруса входят нижнешигровский (пашийско-кыновский), верхнешигровский (саргаевский) и семилукский горизонты.

Нижнешигровский горизонт представлен пестроцветными аргиллитами, алевролитами и мелкозернистыми песчаниками, сменяющимися карбонатно-глинистыми породами в верхней части разреза. По составу и условиям образования эти отложения близки к средневожским и вместе с ними составляют подсолоную терригенную толщу, распространенную на всей территории грабена. Мощность горизонта 15 - 90 м.

Верхнешигровский (саргаевский) и семилукский горизонты слагают нижнюю часть мощной (до 700 м) карбонатной подсолонной толщи, которая отлагалась в условиях неглубокого моря. Площадь ее распространения охватывает всю территорию грабена за исключением Кошелевского и Старохутурского выступов. Верхнешигровский горизонт представлен глинами, мергелями и известняками с пропластками вторичных доломитов, семилукский - светлыми известняками с прослоями мергелей, аргиллитов и алевролитов. Общая мощность горизонтов 70 - 120 м.

Верхнефранский подъярус делится на алатирский, воронежский, елановский и ливенский горизонты.

Алатирский горизонт сложен прибрежно- и мелководно-морскими, континентальными и эффузивными образованиями. На большей части территории преобладают пестроцветные аргиллиты с пропластками алевролитов и песчаников, сменяющихся в верхней части разреза мергелями и известняками. В основании его отмечается стратиграфическое несогласие. Мощность горизонта 100 - 900 м.

Воронежский горизонт залегает несогласно на алатирском. Мощность его изменяется от нескольких десятков до сотен метров в соленосных и эффузивных разрезах. В прибортовых зонах Днепровско-Донецкой впадины развиты прибрежные алевролиты и песчаники, чередующиеся с глинисто-карбонатными породами, в приосевой преобладает соленосный тип разреза, а на северо-западе распространены мощные вулканогенные - эффузивные образования.

Вулканогенно-туфогенные образования алатирского, воронежского и низов елановского горизонтов слагают на северо-западе региона мощную (более 1200 м) вулканогенно-осадочную толщу.

Елановский и ливенский горизонты составляют нижний соленосный комплекс мощностью от 150 - 200 вблизи бортов (бессолевые разрезы) до 3000 м в приосевой части впадины, где развиты мощные пласты галита. Значительное сокращение мощностей в прибортовых зонах и на приподнятых участках связано в основном с замещением соляных осадков сульфатно-карбонатными (в северной зоне) и карбонатно-терригенными (в южной прибортовой зоне).

В составе нижнефаменского подъяруса выделяются задонский и елецкий горизонты, образующие глинисто-карбонатную и терригенную межсолевую толщу.

Задонский горизонт соответствует глинисто-карбонатной межсолевой толще с максимальной мощностью более 500 м. Он сложен преимущественно серыми известняками, мергелями и аргиллитами с прослоями мелкозернистых песчаников и алевролитов. В северной прибортовой части впадины развиты мощные известняки, что связано с удаленностью берега от источников сноса обломочного материала, в южной отмечается опесчанивание разреза [37]. В северной прибортовой зоне выявлены биогермы, сложенные органогенными, преимущественно онколитовыми известняками (Борковская, Ивашковская, Мринская и другие площади).

Елецкий горизонт залегает согласно на задонском. Нижняя его часть соответст-



вует терригенной межсолевой, а верхняя – верхней соленосной толщам. Первая распространена на всей территории грабена, за исключением отдельных поднятий фундамента. Максимальные ее мощности (до 1300 м) наблюдаются в южных прибортовых впадинах. Толща образовалась в различных фациальных условиях: мелководно- и прибрежно-морских, озерных, а на северо-западе также дельтовых. Среди пород на большей части территории преобладают светло-серые разнородные полимиктовые песчаники, чередующиеся с более темными алевролитами, аргиллитами и реже прослоями известняков.

Верхняя соленосная толща распространена лишь в северо-западной и средней частях впадины в виде двух полей, приуроченных к южной и северной краевым зонам. Мощность ее достигает 1300 м. Толща сложена в основном галитом, иногда с пропластками ангидрита, известняка, доломита и мергеля. В основании разреза часто развита пачка засоленных песчаников, вверху она сульфатно-карбонатная с прослойками аргиллитов и алевролитов. Соленосные разрезы завершаются серой мергельно-глинистой пачкой, относящейся уже к надсолевому комплексу.

Данково-лебединский и озерско-хованский горизонты слагают надсолевой верхнефаменский комплекс. Он распространен значительно шире, чем верхне-солевой. Мощность комплекса весьма изменчива (до 2000 м), что связано с крупным предкаменноугольным разрывом. Он представлен чередованием преимущественно пестроцветных разнородных песчаников аркозового состава, алевролитов и аргиллитов. Отмечаются эффузивные и туфогенные образования, приуроченные главным образом к средней части разреза.

В составе каменноугольной системы выделяются все три отдела: нижний, средний и верхний. Наиболее полно отложения карбона развиты на крайнем юго-востоке региона, где их общая мощность в приосевой части впадины достигает 8–10 км. К северо-западу мощность каменноугольных образований постепенно сокращается и в районе Черниговско-Брагинского выступа составляет менее 2000 м. Это связано как с сокращением мощности стратиграфических подразделений, так и с выпадением целых пачек пород, развитых на юго-востоке.

Нижнекаменноугольные отложения представлены тремя ярусами: турнейским, визейским и серпуховским.

Турнейский ярус залегает несогласно на нижележащих образованиях и распространен на всей территории грабена, за исключением его крайней северо-западной части. В разрезе яруса выделены две различные по составу толщи, относящиеся к X<sub>в</sub> и XV микрофаунистическим горизонтам [13]. Развитие нижней толщи (зачепиловская свита, X<sub>в</sub> микрофаунистический горизонт) ограничено южной прибортовой зоной, где она встречена на площадях, примыкающих к краевому разлому (Зачепиловской, Михайловской, Руденковской и др.). Эта трансгрессивная толща сложена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, причем песчаники преобладают в низах разрезов, а известняки – в верхах. Мощность толщи до 750 м.

Верхнетурнейская толща (XV микрофаунистический горизонт) мощностью 50–400 м развита на всей территории грабена, а в придонецкой части – и на бортах. Состав толщи изменчив. Так, в северо-западной части впадины разрез представлен лагунными и континентальными пестроцветными отложениями: в нижней части песчаниками, в верхней переслаиванием песчаников и аргиллитов. На юго-востоке развиты серые мелководно-морские отложения – известняки и мергели с прослоями глин, алевролитов и песчаников. В средней части впадины в разрезах преобладают аргиллиты и алевролиты.

Визейский ярус подразделяется на два подъяруса – нижний в составе XIV и XIII микрофаунистических горизонтов и верхний, объединяющий XII, XI и X горизонты. Визейские отложения распространены повсеместно и залегают несогласно на турнейских, девонских и докембрийских образованиях.

Нижневизейский подъярус мощностью 100 – 700 м (южная прибортовая зона) в основном представлен серыми глинисто-карбонатными морскими отложениями с прослоями алевролитов и песчаников. Количество последних увеличивается в прибортовых зонах.

Верхневизейский подъярус сложен двумя толщами. Нижняя карбонатная толща соответствует XIIa горизонту – чередование известняков, мергелей и аргиллитов. Верхняя песчано-глинистая толща, соответствующая XII и XI микрофаунистическим горизонтам, выражена чередованием темных аргиллитов и алевролитов с прослоями песчаников, известняков и углей. Верхневизейские породы отлагались главным образом в мелководно-морских и заливно-лагунных условиях. Мощность подъяруса превышает 1000 м.

Серпуховский ярус в объеме X – V микрофаунистических горизонтов залегает несогласно на визейских отложениях. Его мощность от 50 м на северо-западе до 1000 м в придонецкой части впадины. Вся толща сложена преимущественно аргиллитами с прослоями песчаников и известняков, наиболее развитых в средней части разреза. На юго-востоке в низах разреза встречаются пласты угля.

Среднекаменноугольные отложения представлены башкирским и московским ярусами, общая мощность которых увеличивается с северо-запада на юго-восток и от бортов к приосевой части впадины.

Башкирский ярус делится на два подъяруса. Нижний объединяет IV и III микрофаунистические горизонты, верхний – II и I. Ярус в целом характеризуется выдержанностью разреза на большой территории.

Нижнебашкирский подъярус наиболее полно развит на юго-востоке (мощность до 300 м). Нижний (IV) горизонт сложен чередованием зеленовато-серых аргиллитов, песчаников, алевролитов, реже известняков. В составе верхнего (III) микрофаунистического горизонта преобладают серые известняки с пропластками аргиллитов, иногда маломощных алевролитов и песчаников. В раннебашкирское время преобладали мелководно-морские и заливные условия осадкообразования. Лишь на крайнем северо-западе и в прибортовых зонах господствовали лагунно-континентальные прибрежные условия.

Верхнебашкирский подъярус представлен серыми алевролитами и глинами с прослоями известняков, песчаников и углей. Мощность подъяруса изменчива, в общем возрастает с северо-запада на юго-восток, где в приосевой части достигает 600 м. В связи с сокращением бассейна седиментации условия осадкообразования были менее стабильны, а песчаность верхнебашкирского разреза более высокая, чем нижнебашкирского.

Московский ярус выделяется в объеме свит C<sub>2</sub><sup>5</sup>, C<sub>2</sub><sup>6</sup> и C<sub>2</sub><sup>7</sup> Донбасса, мощность его более 1000 м на юго-востоке впадины. Он сложен песчаниками и глинами с редкими прослоями углей и известняков. Свиты C<sub>2</sub><sup>5</sup> и C<sub>2</sub><sup>6</sup> в южной прибортовой зоне представлены песчано-глинистыми образованиями лагун и заливов, а на остальной территории – мелководно-морскими глинами, алевролитами и песчаниками с редкими пропластками известняков. Лагунно-континентальные осадки развиты лишь на северо-западе. Свита C<sub>2</sub><sup>7</sup> образовалась в довольно стабильных для всей территории впадины мелководно-морских и лагунных условиях и представляет собой глинистую пачку мощностью до 120 м.

Верхнекаменноугольные отложения залегают на московском ярусе без видимого несогласия. В составе верхнего карбона выделены касимовский и жельский ярусы. Первый объединяет исаевскую и авиловскую свиты, второй – араукаритовую и карташскую. Общая мощность в придонецкой части впадины составляет 2000 м, на северо-западе – первые сотни метров. В юго-восточной части впадины верхнекаменноугольные отложения представлены серой терригенно-глинистой толщей с прослоями доломитов и известняков. На северо-западе впадины разрез сложен переслаиванием пестроцветных глин и аргиллитов с алевролитами, песчаниками, доломитами, редко с известняками. В позднекаменноугольное время на юго-востоке впадины преобладали мелководно-морские и заливно-лагунные условия осадконакопления; на крайнем северо-западе господствовали континентальные, на остальной территории – чередовались лагунно-континентальные и заливно-лагунные условия.

Пермские отложения сложены нижне- и верхнепермским отделами. В составе нижнепермского отдела выделены меликовская, никитовская, славянская и краматорская свиты. Верхняя пермь представлена дроновской свитой, сложенной тремя литологическими толщами.

Нижнепермские образования развиты в полном объеме в крайней юго-восточной части впадины. К северо-западу мощности свит сокращаются, а пласты солей постепенно выпадают. Меликовская свита мощностью от нескольких десятков до 350 м развита в Орчиловском прогибе, в северо-западной части впадины она не распространена. Эта свита сложена континентальными красными глинами, песчаниками и алевролитами с пропластками известняков и доломитов. Никитовская свита выражена чередованием терригенных, карбонатных и сульфатных пород и содержит две пачки каменной соли. В юго-восточной части впадины ее мощность достигает 350 м, к северо-западу существенно уменьшается. Славянская свита представлена каменной солью, чередующейся с ангидритами, доломитами, известняками, глинами и алевролитами. Мощность ее на юго-востоке 500 м, к северо-западу значительно сокращается из-за выпадения соляных пластов. Краматорская свита представлена в основном галитом с подчиненными пластами ангидритов и пачками песчано-глинистых пород. Мощность свиты на юго-востоке 500 м, к северо-западу региона значительно сокращается.

Верхнепермские континентальные отложения мощностью до 450 м распространены повсеместно и залегают со стратиграфическим и угловым несогласием на подстилающих образованиях. Они установлены в объеме дроновской свиты, объединяющей три взаимозамещающиеся литологические толщи со скользящими контактами по площади и разрезу: глинистую (пересажскую), песчано-глинистую (шебелинскую) и песчаную (хореневскую).

Триасовые отложения континентального происхождения представлены нижним (серебрянская свита) и верхним (протопивская свита) отделами, между которыми наблюдается значительный перерыв. Они распространены повсеместно. Общая мощность 100-350 м. В составе серебрянской свиты выделены базальный песчано-карбонатный горизонт, горизонт красных глин; основная часть свиты представлена чередованием пестроцветных маломощных песчаников, алевролитов и глин. Протопивская свита наиболее развита на юго-востоке впадины и представлена глинами.

Мощный комплекс юрских отложений залегают несогласно на триасовых. Он образовался преимущественно в морских условиях. В составе комплекса выделены отложения нижнего (тоарский ярус), среднего (ааленский, байосский и батский ярусы) и верхнего (желловейский, оксфордский, кимериджский и волжский ярусы) отделов. В целом толща сложена серыми карбонатно-глинистыми отложениями.

Меловые отложения общей мощностью до 800 м представлены двумя отделами. Нижний сложен песчано-глинистыми породами, верхний - писчим мелом и мелоподобными мергелями.

Кайнозойский комплекс на территории региона представлен палеогеновыми, неогеновыми и антропогеновыми песчано-глинистыми образованиями мощностью до 350 м.

### Тектоника

Днепровско-Донецкая впадина - составляющая часть Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена (рифтогена) - характеризуется сложным глубинным геологическим строением. Каменноугольные, начиная с верхневизейских, и вышележащие отложения выполняют обширную (250 x 600 км) синеклизу, в основании которой располагается узкий грабен, заполненный преимущественно девонскими осадочно-вулканогенными образованиями. По поверхности фундамента выделяются три продольных тектонических элемента [175]: Днепровский грабен и его борты (плечи). Борты впадины образуют гигантские моноклинали, наклоненные к грабену и осложненные разрывами, поперечными выступами и локальными впадинами. По направлению к грабену увеличивается и крутизна наклона бортов от 1-2 до 5-6°. В осадочном чехле немногочисленные складки

и полузакнутые структуры установлены лишь вблизи краевых разломов грабена. Асимметрия бортов проявляется в большей ширине и увеличении мощности осадочной толщи северного из них. Фундамент и чехол в грабене дислоцированы значительно интенсивнее.

Важной чертой Днепровско-Донецкой впадины является то, что она была заложена под довольно крутым углом к простиранию основных геотектонических и структурных элементов докембрийского фундамента. Поэтому впадина пересекает несколько участков последнего, различающихся как по структурным, так и по вещественным особенностям.

В юго-восточной части впадины в фундаменте выделяются два мегаблока - Курско-Среднеднепровский и Приазовский (рис. 29). Мегаблоки разделены Орехово-Павлоградским и Донецким глубинными разломами. Приазовский мегаблок сложен суперкрупными, ультраметаморфическими и интрузивно-магматическими формациями архая, среди которых выделяются разновидности, близкие формациям побужского комплекса [146]. Эти образования были монофазиально метаморфизованы в условиях гранулитовой фации, а затем подверглись диафторезу амфиболитовой фации. Возраст первичной складчатости, вероятно, саамский - 3500 млн. лет [137]. Породы мегаблока собраны в системе складок субмеридионального простирания.

Курско-Среднеднепровский мегаблок - это типичная гранитно-зеленокаменная область, аналоги которой известны на всех древних щитах [137]. Строение мегаблока двухъярусно. Нижний структурный этаж, или комплекс фундамента зеленокаменных поясов, представлен суперкрупными, ультраметаморфическими и интрузивно-магматическими формациями агульского формационного комплекса, монофазиально метаморфизованными в условиях амфиболитовой фации регионального метаморфизма. Помимо этих образований эозойского возраста [96], в комплексе основания известны отдельные глыбы пород, метаморфизованных в гранулитовой фации, которые рассматриваются в качестве приподнятых блоков более древних, архейских, пород. Возраст первичных складчатых структур нижнего структурного яруса, которые фиксируются в редких случаях и имеют субширотное простирание, по-видимому, свазиландский, т.е. 3000 - 3500 млн. лет [137]. Однако первичные возрастные соотношения искажены более молодыми тектоно-термальными процессами, которым отвечает формирование в мегаблоке так называемых зеленокаменных поясов. Они объединяются в коньско-верховщевский формационный комплекс. Возраст складчатых структур верхнего структурного яруса (зеленокаменных поясов) изменяется в пределах мегаблока. Наиболее древний (3100 млн. лет) отмечается для пород Белозерской зеленокаменной структуры. В то же время возраст Криворожской структуры 2500 млн. лет.

Таким образом, завершающая складчатость в Курско-Среднеднепровском мегаблоке длилась, вероятно, с кратковременными перерывами начиная с барбертонского

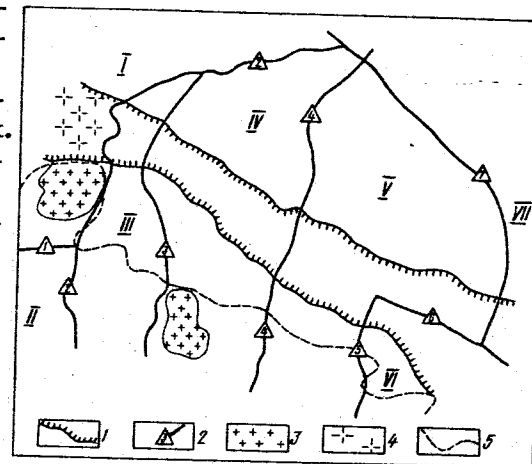


Рис. 29. Схема геотектонического районирования фундамента Днепровско-Донецкой впадины и прилегающих территорий (составил В.И. Малюк с использованием материалов В.М. Беланова, В.К. Гавриша, Г.И. Каляева, Е.М. Крестина и др., 1983):

I - контур Днепровского грабена; 2 - глубинные разломы, разделяющие мегаблоки (I - Андрушевский, 2 - Брянско-Вильшанский, 3 - Ядловско-Трактеевский, 4 - Криворожско-Кременчугский, 5 - Орехово-Павлоградский, 6 - Донецкий, 7 - Петрово-Волотовский); 3 - интрузивно-магматические образования коростенского и курсунь-новомиргородского комплексов; 4 - интрузивно-магматические образования осницкого комплекса; 5 - схематический контур Украинского щита. Мегаблоки: I - Центральнобелорусско-Волынский, II - Подольский, III - Одесско-Белоцерковский, IV - Холмско-Кировоградский, V - Курско-Среднеднепровский, VI - Приазовский, VII - Липецко-Волгоградский

(3000 млн.лет) и кончая кеноранским (2500 млн.лет) циклом диастрофизма [137]. В этот период образовалась современная структура мегаблока с субмеридиональными отрицательными элементами - зеленокаменными поясами и разделяющими их антиклиналильными сооружениями, в которых обнажаются образования нижнего структурного яруса.

К западу от Курско-Среднеднепровского мегаблока, отделяясь от него Криворожско-Кременчугским глубинным разломом, находится Холмско-Кировоградский мегаблок. На большей части его развиты зонально метаморфизованные (в условиях от зеленосланцевой до гранулитовой фаций) образования ингуло-ингулецкого формационного комплекса. Сюда входят метаморфические, ультраметаморфические и интрузивно-магматические формации. Формирование этого комплекса завершилось складчатостью в ходе карельского (2000 млн.лет) цикла диастрофизма [137], в результате чего образовались довольно крупные пликативные формы северо-западного простирания. Несколько позже в мегаблоке сформировался еще один, интрузивно-магматический формационный комплекс - курсунь-новомиргородский (включающий формацию габбро-монцитов и гиперстеновых гранитов и формацию рапакиви и лабрадоритов), который, как предполагается [116], вызван глубинным магматическим диапризмом. Курсунь-новомиргородский комплекс резко дискордантен основной структуре мегаблока и, по-видимому, является результатом проявления кибарского или даже гренвильского (1000-1500 млн.лет) циклов диастрофизма.

Разломная тектоника фундамента не выявляет такой дифференцированности по мегаблокам, как это характерно для пликативной. Разломы фундамента относятся к двум генеральным системам - ортогональной и диагональной [176]. Изучение отдельных структур, закартированных детально, показывает, что диагональная система разломов, среди которых есть большое количество сдвигов, преобладает. Это подтверждается и анализом рассматриваемой территории.

Днепровско-Донецкая впадина занимает срединное положение в системе Припятско-Днепровско-Донецкого рифтогена. Поскольку эта система характеризуется общностью причины, приведшей к дислокации пород, естественно предположить, что границы между образующими ее структурами в значительной мере условны. На разных этапах развития региона они неоднократно смешались в ту или другую сторону и приобретали различное структурное выражение. В частности, такая нестабильность рубежа между Днепровско-Донецкой впадиной и Донбассом в течение герцинского этапа их развития послужила основанием для выделения "зоны сочленения" - обширной переходной области площадью свыше 15000 км<sup>2</sup>, отличающейся своеобразием стиля тектоники. Здесь соседствуют линейные складки донецкого типа с купольными структурами, характерными для впадины.

На западе территории буровыми и геофизическими работами установлен Брагинско-Лоевский выступ (горст) фундамента, который в девонское время разделял два солеродных бассейна - Припятский и Днепровский, сообщавшиеся по узкому проливу в северной части, и оставался своеобразным барьером для каменноугольных трансгрессий вплоть до поздневизейского времени. Подобный структурный порог в этот же период, вероятно, существовал на границе впадины и Донбасса, о чем свидетельствуют существенные фациальные различия девонских и отчасти турнейских отложений и уменьшение их мощности в последнем более чем в два раза [177]. Таким образом, современная граница между впадиной и Донбассом условно проводится по выходам каменноугольных отложений на поверхность, а на глубине - по поперечному разлому или зоне разломов, пронизывающих всю земную кору и прослеживающихся в полосе шириной около 30 км на меридиане г.Донецк.

От выступов кристаллических пород основания Восточно-Европейской платформы на севере и юге (Воронежская антеклиз, Украинский щит) Днепровский грабен отчленен глубинными разломами с переменной амплитудой и преобладающим северо-западным простиранием. Внешние границы бортов впадины следует, вероятно, проводить по изолинии поверхности фундамента - 500 м, в пределах которой обособляются все структуры на рассматриваемой территории.

Строение докембрийского фундамента Днепровского грабена (рифта) из-за значительных глубин его залегания (местами свыше 17 км) изучено главным образом геофизическими методами, поэтому достоверность схем гипсометрии, составленных разными авторами, особенно для юго-восточной части территории, может вызывать сомнения. Тем не менее их можно использовать для качественной, а на северо-западе региона с большей долей вероятности и количественной характеристики общих особенностей структуры и для тектонического районирования.

Поверхность фундамента в грабене имеет сложную скульптуру. Она сильно разбита разрывами разных простираний, амплитуды и протяженности, образовавшими мозаику впадин, выступов и ступеней, расположение и конфигурация которых подчинена преобладающим ориентировкам сети нарушений (рис.30). Региональный наклон рассматриваемой поверхности к юго-востоку измеряется градиентом 30 м/км, что составляет угол около 2°, а от бортов к осевой зоне рифта - 250-500 м/км (15-30°). От этого общего фона наблюдаются отклонения, обусловленные неодинаковой дислоцированностью отдельных участков кристаллического ложа.

В поперечном сечении грабена М.В.Чирвинской и др. [132] выделяются три зоны локальных впадин - северная и южная краевые (приразломные, прибортовые) и центральная (срединная,

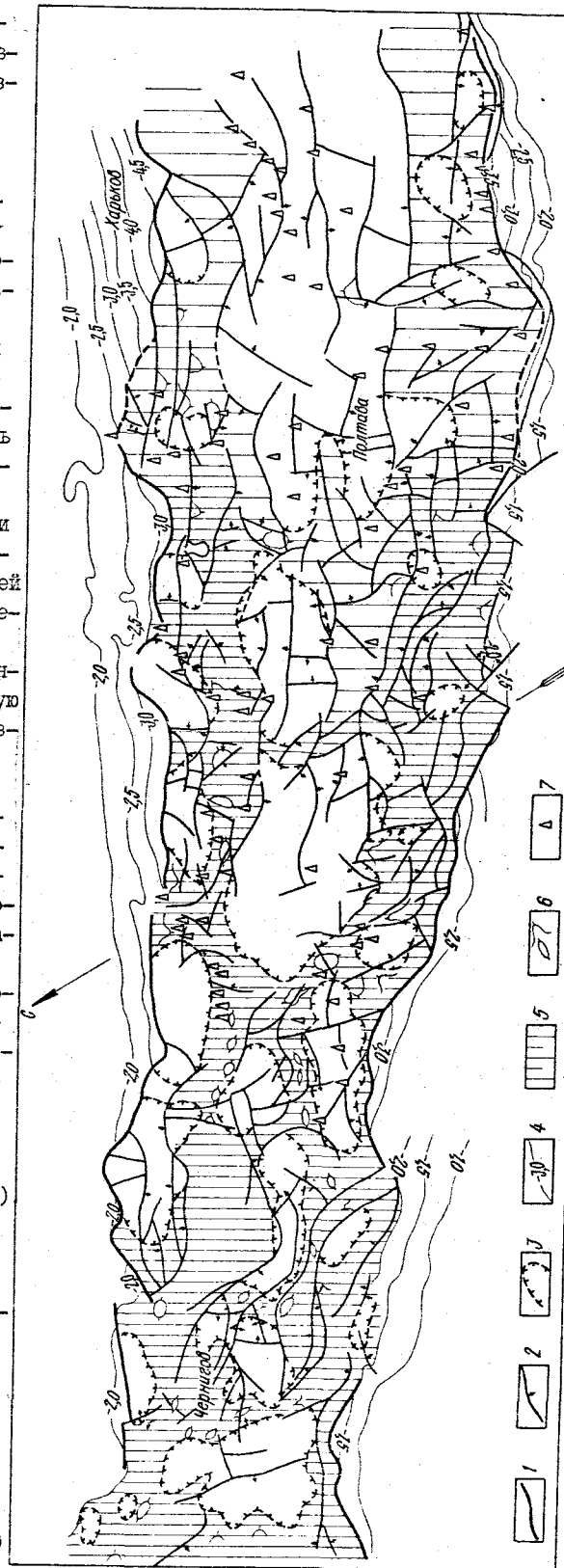


Рис.30. Морфоструктура поверхности фундамента Днепровского рифта (составил С.А.Варгуев на основании структурной карты по преломлению сейсмических волн в основании Украинского щита, 1981). 1 - разломы, 2 - зоны разломов, 3 - разломы, 4 - выступы и моноклинные ступени, 5 - выступы и моноклинные ступени, 6 - выступы и моноклинные ступени, 7 - выступы и моноклинные ступени.

присоевая), разделенные продольными выступами. Последние двумя субпараллельными грядками протягиваются вдоль всего рифта. Поперечными выступами и седловинами грядки продольных выступов оказываются припаянными к бортам впадины, а узкими и более протяженными перемычками, пересекающими центральную зону грабена, местами соединяются. В образованную таким образом матрицу как бы вдавлены локальные депрессии, размеры которых в присоевой зоне значительно превосходят площадь прибортовых впадин. В целом в рельефе фундамента преобладают положительные формы (около 70 % площади). Превышение выступов и седловин над впадинами составляет 1-2 км.

Если для северной прибортовой зоны характерна отчетливая равномерность в чередовании приподнятых и опущенных блоков фундамента, то в южной зоне подобная ритмичность не наблюдается. В северной зоне впадины составляют около 40 % ее площади, в южной - менее 20 %. На участке южной краевой зоны в полосе Калайдинцы - Зачепиловка обширный глубоко вдающийся в грабен выступ фундамента осложнен лишь двумя небольшими впадинами (см.рис.30).

В присоевой зоне размеры впадин существенно больше, чем в краевых, и их площадь увеличивается в юго-восточном направлении. На северо-западе и в центральной части грабена ширина рассматриваемой зоны резко уменьшается на участках Нежинской и Лютенской впадин. Эти сужения отражают особенности внутреннего строения фундамента. В частности, морфологию Нежинской впадины определяет крупный Кошелевский выступ - реликтовый горст начального этапа развития Днепровского рифта. Лютенский прогиб осложняет древнее поперечное поднятие фундамента Днепровско-Донецкой впадины, являющееся частью Криворожско-Крупенской раннепротерозойской субмеридиональной структуры Сарматского палеоциста.

Структурные особенности впадин и выступов, их контуры и форма увязываются с разломной тектоникой. Многочисленные разрывные нарушения, установленные геофизическими работами в фундаменте Днепровского рифта, объединяются в несколько групп, соответствующих главным системам региональной сети глубинных разломов Восточно-Европейской платформы. На территории Украины преобладает диагональная система северо-западных разломов и равноценная ей северо-восточная [172].

Северный и южный краевые глубинные разломы Днепровского палеорифта имеют северо-западное простирание по азимуту 305 - 315°. Этому же направлению подчинена группа локальных разрывов фундамента рифта, количество которых вместе с нарушениями, ориентированными по азимуту 295-305°, составляет около трети всех учтенных дизъюнктивов. Хорошо заметна и вторая группа нарушений диагональной системы северо-восточного простирания 25-45°, составляющая 15 % общего количества разрывов фундамента. Распознаются также группы нарушений, имеющих подчиненное значение, ориентированные по азимутам 275-285°, 325-335, 345-355, 5-15 и 75-85°. Почти не встречаются разрывы ортогональной системы (рис.31).

Рис.31. Система разрывных нарушений в фундаменте Днепровского рифта (составил С.А.Варичев, 1983)

Большинство локальных разрывов в фундаменте Днепровского грабена, по-видимому, относится к нарушениям сбросового и сдвигового типов, что следует из природы рассматриваемой геоструктуры. Тем не менее по морфологическим особенностям они довольно разнообразны. Среди нарушений северо-западного простирания редко встречаются линейные формы. В плане они обычно имеют вид дугообразных, волнистых, извилистых и ломанных линий, причем их изгибы в большинстве случаев первичны и образовались вследствие приспособления плоскостей дизъюнктивов к границам слоев, сложенных породами неодинаковой плотности, и блоков гетерогенного основания. Поперечные сбросы и сдвиги субмеридионального и северо-восточного направлений, как правило, прямолинейны, реже образуют плавные дуги большего или меньшего радиуса, иногда переходящие одна в другую.

Отдельные сбросы северо-западного простирания отличаются значительной про-

тяженностью (на юго-востоке более 100 км), тогда как линейные нарушения, ориентированные в северо-восточных румбах, гораздо короче - их длина изменяется от первых до 20 км (см.рис.30).

Ширина зон разломов не установлена, а падение плоскостей сбросователей преимущественно направлены в сторону погруженных блоков фундамента. Амплитуда смещения по сбросам изменяется от десятков и сотен метров до 1 км.

На исследованной территории широко распространены глубинные разломы [35,36]. В образовании и становлении структуры Днепровского палеорифта ведущая роль принадлежит разломам северо-западного простирания. Поперечные разломы оказали существенное влияние на строение фундамента региона и обусловили его дифференциацию на блоки, отличающиеся тектоническими особенностями, а наиболее крупные - и особенно развиты в послерифтовый этап.

Краевые разломы в фундаменте отображаются ступенчатыми сбросами, амплитуда которых на юго-востоке достигает 4-6 км [172]. Проникновение их в мантию зафиксировано на всех профилях ГСЗ, пересекающих Днепровско-Донецкую впадину и Донбасс. На некоторых профилях в юго-восточной части впадины прослежен разлом, достигающий поверхности Мохы и осложняющий осевую зону рифта. Западнее меридиана г.Полтава этот разлом прослеживается на разрезах в виде одного или пары U-образных нарушений, пронизывающих гранитный и затрагивающих базальтовый слой земной коры. В литературе [20, 100] он описан под названием Центрально-Донецкого и присоевоя. По поверхности фундамента ему соответствует Полтавско-Миролюбковский региональный сброс, а далее к северо-западу - нарушения, осложняющие части Лютенской и Сребнянской впадин, северные крылья Ичнянской и Нежинской впадин. В систему разлома входят также локальные выступы и депрессии фундамента присоевоя зоны грабена.

Глубинные разломы близмеридионального и северо-восточного простираний образуют поперечную тектоническую зональность Днепровско-Донецкой впадины. Они разделяют фундамент региона на мегаблоки, а в их пределах разграничивают поперечные поднятия и депрессии. С северо-запада на юго-восток в Днепровском грабене [20, 59] выделяются четыре пары сопряженных элеваций и опусканий: Черниговская и Нежинская, Гмырянская и Роменская, Лютенская и Полтавская, Харьковская и Шебелинская (рис.32). Такое или подобное районирование принимается исследователями Днепровско-Донецкой впадины. Например, В.К.Гавриш выделяет ряд "структур высшего порядка" [35, с.103]: Среднеднепровскую, Приднепровскую, Западно-Донбасскую и др., включающие соответственно седловину и депрессию. Н.Ф.Брынза и др. [17] различают в Днепровском грабене Черниговский, Лохвицкий, Зеньковский, Карловский и Изюмский мегаблоки - своего рода тектоно-пары, состоящие из поднятий и тыловой депрессии.

В рельефе фундамента рифта поперечные разломы не образуют подобно краевым нарушениям (рис.33) отчетливо выраженных протяженных систем или региональных ступеней, что служит косвенным подтверждением их древности. Они устанавливаются по локальным сбросам соответствующего простирания, локальным поперечным выступам и седловинам, разделяющим впадины, и по косвенным геологическим (смещение продольных нарушений, близмеридиональная и северо-восточная ориентировки складок) и геофизическим (цепочки магнитных и гравитационных аномалий, гравитационные ступени, изменение характера физических полей) признакам. По данным сейсморазведочных работ [149], многие из поперечных разломов Днепровско-Донецкой впадины проникают в верхнюю мантию (рис.34).

Наиболее обоснованно выделены поперечные глубинные разломы, ограничивающие субмеридиональные раннепротерозойские геосинклинальные структуры (троги), установленные на Украинском щите и Воронежском кристаллическом массиве и предполагаемые в фундаменте Днепровского грабена. Это Криворожско-Комаричский и Орехово-

<sup>2</sup> По мнению В.К.Гавриша [35], поперечные поднятия фундамента - отображение глубинных структур (разломов) докембрийского заложения.



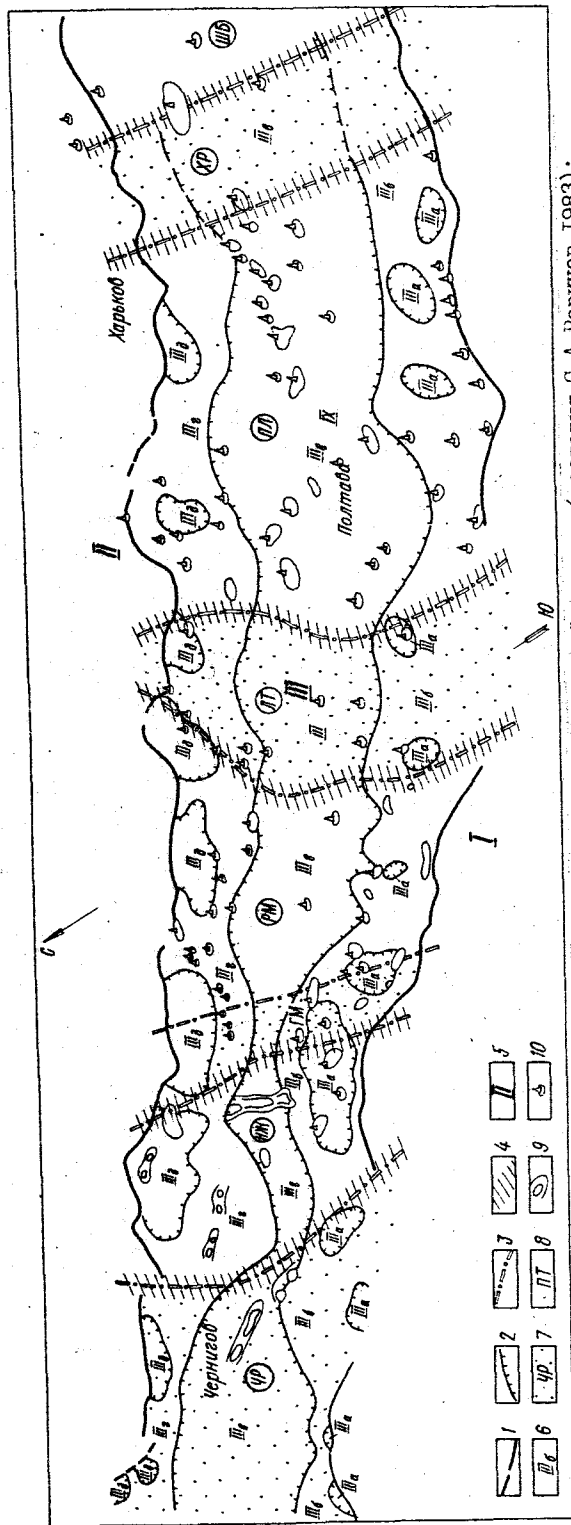


Рис. 32. Структурно-тектоническая карта Днепровско-Полтавской впадины (составил С.А.Варичев, 1983): 1 - границы Днепровского грабена (краевые разломы); 2 - границы продольных тектонических зон в грабене; 3 - границы поперечных тектонических элементов; 4 - поперечные разломы (по В.К.Гавришу, 1969); 5 - форма впадины (1 - юго-западный, II - северо-восточный); 6 - Днепровский грабен (IIIа - юго-западная зона продольных выступов, IIIб - юго-западная зона прибортовых выступов, IIIв - северо-западная зона прибортовых выступов); 7 - поперечные поднятия грабена; IIIг - северо-восточная зона продольных выступов; IIIд - Харьковское, IIIе - Днепропетровское, IIIж - Черниговское, IIIз - Днепропетровское, IIIи - Днепропетровское, IIIк - Полтавская, IIIл - Небелинская); 8 - поперечные депрессии (IIIм - Харьковская, IIIн - Нежинская, IIIо - Роменская, IIIп - Черниговская); 9 - локальные структуры; 10 - места расположения нефти и газа

Павлоградский линейменты, которые в физических полях фиксируются по магнитным и гравитационным максимумам, ступеням и иным показателям [173, 174]. Сходными признаками характеризуется Кировоградско-Драбовский разлом (Смеловско-Холмская глубинная структура, по В.К.Гавришу [35]). Из других региональных нарушений, разграничивающих поперечные поднятия и депрессии фундамента Днепровского палеорифта, отметим Новомиргород-Шорский, проходящий через Старохуторский - на юге и Городищенский - на севере выступы прибортовых зон, и седловину, разделяющую Брусилковский и Кошелевский выступы фундамента в грабене, а также Хорольско-Синевский разлом, являющийся западной границей Лютенского поперечного поднятия.

Поперечные поднятия и депрессии фундамента региона имеют сложное строение, что обусловлено главным образом дизъюнктивной тектоникой [17, 35, 58, 59]. Общим для поднятий является преобладание в них положительных форм и соответственно более высокие отметки кровли кристаллического основания даже в осложняющих их локальных впадинах по сравнению с примыкающими депрессиями. Основные различия состоят в том, что на разных поднятиях неодинаково четко обособляются продольные тектонические зоны. Также раз-

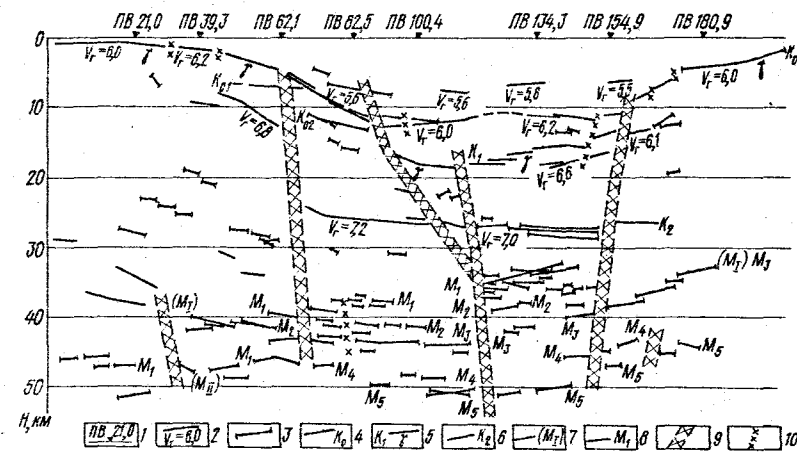


Рис. 33. Профиль ГСЗ Синельниково - Чугуев: 1 - пункты взрыва; 2 - преломляющие границы; 3 - отражающие площадки; 4 - поверхность докембрийского фундамента; 5 - то же под рифейским грабеном; 6 - поверхность "базального" слоя; 7 - отражающие границы, соответствующие разлому Мохо (по В.Б.Солмогубу); 8 - то же (по Н.И.Галабуле); 9 - глубинные разломы; 10 - локальные тектонические нарушения

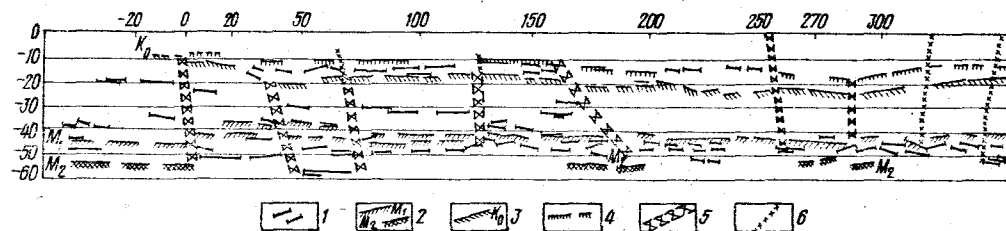


Рис. 34. Фрагмент сейсмического разреза по профилю Полтава - Элиста: 1 - отражающие площадки; 2 - поверхность Мохо; 3 - поверхность кристаллического фундамента; 4 - поверхность рифейских отложений; 5 - глубинные разломы; 6 - прочие разломы

личаются поперечные депрессии. В осадочном чехле депрессий шире развиты девонские и нижнепермские соляные толщи, а в структурах чехла на участках депрессий - соляные купола и штоки (см.рис.32).

Криворожско-Кременчугский глубинный разлом - рубеж, который делит территорию Днепровского грабена на две части, отличающиеся особенностями строения докембрийского кристаллического основания и осадочного чехла.

В рельефе фундамента северо-западной части преобладают положительные формы. На всем протяжении рифта прослеживаются пять продольных тектонических зон (см.рис.30). Территория характеризуется интенсивной дислоцированностью, мелкие блоки образуют причудливую мозаику, а ширина грабена здесь в 1,2-2 раза меньше, чем на юго-востоке.

Фундамент в юго-восточной части погружен значительно глубже (до 18-20 км), даже на отдельных выступах и седловинах отметки изогипс его поверхности составляют 7-9 км. Вместе с увеличением общей ширины грабена возрастает площадь отрицательных структур (локальных впадин) в приосевой зоне, а также протяженность продольных разломов.

Амплитуда краевых сбросов на северо-западе рифта редко превышает 1 км, тогда как на юго-востоке она максимальна - 4-6 км. Наиболее существенной отличительной особенностью рассматриваемой части региона является наличие в его фундаменте узкого протяженного прогиба, своего рода "грабена в грабене", выполненного, как полагают В.Б.Солмогуб и др. [149], мощной (8-12 км) толщей рифейских образований.

Для юго-восточной части Днепровского рифта свойственны в основном отрица-

тельные значения изоаномал силы тяжести, а на северо-западе, в его приосевой зоне, наблюдаются крупные Лохвицкий и Черниговский гравитационные максимумы.

Различия в строении территории впадины по обе стороны от Криворожско-Кременчугского разлома заметны и в осадочном чехле, в том числе образовавшемся в послерифтовую стадию. Так, нижневизейские и турнейские отложения к востоку от разлома "перекрестывают" через краевой разлом на юго-западный борт, а на остальной площади распространены только в грабене. К западу от Лютенского поднятия в разрезе осадочной толщи не установлены отложения зачепиловской свиты, нет морских фаций турнейского яруса нижнего карбона, почти вдвое сокращается мощность каменноугольных и нижнепермских отложений. Отмечается также несовпадение по времени проявления некоторых тектонических фаз на площадях северо-западной и юго-восточной частей. На структурах северо-западной части региона проявление бретонской фазы герцинского тектонического цикла несколько запаздывает. Здесь угловое несогласие фиксируется в подошве верхневизейского подъяруса, а на юго-востоке - под турнейским ярусом нижнего карбона. Штоки девонской соли с предверхнепермским уровнем прорыва перекрывающих отложений распространены преимущественно в юго-восточной части грабена. На многих структурах проявилась предмочная фаза их интенсивного роста, тогда как для складок северо-западной части впадины характернее предпалеогеновая фаза. К юго-востоку от рассматриваемого рубежа находится зона преимущественно газоконденсатного накопления, к северо-западу - нефтегазового.

Верхневизейские и вышележащие каменноугольные, пермские, мезозойские и кайнозойские образования слагают крупную асимметричную синеклизу, наложенную на Днепровский палеорифт и его плечи (борта), у которой северное крыло более протяженное, чем южное. Несмотря на неоднократные перемещения оси синеклизы на протяжении всей истории развития, она не мигрировала за пределы рифтовой зоны, сохраняя в общем северо-западное простирание.

Структура синеклизы во многом обусловлена особенностями глубинного строения, в частности наличием в ее основании глубокого грабена, выполненного терригенными, хемогенными и вулканогенными породами главным образом девонского возраста. Пилкативные дислокации осадочной толщи, слагающей разрез синеклизы, развиты преимущественно на территории, ограниченной с северо-востока и юго-запада Барановичско-Астраханским и Припятско-Маньчским глубинными разломами. Кроме того, складки, соляные купола и штоки в большинстве сквозные, т.е. прослеживаются с незначительными смещениями осей по всем структурным этапам впадины, образованным как в рифтовой, так и в синеклизный этапы ее формирования. К зоне палеорифта приурочены и наиболее мощные отложения, образовавшиеся в синеклизный этап. Активность краевых разломов грабена подтверждается не только значительными градиентами мощностей, но и определенным наследованием границ Днепровского грабена, осадочными бассейнами позднего карбона, ранней перми, ранней юры. В расположении локальных поднятий осадочной толщи определенную роль сыграли структуры и разрывы фундамента.

#### Нефтегазоносные комплексы

К настоящему времени в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции открыто 145 месторождений нефти и газа. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями от верхней юры (калловей) до франского яруса верхнего девона включительно (рис. 35) и установлена на глубинах от 360 (Спиваковское месторождение) до 5913 м (Свиридовское месторождение). Наиболее глубокозалегая (5189 м) нефтяная залежь выявлена на Карайковском месторождении, где приток нефти из серпуховских отложений составил 94 м<sup>3</sup>/сут.

Запасы углеводородов распределены по площади неравномерно. Основные запасы газа сконцентрированы в четырех месторождениях: Шебелинском, Западно-Крестыщенском, Бремском, Яблунском, а нефти - в трех: Леляковском, Гнединцевском, Погарщинском.

Отметим, что начальные запасы углеводородов нижнепермско-верхнекаменноугольных образований в значительной степени выработаны. В настоящее время прирост запасов приходится на нижнекаменноугольные отложения, перспективы которых ежегодно повышаются.

Большинство месторождений в провинции многопластовые. Это, например, Рыбальское, Качановское, Погарщинское, где количество залежей на месторождении достигает 20 и более.

Распределение залежей нефти и газа в разрезе Днепровско-Донецкой впадины обусловлено их региональной приуроченностью к стратиграфическим подразделениям (интервалам), разграниченным толщами слабопроницаемых пород-покрышек как регионального, так и локального распространения.

Региональными покрышками служат среднеюрская (бат-байосская), триасовая (себриянская свита) и верхнепермская (пересажская толща) глинистые толщи, а также соленосные (никитовская, славянская свиты) породы нижней перми. Для каменноугольных отложений - это глинистые толщи исаевской и авиловской свит верхнего отдела, глинистые и глинисто-карбонатные породы московского, башкирского, серпуховского и визейского ярусов. В девонских образованиях высококачественными покрышками являются нижняя (франская) и верхняя (фаменская) соленосные толщи.

Наличие в разрезе региональных слабопроницаемых экранирующих толщ позволяет выделить в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции 6 этажей нефтегазоносности.

За более чем 40-летнюю историю геологоразведочных работ запасы углеводородов в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции в значительной мере уже освоены. Достигнута высокая степень изученности разреза и практически исчерпан фонд неопоскованных структур до глубины 4000 м. Новые месторождения нефти, газа и конденсата приурочены к малоамплитудным, часто разбитым на отдельные блоки сложностроенным ловушкам, залегающим на больших глубинах. Это отрицательно сказывается на приросте запасов углеводородов.

В настоящее время потенциально нефтегазоносны нижнепермские, верхне-, средне-, нижнекаменноугольные и девонские образования.

Верхнедевонские отложения - наиболее древние породы, с которыми связана нефтегазоносность провинции. Впервые признаки нефтегазоносности девонских отложений установлены в 1936 г. в брекчии Роменского соляного штока, где из скв. 2-с (гл. 256-378 м) были получены притоки нефти с дебитом 300 кг/сут. Кроме того, нефть в кавернах и пустотах кепрока была отмечена еще 52 скважинами. За 1939-1945 гг. на Роменском месторождении добыто 9,6 тыс. т нефти. Нефтегазопрооявления зафиксированы также на Исачковском (гл. 378-383 м) и Дмитриевском соляных куполах.

В последние годы в результате проведенных геологоразведочных работ нефтегазопрооявления и непромышленные притоки нефти и газа из надсолевых, межсолевых и подсолевых отложений (франский, фаменский ярусы) получены на 45 площадях.

На северо-западе провинции жидкая нефть в трещинах зафиксирована на Грибоворуднянской (скв. I, гл. 2518-2529 м), Борковской (скв. 8, гл. 2778-2952 м), Великозагорской (скв. 526, гл. 1286-1510 м), Видельцевской (скв. 5, гл. 3110-3114 м) и других площадях. Газопрооявления отмечены на Максаковской (скв. I, гл. 3001-3028 м), Монастырищенской (скв. 5, гл. 3925-3959 м) и многих других площадях. Притоки нефти 1,5-5 м<sup>3</sup>/сут получены из задонско-елецких (Ядутовская площадь, скв. I, гл. 2872-2971 м), данково- и елецко-лебединских (Кинашевская площадь, скв. 6) отложений.

В средней части грабена нефтенасыщенные песчаники и известняки с нефтью по трещинам наблюдались на Малосорочинской (скв. 4, гл. 3064-3097 м), Северо-Калайдинцевской (скв. 222, гл. 3128-3131 м), Белоцерковской (скв. 233, гл. 2295-2296 м) и на других площадях. На Сагайдакской площади скв. 50, 51, 55, 401 вскрыты терригенные образования нижней соленосной толщи девона, из которых (скв. 50, гл. 4689 м) полу-

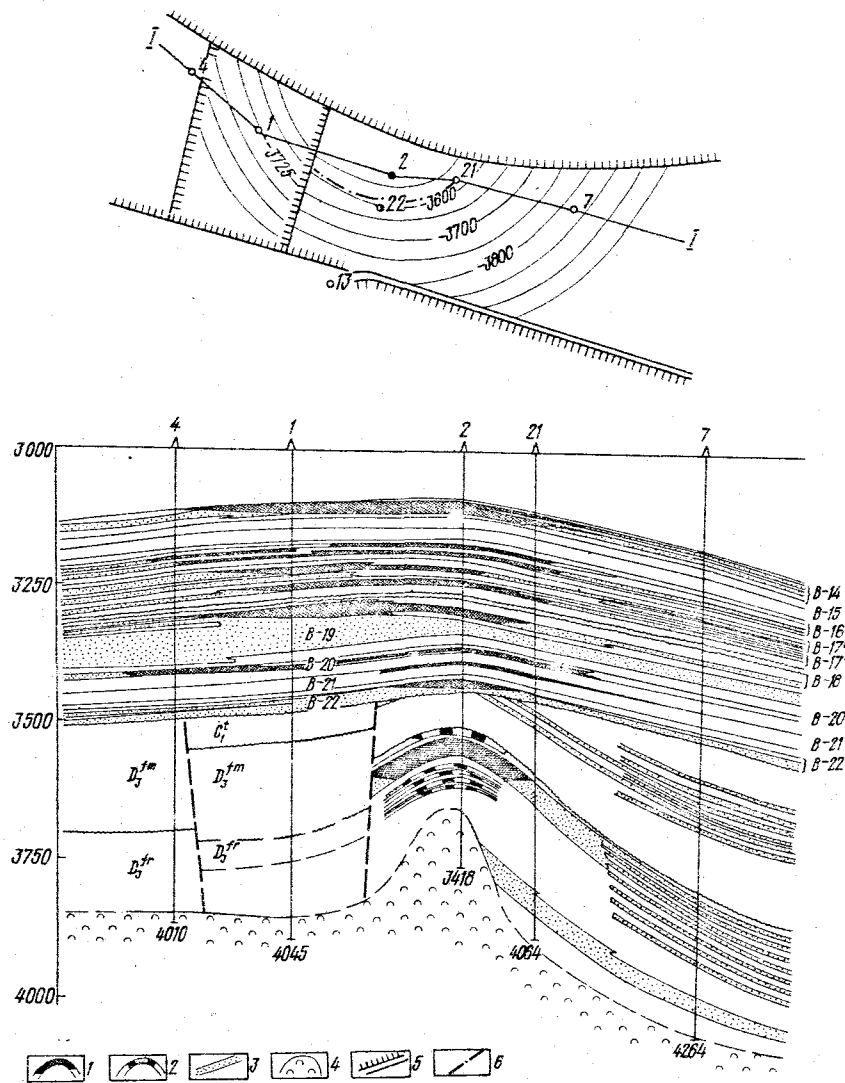


Рис.36. Бутреватовское нефтяное месторождение. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Д-9 в блоке 4 (верхний девон) (составил В.В.Кравец, 1983). Продольный геологический профиль по линии I-I (по Н.С.Терещенко, 1983): 1 - нефтяные залежи; 2 - предполагаемые нефтяные залежи; 3 - обводненные горизонты; 4 - нижняя соленосная толща; 5 - разрывные нарушения; 6 - водонефтяной контакт

чен значительный приток нефти. Мощные притоки газа отмечены из надсолевых вулканогенно-осадочных сложенных на Погардинской площади (скв.25, гл.3942-3974 м). Приток газа составил 22,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут, наблюдался значительный выброс газа из скв.125. Абсолютно свободный дебит газа на Новотроицкой площади составил 900 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв.17, гл. 3380-3406 м).

Промышленная нефтегазоспособность надсолевых терригенных образований девонского возраста установлена на Качановском месторождении, где в скв.100 (гл.3510 - 3580 м) получен приток нефти дебитом 64 т/сут, газовый фактор достигал 900 м<sup>3</sup>/т. На Красноярском месторождении при опробовании этих отложений (скв.468, гл.4748-

4756 м) абсолютно свободный дебит газа составил 100,6 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Эти данные свидетельствуют о высоких перспективах девонских отложений региона.

Благоприятные геологические предпосылки должны были способствовать быстрому открытию промышленных месторождений, однако первые такие залежи выявлены относительно недавно (в середине 70-х годов), когда вслед за открытием Козиевского месторождения последовали Бутреватовское, Руденковское, Голиковское и Красноярское. На большинстве этих месторождений девонские залежи вскрыты единичными скважинами, что в условиях сложного геологического строения не дает возможности охарактеризовать их структурные условия и нефтегазоспособность. Наиболее исследовано Бутреватовское нефтяное месторождение (рис.36), расположенное в северо-восточной прибортовой зоне грабена и приуроченное к брахиантиклинальной складке северо-западного простирания с обширной юго-восточной периклиналью, постепенно переходящей в моноклиналь. Тектоническими нарушениями месторождение разбито на семь блоков. Размер складки по продуктивному горизонту В-22 (верхний визе) - 7,3x5,0 км. С глубиной (по отложениям верхнего девона) складка приобретает более крутые очертания, уменьшается по площади, амплитуда ее по горизонту Д-9 составляет 250 м. Мезосолевые и надсолевые отложения вскрыты в блоках 4, 6 и 7. Залежь нефти связана с горизонтом Д-9, представленным переслаиванием песчаников и алевролитов, среднее значение пористости которых составляет 18 % при проницаемости 0,1-23 дм<sup>2</sup>. Эффективная мощность горизонта достигает 24,8 м, дебит нефти 163,2 м<sup>3</sup>/сут, газовый фактор 39 м<sup>3</sup>/т. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В отложениях турнейского, визейского и серпуховского ярусов установлено 403 промышленных залежи во всех тектонических зонах Днепровско-Донецкой впадины. В разрезе выделяется 38 песчано-алевролитовых пластов; основная масса их продуктивна. В турнейских отложениях установлено три продуктивных горизонта, в визейских - 13 и в серпуховских - 22. Промышленные залежи нефти, конденсата и газа в нижнекаменноугольных отложениях отмечаются на 83 месторождениях.

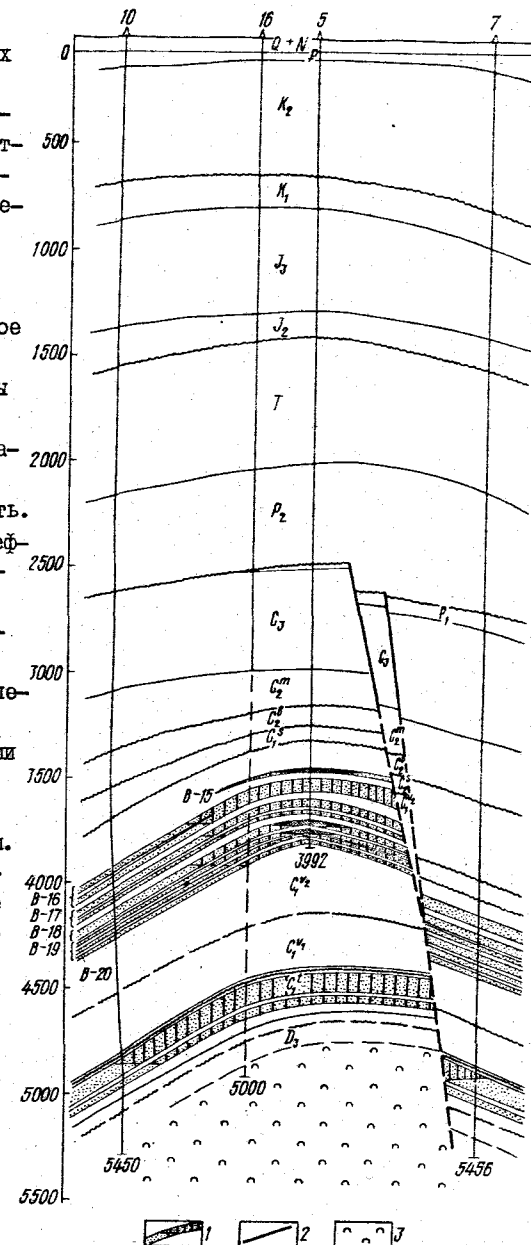


Рис.37. Яблунское газоконденсатное месторождение. Поперечный геологический профиль по линии скв.10, 16, 5, 7 (составил В.В.Кравец по материалам ПО Черниговнефтегазгеология): 1 - продуктивные горизонты; 2 - разрывные нарушения; 3 - соль

В турнейском ярусе залежи выявлены на 21 месторождении, большинство из которых находится в северо-восточной прибортовой зоне грабена. В количественном отношении среди них преобладают газоконденсатные и газовые скопления, залегающие на глубинах 1700-5008 м.

Наиболее значительные скопления углеводородов обнаружены на Яблунковском, Тимофеевском и Куличихинском месторождениях. Залежи пластовые, тектонически экранированные, пластовые сводовые. Они приурочены к мелко- и среднезернистым песчаникам и алевролитам, часто с кварцевым регенерационным цементом. Содержание глинистого цемента составляет 8-20%. Мощность пластов песчаников 10-25 м. На Яблунковском месторождении продуктивный горизонт Т-1 представлен толщей песчаников с редкими прослоями аргиллитов мощностью 80-100 м (рис.37). Средний коэффициент пористости 0,115, проницаемость 1,0-1000  $\text{дм}^2$ . Газы углеводородного состава, метановые. В них содержится 80-85% метана, углекислоты и азота не более 1,5-3%. Конденсаты высокобензиновые плотностью 0,753-0,794  $\text{г/см}^3$ . Светлые фракции в них составляют 70-82%.

Покрышками турнейских залежей являются гидрослюжистые аргиллитоподобные глины мощностью 25-30 м, залегающие в кровле яруса, и слабопроницаемые породы нижнего визе, представленные преимущественно аргиллитами и глинами мощностью 50-100 м (на северо-западе) до 250 м (в приосевой зоне грабена).

Наличие относительно выдержанной глинистой толщи в кровле нижнего визе позволяет рассматривать турнейско-нижневизейские отложения как самостоятельный перспективный в нефтегазоносном отношении объект разведки.

В образованиях нижневизейского подъяруса залежи нефти, газа и конденсата установлены на 29 месторождениях (см.рис.35). Особенность распределения здесь скоплений углеводородов является то, что нефтяные и газоконденсатные залежи сгруппированы в основном в северо-западной части региона (Бахмачское, Скороходовское, Гнизвское, Монастирищенское, Леляковское, Софиевское, Коржевское, Перекопское, Ярошевское и другие месторождения), а в приосевой и юго-западной прибортовой зонах развиты преимущественно газоконденсатные и газовые залежи (Погарщинское, Анастасьевское, Руденковское и другие месторождения).

Залежи углеводородов в отложениях нижнего визе приурочены к малоамплитудным резервуарам, не превышающим 50 м. Преобладают пластовые, тектонически экранированные и пластовые сводовые залежи.

В нижневизейском подъярусе нефтегазонасыщены горизонты В-24 и В-26 мощностью 10-25 м (см.рис.35), представленные переслаиванием песчаников, алевролитов, известняков. Они литологически не выдержаны, часто замещаются глинистыми разностями пород и плохо прослеживаются по площади. Относительно устойчив горизонт В-26.

Песчаники юго-западной прибортовой зоны на Зачепиловском, Руденковском, Кременовском, Перещепинском месторождениях характеризуются низкими коллекторскими свойствами (IV-V класс) [168]. Несколько выше емкости и фильтрационные особенности коллекторов (в основном горизонта В-26) в северо-западной части впадины (Коржевское, Перекопское, Великобубновское и другие месторождения), а также в приосевой зоне (Ярошевское, Тростянецкое и другие месторождения), где преобладают коллекторы III-IV классов.

Верхняя часть нижневизейских отложений в северо-западной и центральной частях региона представлена известняками и аргиллитами, что позволяет считать их региональным экраном, характер распространения которого в значительной мере обусловил распределение залежей нефти, газа и конденсата.

Верхневизейский подъярус - преимущественно терригенно-карбонатная толща пород (XII<sup>a</sup>-XI микрофаунистические горизонты) - содержит 10 песчано-карбонатных и песчано-алевролитовых горизонтов (В-14 - В-23). Особенность этих образований яв-

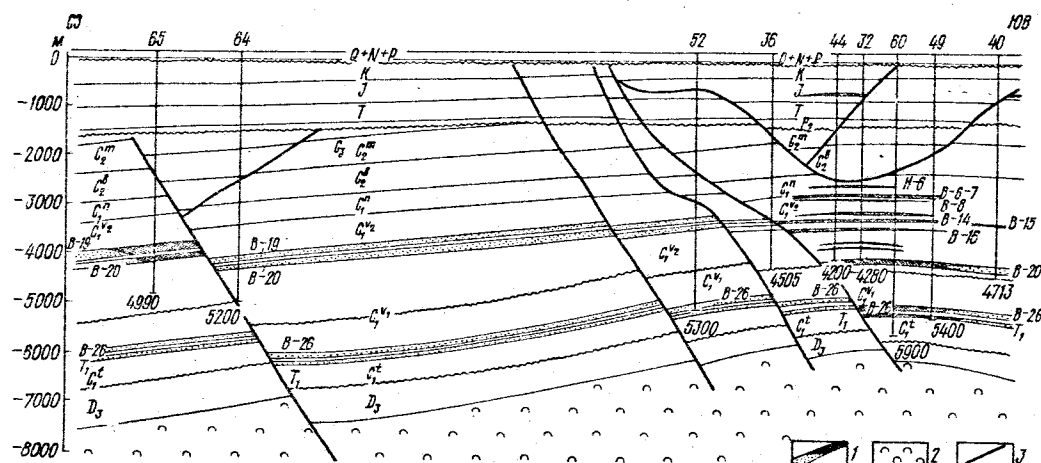


Рис.38. Солоховское и Западно-Солоховское газоконденсатные месторождения. Продольный геологический профиль по линии скв. 65, 64, 52, 36, 44, 32, 60, 49, 40 (по В.А.Лещенко, 1980):  
1 - продуктивные горизонты; 2 - девонская соль; 3 - разрывные нарушения

ляется региональная нефтегазоносность и многопластовый характер месторождений. Здесь содержится 216 залежей нефти, газа и газоконденсата, приуроченных к 59 месторождениям. Наиболее значительные скопления углеводородов установлены на Яблунковском, Погарщинском, Котелевском, Березовском, Тимофеевском и Рыбальском месторождениях. В приосевой части грабена (Харьковцевское, Камышинское, Котелевское, Степовое, Березовское, Западно-Березовское месторождения) залежи газа и газоконденсата зафиксированы на глубинах 550-5750 м.

В северо-восточной прибортовой зоне нефтегазонасыщены в основном песчаники горизонтов В-14 - В-20 (Великобубновское, Скороходовское, Артюховское, Анастасьевское, Куличихинское, Качановское, Рыбальское, Бугреватовское, Коробочкинское месторождения). Мощность пластов-коллекторов изменится от 2,4 до 25-40 м. Пористость их составляет 6,6-22,9%, проницаемость 0,5-970  $\text{дм}^2$ . Чаще всего встречается поровые коллекторы III-IV классов.

По фазовому состоянию преобладают газоконденсатные и нефтегазовые залежи. Для многих из них характерно высокое содержание конденсата (Талалаевское, Матлаховское и другие месторождения). На Великобубновском месторождении (горизонт В-15) оно достигает 2219  $\text{см}^3/\text{м}^3$ .

Высота залежей 40-60 - 120 м на Качановском месторождении. Максимальный свободный дебит газа 4,3 млн.  $\text{м}^3$  получен на Великобубновском месторождении.

В приосевой части грабена на более чем 20 месторождениях нефтегазонасыщены песчано-алевролитовые горизонты В-14 - В-20 мощностью 10-65 м. Пористость пород-коллекторов 10-7 - 29,7%, проницаемость до 1264  $\text{дм}^2$ . К этим продуктивным горизонтам приурочены наиболее значительные залежи нефти, газа и конденсата на Яблунковском, Погарщинском, Солоховском, Чижевском, Харьковцевском и других месторождениях (рис. 38). Высота многопластовых залежей более 300 м (Яблунковское месторождение).

По фазовому состоянию большинство залежей представлены газоконденсатными, нефтегазоконденсатными и нефтегазовыми скоплениями. Абсолютно свободный дебит газа составляет 241 тыс. - 3 млн.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , конденсата до 736  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Приток нефти до 276  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

В юго-западной прибортовой зоне значительное количество залежей установлено на Малодевицком (рис.39), Зачепиловском, Новогригорьевском, Новоселовском, Креме-



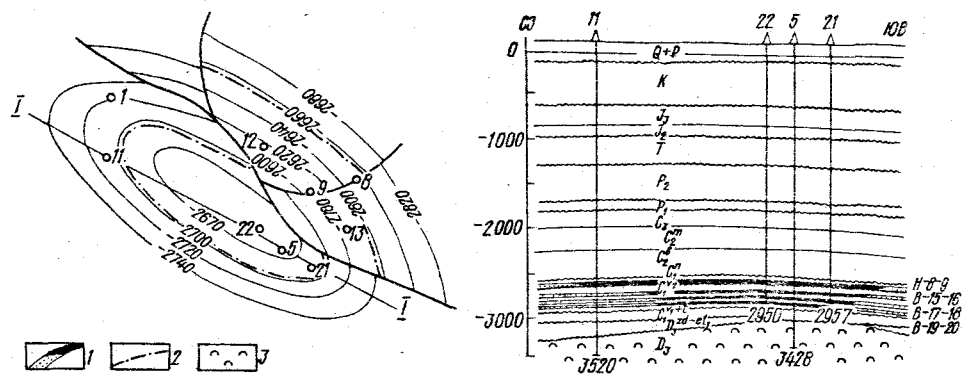


Рис.39. Малодевичское нефтяное месторождение. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта В-15 (визейский ярус). Продольный геологический профиль по линии I-I (по материалам Ю Черниговнефтегазгеология, 1975): 1 - залежи нефти; 2 - водонефтяной контакт; 3 - верхнедевонская соль

новском месторождениях, где мощность продуктивных горизонтов составляет 9-45 м. Пористость этих мелко- и среднезернистых песчаников и алевролитов 10,9-23,9 %, проницаемость 0,2-149  $\text{дм}^2$ . Высота залежей 10-45 м, на Кибинцевском и Зачепиловском месторождениях достигает 135 м.

По фазовому состоянию преобладают газовые и нефтяные залежи. Максимальный свободный дебит газа получен на Кременовском месторождении (более 5,0 млн.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ). Залежи в основном пластовые сводовые и пластовые тектонически экранированные.

В серпуховском ярусе, сложенном в основном терригенными породами (X - У микрофаунистические горизонты), промышленные залежи нефти, газа и конденсата установлены на 57 месторождениях, где выделяются 22 песчаных и песчано-алевролитовых горизонта (В-13 - В-1, Н-9 - Н-1), к которым приурочены 149 залежей. Среди последних преобладают газовые и газоконденсатные скопления.

Непостоянная литолого-фациальная характеристика пород, изменение мощностей песчаных пластов и их выклинивание по литорали обусловили различную площадную и вертикальную нефтегазонасыщенность разреза в разных тектонических зонах. Так, в северо-восточной прибортовой зоне с северо-запада на юго-восток увеличиваются мощность пластов-коллекторов, количество песчаных разностей пород и продуктивных горизонтов. Например, на Великобубновском, Качановском месторождениях продуктивен один горизонт (Н-9), так же, как и на Рыбальском (Н-3); юго-восточнее - на Сахалинском - два (Н-3, Н-4), на Волховском - три (Н-5 - Н-7), на Муратовском - четыре (Н-3 - Н-6). Мощность проницаемых разномерных песчаников и алевролитов 10-25 м. Пористость 9,6-20 %. Проницаемость достигает 279  $\text{дм}^2$ . Коллекторы по ровне III-У класса.

По фазовому состоянию преобладают газовые и нефтегазовые залежи высотой 50-60 м (Рыбальское, Качановское месторождения). Максимальный свободный дебит газа 1970 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  отмечен на Великобубновском месторождении. Залежи в основном пластовые сводовые, пластовые тектонически экранированные.

В приосевой части грабена продуктивные горизонты установлены на 15 месторождениях (см. рис.35), где четко выделяются два района значительной нефтегазонасыщенности разреза серпуховского яруса. Первый - территория Гоголевского, Солоховского, Опошнянского, Матвеевского, Абазовского и Семенцовского месторождений и второй (прилегающий к северо-восточной прибортовой зоне) - Котелевское, Березовское, Западно-Березовское и Степовое месторождения. Характерная особенность этих районов - нефтегазонасыщенность горизонтов Н-5, Н-6 на большинстве месторождений. Всего продуктивных горизонтов семь (Опошнянское месторождение).

В целом мощность песчано-алевролитовых горизонтов возрастает с северо-запада (15-25 м) на юго-восток (45-50 м). Горизонты Н-1 - Н-9 литологически неоднородны и представлены мелко-, средне и разномерными песчаниками, алевролитами

и глинами. Пористость песчаников 4,6-25, алевролитов 4,3-12 %. Проницаемость песчаников значительно меняется (7,2-681  $\text{дм}^2$ ).

Залежи характеризуются в основном газовыми и газоконденсатными скоплениями высотой 22 - 65 м. Абсолютно свободный дебит газа достигает 2350 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  (Матвеевское месторождение), а дебит стабильного конденсата - 108  $\text{м}^3/\text{сут}$  (Степовое месторождение). Залежи преимущественно пластовые сводовые тектонически экранированные.

В юго-западной прибортовой зоне грабена залежи нефти, газа и газоконденсата установлены на 20 месторождениях (см. рис.35). Для этой зоны характерны литологическая неоднородность разреза серпуховских отложений, и в частности продуктивных горизонтов, что сказалось на распределении нефтегазонасыщенности по площади. Наиболее выдержаны, как правило, продуктивные горизонты В-5 - В-7, Н-3 - Н-6 и Н-9. Так, на Малодевичском месторождении отмечается два (Н-4, Н-9) нефтяных горизонта (см. рис. 40), на Зачепиловском - два (Н-2, Н-6) нефтегазовых. На Пролетарском месторождении наблюдаются три (Н-3, Н-7, Н-8), на Кременовском - шесть (В-5 и В-13), на Новоселовском - восемь (В-13 - В-2) и на Перецепинском - восемь (все, кроме В-7, Н-2 и Н-9) газовых горизонтов. Мощность песчано-алевролитовых коллекторов 2 - 35 м. Пористость разномерных песчаников и алевролитов 13,9 - 22 %, проницаемость 0,1 - 916  $\text{дм}^2$ .

По типу флюидов преобладают газовые и газоконденсатные залежи, меньше нефтяных и нефтегазовых. Абсолютно свободный дебит газа достигает 5905 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  (горизонт Н-5 Кременовского месторождения). Конденсатный фактор газоконденсатных залежей составляет 338  $\text{см}^3/\text{м}^3$  (горизонт Н-4 Перецепинского месторождения). Дебиты нефти незначительны - до 158  $\text{м}^3/\text{сут}$  (Голубовское месторождение). Высота залежей 12-77 м. В основном это пластовые сводовые, тектонически экранированные залежи. Все продуктивные горизонты серпуховского яруса юго-западной прибортовой зоны залегают на глубинах 750 - 2435 м.

Кроме структурных условий и хороших коллекторов важный фактор, определивший широкую площадную и вертикальную нефтегазонасыщенность, - наличие в разрезе мощной крышки. Она охватывает слабопроницаемые породы (глины, аргиллиты) верхней части верхневизейского подъяруса (XI микрофаунистический горизонт) и глинистую толщу нижнесерпуховского подъяруса (IX, X микрофаунистические горизонты), распространенная в основном в Днепровском грабене (занимает 75 % территории). Флюидоупорные свойства этой крышки обусловлены минералогическим составом и мощностью (60 - 450 м) слагающих пород. Высокое содержание глинистых минералов (иллита, монтмориллонита), большая плотность (2,5-2,7  $\text{г}/\text{см}^3$ ), низкая абсолютная пористость (до 6 %) глин и аргиллитов, почти полное отсутствие в толще проницаемых песчано-алевролитовых пород позволяют оценить ее как весьма надежный региональный экран. Верхневизейско-серпуховская крышка контролирует более 450 единиц условного топлива в нижнекаменноугольном нефтегазонасыщенном комплексе.

В среднекаменноугольном этапе нефтегазонасыщенности залежи газа, конденсата и нефти установлены на 36 месторождениях (см. рис.35).

В отложениях башкирского яруса залежи содержатся на 31 месторождении, а московского - на 15 месторождениях. В башкирских отложениях выделяются 13 регионально выдержанных песчаных горизонтов (Б-1 - Б-13), а в московских - семь (горизонты М-1 - М-7).

Литологическая неоднородность среднекаменноугольных пород, связанные с ней изменения коллекторских свойств песчаных горизонтов и отсутствие регионально выдержанных крышек обусловили зональную нефтегазонасыщенность разреза. Скопления углеводородов, как правило, группируются в районах развития зональных и локальных крышек - глинистых толщ башкирского возраста (свиты  $\text{C}_2^3$ ,  $\text{C}_2^4$ ) и аналогичных пород свиты  $\text{C}_2^7$  московского яруса. Исключением является юго-западная прибортовая зона грабена, где свита  $\text{C}_2^7$ , опесчанываясь, теряет свойства крышки. В северо-восточной прибортовой и приосевой зонах в московских отложениях крышками служат

отдельные пласты и пакки глин гидрослюдисто-монтмориллонитового и каолинит-гидрослюдистого состава суммарной мощностью 100 м и более (Рыбальское, Богдановское, Мильковское и другие месторождения).

На северных окраинах Донбасса, где продуктивны среднекаменноугольные отложения, установлено 10 газовых месторождений, зональными покровками которых являются глинистые пакки свит  $C_6^2$  и  $C_7^2$  мощностью 25 - 80 м.

Продуктивные нефтегазосные горизонты среднекаменноугольного возраста залегают на глубинах 650-5640 м. Наиболее значительные залежи обнаружены на Рыбальском, Качановском, Богдановском и Яблунковском месторождениях.

В северо-восточной прибортовой зоне впадины залежи нефти, конденсата и газа в башкирских и московских отложениях выявлены на семи месторождениях (см. рис. 35). Так, на Рыбальском месторождении имеется 10 нефтегазосных горизонтов: 3 - в башкирском ярусе (Б-4, Б-5, Б-7) и 7 - в московском (М-1 - М-7), а на Качановском и Сахалинском - по шесть нефтяных и нефтегазовых горизонтов соответственно (рис. 40). Юго-восточнее в среднекаменноугольных отложениях наблюдаются только газовые месторождения - Волоховское, Северо-Голубовское, Дружелюбовское, Зайцевское. Мощность среднекаменноугольных продуктивных горизонтов непостоянна (от 10 - 15 до 40 - 55 м).

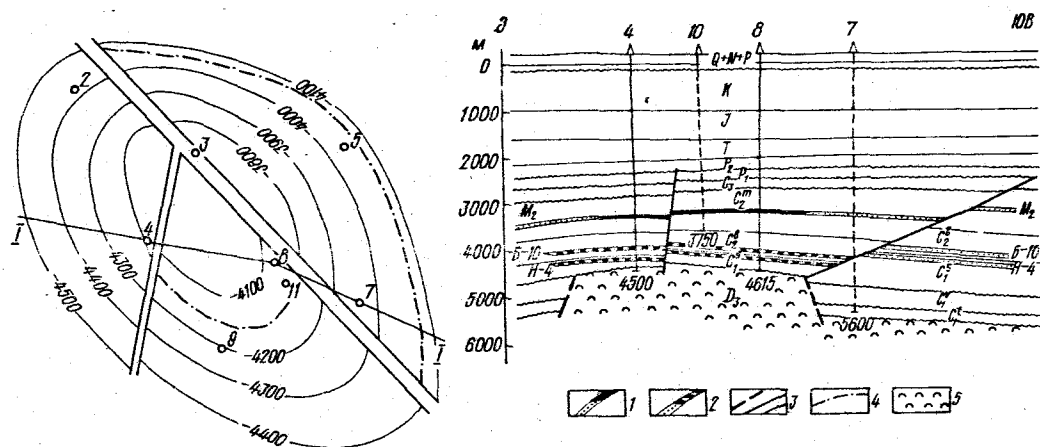


Рис. 40. Сахалинское газонефтяное месторождение. Структурная карта по кровле газаносного горизонта Н-4 (серпуховский ярус). Продольный профиль по линии I-I (по В.А.Аверьеву, П.Т.Павленко, 1982): I - залежи нефти; 2 - залежи газа; 3 - разрывные нарушения; 4 - газовойдной контакт; 5 - соль

На Качановском, Рыбальском и Сахалинском месторождениях продуктивные горизонты башкирского яруса представлены разномеристыми песчаниками и алевролитами с пористостью 11,5 - 24,5 %, проницаемостью 0,01-447,5  $\text{дм}^2$  и карбонатностью до 33 %. Преобладают поровые коллекторы, относящиеся к III-V классам. Залежи высотой 23 - 86 м преимущественно пластовые сводовые, тектонически экранированные, реже пластовые сводовые. Абсолютно свободный дебит газа 405 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , нефти до 117  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

В юго-восточной части север-восточной прибортовой зоны в образованиях среднего карбона развиты газовые и газоконденсатные залежи, приуроченные к верхней части башкирского яруса (горизонты Б-1 и Б-5) и ко всему разрезу московского яруса (горизонты М-2 - М-7), и только на Дружелюбовском месторождении отмечается нефтяная залежь (горизонт М-4). Мощность продуктивных горизонтов 3,6-30 м. Эффективная их мощность 2,8 - 17 м. Пористость преимущественно мелкозернистых песчаников и алевролитов 5,6-15 %, проницаемость 0,1-86,5  $\text{дм}^2$ . Высота залежей 10-40 м. Конденсатный фактор газоконденсатных залежей достигает 200  $\text{см}^3/\text{м}^3$  (Волоховское месторождение). Максимальный абсолютно свободный дебит получен на Дружелюбовском

месторождении (горизонт М-6) - 1334 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , дебит нефти из горизонта М-4 этого месторождения 146,3  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Тип залежей - пластовый сводовый, тектонически экранированный, пластовый сводовый и пластовый литологически ограниченный.

В присеивой зоне впадины залежи углеводородов в среднекаменноугольных отложениях установлены на Мильковском, Богдановском, Яблунковском, Восточно-Полтавском, Суходоловском и других месторождениях.

Залежи нефти обнаружены в башкирских отложениях на Мильковском (горизонты Б-4, Б-7, Б-8), Богдановском (горизонт Б-12), Югаршинском (горизонты Т-7, Б-8), Суходоловском (горизонты Б-3, Б-5) месторождениях; в московском ярусе - на трех месторождениях - Мильковском (горизонты М-3, М-4, М-6), Богдановском (горизонты М-2, М-5) и Яблунковском (горизонты М-3 - М-6). На последнем встречается тяжелая окисленная нефть. На остальных месторождениях скопления углеводородов представлены газоконденсатными и газовыми залежами (рис. 41). На большинстве этих месторождений залежи нефти и газоконденсата находятся в интенсивно нарушенных сбросами сводах и присводовых участках брахиантиклинальных структур и только залежи газа в башкирских отложениях Распашновского месторождения, приуроченные к присводовой части складки, являются комбинированными и экранируются как сбросами, так и соляным штоком.

Мощность продуктивных горизонтов башкирского яруса 5-44 м. Эффективная мощность 3-16,4 м. Эти горизонты представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками и алевролитами пористостью 4,4 - 25,4 % и проницаемостью 0,1-723  $\text{дм}^2$ . Преобладают коллекторы III-V классов.

Высота залежей 25-60 м, на Богдановском месторождении достигает (горизонт Б-12) 174 м. Дебит газа составляет 481 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  (Мильковское месторождение, горизонт Б-1) при высоком конденсатном факторе - 2962  $\text{см}^3/\text{м}^3$ . Дебиты нефти не превышают 91  $\text{м}^3/\text{сут}$  (Богдановское месторождение, горизонт Б-12). Нефть, газ и газоконденсат связаны с пластовыми тектонически экранированными, пластовыми сводовыми залежами.

Характерной особенностью нефтегазонасыщенности пород московского яруса является наличие нефти, газа и конденсата в продуктивных горизонтах М-2 - М-5 (мощность 9-84 м), которые сложены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами пористостью 4,9 - 23,6 % и проницаемостью 3,3-400  $\text{дм}^2$ . Преобладает поровый тип коллекторов IV и V классов. Наиболее значительные залежи углеводородов установлены на Богдановском, Мильковском, Яблунковском и Восточно-Полтавском месторождениях. Их высота 30-91 м. Абсолютно свободный дебит газа достигает 3680 тыс., дебит нефти 88,7  $\text{м}^3/\text{сут}$  (Богдановское месторождение). Залежи пластовые сводовые тектонически экранированные, пластовые сводовые.

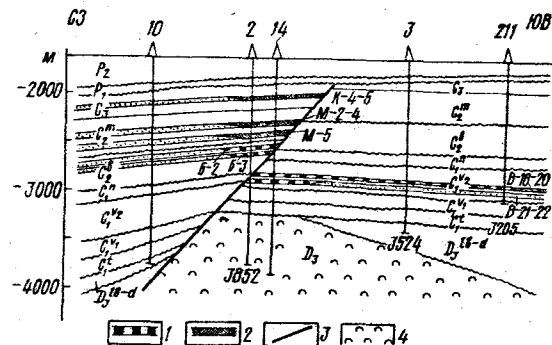
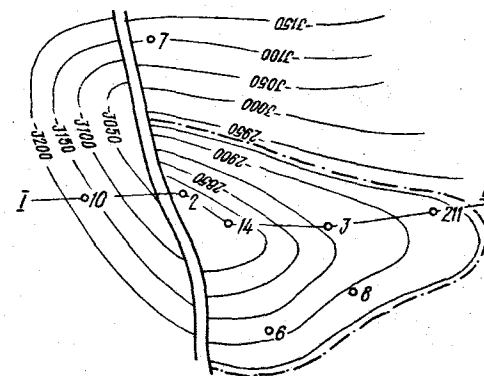


Рис. 41. Мильковское газоконденсатное месторождение. Структурная карта по продуктивному горизонту В-16 (визейский ярус). Продольный геологический профиль по линии I-I (по материалам ПО Черниговнефтегазгеология): I - газоконденсатные залежи; 2 - нефтяные залежи; 3 - разрывные нарушения; 4 - девонская соль

В среднекаменноугольных отложениях юго-западной прибортовой зоны и на северных окраинах Донбасса содержится наибольшее количество залежей, которые установлены на 20 месторождениях, причем максимальная нефтегазоносность связана с образованиями башкирского яруса (см. рис. 35).

Нефтяные и нефтегазовые залежи юго-западной прибортовой зоны выявлены только на пяти месторождениях – Сагайдакском, Решетняковском, Новогригорьевском, Кременовском и Перещепинском. На остальных месторождениях в продуктивных горизонтах установлены газовые и в меньшей мере газоконденсатные скопления. Залежи в основном развиты в интенсивно нарушенных локальными сбросами сводовых и присводовых частях брахиантиклинальных структур.

Особенностью нефтегазоносности этой зоны является наличие единичных продуктивных горизонтов в отложениях московского яруса (Сагайдакское, Пролетарское и другие месторождения), в то время как их преобладающее количество связано со средней и нижней частями башкирского яруса (горизонты Б-5 – Б-13) (см. рис. 35). Из них наиболее выражены хорошие коллекторские свойства в горизонтах Б-12 и Б-13, которые продуктивны на большинстве месторождений, контролируя более 20 млн. т условного топлива.

Мощность продуктивных песчано-алевролитовых горизонтов изменяется от 9 до 80 м и наиболее постоянна для горизонтов Б-10 – Б-13 (20–40 м). Пористость песчаников 13–28 %, проницаемость 0,1–379  $\text{дм}^2$ . Порода-коллекторы относятся к поровому типу, по емкостным и фильтрационным свойствам принадлежат ко II–V классам.

Высота среднекаменноугольных залежей 15–62 м; минимальная наблюдается на Голубовском месторождении (5–10 м). Максимальный сводовый дебит газа составляет 4,313 тыс., а нефти 123  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Преобладают пластовые сводовые тектонически экранированные залежи.

В верхнекаменноугольных отложениях (касимовский, гжельский ярусы) продуктивны авиловская, араукаритовая и картамышская свиты, в нижнепермских (ассельский ярус) – меликовская и славянская свиты. Глубины залегания продуктивных горизонтов 1700 – 4500 м. В верхнекаменноугольной толще их выделяется 16, шесть – в касимовском ярусе (К-1 – К-5) и десять – в гжельском (Г-4 – Г-13).

В северо-восточной прибортовой зоне нефтяные, нефтегазовые и газовые залежи в верхнекаменноугольных отложениях установлены на Качановском и Рыбальском месторождениях. На первом продуктивны горизонты Г-II – Г-13, К-1, К-4, К-5, на втором – горизонт К-6. Мощность этих горизонтов 9–90 м. Они сложены мелко-, среднезернистыми песчаниками и алевролитами, пористость которых II–32 %, проницаемость 0,1 – 465  $\text{дм}^2$  и карбонатность до 28 %. По емкостным и фильтрационным свойствам коллекторы относятся к поровому типу III–V классов. Высота залежей 35–45 м. Исключение составляет нефтегазовая залежь Качановского месторождения (горизонт Г-II), где она достигает 70 м. Дебит газа 3500 тыс., нефти 300  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Тип залежей в основном пластовый сводовый тектонически экранированный.

В центральной (присоевой) зоне грабена сосредоточены основные верхнекаменноугольные залежи, где продуктивные горизонты наблюдаются на 21 месторождении. Так, на Леляковском, Гнединцевском и Погарщинском месторождениях нефтеносны горизонты Г-II – Г-13 и К-1 – К-3. Юго-восточная часть зоны характеризуется значительным вертикальным диапазоном газоносности. В разрезе гжельского яруса выделяются 7 – 10 продуктивных горизонтов (Г-4 – Г-13), с которыми связаны газовые и газоконденсатные залежи (Западно-Крестиченское, Мелиховское, Ефремовское и другие месторождения).

Мощность песчаных горизонтов гжельского и касимовского ярусов в региональном плане значительно изменяется. В северо-западной и центральной частях впадины она составляет II–49 (Леляковское, Богдановское, Гнединцевское, Погарщинское, Рыбальское месторождения), возрастая на юго-восток до 92–700 м (Машевское, Мели-

ховское, Шебелинское, Западно-Крестиченское, Западно-Сосновское и другие месторождения).

В северо-западной и центральной частях впадины пористость этих коллекторов составляет II,4 – 33,5 %, проницаемость 0,1 – 4177  $\text{дм}^2$ . Преобладают коллекторы II – IV классов. В юго-восточном направлении ухудшаются емкостные и фильтрационные свойства пород-коллекторов. Пористость поровых и трещинных коллекторов ниже (не более 15 %) при проницаемости 0,1–105  $\text{дм}^2$ . Здесь развиты коллекторы IV – VI классов. Резко изменяется также высота залежей углеводородов. Если на месторождениях северо-западной и центральной частей впадины она 16–54, то в погруженной юго-восточной части достигает 570–801 м (Машевское, Шебелинское месторождения).

В верхнекаменноугольных отложениях установлены нефтяные залежи (Богдановское, Гнединцевское, Леляковское, Погарщинское месторождения). Так, на Гнединцевском месторождении дебит нефти равен 205  $\text{м}^3/\text{сут}$ , газовый фактор 45–236  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

На Леляковском и Гнединцевском месторождениях продуктивные горизонты образуют массивно-пластовые залежи с единым водонефтяным контактом. На остальных месторождениях северо-западной и центральной частей присоевой зоны преобладают пластовые сводовые тектонически экранированные залежи.

В юго-восточной части региона, где в верхнем карбоне обнаружены только газовые и газоконденсатные залежи, максимальное количество газа получено на Машевском месторождении. Конденсатный фактор 20,8–31, на Мелиховском месторождении до 98,6  $\text{см}^3/\text{м}^3$ .

В нижней перми продуктивные горизонты отмечаются на 5 месторождениях в образованиях никитовской и славянской свит. Отложения славянской свиты продуктивны на Леляковском (нефтеносный горизонт) и Кегичевском (газоносный горизонт) месторождениях, на Шебелинском, Ефремовском и Сливаковском – газовые и газоконденсатные горизонты связаны с никитовской свитой. Мощность продуктивных горизонтов значительно изменяется: на Леляковском месторождении она 8–98,4, на Кегичевском I–16 м, а на Шебелинском до 140 м. Порода-коллекторы разнообразны – песчаники, алевролиты известняки и доломиты, открытая пористость которых составляет – 2–28,5 %, проницаемость 0,001–до 776  $\text{дм}^2$ . Кроме того, горизонты славянской свиты характеризуются высокой карбонатностью (42,5 – 99,8 %).

Для северо-западной части региона (Леляковское месторождение) характерны поровые коллекторы V–VI классов, а для остальных месторождений, расположенных в основном на юго-востоке впадины, присущи порово-кавернозные, кавернозно-трещинные типы коллекторов, относящиеся к IV – V классам.

Высота нефтяной залежи на Леляковском месторождении 56 м. Плотность нефти 0,801–0,803  $\text{г}/\text{см}^3$ . Газовый фактор 45–62  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . На этом месторождении нижнепермские отложения вместе с продуктивным верхнекаменноугольным горизонтом Г-13 образуют единую массивно-пластовую залежь.

В юго-восточной части впадины высота нижнепермских газовых и газоконденсатных залежей значительно изменяется, составляя 175 м на Сливаковском месторождении и 1160 м – на Шебелинском. Максимальное количество газа получено из никитовской свиты (Шебелинское месторождение). Конденсатный фактор небольшой – 22,4  $\text{см}^3/\text{м}^3$  (Кегичевское месторождение).

Залежи газа и газоконденсата представлены пластовыми сводовыми тектонически экранированными, реже литологически экранированными типами (Сливаковское, Кегичевское месторождения). На Шебелинском месторождении газоносный горизонт нижней перми (никитовская свита) вместе с продуктивными горизонтами картамышской и араукаритовой свит верхнего карбона образует единую сводовую массивно-пластовую залежь с общей гидродинамической системой (рис. 42).

Одним из важнейших факторов формирования залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины является вертикальная миграция углеводородов по дизъюнктивным

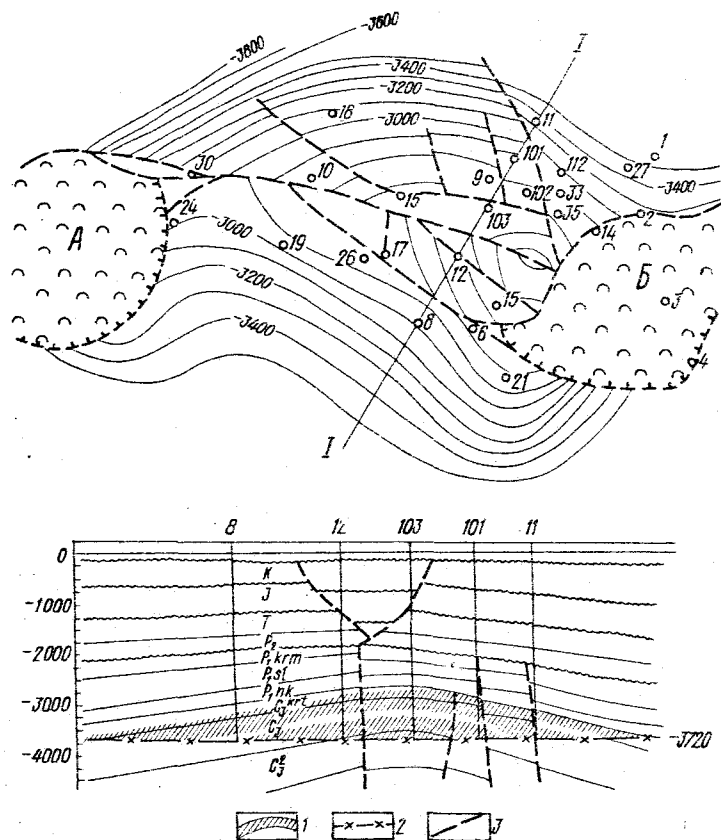


Рис. 42. Западно-Креститщенское газоконденсатное месторождение. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Г-6 (верхний карбон). Поперечный геологический профиль по линии I - I (по И.А.Сафонкиной, Г.Д.Шевченко, 1969): 1 - залежь газа; 2 - газовойдной контакт; 3 - разрывные нарушения. А - Белуховский шток; Б - Креститщенский шток

нарушениям [58, 59]. Однако при этом особое значение принадлежит также породам-покрышкам, свойства и мощность которых обуславливают не только распределение, но и морфологию залежей.

Для верхнекаменноугольных и нижнепермских продуктивных горизонтов нефтегазоупором служат соленосные отложения никитовской, славянской и краматорской свит нижней перми и глинистая пересажская толща верхней перми. Область распространения нижнепермской соленосной толщи ограничивается краевыми разломами грабена, но в юго-восточной прибортовой зоне она почти повсеместно размыта. Флюидоупорные свойства ее связаны с наличием пластов соли и их мощностью.

Пересажская толща верхней перми, повсеместно распространенная во впадине, - надежный региональный нефтегазоупор, так как сложена пестроцветными вязкими глинами, абсолютная пористость которых составляет 6-12 % при незначительной проницаемости (0,01-0,1  $\mu\text{м}^2$ ). Отдельные пропластки обломочных пород, отмечающиеся в этой толще, также слабопроницаемы.

Несмотря на то что нижнепермские соленосные пласты и глинистая толща верхней перми образуют единый региональный нефтегазоупор, их экранизирующая роль в разных частях региона неоднозначна. Так, в юго-восточной части впадины функцию основного газопора играет хемогенная толща, максимальная мощность которой (>1800м) приурочена к Машевско-Ефремовской депрессии. Именно в этой зоне находятся основные газовые и газоконденсатные месторождения - Шебелинское, Западно-Креститщенское,

Ефремовское, Мелиховское, Кегичевское, Западно-Сосновское, Медведовское - с массивно-пластовыми залежами.

В северо-западной и центральной частях впадины основным нефтегазоупором является верхнепермская (пересажская) глинистая толща мощностью 60-110 м. Обладая хорошими экранизирующими свойствами, она контролирует значительные скопления нефти и газа на Гнединцевском, Леляковском, Богдановском, Погаржинском и Качановском месторождениях.

Нефтегазоносность верхних продуктивных залежей (верхнепермские, триасовые и эрские отложения) наиболее полно охарактеризована [46, 59].

Анализ нефтегазоносности разреза Днепровско-Донецкой впадины позволяет отметить некоторые характерные особенности. Так, районы и зоны развития этих региональных и локальных нефтегазоупоров максимально насыщены углеводородами.

В северо-восточной прибортовой зоне впадины залежи нефти и газа есть во всех стратиграфических подразделениях от среднеюрских до верхнедевонских отложений включительно (Бутреватовское, Голицовское, Козиевское, Рубальское месторождения). Вертикальный диапазон промышленной нефтегазоносности составляет здесь 3978 м, максимальная глубина, на которой установлены промышленные залежи, 5189 м (Караиковское месторождение). В целом характер нефтегазоносности зоны отражает не только благоприятные структурные условия, но и наличие надежных нефтегазоупоров в нижнем, среднем карбоне, верхней перми, триасе и средней юре.

Вертикальный диапазон промышленной нефтегазоносности центральной (приосевой) зоны впадины составляет 5300 м, максимальная глубина, на которой открыты залежи углеводородов, - 5913 м (Свиридовское месторождение). Наличие здесь верхневизейско-серпуховского нефтегазоупора и мощного флюидоупора, каким являются хемогенная толща нижней перми и глины пересажской толщи, определило формирование и сохранение самых следующих месторождений: нефтяных и нефтегазовых - Леляковское, Гнединцевское, Погаржинское, Качановское, а также газовых и газоконденсатных - Шебелинского, Западно-Креститщенского, Ефремовского.

В юго-западной прибортовой зоне впадины нет выдержанных региональных нефтегазоупоров и развиты в основном локальные (зональные) покрышки. В них сокращены мощности отложений, имеются несогласия в стратиграфическом разрезе карбона (выпадение отдельных стратиграфических единиц), что обусловило незначительный вертикальный диапазон нефтегазоносности и формирование небольших по объему залежей углеводородов (Михайловское, Пролетарское, Кременовское, Новоселковское, Голубовское и другие месторождения).

Таким образом, распределение запасов нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции крайне неравномерно. Например, 50 % запасов нефти и 68,7 % газа приурочены к верхнекаменноугольным и нижнепермским отложениям, основная часть которых приходится на три нефтяных и три газовых месторождения.

Широкий стратиграфический и вертикальный диапазон промышленной нефтегазоносности, зависимость распределения залежей нефти и газа от наличия в разрезе и по площади флюидоупоров, а также неравномерное распределение запасов углеводородов в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции свидетельствуют о преобладающей роли вертикальной миграции.

#### Геохимия нефти

Направленность изменения физико-химических свойств нефти и конденсатов продуктивных комплексов Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции по усредненным статистическим величинам плотности, содержания бензина, парафина, серы, смолисто-асфальтеновых веществ и показателям группового и молекулярного состава в зависимости от термобарических условий изучались по линиям регрессии [131]. Установлено, что изменение плотности нефти обратно пропорционально глубине залегающих, а конденсатов - прямо пропорционально. Аналогично разнонаправленно изменяются



ся и другие физические свойства нефтей и конденсатов: выход легких фракций и содержание твердого парафина. Линии регрессии этих свойств сходятся для нефтей и конденсатов на глубине 7,5-8 км при значении плотности 0,8 г/см<sup>3</sup>, выходе легких фракций 40 и твердого парафина 2 - 2,5 %. Количество смолисто-асфальтеновых компонентов и серы в нефтях и конденсатах с глубиной уменьшается.

В групповом составе углеводородов каменноугольных отложений закономерно увеличивается концентрация парафиновых и уменьшаются нафтеновые соединения с глубиной. В содержании ароматических углеводородов в нефтях и конденсатах отмечены противоположные тенденции - уменьшение в нефтях и увеличение в конденсатах [131].

Нефти и конденсаты провинции характеризуются довольно однородным изотопным составом углерода:  $\delta^{13}C$  изменяется от -2,11 до -2,74 ‰ со средним значением для 32 проб - 2,38 ‰. Изотопный состав не зависит от химического состава флюидов, от содержания в них парафиновых, нафтеновых УВ, смолисто-асфальтеновых компонентов, а также от возраста вмещающих пород [105]. Сопоставление результатов изотопного состава углерода проб нефтей, отобранных из залежей на различных глубинах, показывает некоторое обогащение нефтей тяжелым изотопом углерода с глубиной [49]. Разброс значений  $\delta^{13}C$  уменьшается с глубиной залегания, изотопные составы углерода нефтей и конденсатов сближаются [105].

Концентрация дейтерия в нефтях достигает 0,175-0,235 ‰ и с глубиной возрастает. Исключение составляют нефти из девонских отложений, залегающих на больших глубинах [49]. В результате исследования изотопного состава водорода нефтей и конденсатов Качановского и Рыбальского многопластовых месторождений установлено изменение содержания дейтерия от 0,0210 до 0,0238 ‰. Концентрация дейтерия в конденсатах выше, чем в нефтях, но источник их образования единый. С глубиной залегания изотопный состав водорода нефтей и конденсатов утяжеляется [75]. При сравнительно постоянном элементном составе групповой состав углеводородных флюидов разнообразнее и обусловлен особенностями формирования и эволюции залежей.

Весьма показательны в этом отношении исследования состава нефтей и конденсатов методом хроматографии. Исследование хроматографических фракций нефтей, полученных методом гравитационной микрохроматографии [114], показало, что содержание парафиновых УВ составляет 60-90, нафтеновых 3-17, ароматических 2,5 - 10 %. Концентрация смол в нефтях изменяется в зависимости от глубины залегания. С возрастанием глубины залегания увеличивается содержание парафиновых УВ от 60-80 % на глубинах 1400-2000 м до 90 % на глубине 3000 м, снижается концентрация смол, а также содержание ароматических и нафтеновых углеводородов. На глубинах, превышающих 2000 м, заметно увеличивается содержание изопарафиновых УВ. Групповой состав нефтей различных месторождений в значительной степени определяется не возрастом вмещающих нефть пород, а глубиной залегания продуктивного горизонта.

Нефти разных структурно-тектонических зон Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции имеют сходный групповой состав. При последующих исследованиях нефтей и конденсатов (преимущественно с больших глубин) выявлена [72] общая тенденция своеобразного "упрощения" состава нефтей с глубиной, т.е. сближение группового хроматографического состава нефти и конденсата.

Результаты радиоспектретрических исследований нефракционированных углеводородных флюидов [66, 67] представлены на графиках (рис.43-47). Для выявления закономерностей изменения радиоспектретрических характеристик нефтей и конденсатов по территории материал сгруппирован в соответствии с самым общим тектоническим расчленением провинции (табл.5).

Обобщенное схематическое распределение водорода (независимо от типа флюида и глубины залегания продуктивного горизонта) по территории Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции (рис.43) показывает, что группа  $CH_2$  алифатических структур преобладает в углеводородных флюидах.

С северо-запада на юго-восток провинции в составе нефтей и конденсатов увеличивается количество водорода в  $CH_3$ -группах парафино-нафтеновых структур и в

Т а б л и ц а 5. Локализация мест отбора проб нефтей и конденсатов для спектроскопии ЯМР в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции

Тектоническая зона	Количество проб, отобранных на глубине, м							Всего проб
	до 2500	2500-3000	3000-3500	3500-4000	4000-4500	4500-5000	более 5000	
I - 1	I	I	-	-	-	I	-	3
I - 2	-	-	2	II	15	-	-	28
I - 3	2	I	2	I	-	-	-	6
II - 4	4	-	I	I	3	-	-	9
II - 5 <sup>II</sup>	-	-	I	I	7	9	I	19
II - 5	-	-	I	8	9	16	2	36
II - 5 <sup>III</sup>	-	-	2	10	4	7	8	31
II - 6	I	I	3	6	5	-	-	16
III - 7	-	2	-	-	-	-	-	2
III - 8	I	2	2	2	4	-	-	11
III - 9	6	I	-	-	-	-	-	7
Всего	15	8	14	40	47	33	11	168

II - Средняя часть Центрального грабена, примыкающая к северо-восточной прибортовой зоне.

III - Средняя часть Центрального грабена, примыкающая к юго-западной прибортовой зоне.

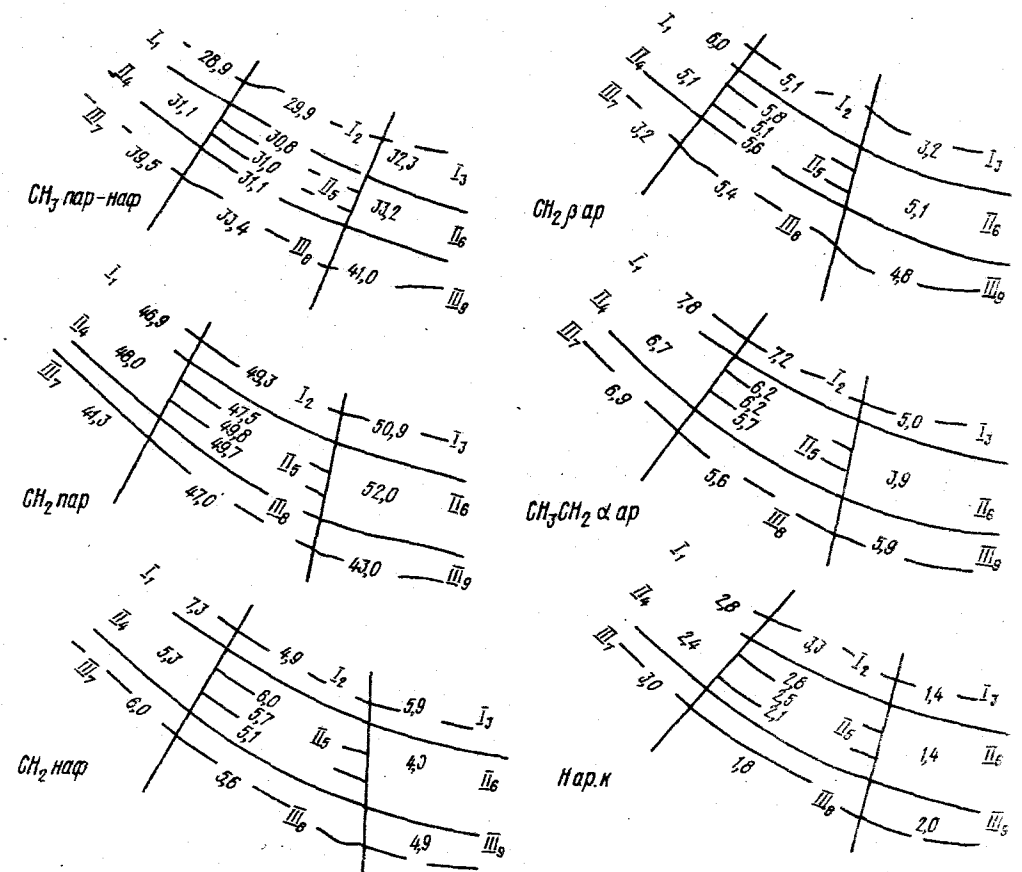


Рис.43. Схема распределения водорода в структурных элементах нефтей и конденсатов Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции, %

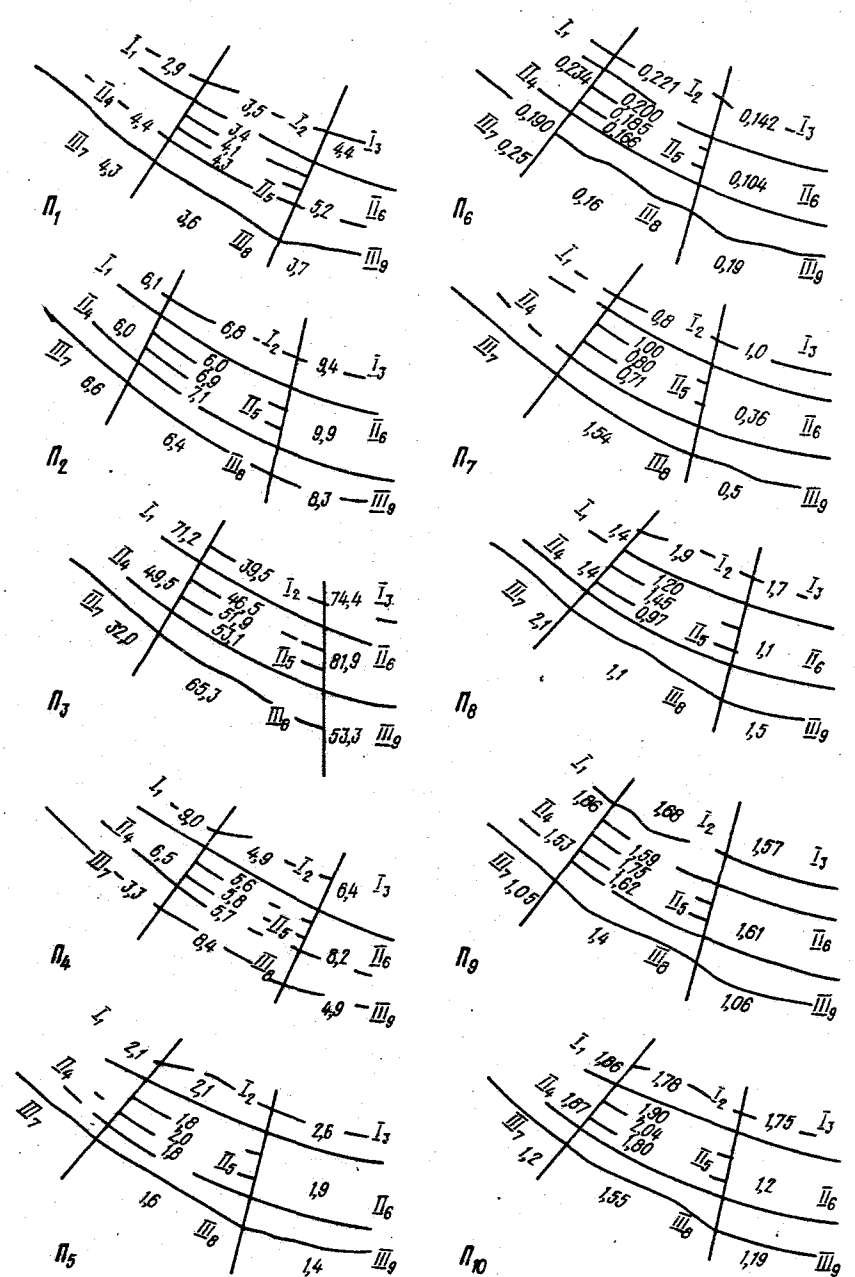


Рис. 44. Схема изменения протонных коэффициентов нефтей и конденсатов Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции

СН<sub>2</sub>-группах парафиновых УВ. Водород СН<sub>2</sub>-групп нафтеновых структур, СН<sub>2</sub>-, СН<sub>3</sub>-групп ароматических алкилзаместителей в α-положении к кольцу, а также в ароматических циклах - уменьшается, а СН<sub>3</sub>-групп ароматических алкилзаместителей в β-положении к кольцу остается постоянным.

В общем с северо-запада на юго-восток возрастает алифатичность (парафинистость) углеводородных структур, а в их составе изомерных соединений.

Поперечная зональность углеводородных факторов по радиоспектрометрическим характеристикам лучше всего прослеживается в средней части Днепровско-Донецкой впадины. От северной приобортовой зоны к южной водород в СН<sub>2</sub>-группах парафинонафтеновых структур увеличивается, а в ароматических циклах и в СН<sub>2</sub>-, СН<sub>3</sub>-алкил-

заместителях в α-положении к ароматическому кольцу уменьшается. Концентрация водорода в СН<sub>2</sub>-группах алифатических и алициклических структур, а также в алкилзаместителях ароматических структур в β-положении к кольцу максимальна в зоне центрального грабена (рис.44).

Для установления закономерностей изменения радиоспектрометрических характеристик углеводородных флюидов с глубиной залегания продуктивных горизонтов в средней части центрального грабена (табл. 6). Изменение с глубиной протонных коэффициентов отдельно для нефтей и конденсатов отображено на рис.45. Хотя не все интервалы глубин представлены с одинаковой полнотой, все же достаточно наглядно прослеживается следующая тенденция изменения протонных коэффициентов с глубиной:

- П<sub>1</sub> увеличивается и для нефтей и для конденсатов (характеризует алифатичность);
- П<sub>2</sub> для нефтей увеличивается, для конденсатов изменяется слабо в сторону уменьшения (отображает насыщенность структур);

Т а б л и ц а 6. Распределение проб нефтей и конденсатов, исследованных методом спектроскопии ЯМР по глубинам залегания продуктивных горизонтов в средней части центрального грабена

Глубина, м	Количество проб	
	Конденсат	Нефть
3200 - 4000	14	6
4000 - 4500	9	10
4500 - 5000	22	10
Более 5000	5	6

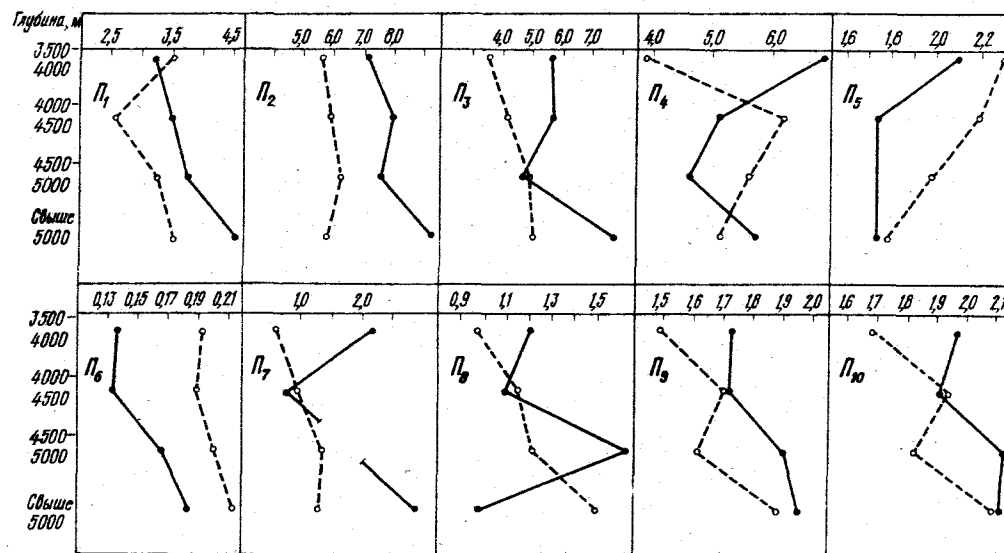


Рис. 45. Изменение с глубиной значений протонных коэффициентов нефтей и конденсатов средней части центрального грабена Днепровско-Донецкой впадины

П<sub>3</sub> увеличивается для нефтей и конденсатов (указывает на уменьшение роли незамещенных ароматических структур, особенно в нефтях);

П<sub>4</sub> для конденсатов увеличивается, для нефтей уменьшается, причем разность между ними (П<sub>4к</sub> - П<sub>4н</sub> = ΔП<sub>4</sub>) уменьшается (ΔП<sub>4</sub> → 0) (показатель замещенности ароматических колец);

П<sub>5</sub> уменьшается в нефтях и конденсатах, что свидетельствует об увеличении роли изомеров (ΔП<sub>5</sub> → 0) (показатель изомеризации парафиновых структур);

П<sub>6</sub> слабо увеличивается, указывает на повышение роли слабозамещенных ароматических структур (ΔП<sub>6</sub> → 0);

П<sub>7</sub> степень изомеризации нафтеновых структур увеличивается для нефтей и конденсатов в одинаковой степени (ΔП<sub>7</sub> ≈ const), указывая на повышение роли нормальных заместителей нафтеновых структур;

П<sub>8</sub> для конденсатов растет, для нефтей падает (соотношение между α- и β-за-

местителями ароматических структур). Это свидетельствует о том, что с глубиной алкильные заместители играют большую роль в ароматических структурах нефтей, нежели конденсатов; боковые алкильные цепи в ароматических УВ нефтей длиннее, чем в УВ конденсатов;

$\Pi_9$  и  $\Pi_{10}$  увеличиваются ( $\Delta \Pi_9, \Delta \Pi_{10} \rightarrow 0$ ) (показатели изомеризации парафино-нафтеновых структур). Это указывает на повышение содержания нормальных структур в парафино-нафтеновом комплексе нефтей и конденсатов.

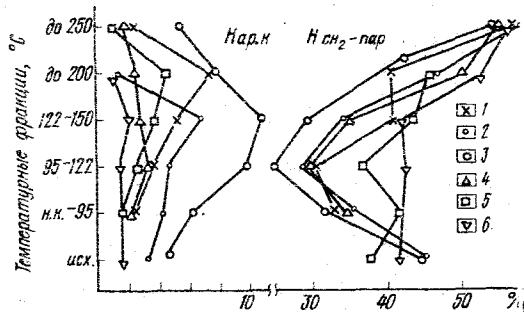


Рис. 46. Пофракционное распределение водорода при ароматическом кольце и в  $\text{CH}_2$ -группах нормальных парафиновых структур некоторых конденсатов Днепровско-Донецкой нефтегазосной провинции. Площади: 1 - Перекопская (1100), 2 - Матвеевская (01244), 3 - Перекопская (00790), 4 - Перекопская (1146), 5 - Тимофеевская (0748), 6 - Распашновская (01231)

вой спектроскопии на примере 12 залежей, увеличивается с глубиной залегания продуктивного горизонта (рис. 47).

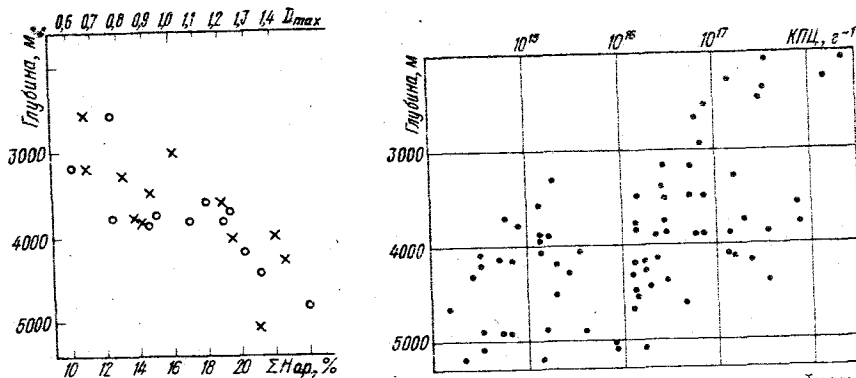


Рис. 47. Изменение содержания ароматических структур в бензиновых фракциях углеводородных флюидов Днепровско-Донецкой нефтегазосной провинции с глубиной залегания продуктивных горизонтов (по данным УФ (+) и ЯМР (o) спектроскопии)

Рис. 48. Изменение КПЦ углеводородных флюидов Днепровско-Донецкой нефтегазосной провинции с глубиной залегания продуктивных горизонтов

Результаты исследований парамагнитных свойств углеводородных флюидов Днепровско-Донецкой нефтегазосной провинции показывают, что преобладающая масса конденсатов не обладает парамагнетизмом, не дает сигнала ЭПР или содержит минимальное количество парамагнитных центров. Практически все нефти парамагнитны. КПЦ в нефтях составляет  $1 \cdot 10^{15} - 1 \cdot 10^{18} \text{ г}^{-1}$ . По территории провинции среднее значение КПЦ изменяется незначительно. Величины КПЦ уменьшаются с глубиной (рис. 48), что вполне согласуется с глубинной зональностью флюидов. КПЦ высокомолекулярных

фракций конденсатов и нефтей на 1-2 порядка выше КПЦ исходных флюидов [68].

В свободных газах Днепровско-Донецкой нефтегазосной провинции преобладает (98,4 об.%) (скв.14-Сагайдак, гл.1039-1044 м). Его концентрация резко опускается ниже 80 об.%(например, Солоховское месторождение, скв.42, гл.2049-2957 м - содержание метана 44 об.%). Сумма гомологов метана в свободных газах изменяется от десятых долей до 2 об.%(и более). Коэффициент  $\frac{C_2H_6 + \text{высшие}}{CH_4}$  имеет минимальное значение 0,03 и максимальное - 0,4. В большинстве случаев закономерности в изменении содержания метана с глубиной залегания продуктивного горизонта не наблюдается.

Углекислый газ содержится в концентрациях от 0,03-0,4 об.%(Рыбальское месторождение скв. 20, интервал 1354-1360 м) до 6,5 об.%(Дружелюбовское месторождение, скв.1, интервал 2600-2817 м). В большинстве газов, не превышающих 1 об.%, содержание азота изменяется от десятых долей до 30 об.%(и более). Максимальная его концентрация фиксируется на Солоховской площади, где она изменяется от 13,5 об.%(скв.9, интервал 869-875 м) до 35,0 об.%(скв.40, интервал 4641-4713 м). Высока она на Бельской - 19,3-21,2 об.%, Радченковской - 13,7-16,7 об.%, Сагайдакской - 12,9-36,3 об.%(и других площадях). Инертные газы - гелий и аргон содержатся в больших концентрациях. В отдельных месторождениях содержание гелия в газах превышает 0,1 об.%(Солоховское, Дружелюбовское, Капитоновское, Бельское, Глинско-Розбышевское и др.). Часто содержание гелия увеличивается с глубиной (Дружелюбовское месторождение).

Свободные газы отличаются пестрым изотопным составом. Значение  $\delta^{13}C$  изменяется от -2,2 до -4,9 ‰, а  $H/D$  - от 0,0129 до 0,246 ‰ [72]. Содержание  $D$  в газе Шебелинского месторождения составляет 0,242-0,247 ‰ [50]. Разброс значений  $\delta^{13}C$  характерен для газовых залежей, расположенных на глубинах примерно до 1500 м. На глубинах 3000-4000 м и больше  $\delta^{13}C$  составляет 2,9 до -3,6 ‰, т.е. с глубиной изотопный состав газов становится однороднее. Изотопный состав водорода углеводородных газов с глубиной почти не изменяется;  $H/D$  составляет в основном 0,0200-0,0240 ‰ [72].

Попутные газы по сравнению со свободными характеризуются более низким содержанием метана и более высоким содержанием его гомологов. По отношению  $TU/CH_4$  попутные газы Днепровско-Донецкой впадины подразделяются на три группы: 1)  $TU/CH_4$  более 1 - попутные газы Гнединцевского, Деляковского, Радченковского, Прилуцкого, Качановского (Т) и других месторождений; 2)  $TU/CH_4$  1,0-0,1 - Перецелинского, Новогригорьевского, Новониколаевского, Рыбальского, Качановского (С) и других месторождений; 3)  $TU/CH_4$  менее 0,1 - Зачепиловского, Западно-Староверовского, Суходоловского и др.

В углеводородном составе попутных газов также наблюдается несколько видов распределения индивидуальных компонентов, в общих чертах отвечающих выделенным выше трем группам:

- 1)  $C_1 < C_2 < C_3 \approx C_4$ , т.е. с преобладанием в составе гомологов пропана (Деляковское, Гнединцевское, Прилуцкое и др.);
- 2)  $C_1 \approx C_2 \approx C_3 \approx C_4$  (Новотроицкое); б)  $C_1 > C_2 > C_3 > C_4$  (Кибинцевское, Качановское, Новониколаевское, Малосорочинское и др.);
- 3)  $C_1 > C_2 > C_3 > C_4 > C_5$  (уменьшение количества индивидуального компонента с ростом его молекулярной массы) характерно для большинства месторождений.

Компонентный состав попутных газов зависит от характера совместно залегающих нефтей, в частности, от их низкокипящих фракций [180].

Содержание углекислого газа в попутных газах изменяется так же, как и в свободных газах. Углекислота связана, по-видимому, со вторичными процессами окисления нефти, поскольку с глубиной концентрации ее в газах уменьшается. Это подтверждает предположение о затухании в этом направлении процессов окисления. В отдельных случаях диоксид углерода может иметь термокаталитический или поствулканический генезис.

В попутных газах содержится в среднем 1–3 об.% азота; с глубиной эта величина остается постоянной или увеличивается. Максимальная концентрация азота отмечается на Прилукском месторождении на глубине 1821–1841 м – 10,4–12,9 об.%, на Гнедичевском (скв. 20, интервал 1829–1841 м) – 14,6 об.%, на Кибишевском (скв. 6, гл. 1660–1662 м) – 35,4 об.%, на Глинско-Розышевском (скв. 33, интервал 1862 – 1885 м) – 18,3 об.%. Повышенное содержание азота установлено на больших глубинах (Андреевская площадь, скв. 2, гл. 4608–4649 м – 12 об.%). Если на одной площади содержатся и свободный и попутный газы, в последнем, как правило, меньше азота. Содержание гелия и аргона в попутных газах обычно ниже, чем в свободных.

Для попутных газов отмечается зависимость изотопного состава углерода от характера сопутствующих нефтей. Газ, ассоциирующийся с нефтями, обогащенным легким изотопом углерода, также имеет изотопно более легкий углерод. Отмечается прямая зависимость изотопного состава углерода газа от углерода нефти, указывающая на их генетическую связь [72, 105].

#### Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений

В осадочном чехле Днепровско-Донецкой впадины выделяются девонский (подсолевой, межсолевой, надсолевой), нижне-, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский, верхнепермско-триасовый, юрский, меловой и палеоген-неогеновый водоносные комплексы. Водоупорными являются верхнедевонская и нижнепермская соленосные толщи. Литофациальная изменчивость отложений, сложное тектоническое строение региона обусловили наличие в разрезе большого количества гидравлически разобщенных водоносных горизонтов.

Наиболее широко распространены рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией 250–300 г/л. Из скважин, пробуренных вблизи соляных тел, получены рассолы выщелачивания (270–300 г/л,  $r_{Na/Cl}$  0,98–0,99) и солоноватые воды гидрокарбонатно-натриевого типа. В мезозой-кайнозойских водоносных комплексах минерализация и степень метаморфизации рассолов понижены. На склонах кристаллических массивов, а в меловом и палеогеновом водоносных комплексах по всему бассейну распространены пресные и солоноватые подземные воды.

В составе водорастворенных газов преобладают углеводороды и азот. С погружением водоносных комплексов количество первых и общая упругость газа возрастают.

Минерализация подземных вод увеличивается вниз по разрезу и по мере погружения водоносных комплексов. На фоне этой зональности установлены гидрогеохимические аномалии, связанные с наличием в недрах солоноватых вод, а также снижение иногда минерализации подземных вод с глубиной. Первые характерны как для открытых соляных куполов, так и для глубокопогруженных газоносных горизонтов. Часто встречаются аномалии, связанные с подземными водами, более минерализованными и метаморфизованными по сравнению с фоном.

Пластовые давления в мезозой-кайнозойских водоносных комплексах близки к гидростатическим, подземный сток обусловлен внешними областями создания напоров. В палеозойских комплексах северо-западной части водонапорного бассейна пластовые давления также близки к гидростатическим. Наряду с этим установлены участки сверхгидростатических пластовых давлений в верхнекаменноугольно-нижнепермском водоносном комплексе. Они связаны с изолированными блоками и горизонтами, насыщенными газами, в среднекаменноугольном комплексе Спиваковской, Балаклейско-Савинской, Бысокопольской, Новомечетловской и других площадей на глубинах более 4000 м – с водоносными пластами. Резервуары со сверхгидростатическими давлениями не выдержаны по площади и приурочены к зонам трещиноватости, перекрытым плотными терригенными породами. Отношение  $P_{пл}/P_{ут}$  составляет 1,19 – 1,54. Выше по разрезу пластовые давления соответствуют гидростатическим [84, 99].

Пластовые температуры минимальны в северо-западной части Днепровско-Донецкого бассейна и на склонах Воронежского кристаллического массива. Наиболее прогр-

тые участки тяготеют к осевой части впадины и Донбассу. Температура на поверхности фундамента возрастает от 25–100 на северо-западе до 250–300 °С и более (по прогнозу) на юго-востоке.

Зоны сверхгидростатических пластовых давлений в верхнекаменноугольно-нижнепермском комплексе на геотемпературном фоне не выделяются в отличие от таковых в среднем карбоне, где рост давления сопровождается резким увеличением температуры, достигающей 108–153 °С, что на 22–32 °С выше фоновой [84].

Днепровско-Донецкий бассейн гетерогенный: в мезозой-кайнозойских отложениях здесь развиты ИВНС, в палеозойских – ЭПНС и ТПНС. Последние приурочены к юго-западной части бассейна, где их наличие фиксируется очагами разгрузки, связанными с вертикальными перетоками высококонтентальных вод пониженной минерализации с водорастворенными газами, обогащенными  $CO_2$  [83, 84, 99].

Статистическим анализом установлено, что увеличение степени минерализации и метаморфизма подземных вод с глубиной наиболее отчетливо проявляется в водонапорных бассейнах древних платформ. В глубоких недрах бассейнов широко распространены подземные воды пониженной минерализации гидрокарбонатно-натриевого типа, генезис которых обусловлен термометаморфизмом пород и органических веществ, растворением воды в углеводородах и последующей дифференциацией водо-углеводородных систем [80, 81]. Аналогичные явления свойственны Днепровско-Донецкой впадине.

По стратиграфическому разрезу Днепровско-Донецкого бассейна установлена зональность химического состава поровых растворов. Мезозой-кайнозойские отложения характеризуются главным образом слабоминерализованными поровыми растворами (10–12 г/дм<sup>3</sup>) с высоким содержанием  $SO_4^{2-}$ , повышенным до 5 % содержанием  $HCO_3^-$ , преобладанием  $Na^+$  над  $Cl^-$ . С увеличением глубины залегания возрастает содержание  $Cl^-$  в результате резкого уменьшения концентрации  $SO_4^{2-}$  и  $HCO_3^-$ . Начиная с юры и триаса в центральной части бассейна среди поровых растворов преобладают рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией 60–340 г/дм<sup>3</sup>. Наиболее минерализованы поровые растворы пермской соленосной толщи, солевой состав которых представлен почти исключительно хлоридами натрия.

Высокая минерализация поровых растворов на глубинах 800 – 1000 м и более характерна как для осевой части впадины, так и для ее бортов. Поровые растворы палеозойских отложений Днепровско-Донецкого бассейна по минерализации и составу в общем аналогичны подземным водам соответствующих комплексов.

Для выяснения влияния высоких температур на состав и минерализацию поровых растворов и оценки роли возрожденных вод в балансе подземных проводилась экспериментальная дегидратация образцов глинистых пород из скважин Предкарпатья, Днепровско-Донецкой впадины и образцов гидрослюдистых и монтмориллонитовых глин, отобранных в карьере у с. Дашуковка Черкасской области. Исследование велось на дериватографе и в пресс-формах под давлением 9,81–343,4 МПа и температуре до 240 °С [81].

При атмосферном давлении потеря воды максимальна в диапазоне температур 120–160 и 120–180 °С и заканчивается при температуре 220–240 °С, что согласуется с данными Р.Е.Гримма, Н.И.Хитарова и В.А.Пугина. Общее количество выделенной при этом воды составило 71–250 г/кг.

Природные глины из разрезов изученных бассейнов значительно беднее водой. Количество удаленной из них воды при тех же примерно температурах, что и в опытах с мономинеральными глинами, не превышало 35 г/кг.

Из данных экспериментальных исследований и анализа геотермобарических условий нефтегазонасыщенных водонапорных бассейнов следует, что физически связанная и межслоевая вода освобождается на глубине от 3,5–5,5 до 7,5–12,5 км. При температурах от 360–420 до 580–620 °С и атмосферном давлении освобождается гидроксильная вода, количество которой в полиминеральных глинах составило 31–75 г/кг, т.е. в 1,7–5,5 раза больше, чем физически связанной.

Представляет интерес анализ изменения минерализации и состава поровых раст-



воров, отжатых из образцов глин с естественной влажностью при температурах более 100 °С. Изобарический рост температуры до 200 °С ведет к закономерному снижению минерализации и содержания основных ингредиентов солевого состава поровых растворов.

Таким образом, при высокотемпературной дегидратации глин освобождается большое количество возрожденных вод, которые могут принимать участие в элизионном и термогидродинамическом водообмене. Учитывая низкую минерализацию высокотемпературных поровых растворов и возрожденных вод, их взаимодействие с минерализованными водами сопровождается снижением солёности последних, как, например, в высокотемпературных частях разреза Днепровско-Донецкого бассейна [84, 99].

Исследования поровых растворов позволили подтвердить мнение о том, что минерализация и состав подземных вод связаны с метаморфизмом захороненных вод бассейнов седиментации. В зоне активного водообмена отмечается существенное влияние инфильтрованных вод на поровые растворы (снижение минерализации, изменение солевого состава). В этих условиях состав поровых растворов и подземных вод резко различны, геохимическое равновесие между ними нарушено.

Изотопный состав кислорода и водорода подземных вод Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна изучали В.Е.Ветштейн и др. [23]. Несколько проб глубокозалегающих рассолов каменноугольных отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины, отобранных нами, проанализированы на содержание  $D$  и  $^{18}O$  в лаборатории ВСЕГИНГЕО. Фигуративные точки значений  $\delta D$  и  $\delta^{18}O$  располагаются между прямой Крейга и прямой  $\delta D = 3,75\%$ ,  $^{18}O = 45\%$ . В этой области выделяются три группы вод по изотопному составу - I - III, аналогичные описанным выше для Предкарпатского бассейна. В группу I входят воды с  $\delta D$  менее -55‰ и  $\delta^{18}O$  от -8,5 до -11,1‰; в группу II - с  $\delta D$  от -4 до -56‰ и  $\delta^{18}O$  - от 0,1 до -7,2‰; группу III - с положительными значениями  $\delta^{18}O$  от +0,2 до +5‰ и  $\delta D$  от -10 до -34‰.

Значения проб воды I группы попадают на прямую Крейга. Сюда относятся атмосферные осадки, речные воды, воды палеогеновых отложений Днепровско-Донецкой впадины, а также подземные воды надсолевого и межсолевого комплекса Припятской впадины. В группу II входят воды девонских, каменноугольных, пермских отложений Днепровско-Донецкой, а также межсолевых и подсолевых отложений Припятской впадины. К группе III относятся рассолы глубокозалегающих горизонтов каменноугольных отложений и воды подсолевого комплекса Припятской впадины.

По нашим данным, в глубоких горизонтах палеозоя Днепровско-Донецкой впадины наблюдается обогащение вод  $^{18}O$  в условиях высоких температур на глубине свыше 4000 м, что свидетельствует об изотопном кислородном обмене [24].

#### Структурно-тектонические и литолого-фациальные условия нефтегазоносности

В Днепровско-Донецкой впадине промышленные скопления нефти и газа установлены главным образом в грабене, где прослеживаются продольные и поперечные тектонические зоны (см. рис. 35). Тектоническая зональность впадины [58, 59] оказала существенное влияние на закономерности пространственного размещения зон нефтегазоаккумуляции и месторождений нефти и газа.

Поднятия и депрессии кристаллического основания расчленили территорию Днепровско-Донецкой впадины на участки с различными условиями осадконакопления, впоследствии неодинаково дислоцированными. В девонский период, например, депрессии служили зонами мощного соленакопления. И в последующие эпохи палеозоя поднятия и депрессии влияли на распределение типов осадков, их фаций и мощностей, причем породы, способные аккумулировать нефть и газ, накапливались преимущественно на промежуточных участках, которые вследствие большой тектонической подвижности отличаются более интенсивной складчатостью и, следовательно, развитием структур-ловушек.

Исключительное значение для образования и размещения зон нефтегазоаккумуляции и месторождений нефти и газа имеют региональные продольные и поперечные разрывные нарушения. Продольные разломы обусловили северо-западную ориентировку основных тектонических линий впадины, особенно четко проявившуюся в верхних структурных этажах осадочной толщи. Поперечные разломы разграничивают поднятия и депрессии фундамента, распространяясь за пределы грабена на борты и, как полагает Г.Н.Доленко [55], служили основными артериями миграции нефти из глубинных очагов ее образования в структуры-ловушки, где накапливались промышленные залежи углеводородов. Особенно благоприятными для миграции были участки пересечения продольных и поперечных разломов, характеризующиеся сильной раздробленностью и деформированностью пород осадочного чехла.

По наличию перерывов и несогласий в осадочной толще впадины выделяются структурные этажи, включающие нефтегазоносные комплексы [17, 59]. Нижние ее горизонты, залегающие непосредственно на кристаллическом основании, в общем наследуют структуру фундамента. Лишь в наиболее опущенных зонах, где мощность подсолевого комплекса значительна, могут быть обнаружены надразломные и штамповые брахиантиклинали. Надсолевая толща деформировалась под действием складкообразующих движений и соляной тектоники, в результате чего образовались флексуры и разрывы, моноклинали, структурные носы и террасы, прогибы и локальные антиклинальные поднятия. Структурные планы палеозойских горизонтов надсолевого комплекса в целом достаточно хорошо совпадают; своды структур закономерно смещаются в сторону регионально-увеличения мощностей отложений.

Большинство антиклинальных поднятий, развитых в Днепровско-Донецкой впадине, являются солянокупольными. В ядрах этих структур соляные массы образуют вздутия ("подушки"), или соляные диапиры. Линзообразные соляные тела и штоки занимают разное гипсометрическое и стратиграфическое положение. В одних местах они перекрываются девонскими отложениями, в других прорывают их и выходят под каменноугольную (Ичнянское, Радченковское и другие поднятия), пермскую (Гмирянское, Новосанжарское и др.), палеогеновую (Иваничское, Парафиевское и др.) и даже четвертичную (Исачковское, Роменское) поверхности. Поднятия, осложненные соляной тектоникой, интенсивно нарушены сбросами, радиально расходящимися от свода, секущими разные элементы складок или образующими в их сводовых частях грабени проседания, выполненные кайнозойскими образованиями. Наиболее сложно построены поднятия, в строении которых принимают участие разновозрастные соляные толщи. В тех случаях, когда девонская соль выходит на уровень залегания нижнепермской, последняя маскирует палеозойский структурный план, и каменноугольные структуры в вышележащих горизонтах не прослеживаются.

Основными коллекторами, распространенными во всем разрезе, являются песчаники, реже алевролиты. Среди песчаников встречаются коллекторы II класса, среди алевролитов - IV-V классов. Карбонатные коллекторы встречаются реже и представлены доломитами и известняками трещинно-кавернозного типа. Наиболее качественные из них (II и III классов) известны в отложениях нижней перми, где содержат залежи газа. Подобные коллекторы отмечаются в нижнебашкирском подъярусе. Заслуживают внимания биогермные постройки глинисто-карбонатной межсолевой верхнедевонской толщи.

Девонский этаж нефтегазоносности включает отложения среднего и верхнего девона. Средний девон и нижнедевонский горизонт верхнего девона образуют терригенную подсолевою толщу мощностью до 250 м. Она сложена пестроцветными аргиллитами, алевролитами и песчаниками с пропластками известняков, доломитов и реже ангидритов. Потенциальные коллекторы - песчаники и алевролиты - более широко распространены в низах толщи, особенно в ее базальной части, где составляют иногда более 50% разреза. Они образовались в субконтинентальных и прибрежно-морских условиях. Гравелиты встречаются значительно реже, в самых низах разреза. Состав песчаников полевшпато-кварцевый и кварцевый с примесью об-

ломков эффузивных пород (на северо-западе значительной). Зернистость песчаников весьма различна — преобладают разномерные разновидности, причем более грубо-зернистые развиты в краевых зонах. От приосевой части впадины к ее бортам возрастает также общая песчанность разреза. Цемент песчаников глинистый и карбонатно-глинистый, порового, контактно- и базально-порового типов [157]. Суммарная их мощность I — 30 м.

Большинство коллекторов толщи обладает низкими физическими свойствами и относится к IV — V классам, по А.А.Ханину [168]. Пласты-коллекторы с более высокими параметрами развиты только в прибортовых зонах, а также на окраинах активных выступов фундамента, где их емкость повышается до 17–20 %, проницаемость до 300  $\text{дм}^2$ . Алевролиты в краевых зонах средней части впадины обладают пористостью до 18 % при проницаемости до нескольких фемтометров в квадрате и также могут являться коллекторами.

Наиболее высокие перспективы в отношении коллекторов подсолевой терригенной толщи связаны со средней частью впадины, так как на северо-западе их свойства понижаются из-за повсеместного развития эффузивов, а на юго-востоке в результате вторичных изменений, связанных с большими глубинами залегания. На больших глубинах процессы выщелачивания и перекристаллизации улучшают коллекторские свойства пород, особенно известняков и песчаников с известковым цементом.

Карбонатная подсолевая толща (верхнешигровский и семилукский, алатырский и воронежский горизонты) имеет общую мощность до 700 м. Она сложена серыми известняками, мергелями, аргиллитами и алевролитами, а в нижней части вторичными доломитами.

Трещино-кавернозные известняки и доломиты с невысокими показателями пористости и проницаемости могут являться в благоприятных условиях коллекторами нефти и газа. Участки повышенной кавернозности предполагаются в верхней части толщи, подвергшейся разрыву вблизи поднятий фундамента и бортов впадины.

Вулканогенно-осадочная подсолевая толща наиболее полно развита в северо-западной части впадины и представлена чередованием эффузивных, обломочных и карбонатных отложений. Пропласты песчаников и алевролитов с удовлетворительными показателями пористости (до 20 %) и проницаемости (более 10  $\text{дм}^2$ ) отмечаются только в прибортовых зонах. По данным М.А.Алехиной, среди вулканитов северо-западной части впадины встречаются коллекторы низких классов. Их емкостные свойства составляют 0,5 — 29 %, а фильтрационные возможности обусловлены трещиноватостью.

В нижней (верхнефранской) соленосной толще южной прибортовой зоны впадины встречаются разномерные песчаники и алевролиты с низкими емкостными и фильтрационными свойствами (коллекторы V класса). Незасолоненные линзовидные прослои песчаников внутрисолевой толщи обладают более высокими коллекторскими показателями и иногда газонасыты.

Основным региональным экраном для предполагаемых залежей углеводородов подсолевого комплекса является нижняя соленосная толща. Локальным экраном может служить глинистый алатырский горизонт.

Нижнефаменский подъярус представлен межсолевыми толщами: глинисто-карбонатной (задонский горизонт) и терригенной (низи елецкого горизонта). Верхам елецкого горизонта соответствует верхний соленосный комплекс. Наибольшие мощности глинисто-карбонатной межсолевой толщи (более 500 м) отмечены в северной прибортовой зоне (Седневская, Борковская и другие площади). В южной прибортовой зоне в этой толще общая песчанность увеличивается, а суммарная мощность карбонатных коллекторов, по данным В.А.Гальченко, составляет 1,0–70 м (в среднем 5–15 м), что составляет 5–12 % разреза. Качество этих коллекторов низкое (V класс), но улучшается в зонах дизъюнктивных нарушений и в присводовых участках поднятий, а также под поверхностью предельского перерыва. На Ивашковской, Мринской, Борковской и Пакульской площадях пористость повышается до 15 %, а проницаемость до 100–250  $\text{дм}^2$ . Наличие мощных коллекторов удовлетворительного качества следует связать с био-

гермными постройками, развитыми в северной (Борковская, Ивашковская) и южной Мринская и другие площади) прибортовых зонах впадины.

Терригенная межсолевая толща сложена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями известняков, изредка доломитов.

В юго-восточной и средней частях впадины встречаются мощные пласты песчаников. Они светло-серые, обычно разномерные, полимиктовые, с базальным, порово-базальным и поровым цементом, преимущественно глинисто-известкового состава. Эти песчаники образовались в прибрежно-морских и озерных условиях.

На северо-западе впадины песчаники зеленовато-серые, пестроцветные, полимиктовые, с примесью вулканогенного материала. Цемент полиминеральный, при значительном участии каолинитового материала. Кроме прибрежно-морских здесь развиты песчаники дельтового происхождения. Алевролиты как возможные коллекторы характеризуются сходным составом с песчаниками.

Песчаники межсолевой терригенной толщи в целом обладают низкими коллекторскими свойствами (пористость до 12 %, проницаемость до 1  $\text{дм}^2$ ). Лишь иногда их качество улучшается (IV класс). Мощность отдельных прослоев коллекторов до 10 при максимальной суммарной мощности более 100 м, что составляет 5–30 % разреза.

Верхний соленосный комплекс не содержит пород-коллекторов и представляет собой надежный нефтегазоупор, имеющий особое значение в южной прибортовой зоне, где перекрывает мощные терригенные коллекторы (Малодевичкая, Пакульская и другие площади).

Верхнефаменский подъярус представлен нерасчлененными пестроцветными отложениями данково-лебединского и озерско-хованского горизонтов. Основными коллекторами являются красные и пестроцветные песчаники аркозового и полевошпат-кварцевого состава с базальным и поровым глинистым цементом. Они образовались в континентальных условиях и относятся преимущественно к аллювиальным фациям. Песчаники характеризуются низкими емкостными и фильтрационными свойствами: пористость изредка достигает 16 %, проницаемость не превышает 1  $\text{дм}^2$ .

Нижекаменноугольный этап нефтегазоносности включает отложения турнейского, визейского и серпуховского ярусов, содержащие многочисленные пласты песчаных пород, являющихся наиболее качественными коллекторами углеводородов.

Турнейский век характеризуется трансгрессией, пришедшей на смену континентальному режиму, господствовавшему на территории региона в конце фаменского века. В средней части впадины в основании яруса формировалась базальная пачка песчаников и алевролитов, а в прибортовых частях — гравелиты и конгломераты. В западной части осадочного бассейна примерно между меридианами г.Нежин и с.Погарщина накапливались песчано-глинистые терригенные осадки преимущественно континентально-лагунных, реже прибрежно-морских фаций, а далее на юго-восток — терригенно-карбонатных прибрежно-морских и мелководно-морских.

Породы-коллекторы сосредоточены в нижней части разреза (XV<sub>a</sub> горизонт) и представлены серыми и светло-серыми разномерными кварцевыми и полевошпат-кварцевыми песчаниками с глинисто-карбонатным цементом в основном порового и контактно-порового типов. На юго-востоке впадины песчаники также развиты в верхах разреза. Они обычно светло-серые, разномерные, кварцевые и полимиктовые с глинистым и карбонатно-глинистым цементом контактно-порового и порово-базального типов [96].

Общая песчанность яруса весьма изменчива — от 5–10 (Горобцовская, Качановская, Руденковская, Бутреватовская площади) до 40 % и более (Тимофеевская, Голиковская, Великобубновская, Прилукская, Антоновская, Северо-Дорогинская площади). Максимальное количество песчаников (70 %) отмечено на Новотроицкой площади.

В связи с широким развитием глинисто-карбонатного, карбонатного и регенерационно-кварцевого цементов, а также больших глубин залегания физические свойства пород-коллекторов низкие и резко меняются по площади. Они относятся обычно к коллекторам III–V классов.

В южной краевой зоне коллекторские свойства песчаников несколько улучшаются. Здесь развиты коллекторы II, III и в незначительном количестве I классов.

От южного борта к приосевой части впадины увеличиваются общая карбонатность отложений, а также глубины их залегания, что снижает коллекторские свойства до IV и V классов.

В средней и юго-восточной частях впадины отложения турнейского яруса подверглись вторичным преобразованиям и сильно уплотнены, что обусловило ухудшение коллекторских свойств песчаников (преимущественно V класс). На юго-востоке в верхах разреза выделен пласт Т-1 с коллекторами низкого качества: пористость 10-20 %, проницаемость до 10  $\text{дм}^2$  (IV - V классы).

В визейском ярусе песчаники значительно распространены, иногда преобладают в разрезе. Они образовались в основном в заливно-лагунных и континентальных условиях. Среди нижневизейских песчаников отмечаются также прибрежно-морские разности.

Визейские песчаники весьма разнообразны по составу и цементу, но преобладают мелко- и среднезернистые кварцевые. Цемент преимущественно смешанный, глинисто-карбонатный, изредка кварцевый регенерационный. Часть порового пространства нередко остается незаполненной, причем распределение пор неравномерно, а форма разнообразна (изометричная, щелевидная, неправильно-угловатая).

Нижневизейский подъярус характеризуется довольно равномерным содержанием песчано-алевритовых пород в разрезе (40-50 %). С северо-запада на юго-восток и от бортов к приосевой части грабена содержание их уменьшается до 10-15 % при одновременном увеличении общей карбонатности.

В разрезе нижневизейского подъяруса выделяются три (В-24 - В-26) горизонта песчано-алевритовых пород, которые нечетко прослеживаются по площади. Они часто содержат прослой глины и известняков, а в юго-восточной части региона замещаются глинисто-карбонатными породами. В целом песчано-глинистые горизонты характеризуются коллекторами IV и V классов, а на северо-западе региона - III-V (Прилукская, Великобубновская и другие площади).

В отличие от нижневизейских песчаники верхневизейского подъяруса распространены неравномерно, а содержание их значительно меньше. Так, в северо-западной части впадины они составляют в редких случаях 45 % разреза (в среднем не превышают 20 %), а в юго-восточной - всего 10-15 %.

В верхневизейской толще выделяются песчаные горизонты от В-14 до В-23. Более выдержаны средние горизонты (В-15 и В-19), которые часто делятся на верхний и нижний пропластками глины или известняков (Талалаевская, Артеховская, Гадичская и другие площади). Горизонт В-23 развит локально, а самый верхний (В-14) распространен только в южной краевой зоне на участке от Яровской до Богатойской площадей. В северной краевой зоне он не прослеживается, что связано, вероятно, с прецедруховским размывом. Породы-коллекторы описываемых горизонтов характеризуются низкими емкостными и фильтрационными свойствами. Несколько лучшими показателями обладают песчаники на северо-западе и юго-востоке впадины, где распространены коллекторы преимущественно III-V и IV-V классов. Это обусловлено вторичными преобразованиями на больших глубинах.

Глинистые отложения верхневизейского подъяруса, залегающие в низах разреза (XII<sub>2</sub> и XII горизонты), - локальный флюидоупор.

Породы-коллекторы серпуховского яруса представлены песчаниками преимущественно мелкозернистыми, кварцевыми и олигомиктовыми, изредка полимиктовыми. Цемент смешанный (глинистый, карбонатный, кварцевый регенерационный) в основном порового, контактово-порового и порово-базального типов. В целом серпуховские песчаники содержат значительно больше цемента и менее пористы, чем визейские.

Роль песчаных прослоев в разрезе яруса резко снижается по сравнению с визейскими образованиями. Несколько повышается песчанистость в северо-западной части впадины и прибортовых зонах (Ичнинская, Тванская, Щуровская, Калайдинцевская и другие площади). В приосевой и юго-восточной частях впадины песчанистость разреза не превышает 15 % (Бельская площадь). Однако в южной краевой зоне средней части впадины в разрезе яруса выделяются песчаные пласты (Н-1 - Н-9 и В-4 - В-13),

которые, как правило, невыдержаны по площади и замещаются карбонатно-глинистыми образованиями. На некоторых площадях эти пласты содержат промышленные скопления углеводородов (Богдановская, Качановская, Радченковская, Кременовская, Солоховская и др.).

В серпуховских отложениях распространены коллекторы II-V классов. Несколько лучшими коллекторскими свойствами обладают породы в прибортовых зонах, а также на отдельных площадях северо-запада. В приосевой части грабена физические свойства коллекторов невысокие: средняя пористость 10-12 %, проницаемость до 80  $\text{дм}^2$ . Глинистая толща серпуховского яруса, образованная в прибрежно-морских и отчасти лагунных условиях совместно с непроницаемыми породами верхневизейского подъяруса, образует региональный нефтегазоупор.

Среднекаменный этап нефтеносности включает отложения башкирского и московского ярусов. Башкирский ярус выдержан на значительной территории, однако песчаники и алевролиты часто замещаются другими породами, что связано с условиями образования.

В раннебашкирское время на всей территории региона накапливались мощные карбонатные пласты, сложенные в основном известняками. Наряду с карбонатными отлагались терригенные осадки, распространенные вдоль южной прибортовой зоны. В северо-западной части впадины также накапливались известняки с редкими прослоями глины. Морские условия изредка сменялись субконтинентальными, давшими начало прослоям угля и терригенным отложениям.

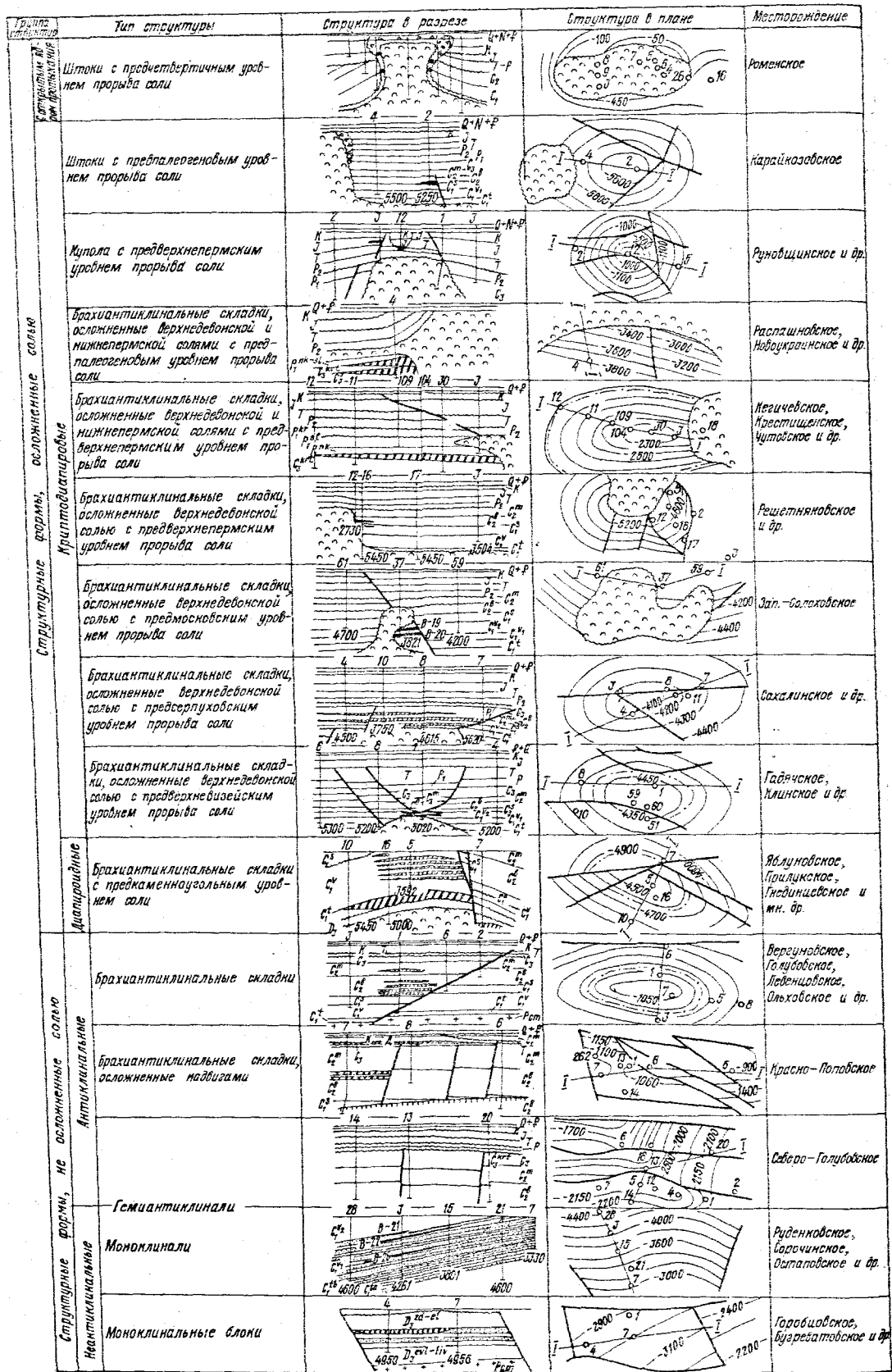
Содержание песчано-алевритовых пород на большей части впадины довольно низкое (до 20 % разреза). В прибортовых зонах песчанистость возрастает до 45 %. В северо-западной и средней частях впадины она уменьшается от бортов к приосевой части, где составляет 10-15 % разреза. Пласты песчано-алевритовых пород по мощности обычно не превышают 10 м, их пористость составляет 10-12 % при проницаемости не более 16  $\text{дм}^2$  (IV и V классы). Однако в средней и юго-восточной частях впадины, где преобладают коллекторы III и IV классов, мощность отдельных песчано-алевритовых пластов достигает 23-35 м.

В позднебашкирское время происходит значительное обмеление, что обусловило смену карбонатной седиментации терригенной. В северо-западной и средней частях впадины отлагались карбонатно-терригенные осадки лагун и прибрежного мелководья. В конце позднебашкирского времени на всей территории впадины накапливаются терригенные отложения, среди которых карбонатные прослои чрезвычайно редки. Содержание песчано-алевритовых пород в северо-западной части повышено до 70 %, а в юго-восточной - понижено до 10 %. Коллекторские свойства пород значительно изменяются; пористость достигает 28 %, проницаемость до 1000  $\text{дм}^2$ . Наиболее проницаемые песчаники приурочены к южной краевой части, где развиты коллекторы II-IV классов. Мощность отдельных пластов песчаников достигает 50 м и более. В северной зоне средней и юго-восточной частей впадины преобладают коллекторы IV класса (пористость до 15 %, проницаемость до 50  $\text{дм}^2$ ).

В московское время на территории впадины накапливаются преимущественно глинисто-песчаные толщи озер, лагун, болот и реке мелкого моря. В конце московского времени повсеместно устанавливается континентальный режим осадконакопления.

Для московского яруса характерно высокое содержание песчано-алевритовых пород (до 80 % разреза). Наибольшая песчанистость приурочена к южной краевой зоне северо-западной и средней частей впадины, наименьшая - к северной краевой зоне юго-восточной части впадины. Мощность отдельных пластов песчаников на северо-западе достигает 40, на юго-востоке - более 50 м.

Высокая песчанистость разреза, а также незначительные вторичные преобразования пород обусловили высокие физические свойства коллекторов. Пористость достигает 25-28 %, проницаемость - сотен фемтометров в квадрате (II и III, реже I и IV классы). Общее ухудшение коллекторских свойств отмечается с северо-запада на юго-восток впадины. В южной прибортовой зоне преобладают коллекторы II класса, в северо-



западной и средней частях - III класса, а на юго-востоке - IV и V классов, где отложения московского яруса подверглись вторичным преобразованиям. Здесь песчаники характеризуются регенерационным типом цементации, что обусловило их низкие физические свойства (пористость менее 8 %, проницаемость до 1  $\text{дм}^2$ ).

В толще пород московского яруса выделено семь продуктивных пластов (M-1 - M-7), из которых M-1 и M-2 наиболее выдержанны, а остальные развиты не повсеместно. Свита  $S_2^7$  сложена в основном глинами мощностью до 120 м. Она служит надежным флюидоупором.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский этап нефтегазоносности включает отложения верхнего карбона и нижней перми. В позднекаменноугольное время отмечается общее поднятие территории впадины, что привело к повсеместному накоплению пестроцветных песчано-глинистых толщ, содержащих редкие и маломощные прослои известняков. Песчано-глинистые пестроцветные образования представляют собой отложения континентальных фаций, а на юго-востоке - континентально-лагунных. Среди терригенных пород континентально-лагунных фаций широко развиты прослои глин, аргиллитов и известняков. Содержание песчаников и алевролитов в разрезе верхнего карбона довольно высокое (50-85 %). В северо-западной и средней частях впадины мощность отдельных песчаных пачек достигает 100 м и более. Общая песчаность уменьшается с северо-запада на юго-восток и от южной прибортовой зоны к северной. Условия осадкообразования обусловили высокие коллекторские свойства песчано-алевровитовых пород - их пористость достигает 30 %, проницаемость - более 100  $\text{дм}^2$ .

На северо-западе впадины преобладают песчаники с пористостью 15-25 % и проницаемостью 400-600  $\text{дм}^2$  (коллекторы II, реже I и III классов). На юго-востоке пористость составляет 10-20 %, проницаемость до 400  $\text{дм}^2$  (коллекторы III-V классов). В юго-восточной части впадины максимальное количество песчаных пластов приурочено к отложениям верхней части авиловской и нижней части араукаритовой свит.

Верхнекаменноугольные песчаники преимущественно серые и темно-серые, изредка коричневые и пестроцветные, плохо стортированные, различной зернистости и состава (от кварцевых до аркозовых и полимиктовых с полиминеральным цементом). В их составе обычно находятся обломки эффузивных пород, количество которых увеличивается к верхам разреза. В разрезе верхнего карбона выделяются 16 продуктивных горизонтов (K-I - K-6 и Г-3 - Г-13), к которым приурочены залежи углеводородов (Крестичинское, Качановское, Богдановское, Леяликовское и другие месторождения). Горизонты K-I - K-6 относятся к касимовскому, а горизонты Г-3 и Г-13 - к гмельскому ярусам.

Для залежей верхнего карбона надежным региональным флюидоупором в средней и юго-восточной частях впадины является нижнепермская соленосная толща. На северо-западе, где она не развита, эту роль выполняет глинистая пересажская толща. Зональным экраном в средней части впадины служат глины верхов араукаритовой свиты.

Нижнепермский комплекс представлен в полном объеме лишь в придонешной части впадины. К северо-западу мощность отложений уменьшается, а пласты соли и целые свиты постепенно выпадают из разреза. Песчаники и алевролиты образовались в континентальных, прибрежно-лагунных и прибрежно-морских условиях в периоды кратковременных активизаций тектонического режима на фоне общей регрессии бассейна. Известняки и доломиты (отчасти вторичные) являются осадками мелкого моря и лагун.

Кроме поровых коллекторов, развитых в меликовской и никитовской свитах, значительную роль играют карбонатные коллекторы трещинно-кавернозного типа, главным образом доломиты, распространенные на юго-востоке в никитовской и славянской свитах.

В разрезе меликовской свиты песчаники и алевролиты составляют 20-50 % разреза и содержат в юго-восточной части впадины коллекторы III-V классов. Основные запасы газа верхнекаменноугольно-нижнепермского нефтегазоносного комплекса связаны

Рис. 49. Типы структур Днепровско-донецкой нефтегазоносной провинции (составил В. В. Кравец)



ны с торской циклопачкой никитовской свиты (продуктивные пласты П-1 и П-2). Коллекторами являются здесь поровые песчаники и кавернозные трещиноватые доломиты с высокими физическими параметрами (П-III класс). К ним приурочены промышленные залежи на Гнединцевском, Лебяковском, Качановском и других месторождениях. В низах подбрянцевской пачки славянской свиты развиты карбонатные коллекторы IV-V классов, содержащие промышленные залежи на Кегичевском и Ефремовском месторождениях.

Региональным экраном для нижнепермских залежей является глинистая пересажская толща позднепермского возраста, распространенная на всей территории впадины. Лишь в прибортовых зонах и на крайнем юго-востоке ее качество ухудшается из-за уменьшения мощности или опесчанивания. Зональными экранами служат пласты каменной соли, развитые в юго-восточной и отчасти средней частях Днепровско-Донецкой впадины.

В верхнепермских и триасовых континентальных, преимущественно пестроцветных отложениях развиты песчаные коллекторы различных, нередко высоких классов. Верхнепермская песчаная корневая толща зачастую совместно с базальным карбонатно-песчаным горизонтом триаса составляют на значительной части территории впадины единый мощный пласт-коллектор, обладающий высокими свойствами (I-III классы на юго-востоке впадины). Содержатся здесь лишь единичные залежи газа (Рыбальское, Качановское месторождения), роль экрана для которых выполняет остальная часть серебрянской свиты, прежде всего горизонт красных глин, залегающий непосредственно на базальном.

Поровые коллекторы (в основном серые разнозернистые песчаники) развиты также в базальном горизонте юрского комплекса, где содержатся небольшие залежи газа (Солоховское и Сагайдакское месторождения). Они перекрыты мощными глинистыми и карбонатно-глинистыми отложениями юрского возраста.

#### Типы структур и формы нефтяных и газовых залежей

Днепровско-Донецкая впадина представляет собой типичный пример платформенной геоструктуры, в осадочном чехле которой развиты локальные поднятия, характерные для платформенных областей. Основной структурной формой, которая обуславливает формирование залежей в регионе, являются брахиантиклинальные складки как осложненные солью, так и бессолевые (рис. 49). Наиболее распространены брахиантиклинальные куполовидной формы (Лебяковская, Гнединцевская, Прилукская и многие др.), в меньшей мере - округло-эллиптической (Погарщинская, Качановская, Рыбальская, Котелевская и др.). Реже месторождения нефти и газа приурочены к узким вытянутым антиклиналям (Великобубновское, Новотроицкое и др.).

В целом для Днепровско-Донецкой впадины характерно большое разнообразие форм складок, с которыми связаны месторождения углеводородов. Часто складки разбиты дизъюнктивными нарушениями (Шебелинская, Качановская, Погарщинская, Рыбальская и многие другие), редко совсем лишены последних (Малодевицкая, Монастырщевская, Пролетарская, Потичанская и др.). Широко представлены пологие складки асимметричного строения (Рыбальская, Шебелинская, Зачепиловская и др.), но встречаются и симметричные (Пролетарская, Новоселовская и др.). Крылья таких складок наклонены под равными или близкими углами (3-6°).

Размеры брахиантиклинальных складок значительны: от 1,5 x 2,5 (Новоселовская, Лиманская) и до 12 x 30 км (Шебелинская). Значительно изменяются и их амплитуды. Так, если для Перещепинской, Пролетарской, Михайловской, Голубовской складок они составляют 40-60 м, Мелиховской, Западно-Крестинской и Ефремовской 500-650, то для Шебелинской складки амплитуда достигает 1200 м.

Кроме брахиантиклинальных складок, с которыми связано большинство установленных месторождений нефти и газа, залежи углеводородов приурочены к гемантиклиналям (Северо-Голубовское месторождение), моноклиналям (Руденковское, Горобцовское, Сорочинское месторождения) и соляным штокам (Роменское месторождение).

На больших глубинах, где нижние структурные комплексы осадочных пород (девонский, нижнекаменноугольный) непосредственно контактируют с расчлененным на блоки кристаллическим фундаментом и широко развиты разломы и несогласия, возникали благоприятные условия для образования ловушек, а также связанных с ними залежей. Такого типа структурные формы - моноклинальные блоки - продуктивны на Бутреватовском, Горобцовском, Руденковском и других месторождениях (рис. 50).

Судя по характеру и скоростям формирования пликативных форм и дизъюнктивных дислокаций, образование их происходило полигенно (под воздействием конседиментационных и постседиментационных процессов).

Постседиментационный тектоногенез проявился в предкаменноугольное, предпозднепермское, предмеловое и предпалеогеновое время на всей территории Днепровско-Донецкой впадины. Он обусловил существенные перестройки структурного плана региона, воздействуя на формирование локальных структурных форм и разрывов.

Конседиментационные явления отмечаются в образованиях франско-фаменского, каменноугольно-нижнепермского, верхнепермско-юрского, мелового и палеогенового возраста. Они сопровождались многочисленными перерывами в осадконакоплении (предвизейский, предпоздневизейский, предсерпуховский, предбашкирский, предмосковский, предраннепермский, предтриасовый, предъерский, предпозднемеловой и предпалеогеновый) и незначительными перестройками структурного плана.

Среди поднятий (более 300), изученных глубоким разведочным бурением, встречаются как постседиментационные, так и конседиментационные. Однако установить закономерность в приуроченности тех или других структурных форм к определенным тектоническим зонам региона невозможно. Можно лишь констатировать, что в юго-западной прибортовой зоне развиты в основном постседиментационные структурные фор-

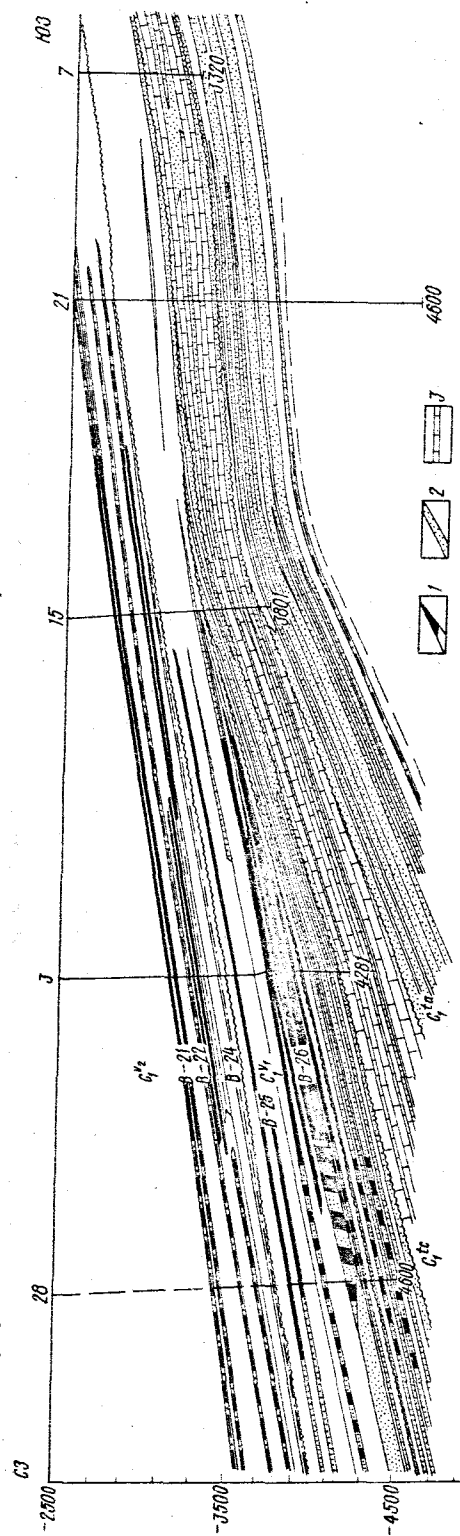


Рис. 50. Руденковское газонефтяное месторождение. Геологический профиль по линии скважин 28, 3, 15, 21, 7 (по М. И. Еману, В. А. Савченку, 1981): 1 - продуктивные горизонты; 2 - песчаники; 3 - известняки

мы (Зачепиловская, Кременовская, Пролетарская, Новоселовская, Николаевская, Левенцовская и многие другие), а в северо-восточной прибортовой и присоевой зонах впадины как постседиментационные, так и конседиментационные. На северной окраине Донбасса распространены бессольевые малоамплитудные брахиантиклинальные складки (Вергуновская, Ольховская, Кружиковская, Капитановская и многие другие), возникшие в процессе конседиментационного роста.

Многие локальные структуры в регионе образовались в результате соляного тектогенеза. При этом одним из основных структурообразующих факторов является наличие в разрезе палеозоя двух верхнедевонских и нижнепермских соляных толщ. Изучение структурных форм, осложненных солью, показывает [77, 78], что их возникновение в значительной степени предопределено пластичностью соленосных пород и способностью их к текучести под воздействием тектонических движений.

По степени проникновения соли в осадочные породы локальные структуры делятся на диапироидные, т.е. такие, в которых соль лишь приподнимает вышележащие девонские надсолевые или нижнекаменноугольные отложения, и криптодиапировые, прорывающие вышележащие отложения различных возрастных подразделений.

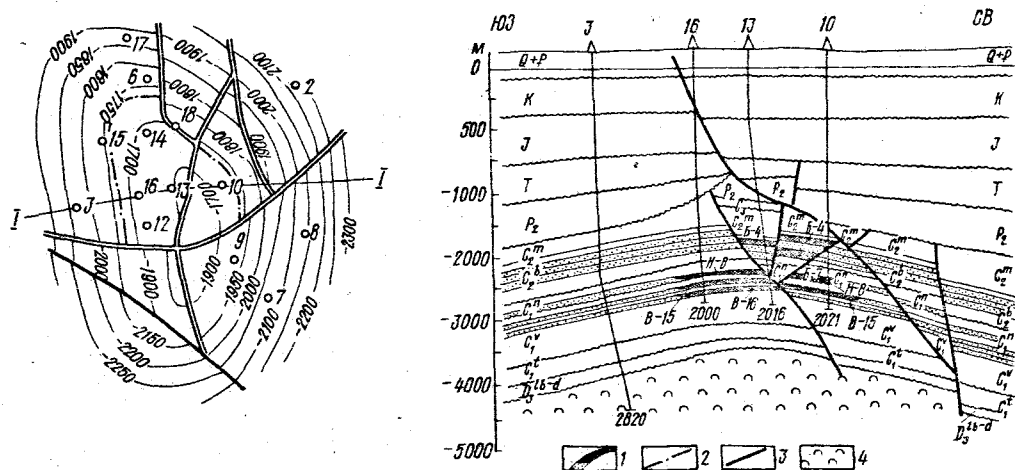


Рис. 51. Прилукское нефтяное месторождение. Структурная карта по кровле горизонта В-15 (визейский ярус). Поперечный геологический профиль по линии I-I (по В.А.Клепанину, 1963): 1 - нефтяные залежи; 2 - контур нефтеносности; 3 - разрывные нарушения; 4 - верхнедевонская соль

Криптодиапировые структуры в регионе представлены многообразием солянокупольных поднятий. По уровню прорыва солью осадочных образований выделяются структуры с предверхневизейским, предсерпуховским, предмосковским, предверхнепермским, предпалеогеновым и предчетвертичным положением соляных тел (см. рис. 49). Разнообразны структурные формы антиклинальных складок, с которыми связаны нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения Днепровско-Донецкой впадины. Важную роль в формировании залежей углеводородов играли дизъюнктивные нарушения. На многих месторождениях совершенно очевидна роль разрывной тектоники в миграции и перераспределении нефти, газа и газоконденсата по отдельным блокам структур (Погаршинское, Качановское, Рыбальское, Бугреватовское, Яблунское, Богдановское, Прилукское и другие месторождения) (рис. 51).

Большинство локальных структур в разной степени осложнены разрывными нарушениями. Последние приурочены к сводовым и присводовым частям складок, к периферии поднятий их количество значительно сокращается. Основная роль в образовании разрывов принадлежит соляной тектонике. Растягивающие усилия пород надсолевого комплекса под влиянием вертикально направленного тектонического фактора разрешались разрывами, которые вызвали грабенообразное проседание сводовых и присводовых частей складок. Тектонические подвижки по сбросам происходили как в этап

конседиментационного формирования складки, так и в постседиментационные периоды, связанные с проявлением крупных тектонических фаз (Шебелинская, Погаршинская, Качановская, Рыбальская и другие структуры). Такой характер формирования разрывов на локальных структурах, осложненных солью, обусловил не только особенности строения брахиантиклинальных и куполовидных структур, но и отразился на их нефтегазонасыщенности.

Большая часть залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины приурочена к структурным формам (брахиантиклинальные складки), осложненным солью и относящимся к диапироидному типу.

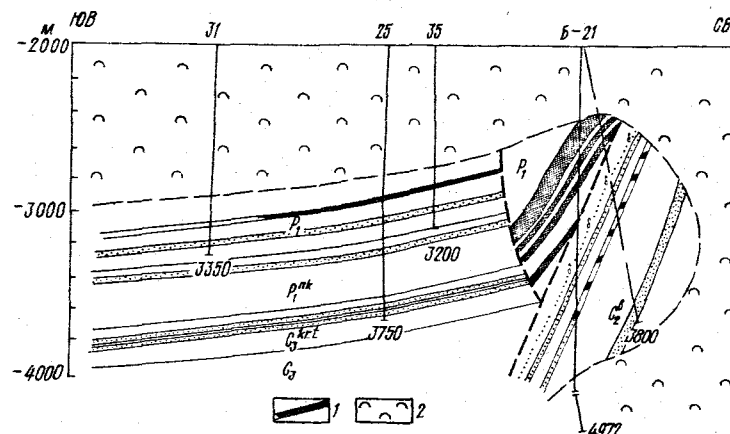


Рис. 52. Чутовское газовое месторождение. Геологический профиль по линии скв. 31, 25, 35, 6-21 (по В.А.Лещенко, Г.А.Веляда, 1981): 1 - продуктивные горизонты; 2 - соленосная толща

Под термином залежь понимается естественное скопление углеводородов (нефть, газ, газоконденсат), содержащееся в пористых, порово-трещинных или кавернозных породах-коллекторах и находящееся в единых гидродинамических условиях.

В природных резервуарах нефти и газ образуют скопления в наиболее благоприятных участках - ловушках. Форма скопления (залежи) и ее размеры определяются формой и размерами самой ловушки, являющейся частью природного резервуара и обладающей способностью улавливать и аккумулировать нефть и газ. В связи с этим классификация залежей в определенной мере является и классификацией ловушек.

Залежи нефти, газа и газоконденсата Днепровско-Донецкой впадины характеризуются большим разнообразием. Они отличаются друг от друга как по форме ограничения и строения резервуаров, так и по условиям, способствующим образованию ловушек - вмещающих флюидов, соотношением в них подвижных компонентов - нефти, газа, воды и др. (рис. 52). В существующих классификациях [14, 66, 163] генетическая сторона выражается в подразделении ловушек по основным факторам, обусловившим их образование: структурному, стратиграфическому и литологическому.

Применительно к Днепровско-Донецкой нефтегазосной провинции по условиям образования ловушек среди структурных, стратиграфических и литологических могут быть выделены следующие группы и подгруппы залежей.

#### Структурные залежи

##### Группа пластовых залежей

1. Пластовые сводовые залежи полного контура:
  - а) пластовые сводовые ненарушенные
  - б) пластовые сводовые нарушенные
2. Пластовые сводовые частично ограниченные залежи:
  - а) пластовые сводовые тектонически ограниченные

- б) пластовые сводовые литологически ограниченные
- в) пластовые сводовые стратиграфически ограниченные
- г) пластовые сводовые тектонически и стратиграфически ограниченные

3. Пластовые тектонически экранированные залежи:

- а) пластовые тектонически экранированные, литологически ограниченные
- б) пластовые тектонически экранированные, стратиграфически ограниченные
- в) пластовые, экранированные соляным телом.

Группа массивных залежей:

- а) массивные сводовые залежи
- б) массивные тектонически экранированные залежи

Группа массивно-пластовых залежей:

- а) массивно-пластовые сводовые ненарушенные
- б) массивно-пластовые сводовые нарушенные
- в) массивно-пластовые сводовые тектонически экранированные
- г) массивно-пластовые сводовые, экранированные соляным телом
- д) массивно-пластовые, экранированные соляным телом и тектонически ограниченные
- е) массивно-пластовые сводовые, экранированные соляным телом и литологически ограниченные
- ж) массивно-пластовые сводовые, стратиграфически экранированные.

Стратиграфические залежи

Группа пластовых залежей:

- а) пластовые стратиграфически экранированные
- б) пластовые стратиграфически экранированные, тектонически ограниченные
- в) пластовые стратиграфически экранированные, литологически ограниченные

Литологические залежи

Группа пластовых залежей:

- а) пластовые литологического выклинивания
- б) пластовые литологически экранированные, тектонически ограниченные
- в) пластовые литологически экранированные, стратиграфически ограниченные.

Группа неправильных залежей:

- а) гнездообразные залежи

Исходя из условий образования ловушек, предложенную классификацию можно считать генетической, а по форме природных резервуаров, определяющих характер залежей, — морфологической.

По строению природных резервуаров и характеру ограничений залежи нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины отличаются большим разнообразием. В этом плане особо важное значение при поисково-разведочном бурении приобретает знание морфологических форм скоплений углеводородов, известных в регионе (рис.53). Среди основных типов залежей здесь выделяются пластовые сводовые, массивные и массивно-пластовые. К группе неправильных залежей отнесены гнездообразные скопления нефти, встреченные в брекчии кедрока Роменского соляного штока.

**Пластовые залежи.** В структурных, стратиграфических и литологических ловушках преобладают пластовые залежи, которые составляют около 90 % общего количества (более чем 750) скоплений нефти, газа и газоконденсата, установленных и разведанных в настоящее время.

Среди этих залежей выделяются пластовые сводовые (полного контура и ограниченные), пластовые (тектонически, стратиграфически и литологически) экранированные и пластовые (тектонически экранированные и литологически ограниченные), приуроченные к моноклиналам.

**Пластовые сводовые залежи** заключены в резервуарах пластового характера с изгибом в форме свода проницаемых горизонтов. Вода, подни-

Группа	Подгруппа	Залежь в разрезе	Залежь в плане	Месторождения
Пластовые сводовые	Ненарушенные			Гоголевское, Монастырищенское, Новотроицкое, Пролетарское и др.
	Тектонически нарушенные			Чичевское, Рыбальское, Качановское и др.
	Тектонически экранированные			Погаринское, Качановское, Солоховское, Рыбальское и др.
	Стратиграфически экранированные, тектонически ограниченные			Рабоченковское, Богдановское и др.
	Экранированные соляным штоком			Верхнеланноевское и др.
	Литологически ограниченные			Рыбальское, Богдановское и др.
Пластовые	Тектонически экранированные			Рыбальское, Кремениновское, Михайловское и др.
	Стратиграфически экранированные			Новогригорьевское и др.
	Литологически экранированные			Зачепиловское, Рабоченковское и др.
	Литологически ограниченные			Рыбальское, Богдановское и др.
	Экранированные соляным телом			Машевское и др.
Массивно-пластовые	Свободные ненарушенные			Леляковское и др.
	Свободные тектонически нарушенные			Погаринское, Шебелинское и др.
	Свободные экранированные соляным телом			Кегичевское и др.
	Свободные экранированные соляным телом и тектонически нарушенные			Мелиховское, Ефремовское и др.
	Свободные экранированные соляным телом и литологически ограниченные			Зап. Сосновское и др.
	Тектонически экранированные			Спибиковское
	Свободные стратиграфически экранированные			Гнединцевское
	Экранированные соляным штоком и тектоническим нарушением			Распашновское, Новодураинское и др.
Неправильные	Гнездообразные			Роменское

Рис.53. Формы залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой нефтегазодносной провинции (составил В.В.Кравец)

рающая скопления нефти и газа, замыкает их в пласте (месторождения Солоховское, залежи В-16 - В-23; Гоголевское, залежь Н-5; Новотроицкое, залежь Т-1 и др.). Контакты нефть - вода, газ - вода или газ - нефть - вода в большинстве случаев пред-

ставляют горизонтальную плоскость и только в отдельных слабовыраженных поднятиях наблюдается наклон водонептяного раздела (месторождения Левенцовское, залежь Н-4; Пролетарское, залежь М-7; Новоселовское, залежь В-7). Для них характерны законтурные воды. Однако встречаются и такие, которые подпираются подошвенной водой (месторождения Пролетарское, залежи М-7, Б-12; Бельское, залежь  $J_2^{БС}$ ; Рыбальское, залежи  $J_2^{БС}$ , Тпк; Перещепинское, залежи Б-5, Б-12 и др.). Многие из этих залежей имеют упруго-водонапорный режим, иногда газопругий и водонапорный.

По фазовому состоянию углеводородов пластовые сводовые залежи представлены нефтяными, нефтегазовыми, газовыми, газоконденсатными и нефтегазоконденсатными скоплениями. Высота сводовых залежей изменяется от 5 (Перещепинское месторождение, залежь Б-10) до 300 м (Солоховское месторождение, залежь В-23).

Среди ненарушенных пластовых сводовых залежей полного контура наиболее характерны залежи Н-8, В-15 - В-20 Молодевичьего, В-26 Монастырищенского, Б-12 Перещепинского, Н-5 Гоголевского месторождений; тектонически нарушенных - залежь Н-5 Чижевского месторождения; тектонически экранированных - залежи Г-11, Г-12, К-1 Погарщинского, В-14, В-15 Бельского, В-23 Солоховского месторождений; стратиграфически экранированных и тектонически ограниченных - залежи Н-5 Радченковского, А-2 Богдановского месторождений; экранированных соляным штоком залежь Г-8 Верхнеланновского месторождения; литологически ограниченных - залежь  $P_2$  Рыбальского месторождения.

Пластовые экранированные залежи наиболее распространены. Их насчитывается 385, или 50 % общего количества скоплений углеводородов, установленных и разведанных в регионе. Они наиболее полно представлены в нижнекаменноугольном продуктивном комплексе.

Характерная особенность этих залежей - ограничение скоплений углеводородов в кровле и подошве пласта. Кроме того, экранами, препятствующими передвижению флюидов, служат поверхности разрывных тектонических нарушений и стратиграфических несогласий, литологическое выклинивание пород, а также соляные тела (Решетняковское, Машевское и другие месторождения).

Основная часть локальных структур осложнена разрывными нарушениями и разбита на блоки, вследствие чего в регионе наиболее развиты тектонически экранированные залежи, например, нефтегазовая залежь горизонта В-15 Рыбальского месторождения. Общая мощность горизонта 8-15, эффективная - 6-9,4 м. Залежь приурочена к приподнятому блоку юго-восточной периклинали структуры. Ее площадь 13,9 км<sup>2</sup>, высота 264 м. С северо-запада она экранируется сбросом амплитудой 400, с юго-востока 25 м. Режим залежи упруго-водонапорный.

Также тектонически экранированные залежи встречаются на Качановском (Г-10), Чижевском (В-17), Рыбальском (В-14 - В-16, В-18, В-20), Погарщинском (В-4), Новогригорьевском (Б-1, Н-4, В-13) и многих других месторождениях.

Типичный пример пластовых стратиграфически экранированных скоплений углеводородов - нефтяная залежь Н-5 в отложениях серпуховского яруса на Радченковском месторождении, которая приурочена к горизонту мощностью 5-24 м, сложенному песчаниками и алевролитами. В кровле этого пласта залежь экранируется поверхностью предверхнепермского несогласия, с северо-востока ограничивается разрывом, а с юго-запада подпирается краевой водой. Высота залежи 53 м. Ее режим упруго-водонапорный.

Залежи такого типа установлены на Богдановском (М-5), Новогригорьевском (М-4), Николаевском (Т-2) и других месторождениях.

Характерная литологически экранированная залежь - залежь В-25 Зачепиловского месторождения в линзе песчано-алевролитовых пород нижневизейского яруса эффективной мощностью 1,8 м. Контур ее литологический, площадь 0,438 км<sup>2</sup>, режим газопругий.

Пластовые литологически экранированные залежи наблюдаются на Перещепинском (Н-2, Н-4, Н-6), Радченковском (В-14), Пролетарском, Восточно-Новоселовском и других месторождениях.

Среди пластовых залежей, экранированных соляным телом, типична газовая залежь Г-8 Верхнеланновского месторождения, где скопление газа приурочено к песчано-алевролитовому горизонту мощностью 25-40 м. Она находится на юго-восточной периклинали структуры и занимает площадь 7,2 км<sup>2</sup>. Высота залежи 145 м. Значительная часть свода в северо-западной периклинали складки срезана соляным штоком с предверхнепермским уровнем прорыва соли. С северо-запада залежь экранируется соляным телом, с юго-востока подпирается краевой водой. Режим ее упруго-водонапорный. Подобные залежи обнаружены на Машевском (Г-10, Г-12, Г-13) и Верхнеланновском (Г-10, Г-12) месторождениях.

Кроме приведенных типичных примеров пластовых экранированных залежей в регионе наблюдаются скопления нефти, газа и газоконденсата, в формировании которых экранирующая роль принадлежит одновременно нескольким факторам - тектоническому, литологическому и стратиграфическому (см. рис.52).

**М а с с и в н ы е з а л е ж и .** Залежи нефти и газа этого типа приурочены к массивным резервуарам, которые представляют собой мощную толщу однородных проницаемых пород различных стратиграфических комплексов, в кровле перекрытую плохо проницаемыми породами. Они формировались преимущественно в результате вертикальной миграции углеводородов и установлены на небольшом количестве месторождений. Это Рыбальское нефтегазоконденсатное месторождение, где породы верхней перми (корневская свита) и нижнего триаса (серебрянская свита) образуют единый массивный резервуар мощностью до 300 м, в строении которого принимают участие глины, мелко- и среднезернистые песчаники, известняки и алевролиты. Газоконденсатная залежь ( $T_{ПК}$ ) высотой 85 м и площадью 15,6 км<sup>2</sup> распространяется на всю сводовую и присводовую части структуры. В юго-восточной периклинали она нарушена разрывом амплитудой 100 м. Покрышкой для скопления углеводородов служат глины мощностью 110-160 м. Контакт газ - вода для основной части залежи находится на отметке 1467, в юго-восточном приподнятом блоке - на отметке 1409 м.

Массивные залежи, подобные описанной, наблюдаются на Качановском, Радченковском (газовая залежь  $T_{ПК} - P_2$ ) и других месторождениях.

**М а с с и в н о - п л а с т о в ы е з а л е ж и** широко распространены в регионе и установлены на месторождениях зоны грабена (от Гнединцевского и Леляковского на северо-западе до Западно-Крестинского, Ефремовского и Шебелинского на юго-востоке). В настоящее время на их долю приходится основная часть балансовых запасов нефти, газа и газоконденсата. Площадь таких залежей измеряется десятками (Гнединцевская 17,7, Леляковская - 34 км<sup>2</sup>) и сотнями (Шебелинская 232 км<sup>2</sup>) квадратных километров. Они представляют собой группу пластовых залежей, разграниченных глинистыми прослоями небольшой мощности, ограниченных в кровле слабопроницаемыми породами-покрышками. Пластовые резервуары, сообщаясь посредством зон трещиноватости, образуют гидродинамическую систему с единым уровнем нефть - вода или газ - вода для всех продуктивных пластов.

Количество продуктивных пластов, входящих в состав массивно-пластовых залежей, значительно изменяется. Так, на Леляковском месторождении их два (А-2, Г-13), на Гнединцевском - пять (А-2, Г-13, К-3 - К-5), на Погарщинском - восемь (В-16 - В-22), на Мелиховском - девять ( $C_3^{3+KTT}$ ), на Шебелинском - десять ( $C_3^{3+KTT} - P_7^{ник}$ ), на Западно-Крестинском - 13 ( $C_3^{3+KTT}$ ). На Яблунновском газоконденсатном месторождении отмечаются две самостоятельные массивно-пластовые залежи. Одна, состоящая из четырех пластов (В-17 - В-20), - в верхневизейских отложениях, другая - из двух пластов (Т-1, Т-2) - в турнейских.

По фазовому состоянию углеводородов среди массивно-пластовых залежей установлены нефтяные (Леляковское, Гнединцевское месторождения, залежи в  $C_3 - P_1$ ), нефтяные с газовой шапкой (Качановское, в  $C_1^1$ ), газовые с нефтяной оторочкой (Погарщинское, в  $C_1^2$ ), газовые (Шебелинское, в  $C_3 - P_1$ ; Западно-Крестинское, в  $C_3$ ; Ефремовское, в  $C_3 - P_1$ ); газоконденсатные (Мелиховское, в  $C_3$  и др.).

Примером массивно-пластовой залежи является скопление нефти на Гнединцевском



нефтегазовом месторождении, где промышленно нефтеносны отложения верхнего карбона и нижней перми. Она представлена пятью нефтеносными горизонтами (А-2, Г-13, К-3 - К-5), разобранными пачками и прослоями глин мощностью 5-10 м. Своеобразие этой залежи в ее форме полумесяца, которая обусловлена тем, что три верхних песчано-алевролитовых горизонта в сводовой части и на юго-западном крыле структуры в значительной мере уничтожены предподнеперским региональным размывом. Мощность этих горизонтов постепенно возрастает от свода складки в северо-восточном направлении - 0-38 м (горизонт А-2), 0-27 (горизонт Г-13) и 0-37 м (горизонт К-3), эффективная мощность равна соответственно 10,2, 11,4 и 15,5 м. Каждый из этих продуктивных горизонтов с севера и востока подпирается контурными водами. Высота залежей нефти составляет 48,5, 71,5 и 70,5 м соответственно. Ловушки, содержащие скопление нефти, относятся к стратиграфическому типу (стратиграфическое несогласие между отложениями нижней и верхней перми).

Два нижних продуктивных горизонта (К-4, К-5) мощностью 13-18 и 11-34 м представляют собой типичные сводовые резервуары. Здесь залежи нефти подпираются контурными и подошвенными водами. Высота залежи К-4 - 51,5, а К-5 - 30,5 м.

Таким образом, продуктивные горизонты Гнединцевского месторождения независимы, но вместе с тем наличие для всех единого контакта нефть - вода (абсолютная отметка - 1623,5 м) позволяет отнести залежь к массивно-пластовому типу. По характеру ограничения ее следует считать стратиграфически экранированной.

**Н е п р а в и л ь н ы е з а л е ж и.** Классический пример этой группы залежей - нефтяные гнездообразные скопления Роменского месторождения, приуроченного к Роменскому соляному куполу. Девонский соляной шток прорывает всю толщу вышележащих (каменноугольных, пермских, триасовых, юрских, меловых, палеогеновых) пород и почти достигает дневной поверхности. В плане он имеет форму эллипса размером 6 x 2 км, высота его превышает 3500 м (скв. 35-р) (рис. 53). Повсеместно соляной шток перекрыт толщей раздробленных аргиллитов, известняков, ангидритов, гипсов, диабазов и продуктов их разрушения. Мощность брекчи в верхней части купола достигает 450 м, а в областях стенок, обволакивающих соляной шток, - несколько десятков метров. Нефтяные гнездообразные залежи связаны с кавернозными породами брекчи кепрока, покрывающей стенки штока. Они представляют собой мелкие скопления нефти в литологических ловушках, расположенных на уровне пермских, юрских, меловых и палеогеновых отложений.

Таким образом, различная генетическая сущность структур-ловушек, характер разломной тектоники, большой вертикальный диапазон региональной нефтегазоносности, чередование в разрезе мощных песчано-алевролитовых горизонтов и слабопроницаемых пород обусловили значительное разнообразие форм нефтяных и газовых залежей в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции.

#### Перспективы поисков нефтяных и газовых месторождений

В перспективе нефтегазоносность региона связывается с глубокозалегающими горизонтами девона, карбона и нижней перми. Намечившаяся в 70-х годах тенденция к увеличению прироста запасов углеводородов в результате разведки глубокозалегающих горизонтов (более 4500 м) сохранится и в дальнейшем.

Основным объектом поисково-разведочных работ является нижнекаменноугольный нефтегазоносный комплекс. Перспективы нефтегазоносности нижнекаменноугольного комплекса остаются высокими, что вытекает из незначительной степени реализации его потенциальных ресурсов (особенно турнейско-нижневизейской толщи), широкой площади развития перспективных земель (более 60 тыс. км<sup>2</sup>), большого разнообразия ловушек, контролирующих скопления углеводородов, и других факторов.

При составлении карты перспектив нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины [58] учитывались все основные факторы, способствующие нефтегазоаккумуляции и

сохранению залежей от разрушения, а также результаты поисково-разведочных работ в регионе. Карта базируется на серии аналогичных карт по отдельным нефтегазоносным и перспективным комплексам: девоноскому, турнейско-нижневизейскому, верхневизейскому, серпуховскому, среднекаменноугольному и верхнекаменноугольно-нижнепермскому. Анализ геолого-геофизических данных по каждому комплексу позволил определить степень перспективности земель, выделить зоны возможного развития в каждом комплексе ловушек, не связанных с перегибами проницаемых горизонтов, а также локальных поднятий, могущих служить объектами поисково-разведочных работ на нефть и газ.

На начало 1983 г. количество объектов, перспективных для постановки поисково-разведочных работ на тот или иной комплекс, превышало 300. На 100 из них уже ведется глубокое разведочное бурение. Кроме того, нами выделено несколько прогнозных поднятий на основе изучения размещения соляных штоков в юго-восточной части региона. Эти поднятия после подтверждения сейсморазведочными исследованиями могут стать самостоятельными объектами поиска углеводородных залежей в верхнекаменноугольно-нижнепермском и среднекаменноугольном нефтегазоносных комплексах.

Перспективные земли для поисков углеводородных залежей в отложениях девона ограничиваются территорией Днепровского грабена. Приосевая зона крайней северо-западной части региона и южная краевая зона по результатам бурения многочисленных скважин отнесены к бесперспективным. Северная краевая зона, находящаяся на продолжении Речинко-Шатиловской зоны Припятского прогиба, считается перспективной. Здесь получены притоки нефтяных углеводородов на Ядутовской, Кинашевской и других площадях. Отметим, что вулканогенные образования, развитые в этой зоне, представлены преимущественно эффузивно-пирокластическими породами, которые по коллекторским особенностям могут быть вмещающими нефтяных углеводородов.

Средняя и юго-восточная части Днепровского грабена, где поверхность девона находится на глубинах более 7000 м, отнесены по девонским образованиям к категории с невыясненными перспективами.

Основными направлениями работ по подсоловому перспективному комплексу девона будут поиски залежей нефтяных углеводородов в ловушках, связанных с выклиниванием проницаемых горизонтов на склонах выступов фундамента: Плисковско-Лысогорского, Липоводолинского, Гадычского, Зеньковского, Колонтаевского и др.; экранированием в приразломных зонах и в приподнятых блоках кристаллического основания: Шужинковский, Николаевский, Радянский, Богодуховский и другие приразломные выступы, Переволочинский, Леляковский и другие блоки; ловушками литологического типа, связанными с фациальным замещением соленосных пород франа карбонатными в краевых частях солеродного бассейна: район Самаринско-Волчанского выступа.

По межсоловому комплексу девона к перспективным территориям отнесена северная краевая зона и средняя часть приосевой зоны, где развиты образования фаненской соленосной толщи, могущие быть надежным экраном для залежей в задонско-елецких отложениях.

Основными направлениями работ на этот комплекс следует считать поиски залежей углеводородов на локальных поднятиях, обрамляющих прибортоновые впадины в северной краевой зоне: Холмскую, Красиловскую, Дмитриевскую, Роменскую, Синевскую, Валковскую и Шевченковскую, а также Ичнянскую и Ждановскую впадины - в приосевой зоне; на моноклиналях, обрамляющих Сребнянскую депрессию, а также южный борт Полтавской депрессии (Горобоцовско-Руденковская зона); в биогермных постройках, связанных с задонской карбонатной толщей и развитых на участках в зоне северного краевого разлома, а также, возможно, на склонах крупных эффузивных выступов (типа Новотроицкого); в вулканогенных постройках, сложенных эффузивно-пирокластическими образованиями и развитыми в северной краевой зоне между Седневской и Холмской, а также между Дмитриевской и Роменской впадинами.

Вся юго-восточная часть региона считается территорией с невыясненными перспективами по девону вследствие большой глубины залегания.

Перспективы нефтегазоносности нижнекаменноугольных отложений на современном

этапе оцениваются наиболее высоко. Для них характерна наибольшая насыщенность углеводородами, выдержанность состава и мощности отложений, удовлетворительные коллекторские свойства проницаемых горизонтов, надежность литологического и тектонического экранирования продуктивных пластов.

Повышенные концентрации прогнозных запасов приурочены к центральным (протнутым) частям крупных депрессий [58], а постоянно уточняющиеся закономерности в размещении локальных поднятий, ареалов распространения основных нефтегазосных горизонтов и зон их выклинивания требуют перманентного уточнения направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ.

По наличию региональных экранирующих толщ в разрезе нижнего карбона выделяются турнейско-нижневизейский и верхневизейско-серпуховский нефтегазосные комплексы, образующие единый стратиграфический уровень нефтегазосности. Отличие в условиях залегания (структуре) различных горизонтов нижнего карбона незначительны, поэтому для них следует рекомендовать одинаковые направления поисково-разведочных работ, учитывая при этом распространение отложений и литологические особенности исследуемых толщ.

Практика поисково-разведочных работ и литологические исследования нефтегазовых пород показали, что нижнекаменноугольные отложения продуктивны и перспективны для поисков новых залежей нефти и газа на всей территории Днепровского грабена - от Донбасса до района Ичнянской впадины. Наибольшей выдержанностью мощностей и вещественного состава литологических горизонтов отличается верхняя половина верхневизейского подъяруса, в связи с чем перспективная территория для поисков залежей в этих отложениях наиболее широка и захватывает, кроме грабена, прилегающую к нему часть северного борта впадины.

Нижняя половина визейского яруса (горизонты В-16 - В-26) литологически менее выражена. В этой части разреза на Белоусовской, Волошковской и Сорочинской моноклиналях коллектирующие горизонты замещаются плотными глинисто-алевролитовыми разностями пород, играющими роль литологических экранов. Это способствовало образованию ловушек заливообразного типа, с которыми связаны залежи нефтяных углеводородов, размещающиеся на внутренних моноклиналях (бортах) Сребненского прогиба. Такие же условия предполагаются на бортах других прогибов, а также на погружениях (склонах) крупных валообразных поднятий и в приразломных частях Днепровского грабена.

Исходя из изложенного, для горизонтов нижнего карбона сохраняются существующие основные направления поисков залежей: на локальных поднятиях и моноклиналях. Как первое, так и второе направление на современном этапе работ территориально связывается с обрамлениями прибортовых и приосевых впадин фундамента (Дмитриевской, Роменской, Синевской, Валковской, Шевченковской, Ждановской и др.), где развиты погребенные соляные поднятия с их склонами (Сребнянская, Полтавская и другие впадины) и где существовали условия для формирования ловушек литологического типа.

Полтавско-Ефремовская депрессия из-за большой глубины залегания нижнекаменноугольных отложений отнесена к землям с невыясненными перспективами.

В среднекаменноугольном нефтегазосном комплексе высокоперспективных земель для поисков новых залежей углеводородов не выделяется, хотя 38 открытых месторождений (из них девять на северной окраине Донбасса) дают основание считать эти отложения перспективными. Предполагается их комплексное изучение с нижнекаменноугольными.

Среднекаменноугольные отложения формировались в регрессивную стадию развития седиментационного бассейна, благодаря чему все проницаемые горизонты выходят под региональный верхнепермский экран. Поэтому поиски литологически ограниченных залежей в разрезе среднекаменноугольного комплекса малоперспективны и могут осуществляться одновременно с изучением зон выклинивания образований позднекаменноугольного и раннепермского возраста.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский нефтегазосный комплекс содержит основную часть разведанных в провинции запасов нефти и газа, сконцентрированных на 26 поднятиях. Одной из основных особенностей нефтегазосного комплекса, которая возводилась в ранг закономерности [26], является зональность в распределении залежей по площади региона: нефтяных на северо-западе и газовых на юго-востоке. В последние годы благодаря открытию газовых и газоконденсатных скоплений на Леляковском, Богдановском и других месторождениях эта закономерность нарушилась: можно с определенной долей условности выделять только газосносный район на юго-востоке и газонефтяной на северо-западе впадины.

Вторая особенность нефтегазосного комплекса - широкое развитие массивно-пластовых залежей: нефтяных на Леляковском, Гнединцевском, Югаринском и газовых на Медведовском, Мелиховском, Западно-Ефремовском, Западно-Крестиченском, Шебелинском, Кагичевском и других месторождениях. Это обусловлено как наличием большого количества пластов высококачественных коллекторов порового типа, так и широким развитием трещиноватых пород, особенно в юго-восточной части региона. В средней части впадины, где наблюдается четко выраженное переслаивание разнотипных пород, развиты отдельные пластовые залежи, входящие в единую "елку" нефтегазового месторождения (Качановское месторождение).

Третья особенность нефтегазосного комплекса заключается в том, что как на юго-востоке, так и на северо-западе региона залежи нефти и газа контролируются региональной пермской крышкой, состоящей из хемогенной (бахмутской) толщи нижней перми и глинистой (пересажской) толщи верхней перми. На Качановском месторождении залежи нефти и конденсата не контролируются пермским флюидоупором и не входят в единую нижнепермско-верхнекаменноугольную гидродинамическую систему (природный резервуар), а контролируются локальными крышками. На Мирлобовском месторождении, где пермская крышка имеет также слабые экранирующие способности, газовая залежь в верхнем карбоне ограничена локальной крышкой.

Четвертой особенностью комплекса является то, что коллекторами в нем, помимо песчано-алевритовых пачек верхнего карбона и нижней перми, служат также трещиноватые и кавернозные пачки сульфатно-карбонатных пород хемогенной толщи нижней перми. В результате в периферийных частях развития хемогенной толщи сформировались такие месторождения, как Леляковское и Гнединцевское, а в центральных - тектоклазовые залежи Кагичевского и других месторождений [31].

Пятой отличительной особенностью нефтегазосного комплекса является чрезвычайная бедность пород органическими остатками, вследствие чего потенциальных возможностей для нефте- и газообразования в них нет. Это требует допущения, что все месторождения верхнего карбона и нижней перми вторичны и сформировались в результате вертикальной миграции углеводородов. Отмеченная пятая особенность, с позиций органического синтеза углеводородов, является отрицательным показателем прогноза нефтегазосности. Все остальные критерии как регионального, так и локального прогноза положительны, а наличие значительных разведанных запасов углеводородов позволяет оценивать этот комплекс на большей части территории Днепровского грабена (в границах развития нижнепермской хемогенной крышки) как высокоперспективный.

## Г Л А В А VI ПРИЧЕРНОМОРСКО-КРЫМСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ

Причерноморско-Крымская нефтегазоносная провинция административно находится в Крымской, Одесской, Николаевской, Херсонской и Запорожской областях Украинской ССР и охватывает Западное и Северное Причерноморье, Крымский п-ов, северо-западный и прикерченский шельфы Черного и акваторию Азовского моря, занимая площадь примерно 130 тыс. км<sup>2</sup>.

В геотектоническом отношении в провинции выделяются южный склон Восточно-Европейской платформы, Скифская плита и пограничные элементы складчатых сооружений Добруджи и Крыма.

К настоящему времени в провинции открыто 32 месторождения, среди которых 16 газовых, шесть газоконденсатных и 10 нефтяных. Почти все они находятся на Скифской плите и связаны с отложениями мела, палеоцена, олигоцена и миоцена. Основными районами их концентрации являются Северо-Крымский и Индольский прогибы и частично Азовский вал.

### Литолого-стратиграфический очерк

В геологическом строении Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции принимают участие образования докембрия, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Докембрийские образования (архей-среднепротерозойские) вскрыты скважинами на северном борту Северо-Крымского прогиба и в западном Причерноморье. Они образуют южный склон Украинского щита - Южно-Украинскую моноклиналию. Породы залегают на значительных глубинах и перекрыты толщей мезозой-кайнозойских (Центральное Причерноморье) и палеозой-кайнозойских (Западное Причерноморье) отложений.

В Северном Причерноморье на разбуренных площадях (Новоалексеевка, Бердянская, Сокологорная, Акимовка и др.) докембрий представлен серыми и розовыми среднезернистыми, реже порфировидными гранитами и метаморфическими сланцами [97]. Абсолютный возраст пироксен-биотитового сланца скв. 3-Каховская (гл. 1266-1275 м) составляет 2500 млн. лет, что отвечает позднему архею.

Описание породы сопоставляется с аналогичными образованиями конско-верховцевской серии, слагающими Приднепровский архейский массив.

В Западном Причерноморье в междуречье Днестра - Прута докембрийский фундамент вскрыт на разной глубине: скв. 19-Ферапонтьевская - 211 м, скв. 110-Яргара - 2156, скв. 3-Ореховская - 2819, скв. 4-Суворовская - 3332 м [133]. Это мигматиты, катаклазированные плагиограниты и пироксен-плагиоклазовые гнейсы, условно относимые к архей-среднепротерозойскому возрасту.

Верхнепротерозойские образования в Крыму вскрыты единичными скважинами на Симферопольском и Новоцаршицком выступах Равнинного Крыма, а также на поднятии Голицына в акватории Черного моря. Это сильно дислоцированные зеленые сланцы: актинолит-эпидотовые, хлорит-эпидот-карбонатные, серицит-хлоритовые и др. Подобные

сланцы отмечаются в гальках среднеурских конгломератов битакской свиты вблизи г. Симферополь. Аналогичные породы описаны в Западном Причерноморье вблизи г. Орловка, в Добрудже, украинском и польском предгорьях Карпат и в Предкавказье. Зеленые сланцы, таким образом, распространены вдоль западной, юго-западной и южной границ Восточно-Европейской платформы, составляя, по-видимому, основание байкальского складчатого комплекса, обрамляющего древнюю платформу [60, 113].

В Западном Причерноморье верхнепротерозойские породы - наиболее древние образования осадочного чехла. Они залегают на кристаллическом основании Восточно-Европейской платформы и представлены валдайской серией вендского комплекса [4]. В составе последней снизу вверх выделяются ярышевская, каушанская и катлабухская свиты, которые многие исследователи сопоставляют соответственно с ярышевской, нагорянской и каниловской свитами верхнего докембрия Среднего Приднестровья [133]. Серия представлена преимущественно терригенными породами: мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами общей мощностью до 1500 м.

Палеозойские образования в Равнинном Крыму составляют геосинклинальный комплекс основания, а в Западном Причерноморье входят в состав осадочного чехла.

Аспидные сланцы, вскрытые скважинами Новоселовской, Мельничной, Красновской, Славянской разведывательных площадей Равнинного Крыма, по определениям возраста и сравнению петрофизического состава, относятся к ранне-среднекаменноугольным [113]. Аналогичные отложения вскрыты скважинами в Западном Предкавказье, где их каменноугольный возраст подтвержден микрофауной.

К верхнему палеозою относятся слабометаморфизованные породы терригенного флиша, вскрытые скважинами возле сед. Найденовка и Николаевка. В конце палеозоя в некоторых местах Равнинного Крыма накапливались морские известняки, сохранившиеся теперь в виде огромных валунов и останцов с фауной среди триас-юрской таврической формации и отложений юры в предгорьях Крыма.

Ороговикованные туфо-песчаники и глинистые сланцы, диабазовые порфириты и лавобрекчии андезитового порфирита встречены скважинами на Балашевской площади в северной части Равнинного Крыма. Радиометрическое определение указывает на их пермский возраст (250 млн. лет).

Палеозойские образования Западного Причерноморья представлены недислоцированными и неизмененными породами, залегающими довольно полого.

Кембрий представлен балтийской серией (нижний кембрий), которая включает тигечскую и филиппенскую свиты. Литологически это разно- и грубозернистые кварц-полевошпатовые песчаники, гравелиты и конгломераты, чередующиеся с алевролитами и аргиллитами. Мощность балтийской серии до 400 м.

Ордовик сложен светлыми кварцитовидными песчаниками мощностью до 30 м, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Имеет ограниченное распространение.

Силур залегают трансгрессивно на более древних разновозрастных образованиях. Он представлен доломито-известняковой толщей мощностью до 650 м. На о-ве Змеином в Черном море скважиной вскрыт разрез силура, сложенный мергелями и известняками с прослоями аргиллитов.

Девон согласно перекрывает силур. Он состоит из трех отделов. Нижнедевонскому отделу отвечает яргаринская серия, представленная известковистыми аргиллитами и алевролитами с маломощной пачкой пестроцветных песчаников вверху. На о-ве Змеином разрез состоит из мергелей и известняков и завершается конгломерато-брекчиевой пачкой. Мощность серии превышает 1000 м. Среднедевонский отдел в составе эйфельского и живетского ярусов сложен доломитами и ангидритами, переходящими вверху разреза в известняки. Мощность отложений достигает 1000 м.

Верхнедевонские отложения (франский и фаменский ярусы) представлены в восточных районах междуречья Прут - Днестр доломитами и ангидритами с прослоями известняков, а в западных - преимущественно известняками. Мощность отложений составляет около 800 м.

Каменноугольные отложения в Западном Причерноморье представлены лишь нижним

отделом. Турнейский и визейский ярусы сложены известняками и доломитами, а намюрский — сероцветными аргиллитами и алевролитами с прослоями угля (серпуховские слои). Угленосная толща намюрского возраста, содержащая прослойки каменного угля мощностью 0,02–3 м, составляет параллельную угленосную формацию. Максимальная мощность карбонатных отложений вскрыта Тузловской параметрической скважиной и составляет 1200 м. Область их распространения фиксируется в крайней юго-восточной части междуречья Днестр–Прут, раскрываясь в сторону акватории Черного моря.

Пермь — нижний триас выделяются условно. В Западном Причерноморье это краснопесчаные континентальные образования, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями конгломератов и известняков [42]. В скважинах на юге междуречья Прут–Днестр разрез сложен вулканогенно-конгломератовой толщей. Мощность отложений превышает 2000 м. В Приазовье к пермтриасу относится молассовидная толща гравелитов, конгломератов, песчаников и филлитовидных аргиллитов, вскрытых скв. 5–Геническая и 6–Новоалексеевская.

Среднетриасовые отложения Западного Причерноморья состоят преимущественно из карбонатных разностей — светло-серых и розовых известняков, доломитов и мергелей мощностью 300–400 м. Они обнажаются на берегах Дуная и вскрыты скважинами.

Верхнетриасовые отложения представлены терригенной толщей (песчаниками, алевролитами и аргиллитами с редкими прослоями мергелей и известняков). Мощность толщи около 1800 м.

В Равнинном Крыму к образованиям триаса относят доломиты и оолитовые известняки, вскрытые под нижним мелом в районе г. Евпатория, а также мергели, известковистые аргиллиты и алевролиты района с. Новофедоровка, где обнаружена фауна карнийского яруса. Палинологические определения позволяют также считать триас-юрскими породы, представленные чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов в районе с. Николаевка и восточнее г. Саки. Фауна карнийского яруса определена также в аргиллитах около с. Татьяновка в Северном Крыму.

По определениям абсолютного возраста, к среднему — верхнему триасу относится 1000-метровая толща дислоцированных пород, вскрытых скв. 1–Электроразведочная в Азовском море. Здесь непосредственно под олигоценовыми осадками залегают переслаивающиеся темно-серые сланцы, алевролиты и песчаники триас-юрского возраста, полевощат-кварцевые и полимиктовые песчаники и алевролиты домелового разреза Октябрьской площади.

Юрские породы особенно широко развиты в Западном Причерноморье. Они представлены средним и верхним отделами и заполняют Молдавскую впадину [148]. Среднеюрские (байос-батские) отложения выражены существенно терригенно-глинистой толщей: аргиллитами, алевролитами и глинами с прослоями мелкозернистых песчаников. В верхах разреза отмечаются прослойки известняков и мергелей. Их мощность составляет 1600–1700 м [120].

Верхнеюрские осадки распространены шире и представлены тремя комплексами. Келловейский и оксфордский ярусы состоят преимущественно из карбонатных разностей: органогенно-детритовых, глинистых известняков, мергелей, известковистых глин и аргиллитов с прослоями песчаников и алевролитов мощностью до 800 м. Киммериджский ярус сложен карбонатно-эвапоритовым комплексом — доломитами, известняками, гипсами и ангидридами. В северной части впадины они замещаются молассовидной толщей пестроокрашенных песчаников, песков и алевролитов, аналогичных разрезу титонского яруса. Мощность пород киммеридж-титона — 0–750 м.

В Равнинном Крыму отложения с микрофауной средней юры вскрыты скв. 7–Шубинской (глуб. 4504–4550 м). Это темно-серые аргиллиты с прослоями глинистых сидеритов и мелкозернистых песчаников. К средней юре относят также магматические породы: андезитовые порфириты Красновской, Орловской и Стрелковой площадей, а также кварцевые диабазы Северской и андезит-дацитовые порфириты Джанкойской площадей Северного Крыма.

В районе г. Геническа и с. Новоалексеевка разбурены песчаники, алевролиты и ар-

гиллиты с микрофауной и палинологическими комплексами аалена-байоса. Их вскрытая мощность около 200 м. В предгорьях Крыма в районе г. Симферополя распространен также среднеюрский молассовый комплекс битакской свиты.

Меловые отложения Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции распространены очень широко и довольно хорошо изучены. Они представлены нижним и верхним отделами. Почти во всем регионе разрез нижнего мела начинается грубообломочными терригенными породами различного генезиса. В его основании — пестроцветные континентальные пески, гравелиты и глины, известные в предгорьях Крыма под названием "мазанской свиты". Мощность континентальных отложений нижнего мела невелика (десятьки метров), возраст титон-готеривский. Выше залегают лагуно-континентальные и прибрежно-морские отложения. Они представлены песчаниками и алевролитами с прослоями глин и аргиллитов. Смена континентальных отложений морской происходит постепенно; в направлении на север выклиниваются более молодые комплексы, и возраст базальных слоев континентального генезиса "омолаживается" [8]. Более глубоководные терригенные образования апт-альба на юге, в предгорьях Крыма, являются, таким образом, возрастными аналогами континентальных толщ на севере, где одновременно увеличивается мощность верхних ярусов. Эта закономерность в значительной степени затухивается сложной конфигурацией раннемелового рельефа.

Анализ мощностей и фаций нижнемеловых отложений [9, 48] указывает, что основными внешними источниками сноса терригенного материала в это время были Добруджа, Украинский щит, Азовский вал и южная часть Горного Крыма. Намечаются также внутренние палеоподнятия, выступавшие над уровнем моря и существенно влиявшие на фациальный облик пород нижнего мела: Каламитское, Большеклиновско-Чаплинское (в позднем апте), Балашовское и Тендеровское (в позднем альбе).

В альбе проявился вулканизм в Северо-Крымском прогибе. Здесь формировалась осадочно-вулканогенная толща тарханкутской свиты мощностью до 400 м. Эффузивы чередуются в разрезе с осадочными морскими породами и представлены однообразными толщами темно-серых и зеленовато-серых андезитовых порфиритов. В Северном Причерноморье в разрезе альбских терригенных отложений существенную роль играют кремнистые образования — спонголиты, гезы, опоки. Мощность нижнемеловых отложений в Равнинном Крыму 200–2200 м, в Северном Причерноморье 100–400, в Западном — 0–400 м. Максимальные мощности отмечаются в Северо-Крымском прогибе.

Верхнемеловые отложения также широко распространены в провинции [48]. Они представлены преимущественно карбонатными породами. В сеноманских образованиях обнаружены значительные примеси терригенного материала — песчаников, алевролитов и аргиллитов, а также вулканогенных и вулканокластических пород. Последние образуют слои и линзы мощностью от сантиметров до нескольких метров. Верхняя часть сеномана — это глинистые и алевролитистые мергели с прослоями органогенно-детритовых глинистых известняков и линзами вулканомиктовых песчаников. В Северном Причерноморье для отложений сеномана характерны прослойки опок и спонголитов. Вышележащие породы туронского, коньякского и сантонского возраста образуют довольно однообразную толщу светлых фарфоровидных органогенно-детритовых известняков с многочисленными сутуро-стилолитовыми швами и включениями кремней. Кампан-маастрихтские отложения представлены белыми мелоподобными известняками с прослоями органогенно-обломочных, слабо алевролитистых известняков и серых мергелей. Отмечаются также тонкие прослойки зеленовато-серых карбонатных глин. На Керченском п-ове верхнемеловые отложения представлены чередованием мергелей, известняков и аргиллитов. В Северном и Западном Причерноморье во всем разрезе верхнего мела отмечаются глауконитовые песчаники и пыльный мел. Мощность верхнемеловых толщ в Северном и Западном Причерноморье, а также в акватории Азовского моря и южной части Равнинного Крыма 0–500 м. Максимальные мощности отмечены в Северо-Крымском прогибе — до 2500 м.

Породы датского яруса литологически и фаунистически очень сходны с отложениями раннего палеоцена и образуют с ним единый комплекс. Он сложен серыми мел-



козернистыми глинистыми известняками и голубовато-серыми мергелями. В восточной части Равнинного Крыма и Северном Причерноморье в известняках отмечаются прослои алевролитов, песчаников и песчано-алевритовых глин. В разрезах палеоцена Керченского п-ова преобладают неизвестковистые аргиллиты, а в Западном Причерноморье - глинистые мергели. Мощность дат-палеоценовых отложений 0-700 м.

Эоценовые отложения сложены главным образом глинистыми образованиями: известковистыми глинами, глинистыми известняками и мергелями. В Северном и Западном Причерноморье, а также на Керченском п-ове встречаются песчаники и алевролиты. Мощность эоценовых отложений 0-1000 м.

Олигоцен-нижнемиоценовые отложения образуют майкопскую серию, которая широко развита. Она представлена очень однообразной толщей темно- и зеленовато-серых, местами известковистых глин с редкими прослоями алевролитов и песчаников. В большинстве случаев майкопские отложения залегают на подстилающих породах со следами перерыва и только в осевых частях Индоло-Кубанского и Северо-Крымского прогибов, которые непрерывно прогибались, отмечаются постепенные переходы. Поэтому в основании разреза майкопа, в дюрменском горизонте, часто наблюдаются косослоистые кварцевые и полевошпат-кварцевые песчаники, свидетельствующие о близости береговой линии.

Намечаются два района максимального развития майкопской серии - Северо-Крымский (900 - 1100 м) и Индоло-Кубанский прогибы (3000 - 4000 м). Отложений майкопа нет на Новоселовском поднятии и в Восточном Приазовье.

Неоген-четвертичные осадки залегают с размывом на более древних разновозрастных образованиях. Средний миоцен включают отложения тарханского, чокракского, караганского и конкского горизонтов. Тарханский горизонт сложен преимущественно глинами, чокракский и караганский - чередованием глин, мергелей, известняков и песчаников. Конкский горизонт в Равнинном Крыму представлен песчанистыми известняками, в Индольском прогибе - глинами.

Верхнемиоценовые отложения состоят из осадков сарматского и мэотического ярусов. Сарматский ярус в Равнинном Крыму выражен известняками, преобладающими в верхах разреза, а также мергелями и глинами. В Индольском прогибе развиты преимущественно глины. Мэотический ярус представлен органогенно-обломочными известняками, глинами, песками и конгломератами.

Нижнеплиоценовые образования состоят в основном из известняков, среднеплиоценовые - из глин и песков с оолитами.

Верхнеплиоценовые породы представлены песчанистыми и известковистыми глинами с прослоями песков и органогенных известняков. На плиоценовых отложениях залегают суглинки и супеси четвертичного возраста. Мощность неоген-четвертичных пород в Западном Причерноморье 200 - 700 м, в Северо-Крымском прогибе 200-600, в Индольском прогибе до 1000 м.

### Тектоника

Северную часть рассматриваемой провинции занимает южная окраина Восточно-Европейской платформы, которая по поверхности фундамента представляет собой пологую моноклиналь, погружающуюся постепенно, но неравномерно в южном направлении (рис. 54). Примерно южнее городов Кишинев - Николаев - Каховка - Мелитополь наклон поверхности фундамента увеличивается, а глубины до кристаллических пород довольно быстро возрастают. Этот перегиб в плане совпадает с флексурой в молодых отложениях, отмеченной еще в 1940 г. К.И.Маковым, а затем Н.М.Барановой [4]. На этом же участке резко уменьшаются значения сил тяжести. По изогипсе фундамента -2000 м выделяются две моноклинали: восточнее Одесского разлома - Причерноморская, западнее - Молдавская, которая по поверхности фундамента более погружена и где фундамент достигнут бурением лишь на приподнятых участках - в скв. 3-Ореховская на гл. 2819 м и в скв. 4-Суворовская на гл. 3332 м. Окраинная часть Восточно-Европейской

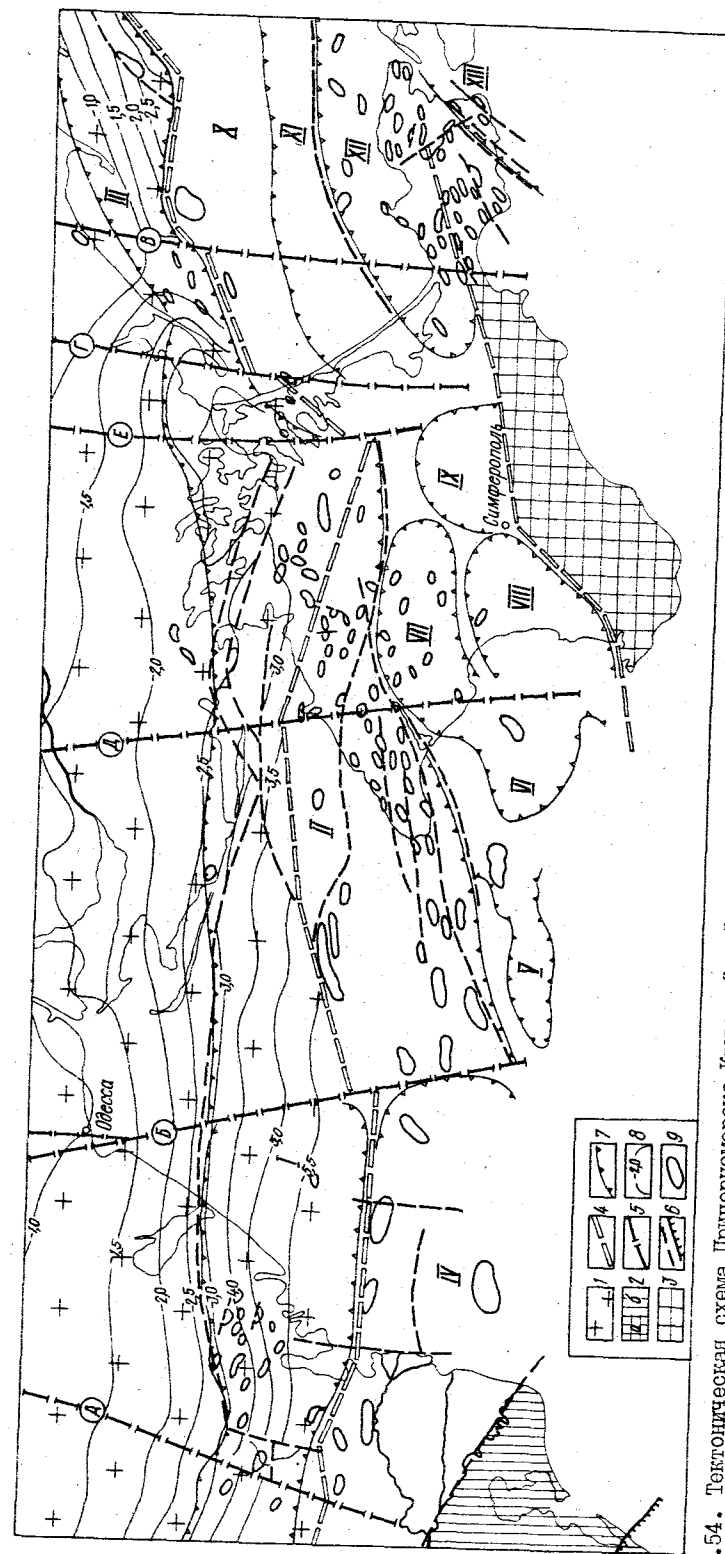


Рис. 54. Тектоническая схема Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции (составлена с использованием данных [24-30, 35, 39, 53, 80 и др.]):  
 I - Восточно-Европейская платформа; складчатые сооружения; 2 - Дюбруцки (а - зона зеленых сланцев, б - зона Юрчин и Тулчи); 3 - Юр-Феодосийский; 4 - основные тектонические швы; 5 - субмеридиональные разломы (А - Фрунзенско-Ардизский, Б - Одесский, В - Корсаковский, Г - Новоселовский); 6 - зона зеленых сланцев; 7 - границы основных структурно-тектонических элементов; 8 - изогипсы поверхности доореднего фундамента, км; 9 - локальные поднятия; I - Приднестровский прогиб, II - Северо-Крымский прогиб, III - Северо-Азовский прогиб, IV - Кишинев-Земное поднятие, V - Черноморское поднятие, VI - Каламатское поднятие, VII - Новоселовское поднятие, VIII - Индольский прогиб, IX - Керченско-Таманский мезомеридиональный прогиб, X - Азовский вал, XI - Ясно-Азовская ступень, XII - Индольский прогиб, XIII - Керченско-Таманский мезомеридиональный прогиб

платформы к востоку от упомянутого разлома в течение рифей-палеозоя была, в отличие от молдавской части, приподнятой и находилась вне зоны осадконакопления [163]. Основные зоны мозаичного магнитного поля Украинского щита, соответствующие его архейской части, а также системы полосовых максимумов и минимумов, отвечающие складчатым зонам ранних протерозойских, прослеживаются с тем же простиранием к югу от границы выходов складчатого докембрия примерно до широт г. Джанкой, отражая далекое распространение упомянутых структурных элементов фундамента под платформенным чехлом. Области мозаичных магнитных полей и системы полосовых аномалий являются на щите и вообще на платформе двумя основными региональными типами магнитных полей, отражающими общий стиль складчатости крупнейших разнородных структурных элементов ее фундамента.

Южная граница Восточно-Европейской платформы проводится по тектонической шовной зоне субширотного направления, образующей ряд изломов с внутренними входящими в платформу углами и внешними, которыми платформа выступающим массивом вдаётся в складчатую область. Эта зона прослеживается в направлении с. Ваду-луй-Исак - г. Болград - с. Старые Траяны - с. Десантье, т.е. по Болградскому уступу. В северо-западной акватории Черного моря она проходит севернее Голицынской структуры и далее к востоку трассируется севернее Бакальской косы до г. Джанкой. Затем ее направление меняется на северо-восточное и в акватории Азовского моря линия шовной зоны проводится по Главному Азовскому нарушению. Рассматриваемая граница Восточно-Европейской платформы определяется, как это установил еще А.А. Богданов, положением обрамляющих ее байкальских складчатых поясов.

С юга край древней платформы обрамлен Скифской плитой, которая на западе ограничена Одесским разломом, а на юге - крупным нарушением, отделяющим Равнинный Крым от Горного. Фундамент крымского участка плиты входит в состав Средиземноморского складчатого пояса и сложен метаморфическими породами верхнего протерозоя (т.е. байкальским комплексом) - хлорит-серпичитовыми, кварц- и альбит-хлоритовыми и другими зелеными сланцами, вскрытыми скважинами под покровом триасовых, юрских и меловых пород в пределах Бакальской косы, близ с. Зуи, а также в восточной части Крыма. Что касается складчатых палеозойских (?) пород, принимающих участие в строении основания Тарханкутского п-ова и Новоселовского поднятия, то, как справедливо указывал М.В. Муратов, их "вряд ли можно отнести к складчатому фундаменту. Скорее это древний, несколько дислоцированный комплекс нижнего яруса платформенного чехла, который сам залегает на поверхности более древнего основания" [112, с. 35]. Почти аналогичная картина наблюдается и в Западном Предкавказье, где Скифская плита представляет собой нарушенную разломами область с древним додевонским фундаментом, который севернее сменяется дорифейским основанием, а формации, слагающие складчатые структуры палеозойского комплекса, как и в Равнинном Крыму, имеют черты платформенных, или многоэпизодных, образований [115]. Все это опровергает представление о Скифской плите как о сооружении эпигерцинского возраста и свидетельствует, что это структура с байкальским основанием.

К зоне сочленения Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты приурочена глубокая депрессия субширотного простирания, выполненная мощной толщей (до 8000 м) преимущественно мезозой-кайнозойских, а местами и более древних отложений. Эта узкая и протяженная структура состоит из нескольких прогибов, разобщенных субмеридиональными разломами и поперечными перемычками. На крайнем западе находится Придубруджинский палеозойский прогиб. В наиболее прогнутой части прогиба горизонт, отстоящийся с поверхностью докембрийского фундамента, отмечается, по данным сейсморазведочных работ КМНВ, на глубине 7000 м. В строении прогиба принимают участие отложения рифейского (аркозовые песчаники и конгломераты с прослоями артиллитов) и силур-пермского возраста (терригенно-глинистые и карбонатные образования) общей мощностью 4500 м, а также терригенно-карбонатная толща триаса. В прогибе намечаются подчиненные структурные элементы со складчато-блоковым строением - Алуатский и Тузловский грабены и поперечный Ореховско-Суворовский выступ, в кото-

ром кристаллический фундамент вскрыт на глубине 2819 м (скв. 3-Ореховская). Предполагается, что восточнее Одесского глубинного разлома прогиб не прослеживается. Слои чехла осложняются небольшими локальными поднятиями, которые группируются в цепочки северо-западного простирания.

На палеозойский Придубруджинский прогиб наложена Молдавская юрская впадина, общее простирание которой совпадает с простиранием складчатого сооружения Добруджи, т.е. имеет северо-западную ориентировку, несогласную с ориентировкой оси палеозойского прогиба [148]. Северная граница впадины проходит по линии городов Новочемишлия - Кайнары - Волонтировка - Белгород-Днестровский и соответствует контуру распространения континентальных отложений кимеридж - титона, а юго-западная отождествляется с системой сбросов, контролирующей распространение юрских отложений (Кагул - Вулканешты - правый берег оз. Ялпуг - Георгиевское гирло). Амплитуда сброса, трассируемого вдоль западного берега оз. Ялпуг, составляет не менее 300 - 500 м, а размах Георгиевского разлома - несколько сотен - тысячи метров [151].

Впадина выполнена терригенной формацией догтера (1700 м) и карбонатной формацией мальма (1500 м). Юрские породы залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на разных горизонтах палеозоя и триаса. Нижний возрастной предел пород, выполняющих Молдавскую впадину, позднебайосский. Граница с подстилающими отложениями четкая и проводится по подошве базального слоя серых кварцевых песчаников, иногда с конгломератами в основании. Эрозивная поверхность юрских отложений перекрывается породами мела, палеогена и неогена.

Следующее звено депрессионной шовной зоны - Северо-Крымский прогиб, охватывающий значительную часть северо-западного шельфа Черного моря, Присивашье и северные районы Равнинного Крыма. Характерной особенностью его структуры является асимметрия: южный борт, осложненный серией субширотных нарушений, уже и почти в три раза круче северного. В наиболее прогнутой части прогиба (Михайловская депрессия), расположенной западнее Тарханкутского п-ова, абсолютные отметки поверхности фундамента достигают -8000-11000 м, а по направлению к Крыму до -6000 - 7000 м. Прогиб выполнен триас-юрскими (2500-3500 м), нижне- (2000 м) и верхнемеловыми (2800 м) и палеоген-неогеновыми отложениями, собранными в многочисленные, но разнообразные по форме (чаще всего это брахиантиклинали, реже купола) и размеру (по длинной оси 2-30 км) складки, группирующиеся в отдельные зоны субширотного и широтного простирания, которые локализируются главным образом в центральной и южной частях прогиба. На северном борту на фоне общего моноклиналичного погружения фундамента известны только локальные приподнятые участки и слабо выраженные структурные осложнения в виде террас и структурных носов.

К востоку Северо-Крымский прогиб через перемычку в районе косы Бирючей сменяется Северо-Азовским, который представляет собой сравнительно неглубокую и узкую, резко асимметричную депрессию, расположенную только на дорифейском кристаллическом основании. Южным ограничением этого структурного элемента является Главное Азовское нарушение, у которого северное крыло на 300-400 м опущено относительно южного [44, 110]. Прогиб выполнен породами мелового и частично палеогенового возраста. Их залегание осложняется дизъюнктивными нарушениями с амплитудой до нескольких сотен метров, которые в майкопских и более молодых отложениях не прослеживаются [102]. Особенностью нарушений является их "обратный ступенчатый" характер - на фоне общего моноклиналичного наклона на юг более опущены северные крылья. Образование такой региональной системы крупных взбросов вызвано тангенциальным сжатием, направленным с юга на север [44, 108]. С южными поднятиями крыльями дизъюнктивных нарушений связаны локальные поднятия, наиболее возвышенные части которых прижаты к дизъюнктивам [102, 183]. Локальные поднятия не отражаются в структуре майкопских и более молодых отложений, которые залегают моноклиналично с пологим падением на юг. Осевая зона Северо-Азовского прогиба прижата к южному борту, где и наблюдаются наибольшие глубины фундамента (2000 м). По мне-

нию некоторых исследователей, в наиболее погруженной части депрессии возможны также отложения триаса - юрн [105, 136].

Южное ограничение Причерноморских прогибов - зона выступов фундамента, которая в гравитационном поле отражается относительными максимумами силы тяжести, сопряженными на севере с зоной аномалий относительно пониженных значений силы тяжести [139].

В магнитном поле наиболее четко отображено Килийско-Змеиное поднятие, где ему соответствует положительная магнитная аномалия широтного направления. Оно охватывает территорию дельты Дуная и прилегающую часть акватории Черного моря с о-вом Змеиным. Поднятие с Придобруджинским прогибом сочленяется по субширотному нарушению, которое прослеживается по линии городов Болград - Старые Траяны - Десантное (ижнее оз. Сасик) и далее на восток в пределы Черного моря до меридиана г. Одесса. Это нарушение четко трассируется по данным МОВ и гравиметрии [39] и подтверждается бурением. По самым верхним отложениям оно представляет собой хорошо выраженную флексуру, которая по глубоким горизонтам переходит в сброс, амплитуда которого превышает местами 2000 м.

Сведений о внутренней структуре поднятия очень мало. Сейсморазведочными работами КМНВ на южных отрезках профилей Измаил - Тарутино и Плахтеевка - Килия отчетливо выделяются две гипсометрические зоны. Верхняя, до глубины 1200-1600 м, характеризуется отражениями, свидетельствующими о нормальном залегании осадочных образований на этих глубинах. В нижней зоне, наоборот, устойчивых отражений почти не получено, большинство площадок расположено беспорядочно, что указывает на наличие сейсмически неслоистых пород. В акватории на своде поднятия устойчивые отражения прослеживаются на меньших глубинах - 300-500 м - до горизонта, условно относимого к палеогену. Таким образом, материалы геофизических исследований свидетельствуют о весьма неоднородном по внутреннему строению основании, вопрос о возрасте которого до настоящего времени однозначно не решен. Нам представляется, что ближе всего к истине точка зрения тех исследователей, которые считают, что поднятие сложено складчатым, эродированным комплексом пород рифейского возраста [18, 148].

В акватории верхняя часть разреза, судя по сейсморазведочным данным, сложена маломощной толщей преимущественно кайнозойских отложений. В опущенных частях поднятия могут появляться меловые и даже юрские породы, что вполне вероятно, если принять во внимание результаты бурения на суше. Пробуренные в дельте р. Дунай (в пределах СРР) пять скважин глубиной 400 - 521 м были остановлены в отложениях кимеридж - титона [148].

На данном этапе изученности в пределах Килийско-Змеиного поднятия намечаются две зоны, разделенные неглубоким прогибом. Северная - широкая, со сложной блоковой структурой; южная - известная в литературе как вал Губкина [41, 133], представляет собой субширотную структуру типа плакантиклинали с коротким, осложненным продольными нарушениями, северным крылом и пологим, протяженным южным. Геофизическими исследованиями здесь фиксируется резкое сокращение разреза меловых и отчасти палеогеновых отложений. Они развиты лишь на южном крыле и восточной периклинали, где осложнены несколькими локальными поднятиями.

На восток Килийско-Змеиное поднятие прослеживается до Одесского глубинного разлома, погружаясь по субмеридиональным нарушениям навстречу западному погружению Черноморского поднятия, которое представляет собой крупную структуру субширотного простирания, расположенную в области перехода от шельфа к континентальному склону. Судя по данным ГСЗ, поднятие фиксируется по всем горизонтам вплоть до поверхности Мохо (граница  $d_7^m$  с  $V_r = 8 - 8,2$  км/с). Амплитуда структуры уменьшается от 3 по горизонту  $d_7^m$  до 0,5 км по горизонту  $d_7^{oc}$  ( $V_r = 3,0$  км/с), который залегает на глубине 1 - 1,5 км и отождествляется (условно) с подошвой рыхлого слоя осадков, соответствующего неогеновым (?) и четвертичным отложениям. Осевая линия антиклинального перегиба по более глубоким горизонтам

последовательно смещается к югу. Размеры поднятия по изогипсе 2250 м (поверхность меловых отложений?) составляет 80 x 30 км.

Далее к востоку в рассматриваемой зоне выступов очерчиваются положительные структуры, объединяемые в Крымский свод: в прикримском участке шельфа это Каламитское, в Равнинном Крыму - Новоселовское и Симферопольское поднятия. Глубинное строение Каламитского поднятия изучено только геофизическими методами. Так, примерно в 100 км северо-западнее г. Севастополь на глубине 1400 м выявлен преломляющий горизонт с граничной скоростью 6,0-7,0 км/с, который отождествляется с поверхностью фундамента. В северо-восточном направлении (по профилю IV), в сторону Крыма, преломляющая граница воздымается значительно сильнее, чем в северо-западном (вдоль профиля III). Кроме того, сейсмическими работами установлен подъем нижнемеловых горизонтов в сторону моря на юго-запад от г. Евпатория. По отмеченным горизонтам в Каламитском заливе поднятие выделяется достаточно четко. От Крыма оно постепенно погружается на запад примерно до меридиана г. Николаев, где кулисовидно сочленяется с Черноморским поднятием и перекрывается все более мощной толщей осадочных образований. В частности, преломляющий горизонт  $d_3^{oc}$ , уверенно выделяемый на XXV профиле ГСЗ и рассматриваемый как граница третичных и меловых отложений, на Черноморском поднятии залегает на глубине более 2 км.

В восточном направлении Каламитское поднятие протягивается до района сел Новофедоровка и Николаевка, на что указывает характер изменения фаций, мощности, а местами и полное отсутствие неокомских и аптских отложений в сакских и евпаторийских скважинах [5]. Каламитское поднятие сыграло существенную роль в снабжении терригенным материалом неоком-аптского и альбского осадочных бассейнов и было затоплено примерно в конце альба. Судя по составу обломков, выявленных в неокомских, аптских и альбских образованиях в районах сел Новофедоровка, Крыловка, Сакки и г. Евпатория, Каламитское поднятие сложено преимущественно гранитоидами, гнейсами и кристаллическими сланцами рифей и алевролитами и сланцами триас-юрского возраста [2].

Чехол Каламитского поднятия осложнен близширотными локальными складками, которые наиболее четко выражены в его северной части, тогда как на пологом южном склоне фиксируются преимущественно террасы и структурные носы, реже небольшие замкнутые структуры.

Увеличение мощности верхнемеловых отложений в восточном от Каламитского поднятия направлении намечает раздел между ним и Новоселовским поднятием, которое хорошо прослеживается на геологической карте дочокрапской поверхности в виде обширной области отсутствия образований палеогена [5, 132]. Наиболее приподнятая часть описываемой структуры имеет отметку по поверхности домелового складчатого основания - 844 м и сокращенный разрез осадочных пород. Местами альбские отложения, поверхность которых вскрывается на отметке - 40 м, перекрыты непосредственно миоценовыми породами. С севера поднятие ограничено системой разрывных нарушений типа сбросов с опущенными северными крыльями различной амплитуды - от 500-800 до 1500 м, которые прослеживаются вдоль озера Донузлав в сторону г. Джанкой.

С впа Новоселовское поднятие отделено глубоким и узким субширотным грабеном (Калиновский прогиб, по Г.А. Лычагину) от Альминской впадины и Симферопольского поднятия. Альминская впадина на западе раскрывается в сторону Черного моря. Это сравнительно небольшая и неглубокая депрессия, выполненная меловыми (преимущественно верхним отделом) и палеоген-неогеновыми отложениями мощностью до 2000 м. Южное крыло впадины круче северного. Первые сведения о ее глубинном строении, которые получены на основании гравиметрических исследований, указали на принадлежность впадины вместе с Новоселовским и Симферопольским поднятиями к одному региону, характеризующемуся неглубоким залеганием домелового основания. Породы последнего вскрыты ограниченно и в основном в северном секторе впадины. Они представлены слабо измененными сильно дислоцированными (угли по керну от 10-20 до

70–80°) глинистыми сланцами, известковистыми аргиллитами с тонкими прослоями известняков и окварцованных песчаников. Возраст их достоверно установлен лишь в скв. I у с. Новофедоровки, где фаунистически доказаны верхнетриасовые отложения. Вероятно наличие в основании впадины пород байкальского комплекса.

Пликативная тектоника осадочной толщи изучена недостаточно. По данным геофизических исследований и бурения, в меловых и палеогеновых отложениях прослежены структурные выступы Николаевский, Тепловский и др., которые можно отнести к типу захороненных, поскольку в неогеновой части разреза они уже не фиксируются. Кроме того, наблюдается упрощение структурных форм верхнего мела относительно нижнего мела.

Геолого-геофизическими исследованиями выявлен наложенный характер Альминской впадины. Однако особенности взаимоотношения ее со структурами, развитыми в северо-западной части шельфа, еще до конца не выяснены. Не вызывает сомнений, что впадина – не оконечность единого Альминско-Варненского прогиба. Предполагается, что она не прослеживается далеко на запад и замыкается, вероятно, у Николаевского разлома [109]. В свою очередь, Варненская впадина не раскрывается в Черноморскую, а отделена от нее Туленевским поднятием.

Последним элементом Крымского свода является Симферопольское поднятие, сложенное рифейской толщей метаморфических сланцев (серпигитовые, хлорит-кварц-карбонатные, мусковит-кварц-кордиеритовые, тальк-кварцево-хлоритовые и др.). Она залегает на сравнительно небольшой глубине (215–370 м) и несогласно перекрыта слабодислоцированным чехлом меловых, палеогеновых и неогеновых пород с частыми перерывами. Контур поднятия хорошо выражен на картах поверхности альбских и эоценовых отложений, а также суммарных мощностей нижнего мела и палеогена [142]. В осадочном чехле прослеживаются несколько линий мелких складок и структурных осложнений субширотного простирания. В фундаменте намечаются разрывные нарушения.

Крымский свод отделен неглубокой седловиной на востоке от Азовского вала. Он занимает всю центральную часть Азовского моря и прослеживается примерно от меридиана г. Генчешек на западе до Бейсугского льмана на востоке, где поперечным понижением (до 2000–2500 м) отделяется от находящегося в этой же тектонической зоне Каневско-Березанского вала. Наиболее приподнятая часть Азовского вала шириной 20–50 км находится в центральной секторе моря, примерно на меридиане косы Обиточная: морская скважина на Электроразведочном поднятии вскрыла поверхность домеловых пород на отметке –680 м. Они представлены дислоцированными (углы падения 25–70°), чередующимися темно-серыми фиделитовидными сланцами, алевролитами и песчаниками, по которым скважина прошла почти 1000 м. Осадочный чехол в этой зоне сильно редуцирован: складчатый комплекс несогласно перекрывается алевроито-глинистой толщей среднего – верхнего майкопа, а та, в свою очередь, также несогласно – песчано-глинистыми и карбонатными породами среднего миоцена – антропогена.

Таким образом, из разреза полностью выпадают образования мел-эоценового возраста, которые появляются на склонах Азовского вала. Области вала соответствует крупный линейный максимум, ограниченный с севера гравитационной ступенью. С последней совпадает зона Главного Азовского нарушения, фиксируемого по поверхности фундамента и нижней части мелового комплекса. В вышележащих отложениях этой дислокации отвечает флексурный прогиб [102, 110]. Нарушение имеет региональный характер: оно является составной частью шовной зоны, ограничивающей с юга Восточно-Европейскую платформу, и одновременно отделяет Азовский вал от Северо-Азовского прогиба. Азовский вал достаточно четко очерчивается по поверхности домеловых и по меловым отложениям. По эоценовому сейсмическому реперу вал представляется широкой, слабо наклоненной к югу структурной террасой с абсолютными отметками от –500–700 в северной части до –1000–1100 м – в южной [162]. По третичному комплексу он выражен цепочкой небольших поднятий на фоне моноклинали. Строение чехла осложнено большим количеством антиклинальных складок различных размеров. Они групп-

пируются в две тектонические линии: северную и южную, из которых первая, контролируемая Главным Азовским нарушением, выражена наиболее резко.

К югу от Азовского вала начинается область больших погружений. Непосредственным продолжением его южного борта является Южно-Азовская ступень, представляющая собой западное продолжение Тимашевской ступени Западного Предкавказья. По данным геофизических исследований, это наклоненная к югу моноклираль шириной от 18–20 до 40–45 км с интенсивным погружением всех границ осадочного чехла и поверхности фундамента в южном направлении [102, 159]. На Южно-Азовском ступени отметки II опорного горизонта (эоцен) понижаются от –1000–1100 до –3000 м, а поверхность структур не обнаружено. В зонах изменения градиента погружения эоцен-меловых пород в южном направлении намечаются лишь небольшие структурные осложнения в виде террас (размеры 7–8 x 1–1,5 км, амплитуда до 50 м). Учитывая, что этот тектонический элемент в пределах моря изучен очень слабо, открытие локальных поднятий, перспективных для поисково-разведочных работ, не исключено.

Относительно слабо погруженная Южно-Азовская ступень сменяется далее на юг глубоко погруженным Индольским прогибом. Переход происходит по резкой флексуре, которой в фундаменте соответствует [44] система крупноамплитудных (1500–2000 м) разрывных нарушений. Индольский прогиб, который был выделен М.В. Муратовым как западная оконечность единого Индоло-Кубанского прогиба, занимает южную часть Азовского моря от Темрюжского залива на востоке до южной части Арабатской стрелки на западе. Южная граница его на Керченском п-ове проводится вдоль Парпачского гребня. По данным XXVIII профиля ГСЗ, ширина наиболее погруженной части прогиба составляет около 65–70 км, а максимальная мощность осадочной толщи – 15 000 м, причем 1/3 приходится на отложения майкопской серии [113]. Осевая поверхность прогиба наклонена к югу: если по неоген-антропогенному комплексу осевая линия трассируется на расстоянии примерно 12–13 км севернее береговой линии Керченского п-ова, то по майкопскому она смещается на 18–21 км южнее. Олигоцен-неогеновые отложения южного борта прогиба смяты в линейные и брахиформные складки, осложненные диапирами и грязевыми вулканами. Северный борт изучен слабо. В центральной части этой зоны выявлены лишь единичные поднятия (Северо-Керченское, Северо-Казантипское, Керченское и др.) с амплитудой 50–75 м [159]. В крайней южной прибрежной полосе Азовского моря намечаются многочисленные диапировые и криптодиапировые складки. Есть основания полагать, что в прогибе могут быть развиты юрские и меловые отложения, которые, как известно, вскрыты на юго-западной равнине Керченского п-ова.

Последняя, согласно существующим представлениям [42, 133], рассматривается как зона восточного погружения Крымского складчатого сооружения. В отличие от парпачской части здесь нет пород среднего и верхнего миоцена и плиоцена, и осадочный комплекс сложен мощной толщей меловых, палеоэоцен-эоценовых и майкопских отложений. Своеобразие строения этой зоны состоит еще в том, что здесь резко смещаются структурные планы майкопских и эоцен-меловых отложений. Кроме того, по новым геолого-геофизическим исследованиям, становится все более очевидным, что на протяжении мел-палеогенового этапа развития область Керченского п-ова имела тесную связь с Северо-Западным Кавказом, соответствуя западному окончанию единого с ним прогиба [138]. В майкопских отложениях околонуены локальные структуры различных размеров и амплитуд, которые представляют собой укороченные брахиантиклинальные диапирового типа. Они имеют северо-восточное и восток-северо-восточное простирание и объединяются в несколько антиклинальных зон. Подстилающие породы характеризуются сложным складчато-блоковым строением.

Часть Керченского п-ова к юго-востоку от изгиба Парпачского гребня относится к области Керченско-Таманского межпериклиналичного прогиба [42, 127]. В строении этой зоны участвуют наряду с майкопской серией средне- и верхнемиоценовые и плиоценовые отложения, которые собраны в многочисленные антиклинальные складки северо-восточного простирания. Аэрогеологической съемкой и сейсмическими исследования-



ми на керченско-таманском шельфе выявлено и околонуено (по третичным отложениям) множество поднятий, являющихся продолжением складок, известных на Керченском и Таманском п-овах. Как и на суше, эти складки имеют диашировую природу. Размеры поднятий незначительны - 7x2, 9x4 км. В направлении с востока на запад они меняют свое простирание с субширотного на юго-западное. В том же направлении увеличивается мощность пород майкопской серии.

Среди тектонических структур, развитых в рассматриваемом регионе, существенную роль играют разломы, которые образуют закономерные системы - субмеридиональную и субширотную [156 - 158].

Первый тип разломов - субмеридиональные - составляют группу древних, дорифейских дизъюнктивных дислокаций. Наиболее важные из них Фрунзенско-Арпизский, Одесский, Криворожско-Евпаторийско-Складовский, Белозерский, Орехово-Павлоградско-Новопарипинский, Корсакско-Феодосийский, Кальмитус-Джигитинский. Все они направлены почти перпендикулярно к общему простиранию складчатости. Их влияние сказывалось на протяжении всей доступной изучению геологической истории развития территории. Они оказали влияние и на структуры более молодых постпротерозойских планов. Именно этими тектоническими швами, по мнению А.В.Пейве, определяется наблюдающаяся в позднем докембрии, палеозое, мезозое и кайнозое сегментация земной коры - общий рисунок тектоники Земли.

Не менее существенная роль в формировании современной структуры региона принадлежит субширотным разломам, которые составляют группу молодых дизъюнктивных дислокаций. Являясь крупными шовными структурами, продольные глубинные разломы разделяют разнообразие структурные элементы, обуславливая их формирование, положение и конфигурацию. Они выделяются на границе Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты, Скифской плиты и складчатого сооружения Крыма, разделяя блоки земной коры с весьма различной историей и режимом тектонических движений. Помимо этих главных тектонических швов, развита сеть локальных дизъюнктивов различной ориентировки и амплитуды, обуславивших дробное блоковое расчленение фундамента и низов осадочного чехла.

#### Нефтегазоносные комплексы

В Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции по условиям залегания залежей газа и нефти, литолого-фаціальным и структурно-тектоническим особенностям выделяются четыре нефтегазоносных и два перспективных комплекса. К первым относятся нижнемеловой, верхнемеловой-эоценовый, майкопский (олигоцен - нижний миоцен) и неогеновый, а к перспективным - рифей-палеозойский и триас-юрский.

Нижнемеловой комплекс характеризуется региональной нефтегазоносностью и является одним из основных объектов для поисков новых углеводородных залежей. Он сложен базальной прибрежно-континентальной (неоком) и трансгрессивно-терригенной (апталб) формациями, отражающими начальный и максимальный циклы раннемеловой трансгрессии [106]. Они представлены мощной [до 2500 м] толщей песчано-глинистых и вулканокластических пород, в разрезе которых содержатся горизонты с благоприятными емкостными и экранизирующими свойствами. Лучшими и наиболее выдержанными по площади коллекторами нефтяных и газовых залежей являются песчаники и алевролиты базальной пачки неоком - апта и терригенно-вулканогенная толща низов верхнего альба. С ними связаны залежи нефти на Октябрьской, газа с конденсатом на Западно-Октябрьской и Татьяновской, притоки газа на Серебрянской, Северо-Серебрянской, Задорненской, Межводненской и других площадях, расположенных в Северо-Крымском прогибе, а также интенсивные газопроявления на Мошкаревской, Горностаевской, Вулкановской и других структурах в Индольском прогибе.

На Октябрьской площадке продуктивный горизонт приурочен к базальной пачке нижнего мела, из которого в скв. I получен приток нефти дебитом 45,5 м<sup>3</sup>/сут и

газа 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Нефть легкая, плотностью 0,777 - 0,779 г/см<sup>3</sup>, мало-сернистая.

К базальным песчаникам нижнего мела приурочена также газоконденсатная залежь на Татьяновском месторождении. Дебит газа скв.3 достигал 95,4 тыс., а конденсата 60 м<sup>3</sup>/сут.

Породами-коллекторами во всех случаях являются песчаники и алевролиты. Емкостные и фильтрационные их свойства, кроме гранулярной пористости и проницаемости, обусловлены микро- и макротрещиноватостью. Общая мощность песчано-алевролитовых горизонтов достигает 50 - 60 м, эффективная - 10,5 - 31,2 м. Коллекторы трещино-порового типа распространены преимущественно в западной и центральных частях Северо-Крымского прогиба. Пористость коллекторов базальной пачки составляет в основном 5-13 %, проницаемость не превышает 0,01 дм<sup>2</sup>.

Газоконденсатная залежь на Западно-Октябрьской площадке приурочена к туфам и туфопесчаникам нижнего альба. Из них при испытании скв.9 дебит газа составил 57,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а конденсата 34 м<sup>3</sup>/сут. Плотность конденсата 0,771 г/см<sup>3</sup>, содержит 61 % бензина и 10-12 % масел. Средняя пористость коллекторов продуктивной пачки составляет 3,5-4,5 %, проницаемость достигает 0,07 дм<sup>2</sup>. Притоки газа от 28,6 до 40 тыс. м<sup>3</sup>/сут с незначительным содержанием конденсата были получены из отложений альбского яруса также на Серебрянской и Северо-Серебрянской площадях.

Основными субрегиональными покрывками поровых и трещино-поровых типов коллекторов нижнемелового газонефтеносного комплекса являются глинистые образования среднеальбского и верхней части верхнеальбского подъярусов и в меньшей степени глинистые пачки верхнего апта [7, 48, 133].

Верхнемеловой - эоценовый комплекс сложен карбонатной формацией, выраженной в основном известняками и мергелями с подчиненными прослоями глин, песчаников и алевролитов. Нефтегазоносность его подтверждается открытием Октябрьского и Серебрянского месторождений нефти, Межводненского, Карлаевского, Родниковского, Бакальского, Глебовского, Задорненского, Черноморского и других месторождений газа, а также многочисленными газопроявлениями.

В начале позднего мела основным районом осадконакопления был Северо-Крымский прогиб (мощность пород сеномана 400-600 м). Нижняя часть этих отложений сложена терригенными породами с примесью вулканогенных разностей, верхняя - глинистая - известняками и мергелями.

В низах разреза отмечаются поровые и трещино-поровые коллекторы III-VI классов, в верхней части разреза находятся пачки известковистых аргиллитов и глинистых мергелей мощностью до 20 м, служащие покрывкой.

Из отложений сеномана на Октябрьской площадке<sup>3</sup> при испытании скв.24 (гл.1685-1794 м) получен приток нефти дебитом 24 м<sup>3</sup>/сут. Нефть плотностью 0,79 г/см<sup>3</sup> содержит 44 % бензина, 18 % лигроина, 16 % керосина, 7 % соляра, 3,2 % масел. При ошробовании скважин на Оленевской и Меловой площадях получены притоки минерализованной воды с небольшим количеством нефти (до 1,26 м<sup>3</sup>/сут) и газа.

В турон-кампанское время преобладало накопление карбонатных отложений. Пески и песчаники отлагались только в очень узких прибрежных зонах. Среди известняков турон-кампанского яруса отмечаются порово-кавернозно-трещинные коллекторы IV-VI классов [7, 11]. Их фильтрационные свойства улучшаются благодаря сутуро-стилолитовым образованиям, трещиноватости и вторичным пустотам.

Относительно лучшими коллекторскими свойствами обладает порода коньяк-сантонского возраста. Из этих отложений получены промышленные притоки нефти на Серебрянской площадке. Здесь при испытании скв.3 (гл.1766-1814 м) получен приток легкой нефти II4 м<sup>3</sup>/сут и попутного газа 3,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут, с гл.1710-1748 м (нижний сантон) - приток нефти 96,8 м<sup>3</sup>/сут и газа 46,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Продуктивные го-

<sup>3</sup> Результаты испытания скважин и физико-химические свойства флюидов приведены по данным лаборатории ИГО Крымгеология.

ризонты сложены органогенными известняками с многочисленными сутуро-стилолитовыми образованиями. Эффективная мощность коллектора 27 м.

Выше лежащие маастрихтские и дат-палеоценовые отложения свидетельствуют о региональном подъеме бассейна седиментации. Распространение пород этого возраста сокращается в центральной части Равнинного Крыма, на Азовском валу и на других участках. Прогибание и относительно интенсивное накопление осадков происходило в Северо-Крымском и Индольском прогибах.

Прибрежные мелководные отложения маастрихта представлены кварц-глауконитовыми песчаниками и песчанистыми органогенно-обломочными известняками. Вдали от источников сноса отлагались пелитоморфные мелоподобные глинистые известняки и мергели.

Дат-палеоценовые отложения представлены песчанистыми и глинистыми известняками, глауконитовыми песчаниками и глинистыми мергелями. На Керченском п-ове преобладают темно-серые известковистые аргиллиты и мергели.

Маастрихтские отложения характеризуются значительными газопроявлениями (Вулкановская и Селезневская структуры) и нефтегазопроявлениями в Северо-Крымском прогибе. В последнем на Бакальской площади при испытании скв. II с гл. 1583-1771 м получен приток нефти 0,22 м<sup>3</sup> за 15 ч. На гл. 1787-1901 м после 3,5 ч стояния на приток объем нефти составил 3,86 м<sup>3</sup> [48].

Дат-палеоценовые отложения характеризуются промышленной газоносностью на Глебовском, Карловском, Краснополяном, Задорненском, Оленевском, Кировском месторождениях.

Коллекторы выделяются порового и трещинно-порового типа [133]. К поровым относятся песчаники и алевролиты с глинистым цементом (II-IV класс). Их пористость составляет 6-35 %, проницаемость 0,01 - 0,9 дм<sup>2</sup>. Трещинно-поровые коллекторы выражены органогенно-детритовыми известняками (III-V класс коллекторов), пористостью 2 - 45 % и проницаемостью 0,5 дм<sup>2</sup>. Благодаря трещиноватости проницаемость значительно повышается.

Выше лежащая эоценовая толща пород, представленная мергелями и глинами с прослоями глинистых известняков, характеризуется как покрывка.

На Глебовском месторождении залежь газа приурочена к отложениям нижнего палеоцена. Дебиты газа от 205,6 (скв. I) до 1175 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 7). В газе содержится 38 - 40 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> конденсата. Газ в основном метановый плотностью 0,638 г/см<sup>3</sup>. Компонентный его состав (в %): CH<sub>4</sub> 89,51; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 5,08; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> 2,16; C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> 1,01; C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> 0,55; CO<sub>2</sub> 0,53; H<sub>2</sub> 0,6 · 10<sup>-5</sup>. Коллекторы представлены органогенно-детритовыми известняками. Эффективная их мощность составляет 63-127 м. Для пород-коллекторов характерна трещиноватость, обеспечивающая проницаемость до 198 дм<sup>2</sup>.

На Карловском месторождении газовая залежь приурочена к отложениям нижнего и верхнего палеоцена. Нижний горизонт (гл. 1126-1197 м) дает газ дебитом 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а верхний горизонт - 712 м<sup>3</sup>/сут.

На Краснополяном месторождении газоконденсатная залежь находится в отложениях нижнего и отчасти верхнего палеоцена. Из нижнего горизонта (гл. 1095-1101 м) приток газа составил 52,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Коллектирующие газ песчанистые известняки имеют мощность 8 м и характеризуются пористостью 2,19 % и проницаемостью 3,9 дм<sup>2</sup>. Из верхнего горизонта (гл. 1065-1984 м) приток газа составил всего 1,77 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На гл. 1075-1095 м получен приток нефти с растворенным газом.

На Задорненском месторождении газовая залежь также сосредоточена в нижнем и верхнем палеоцене. Продуктивная толща представлена в основном известняками, местами глинистыми. Эффективная мощность газоносной части 23 м. Пористость достигает 29 %. Приток газа (гл. 562-595 м) 52 тыс. м<sup>3</sup>/сут (скв. 2). Свободный дебит газа достигает 73 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В газе содержится (в %): CH<sub>4</sub> 93,28; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 5,10; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> 0,10; CO<sub>2</sub> 0,54; H<sub>2</sub> 2,5 · 10<sup>-5</sup>.

На Оленевской площади в некоторых скважинах отмечались интенсивные газопроявления

из отложений верхнего палеоцена. В скв. 5 получен промышленный приток газа (31 тыс. м<sup>3</sup>/сут).

На Кировской площади из палеоценовых отложений (гл. 975-1003 м) приток газа составил 2,86 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Эффективная мощность продуктивного горизонта, представленного мергелями, составляет 40 м.

На Бакальской, Джанкойской, Машкаревской, Гончаровской и других площадях при прохождении палеоценовых отложений отмечались интенсивные газопроявления.

Майкопский комплекс представлен терригенно-глинистой формацией, состоящей в основном из глин с прослоями алевролитов, песчаников и песков олигоцена - нижнего миоцена.

Майкопская серия пород регионально нефтегазоносна. Промышленная газоносность этих образований установлена на месторождениях Межводненском, Джанкойском, Стрелковском, Машкаревском, Владиславовском, Южно-Сивашском, Куйбышевском и Фонтановском. Значительные газовые проявления отмечались при бурении скважин на Слюсаревской, Горностаевской, Мысовой, Селезневской, Краснополянской и других разведочных площадях.

Для майкопской серии пород характерно однообразие литологического состава. В разрезе преобладают глины. Количество песчано-алевролитового материала редко превышает 20 %. Монотонный глинистый состав свидетельствует о продолжительном и интенсивном перемывании осадков, их длительной миграции и перетирации в процессе формирования осадочной породы [118, 121].

Детальное сопоставление разрезов майкопских отложений [129] позволило проследить распространение отдельных песчано-алевролитовых прослоев. Их мощность составляет 10-100 м. Наиболее уверенно они выделяются в кровле нижнего и среднего майкопа. Наибольшее количество песчаников и алевролитов отмечается в Каркинитской и Сивашской впадинах, в Приазовье и Индольском прогибе.

Породами-коллекторами в отложениях майкопа являются мелкозернистые песчаники, алевролиты и пески. Их пористость II, 7-39,0 %, проницаемость до 8,2 дм<sup>2</sup>. на основании чего они относятся к поровым коллекторам преимущественно II-IV, иногда I-V классов [133]. Прослой коллекторов обычно разделены пачками глин плотностью 1,5-2,2 г/см<sup>3</sup> и мощностью 15-100 м, которые являются надежными покрывками для продуктивных горизонтов.

Майкопская глинистая толща, имеющая большую мощность, выдержанность и однородный состав, считается региональным экраном для коллекторов нижележащих образований. Она служит также водупором, ниже которого все породы стратиграфического разреза находятся преимущественно в зоне затрудненного водообмена.

На Джанкойском месторождении залежи газа приурочены к четырем продуктивным горизонтам, сложенным алевролитами и песками, которые тонко переслоены алевролитистыми глинами. Основной продуктивный горизонт находится в среднемайкопских отложениях, абсолютные дебиты скважин составляют 80-516 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Значительно меньше газовые залежи связаны с верхне- и нижнемайкопскими образованиями. Дебиты газа из этих горизонтов составили 10-60 тыс. м<sup>3</sup>/сут [61]. Эффективная мощность коллекторов 58-84 м. Мощность глинистой покрывки 170 м. Газ метановый с содержанием метана до 92,2-98,9 %. Плотность газа 0,573 г/см<sup>3</sup>.

На Межводненском месторождении залежь газа отмечается в двух алевролитовых горизонтах среднего майкопа. При испытании скв. 2 дебит газа составил 5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Общая мощность коллекторов 36-54, мощность глинистой покрывки около 11 м. Газ метановый плотностью 0,576 г/см<sup>3</sup>.

В разрезе майкопских отложений Стрелкового месторождения промышленная газоносность установлена в трех песчано-алевролитовых горизонтах среднего майкопа. Дебиты скважин - 40-70 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Суммарная эффективная мощность продуктивных горизонтов 31-40 м. Мощность глинистой покрывки 31 м.

В майкопских отложениях находится также залежь газа с конденсатом на фонта-

новской площади. При испытании скв.8 с гл.3177-3187 м получен приток газа дебитом 211 тыс.м<sup>3</sup>/сут и конденсата дебитом 39,7 м<sup>3</sup>/сут.

Со среднемайкопскими породами связана небольшая газовая залежь на Южно-Сивашском поднятии, где с гл.2248-2253 м (скв.1) получен газ дебитом 40-50 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Незначительные притоки нефти (7-29 т/сут) и газа (первоначальные дебиты до 100 тыс.м<sup>3</sup>/сут) выявлены на Владиславовском, Куйбышевском и Мошкаревском поднятиях на Керченском п-ове. Продуктивные горизонты приурочены к отдельным прослоям и линзам алевролитов, песчаников и тонкозернистых песков, залегающих в глинистой толще батисифонового и карлеутского горизонтов майкопа.

Неогеновый газонефтеносный комплекс представлен терригенно-карбонатной формацией, объединяющей образования среднемиоцено-плиоценового возраста и состоящей из разнообразных терригенных и карбонатных пород (глин, песков, песчаников, конгломератов, мергелей и известняков). Мощность ее на отдельных участках более 1000 м. Она максимально развита в Индольском прогибе.

Образование пород этого возраста на орогенной стадии обусловило частое чередование в разрезе пород различного генезиса и сильную фациальную изменчивость по площади.

Продуктивные горизонты связаны с песчаниками и известняками чокракского, караганского, коньского горизонтов среднего миоцена и сарматского яруса верхнего миоцена. Их пористость 20 - 40 %, проницаемость 150 - 200 дм<sup>2</sup>.

Промышленная нефтегазосность установлена на Керченском п-ове (Белокаменское, Мисовое, Малобабчикское, Глазовское, Приозерное и Борзовское месторождения).

Эффективная мощность продуктивного горизонта Белокаменского месторождения 4,2 м. Он залегают на гл. 250 - 300 м. Первоначальные дебиты скважин составляли 5 - 10 т/сут нефти и 10 - 60 тыс.м<sup>3</sup>/сут газа. В течение короткого времени они уменьшились до 0,8 т/сут нефти и до 8 тыс.м<sup>3</sup>/сут газа. Нефть вязкая плотностью 0,898 г/см<sup>3</sup>.

На Мисовом месторождении нефтегазовая залежь приурочена к чокракскому горизонту. Эффективная мощность коллекторов 3-4 м, залегают на гл.400-500 м. Первоначальные дебиты составляли до 10 т/сут нефти и 60 тыс.м<sup>3</sup>/сут газа. Газ метановый, нефть плотностью 0,911 г/см<sup>3</sup>.

Малобабчикское месторождение содержит продуктивные горизонты в сарматских и чокрак-караганских отложениях. Их эффективная мощность не превышает 2-3 м. Дебиты нефти нестабильны и имеют тенденцию к резкому уменьшению от 50 в сарматских горизонтах до 0,5-23 т/сут в чокрак-караганских.

Небольшие залежи нефти и газа отмечаются в чокракско-караганских и сарматских горизонтах Приозерного месторождения, расположенного в юго-восточной части Керченского п-ова. Коллекторами здесь служат тонкие прослойки песков и песчаников общей эффективной мощностью 11-32 м. Нефтенасыщенная часть разреза находится на гл.100-730 м. Первоначальные дебиты нефти составляли 14 т/сут. Нефти характеризуются в общем большой плотностью (0,85-0,95 г/см<sup>3</sup>), довольно высокой вязкостью (I - 2,5°, по Энглеру), малым выходом бензиновых фракций (до 30 %). Содержание серы 0,06 - 0,25 %. По групповому составу нефти относятся к метано-нафтеновому типу. Газы по химическому составу метановые (содержание метана достигает 90-98 %).

Рифей-палеозойский перспективный комплекс широко распространен в Западном Причерноморье, где сложен различными геологическими формациями [118], представленными в основном терригенными (песчаниками, алевролитами, глинами) и карбонатными (известняками, доломитами, ангидритами) породами. Промышленных залежей нефти и газа комплекс не содержит. Он характеризуется только нефтегазопрооявлениями. Наиболее существенные наблюдались из карбонатно-хемогенной толщи среднего и верхнего девона на Саратовской и Белолесской площадях (см.рис.57). На первой из них, расположенной в прибортовой части Придобруджинского прогиба, при испытании скв.2 и 6 получены притоки окисленной и вязкой нефти объемом до 3,5 м<sup>3</sup>. Нефть темно-

бурого цвета плотностью 0,835-0,924 г/см<sup>3</sup>, высокосмолистая (44-48 %) с содержанием светлых погонов I4 - 28,9 %.

Продуктивные горизонты представлены пачками известняков, доломитов и ангидритов с обилием трещин и каверн [133]. Открытая пористость изменяется от 0,2 до 9,4 %, проницаемость в редких случаях превышает 0,01 дм<sup>2</sup>.

На Белолесской площади при испытании скв.1 (гл.2040-1920 м) из верхнедевонской части разреза была также получена нефть дебитом до 1,1 м<sup>3</sup>/сут. Нефть плотностью 0,85 - 0,88 г/см<sup>3</sup>.

Триас-юрский перспективный комплекс к настоящему времени разведан недостаточно. В нем пока не выявлено промышленных залежей нефти и газа, но отмечается много газовых и нефтяных проявлений. Наиболее обильны они на южном склоне Северо-Крымского прогиба и на бортах Новопарипинского поднятия. В частности, проявления газа и нефти отмечались на Октябрьской, Западно-Октябрьской, Сакской, Шубинской, Тамбовской и других площадях.

На Октябрьской площади при совместном испытании трещиноватых песчаников триаса - юры и базального горизонта нижнего мела в скв.1 (гл.2668-2787 м) получен приток газа около 50 тыс.м<sup>3</sup>/сут и нефти 45,5 м<sup>3</sup>/сут. В скв.4 (гл. 2568-2678 м) наблюдалось периодическое фонтанирование легкой нефти с дебитом 5-6 м<sup>3</sup>/сут.

На Западно-Октябрьской площади в скв.29 (гл.3155 - 3162 м) из этих же отложений получен приток газа с дебитом 720-800 м<sup>3</sup>/сут и незначительное количество конденсата.

На Новоселовском поднятии при испытании скв.9 (гл.985-997 м) получен приток газа, перешедший затем в газодвижной фонтан. На Евпаторийской площади в скв.599 (гл. 871-897 м) и 2-Е (гл. 893-1238 м) получены притоки минерализованной воды с растворенным газом. Интенсивные газопрооявления из юрских отложений наблюдались на Сакской, Зуйской и других площадях. Во всех случаях газ растворен в минерализованных пластовых водах гидрокарбонатнонатриевого типа.

Коллекторские свойства триас-юрских пород характеризуются низкими показателями: пористость 1-3 %, редко достигает 5 %, проницаемость 0,1-1 дм<sup>2</sup>. Коллекторские способности значительно улучшаются вследствие трещиноватости.

#### Геохимия нефти

Плотность нефтей и конденсатов изменяется от 0,73 до 0,95 г/см<sup>3</sup>. К тяжелым относятся нефти Керченского п-ова и Придобруджинского прогиба (Саратовское месторождение). Закономерного изменения плотности в зависимости от глубины залегания продуктивных горизонтов не наблюдается.

В нефтях и конденсатах содержание серы низкое (сотые доли - 0,35 %), за исключением нефти плотностью 0,85 - 0,94 г/см<sup>3</sup> из отложений среднего девона на Саратовской площади. Она содержит (в %): смол (силикателевых) 6-17; асфальтенов 0,7-6,4; твердого парафина 2,3-12,0; легких УВ (до температуры 200°С) 5-13; фракций до температуры 300°С 8-42; серы до 1,2. Особо высокие плотности и повышенная концентрация смолисто-асфальтеновых компонентов характерны для проб нефти, отобранных у водонефтяного контакта.

Конденсаты Северо-Крымского прогиба (Западно-Октябрьское, Татьянаовское, Глебовское и другие месторождения) из мезозойских отложений относятся к легким с плотностью 0,72-0,76 г/см<sup>3</sup> и содержанием фракции, выкипающей до температуры 300°С, до 90 %. Количество парафина и смол не превышает тысячных долей процента. Повышенная их концентрация (1-2 %) отмечается в флюидах газонефтяных месторождений.

В углеводородном составе конденсатов обнаружено до 20 % и более ароматических УВ.

В конденсатах палеогеновых отложений Индольского прогиба содержится до 60 % бензиновых фракций и относительно повышенные концентрации твердого парафина - свыше 2 % (отдельные пробы конденсата фонтановского месторождения). В групповом

составе конденсатов определено 50–60 % парафиновых и 10–12 % ароматических УВ (Фонтановское, Кжно-Сивашское месторождения) [165].

Нефти Северо-Крымского прогиба (Карлавская, Серебрянская и другие площади) характеризуются плотностью 0,76–0,85 г/см<sup>3</sup>, содержанием твердого парафина 0,3 – 1,85 %, силикагелевых смол 0,6 – 5,3, выходом бензиновых фракций 28 – 60 %. На Карлавском месторождении плотность нефти уменьшается с глубиной.

Исследования нефтей и конденсатов методом инфракрасной спектроскопии подтвердили общее разнообразие состава нефтей, но некоторую выдержанность их в отдельных структурах [69].

Радиоспектрометрией ЯМР конденсатов из небольших глубин залегания продуктивных горизонтов установлено повышенное содержание водорода в СН<sub>3</sub>-группах, что свидетельствует об обогащении их разветвленными парафиновыми УВ. На больших глубинах (1700–4500 м) основная масса водорода концентрируется в СН<sub>2</sub>-группах алифатических структур.

Конденсат Северо-Серебрянской площади (скв. 7, гл. 3135–3236 м) с плотностью 0,798 г/см<sup>3</sup> характеризуется слабодифференцированным спектром ЯМР, широкими полосами поглощения СН<sub>2</sub>- и СН<sub>3</sub>-алифатических групп. Пофракционное радиоспектрометрическое его исследование показало обогащенность бензольной и толуольной фракций полиметиленовыми и изопарафиновыми структурами. Во фракциях, выкипающих при температуре выше 122 °С, разветвленность алифатических структур резко уменьшается. Слабо замещенные ароматические структуры концентрируются во фракции выкипающей при 122–200 °С. Повышенное содержание водорода в ароматических структурах (в кольце и алкилзаместителях) часто связано с повышенным содержанием бензола в водах [86], например на Голицынской площади.

Конденсаты провинции в целом проявляют ничтожный парамагнетизм. Парамагнитные частицы установлены методом ЭПР в высококипящих фракциях (выше 300–340 °С). При выходе этих фракций 15–16 об.% КИП составляет 4. 14.10<sup>15</sup> – 1.0.10<sup>16</sup>/г.

Природные газы Причерноморско-Крымской нефтегазосной провинции по сравнению с газами других нефтегазосных провинций Украины наиболее разнообразны по физическим свойствам и химическому составу. Основная составная часть свободных и попутных газов – метан (в отдельных случаях до 99 об.%). Концентрация тяжелых углеводородов изменяется от десятых долей до 38 об.%. С повышением молекулярной массы гомолога метана содержание его уменьшается. Исключением являются максимумы концентраций С<sub>3</sub> на Октябрьской площади (скв. 3-р, гл. 3001–3155 м), С<sub>3</sub>–С<sub>4</sub> на Задорненской (скв. 1-р, гл. 3252–3450 м) и Серебрянской (скв. 3, гл. 1626–1814 м) площадях.

Количество СО<sub>2</sub> не превышает 0,1–3, азота – до 10–12 об.%, содержание которого с глубиной часто возрастает (Бакальская, Стрелковская и другие площади). Кроме метановых газов, встречаются метано-азотные, метано-углекислые, азотно-углекислые и азот.

Какой-либо закономерности в изменении компонентного состава газов в зависимости от возраста вмещающих пород не наблюдается [165].

#### Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений

Подземные воды бассейна отличаются сравнительно невысокой минерализацией – до 80 г/л. По мере погружения пород пресные и солоноватые подземные воды сульфатнонатриевого и гидрокарбонатнонатриевого типов сменяются высокоминерализованными хлоркальциевыми водами и рассолами. Состав водорастворенных газов изменяется от азотного до углеводородно-азотного и углеводородного, иногда с повышенным содержанием СО<sub>2</sub>.

В нижнемеловом и палеоцен-эоценовом комплексах в погруженных участках встречаются гидрокарбонатнонатриевые воды с минерализацией 10–30 г/л и высокой упругостью углеводородных водорастворенных газов.

сбросов с амплитудами 100–300 м. В юго-восточной части складки вдоль сброса образовалась вдавленная синклинали. Нефтеносны терригенно-карбонатные пачки караганского и чокракского горизонтов миоцена. Средняя эффективная мощность их достигает 7 м при общей мощности горизонтов до 91 м.

Фонтановское месторождение газоконденсата приурочено к крупной брахиантиклинальной складке субширотного простирания, расположенной в центральной части Керченского п-ова. Складка асимметрична, диапирового типа. В своде ее под небольшим покровом антропогенных отложений залегают сильно перемятые глины верхнего майкопа, где насчитывается до шести синклиналильных вдавленностей, а крылья сложены породами миоцена. Северное крыло складки круче южного и достигает 30–35°. Восточная периклинали структур широкая и пологая, углы падения пластов не превышают 10–12° по сравнению с 20–40°. Размеры складки в отложениях майкопа (изогипса – 3500 м) составляют 14 x 5 км. Согласно геофизическим исследованиям, свод структуры разбит разломами на три блока, которые находятся на разных гипсометрических уровнях. Наиболее опущен восточный блок размерами 5 x 4 км и амплитудой до 500 м. В его пределах залежи газа с конденсатом приурочены к песчано-алевритовым пачкам нижнего майкопа и верхнего эоцена. Эффективная мощность их продуктивной части 7 – 12 м.

К наиболее сложно построенной диапировой брахиантиклинальной складке приурочено Малобабчикское месторождение нефти. Оно находится в северной структурной зоне Индольского прогиба и связано с Малобабчикским и Южнобабчикским поднятиями, Катерлежским куполом, структурной террасой и синклиналильной вдавленностью. Последняя выполнена сопочными брекчиями и находится в центральной части общей структуры. Нефтегазосны Малобабчикская и Южнобабчикская брахиантиклиналы.

Первая развита к северу от синклиналильной вдавленности, имеет диапировое строение с заметной асимметрией в западной части складки. Углы падения северного крыла увеличиваются к своду, достигая 45–50, южного – 20–28°. Размеры складки в отложениях миоцена (чокрак) составляют 4,5 x 0,7 км. Южнобабчикская брахиантиклиналь узкая с резко выраженным диапировым строением, углы падения крыльев складки до 50–60°, причем северное крыло ее круче и нарушено сбросом, по которому оно обрывается южным бортом вдавленности синклинали. Размеры складки 2 x 0,5 км.

Залежи нефти на месторождении связаны с терригенно-карбонатными пачками чокракского и караганского горизонтов миоцена. Средняя эффективная мощность продуктивной части разреза достигает 1,4 м.

Формы залежей нефти и газа, приуроченные к брахиантиклинальным складкам двух типов, укладываются в классификацию залежей нефти и газа, разработанную И.О.Бродом и Н.А.Еременко [15]. Главными критериями для их выделения служат характер строения природного резервуара и соотношения в нем подвижных флюидов. На основании этих критериев выявленные залежи относятся в основном к пластовым, среди которых выделяются пластовые сводовые и пластовые тектонически и литологически экранированные. Значительно реже встречаются залежи, литологически ограниченные со всех сторон.

К пластовым сводовым залежам в провинции относятся газовые скопления в отложениях майкопа на Джанкойской, Стрелковой структурах, палеоцена – на Оленевской, Карлавской, Краснополянской, Кировской, а газа с конденсатом – на Глебовской. Кроме того, сводовые пластовые залежи встречены и на некоторых месторождениях Индольского прогиба. С ними связаны скопления нефти в образованиях среднего миоцена на Мысовой и Белокаменской, а газа – на Борзовской структуре.

Пластовая сводовая залежь в образованиях нижнего палеоцена Г л е б о в - с к о г о поднятия (см. рис. 58, 1) образована в резервуаре, имеющем пластовый характер на всем протяжении продуктивной толщи мощностью 130–140 м и изогнутом в форме антиклиналы вследствие образования самой складки с амплитудой 210 м. Скоп-



ление газоконденсата ограничено краевой пластовой водой на отметке - 1018 м. По внешнему контуру газоносности размеры залежи составляют 3,9 x 1,5 км, высота 140 м. Пластовое давление на отметке - 881 м достигает 11,0 МПа. Режим залежи водонапорный.

К пластовой сводовой залежи относятся также скопление газа в отложениях верхнего палеоцена на Оленевском поднятии. Резервуар имеет форму изогнутого в антиклиналь пласта мощностью до 200 м, осложненного к югу от свода разломом. Скопление газа приурочено к своду и подпирается подшвенной водой на отметке - 460 м. Эффективная мощность залежи в пласте изменяется от 0 до 158 м. Экраном залежи служат глинистые образования нижнего эоцена.

Примером пластовых сводовых залежей в отложениях майкопа могут служить газовые скопления на Джанкойском месторождении (см. рис. 58, П, УИ). Резервуарами для них служат песчано-алевролитовые пласты мощностью 6-65 м, залегающие в толще майкопских глин и изогнутые в антиклиналь.

В каждом из месторождений насчитывается до четырех залежей, разделенных 60-200 м толщами глин и ограниченными контурными водами, подпирающими залежь.

На Джанкойском месторождении газовые залежи А, Б, В и Г залегают на глубине 920 - 330 м. Мощности продуктивных горизонтов изменяются от 5,8 до 10 м для залежи А до 59-74 м залежи Б. Высота залежи А II-IV, залежи Б - 60,4 м.

Залежи пластовые тектонически и литологически экранированные встречаются в провинции значительно реже. Это месторождения газоконденсата на Западноктябрьской структуре.

На Западно-Октябрьской структуре газоконденсат связан с пластовым резервуаром мощностью 65-169 м, ограниченными разрывами. Основное скопление газоконденсата приурочено к наиболее приподнятому центральному блоку складки с абсолютной отметкой кровли продуктивного горизонта А-19 - 2611 м. Высота залежи при отметке водогазового контакта - 3300 м составляет 689 м.

В Индольском прогибе к пластовым тектонически и литологически экранированным относятся залежи газоконденсата в отложениях нижнего майкопа и верхнего эоцена на Фонтановской площади. Их резервуарами являются песчано-алевролитовые пласты мощностью 9-14 м в толще глинистых образований. К своду складки они выклиниваются или замещаются более глинистыми разностями, а в отложениях верхнего эоцена экранируются по разлому глинисто-карбонатными породами верхнего мела. В результате этого в отложениях нижнего майкопа залежи пластовые литологически экранированные, а в верхнем эоцене ограничены тектоническим экраном. Вверх по восстанию продуктивных горизонтов залежи газоконденсата подпираются пластовой водой, контакт которой находится на отметках для М-3 - 3293 м, М-5 - 3171, а Е-VI - 3225 м. Режим залежей водонапорный.

К пластовой тектонически экранированной залежи относится также небольшое скопление нефти в отложениях среднего миоцена юго-восточного блока Приозерной структуры. Здесь на юго-восточном крыле складки пластовый резервуар общей мощностью 91 м изогнут и резко приподнят к своду складки, где обрывается разломом. Перемещение нефти вверх по пласту экранируется глинистыми образованиями коньского и сарматского ярусов. В опущенной северо-западной части блока крыло складки также обрывается нарушением и экранирует залежь более глинистыми разностями чокракского горизонта.

Залежи, литологически ограниченные со всех сторон, развиты в основном в Индольском прогибе. Они связаны с особенностями развития песчаных разностей пород среди глинистых образований майкопской свиты. Залежи сосредоточены в резервуарах неправильной формы, ограничены со всех сторон слабопроницаемыми породами. Такой формы залежи развиты в песчано-глинистых линзах и прослоях нижнего и среднего майкопа на Мошкаревской, Куйбышевской и Владиславовской структурах.

Четкого изменения минерализации и состава подземных вод по разрезу не отмечается. На общем фоне среди рассолов наблюдаются аномальные участки пресных или слабоминерализованных вод, а также вод с пониженным содержанием  $SiO_2$ , обогащенных микрокомпонентами  $Sr$ ,  $Mn$ ,  $NH_4$ ,  $B$ , нефтяными кислотами, летучими фенолами, что связано с наличием в недрах нефтяных и газовых месторождений.

Геотемпературное поле Крыма отличается повышенной напряженностью. Максимальные температуры приурочены к Тарханкутскому валу и Новоселовскому поднятию, минимальные - к осевым зонам прогибов и северной части Скифской плиты. На поверхности фундамента в местах наибольшего его погружения прогнозируется температура 280 - 320 °С.

Наибольшие напоры подземных вод основных водоносных комплексов приурочены к участкам максимального погружения (Восточно-Кубанский и Индольский прогибы, Каркиндская впадина). Сверхгидростатические пластовые давления установлены в нижнемеловых, палеоцен-эоценовых и миоценовых отложениях.

Сложное геологическое строение Причерноморско-Крымского водонапорного бассейна предопределило наличие и его природных водонапорных систем различных типов. К северу от Крымских гор и на склоне Украинского щита находятся инфильтрационные системы, сменяющиеся на большей части территории и акватории бассейна эвзионными, тяготеющими к глубоким депрессиям, где господствуют высокие давления и температуры. Распределение напоров по площади свидетельствует об отсутствии дальнейшего латерального транзита подземных вод из предгорий через глубокие Северо-Крымский и Индольский прогибы на платформу.

По стратиграфическому разрезу осадочной толщи Индольского прогиба минерализация поровых растворов постепенно нарастает до отложений среднего майкопа и снижается в нижнем майкопе. В Причерноморье высокая минерализация характерна и для поровых растворов из образований нижнего майкопа и палеоцена - эоцена. До глубины 150 м среди анионов в поровых растворах преобладает  $SO_4^{2-}$ , ниже  $Cl^-$ . Содержание  $HCO_3^-$  начиная с глубины 500 м резко снижается вплоть до исчезновения.

Поровые растворы антропогена, меотиса и сармата мало минерализованы и по составу резко отличаются от подземных вод. Начиная с кровли тортона гидрогеохимическая зональность поровых растворов и подземных вод в общем идентична.

Кроме основного солевого состава, изучалось содержание в поровых растворах микрокомпонентов  $J$ ,  $Br$ ,  $B$ ,  $K$ ,  $SiO_2$ , закономерности распределения которых аналогичны установленным для подземных вод [85].

Содержание нелетучих фенолов в поровых растворах составляет 0,5-13,5, среднее 2,75 мг/л; летучих фенолов от 0,5-5,6, среднее 2,03 мг/л. Между содержанием летучих и нелетучих фенолов наблюдается обратная гиперболическая зависимость. В водных вытяжках и растворах, полученных с искусственным увлажнением, содержится мало фенолов. С повышением давления отпрессования содержание летучих фенолов в поровых растворах возрастает иногда до 10 раз.

#### Типы структур и формы нефтяных и газовых залежей

К настоящему времени в Причерноморско-Крымской нефтегазонасной провинции открыто 16 газовых, шесть газоконденсатных и 10 нефтяных месторождений. Они находятся в Северо-Крымском и Индольском прогибах, частично на Азовском валу и одно на Приазовской моноклинали Восточно-Европейской платформы (рис. 58).

Газовые месторождения содержат залежи в палеоценовых и майкопских отложениях; газоконденсатные - в нижнемеловых, палеоценовых и реже в майкопских, а нефтяные - в миоценовых и в меньшей мере в майкопских и меловых. Они контролируются главным образом структурным фактором и связаны с антиклинальными поднятиями. Среди них выделяются два основных типа: нормальные брахиантиклинальные складки и брахиантиклинальные складки, осложненные грязевым диапиризмом (диапировые и криптодиапировые складки).

Брахантиклинальные складки широко развиты в провинции. Морфологически это антиклинальные поднятия эллиптических реже куполовидных очертаний иногда с сильно вытянутыми (удлиненными) формами. Обычно они пологие и асимметричные.

Простираание брахантиклиналей субширотное, иногда северо-западное или северо-восточное. Структуры по ориентировке часто подчиняются направлению крупных разломов, с которыми они не редко генетически связаны (структуры Октябрьская и др.).

Размеры складок небольшие, в среднем 5–10 км по длине, увеличиваясь иногда до 40 км. Амплитуды их изменяются от 50 до 600 м. Большая часть структур отличается чрезвычайно сложным строением из-за нарушенности их разрывами. Как правило, количество и амплитуды разрывов возрастает с глубиной, придавая отдельным антиклиналям блоковое строение (Октябрьская, Западно-Октябрьская, Карлавакская, Татьяновская и др.).

Для многих поднятий характерно сокращение мощностей отдельных стратиграфических горизонтов к их сводам, а также несоответствие структурных планов в разрезе. В одних случаях эти отличия заключаются в увеличении с глубиной крутизны крыльев, нарушенности разломами, изменении конфигурации и размеров складок, а также в некотором смещении их сводов при сохранении антиклинальной формы структуры по всему разрезу. В других антиклинальная форма поднятий проявляется только в нижних горизонтах осадочного чехла, вверх выходящая, она переходит в структурный нос, или моноклинал (складки Татьяновская, Серебрянская), или наоборот, антиклинальная форма складки развита только в верхних частях разреза, раскрываясь вниз, переходит в моноклинал или синклинал (Джанкойская, Черноморская и др.) [67].

Наиболее распространены структуры сквозные, сохраняющие форму антиклинали по всем стратиграфическим комплексам осадочного чехла [67].

В этом типе брахантиклиналей в Северо-Крымском прогибе и на Азовском валу связаны месторождения газа (Оленевское, Карлавакское, Краснополянское, Загорненское, Кировское, Черноморское, Межводненское, Джанкойское, Стрелковое), газоконденсаты (Западно-Октябрьское, Глебовское и Татьяновское) и нефти (Октябрьское и Серебрянское).

Типичный пример газовых месторождений, связанных с нормальными брахантиклинальными складками в зоне южного борта Северо-Крымского прогиба, — Оленевское. По кровле продуктивного горизонта в верхнепалеоценовых отложениях оно представлено брахантиклиналью субширотного простираания с размерами 5,5 х 1,5 км и амплитудой 180 м. Складка асимметрична с крутым ( $30^\circ$ ) южным и более пологим ( $18 - 20^\circ$ ) северным крыльями. Верху по разрезу она несколько вышаживается, и в отложениях миоцена углы падения ее крыльев уменьшаются до  $20^\circ$  южного и  $3-4^\circ$  северного. В своде складка размыта, и на породах нижнего майкопа несогласно залегают образования миоцена. Южное крыло осложнено широтным взбросом с амплитудой до 150 м, по которому северная часть складки несколько приподнята.

Газоносный горизонт приурочен к трещиноватым мергелям и глинистым известнякам верхнего палеоцена.

Джанкойское месторождение газа приурочено к пологой и относительно крупной брахантиклинали субширотного простираания, расположенной в восточной части Северо-Крымского прогиба. Складка имеет асимметричное строение с более крутым северным ( $11-13^\circ$ ) и пологим ( $7-9^\circ$ ) южным крыльями. Размеры ее по продуктивному горизонту В среднего майкопа составляют 18 х 9 км, высота складки превышает 60 м (рис. 58, П). С глубиной амплитуда ее увеличивается, достигая в подошве майкопских отложений 110–120 м. Строение складки осложнено серией разрывных нарушений с амплитудами 10–30 м, по которым складка разбита на блоки. Вниз по разрезу форма структуры несколько изменяется, свод ее по кровле отложенный палеоцена сужается и смещается к юго-западу, а западная периклинал складки становится круче.

Месторождение содержит четыре залежи газа (А, Б, В и Г) в отложениях майкопа, приуроченные к песчано-алевритовым пачкам мощностью от 6 до 75 м. Между собой залежи разделены 60–200-метровыми толщами глин.

Примером газоконденсатных месторождений, связанных с брахантиклинальными складками в Северо-Крымском прогибе, может служить Глебовское месторождение. Оно представлено почти симметричной брахантиклиналью субширотного простираания с довольно широким и пологим сводом. Размеры складки по продуктивному горизонту в отложениях нижнего палеоцена составляют 6 х 2 км, амплитуда 210 м. Углы падения крыльев небольшие ( $18-20^\circ$ ). Вверх по разрезу складка несколько вышаживается, и по кровле эоценовых отложений углы падения крыльев уменьшаются до  $6-8^\circ$ . Месторождение имеет два продуктивных горизонта, представленных трещиноватыми известняками и мергелями нижнего и верхнего палеоцена мощностью 130–150 м. Основная залежь находится в отложениях нижнего палеоцена.

Более сложное строение Западно-Октябрьского месторождения газоконденсата. Оно связано с асимметричной брахантиклинальной складкой субширотного простираания с более крутым южным ( $25-30^\circ$ ) и пологим ( $17-19^\circ$ ) северным крыльями. Свод складки размыт, и на размытой поверхности отложений палеоцена залегают образования миоцена. Вниз по разрезу крутизна крыльев складки и ее амплитуда увеличиваются и вместе с тем сводовая часть поднятия смещается к юго-востоку.

По кровле продуктивного горизонта А-19 в отложениях нижнего мела (альб) размеры структуры составляют 6,5 х 2,3 км, амплитуда достигает 800 м. Сбросами северо-западного простираания складка рассечена на три блока, ступенчато погружающиеся в юго-западном направлении. Амплитуда сбросов 150–300 м.

Газоконденсатная залежь находится в туфах, туфийтах и туфопесчаниках альбского яруса (пачка А-19) мощностью 65–169 м. Основное скопление углеводородов приурочено к центральному и северо-западному блокам.

Татьяновское газоконденсатное месторождение находится в центральной части Северо-Крымского прогиба. По нижним горизонтам осадочного чехла оно представлено пологой брахантиклинальной складкой субширотного простираания. Размеры ее по кровле горизонта А-19 нижнего мела составляют 8,5 х 5,4 км, по базальному горизонту А-21 складка несколько сужается и имеет размеры 8,5 х 4,1 км с амплитудой до 75 м. Северные и южные крылья складки осложнены разрывными нарушениями субширотного простираания, по которым свод несколько приподнят. Западная периклинал также рассечена разрывом северо-западного простираания с амплитудой 100–200 м. Верх по разрезу складка вышаживается и уже в отложениях верхнего альба и сеномана переходит в структурный выступ, а выше — в структурный нос северо-восточного простираания. При этом отмечается выклинивание отдельных горизонтов верхнего мела (сеноман и турон-коньяк) к сводовой части поднятия и увеличение мощности вулканогенных пород верхнего альба.

Газоконденсатная залежь находится в трещиноватых песчаниках с прослоями аргиллитов неок — апта (базальный горизонт) мощностью 2,8–45 м. Нефтяные и газовые месторождения, связанные с брахантиклинальными складками, осложненными грязевым диапиризмом, широко распространены только в Индольском прогибе (Керченский п-ов). Среди них встречаются структуры диапирного и криптодиапирного строения.

Основной морфологический признак такого типа структур — наличие в ядре складки значительно дислоцированных и более древних пород, чем слагающие ее крылья. Обычно ядра складок сложены пластичными глинами майкопа, а их крылья — более молодыми миоценовыми образованиями. Для структур характерно значительное увеличение мощности пород на крыльях по сравнению со сводами. Последние нередко сложно построены, в них наблюдаются перерывы, выклинивание пластичных пород, а также

разрывы, к которым иногда приурочены грязевые вулканы, и синклинальные вдавленности. Складки обычно асимметричны. Углы падения их крыльев к сводовым частям резко возрастают, и у осевой линии пласты иногда круто поставлены, переметы и раздроблены.

В майкопских частях разреза строение поднятий сложнее из-за блоковой структуры.

К такого типа структурам в Индольском прогибе приурочены в основном месторождения нефти: Белокаменское, Мысовое, Владиславовское, Мошкаревское, Малобасчикское, Приозерное, Глазовское, Куйбышевское и др. Газовыми являются только Северо-Керченское и Борзовское, а газоконденсатными - Кюно-Сивашское и Фонтановское.

Мысовое месторождение нефти представлено брахиантиклинальной складкой субширотного простирания, расположенной в северной структурной зоне Индольского прогиба. Поднятие имеет криптодиapiroвый характер. Оно довольно четко выражено антиклинальным перегибом по всему вскрытому разрезу пород и имеет захороненное диапировое ядро. В своде складка сложена породами сарматского яруса, а крылья - образованиями мезозоя. Периклинальные части нарушены поперечными к простиранию структурами сбросами амплитудой 20-40 м. Размеры складки по продуктивному горизонту в чокракских отложениях 2,6 x 1,3 км. Углы падения крыльев в присводовой части структуры составляют 2-3° и увеличиваются на погружении до 10-14°. Залежь нефти связана с песчано-карбонатными пачками чокракского горизонта среднего миоцена. Общая мощность их 37-40, эффективная 1,3-6 м.

Борзовское газовое месторождение также приурочено к субширотной брахиантиклинальной складке криптодиapiroвого типа. Свод ее широкий и пологий, сужающийся в восточном направлении. Строение складки асимметричное, углы падения северного крыла по кровле чокракского горизонта составляют 18-20, южного - 25°. Вверх по разрезу складка выполаживается, и в кровле сарматского горизонта углы падения крыльев уменьшаются (южного до 9-15, а северного до 5-9°). Размеры складки по продуктивному горизонту 2,5 x 1,9 км. Газовая залежь находится в отложениях чокракского горизонта с мощностью продуктивной части разреза 70 м.

К криптодиapiroвой складке приурочено также Северо-Керченское месторождение газа. По данным геофизических исследований, это довольно пологая куполовидная структура с северо-восточным простиранием длинной оси.

Она развита в южной части Азовского моря и связана с Индольским прогибом. Складка хорошо выражена начиная с отложений сарматского яруса. Вверх по разрезу она выполаживается и уже в осадках верхнего плиоцена почти не прослеживается. Структура несколько асимметрична, ее юго-восточное крыло круче северо-западного и достигает 15-25°. Отмечается также постепенное уменьшение углов падения крыльев от сводовой части складки к периферии. По продуктивному пласту в отложениях чокракского горизонта размеры поднятия составляют 7 x 6 км, а высота около 200 м. С глубиной амплитуда складки возрастает и по кровле майкопских отложений достигает 250-300 м. Газовая залежь приурочена к терригенно-карбонатным пачкам чокракского горизонта. Общая мощность продуктивной части разреза составляет 22 м.

Приозерное месторождение нефти связано с брахиантиклинальной складкой диапирового строения и распространено в юго-восточной части Керченского п-ова. По отложениям чокракского горизонта складка имеет размеры 3 x 1,8 км и амплитуду более 400 м. По строению складка асимметрична. Северо-западное крыло ее относительно пологое и нарушено сбросом субширотного простирания. К северу от него породы приподняты и резко меняют простирание. Углы падения пород к югу от сброса изменяются до 35° и более (к своду).

Юго-восточное крыло структуры круче. Углы падения его резко увеличиваются от свода, достигая 60°. Оно нарушено системой субмеридиональных и субширотных

Нефтегазоносность Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции изучена недостаточно. Современный уровень геологической изученности позволяет связывать основные перспективы с Северо-Крымским и Индоло-Кубанским прогибами, Азовским валом и Придобруджинским прогибом.

В Северо-Крымском прогибе заслуживают внимания в нефтегазоносном отношении широко распространённые триас-юрские отложения на Новоалексеевской и Генчической площадях. По данным глубокого бурения, породы этого возраста представлены конгломератами и аргиллитами. В других районах эта толща некарбонатного флиша. В них отмечены нефтегазопоявления на Сакской, Зуйской, Генчической, Новоалексеевской, Шубинской, Тамбовской, Гончаровской, Планерской и других площадях. В Западном Предкавказье выявлена их промышленная газоносность с дебитом газа 190-290 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Структурные особенности этого газонефтеносного комплекса изучены слабо, однако надо полагать, что они во многом отражают строение фундамента. Учитывая тектоническую расчлененность фундамента, залежи газа могли образовываться в массивных выступах пород фундамента, коллектирующие способности которых образовывались за счет эрозионной и тектонической трещиноватости. В этих породах могли также формироваться стратиграфически и тектонически экранированные залежи.

Разведку газоносности триас-юрского структурно-тектонического этажа целесообразно проводить совместно с разведкой вышерасположенного нижнемелового структурно-тектонического этажа, поскольку строение их сходно.

Для этих структурно-тектонических этажей наиболее благоприятная зона газонефтенакопления находится в центральной и южной бортовых частях Северо-Крымского прогиба, ограниченных субширотным глубинным разломом. Это Родниковская, Александровская, Восточно-Татьяновская, Деревненская, Майская, Нововановская, Новокрымская и другие площади.

Наибольший интерес для поисков залежей газа и нефти в нижнемеловых отложениях южного борта Северо-Крымского прогиба представляют в первую очередь структуры с установленной промышленной газоносностью палеогеновых пород: Оленевская, Глебовская, Задорненская, Карлавская, Краснополянская и др. На Керченском п-ове на южном склоне Индольского прогиба перспективны нижнемеловые отложения на Владиславовской, Краснопольской, Марьевской, Фонтановской и других структурах. Здесь же на южном борту прогиба перспективны на газ также верхнеюрские рифовые образования, а в северной прибортовой части прогиба - зоны выклинивания неокремских песчаников.

В Западном Причерноморье в Придобруджинском прогибе и на примыкающем к нему склоне платформы существенный интерес для поисков залежей нефти и газа представляют терригенные образования среднеюрского и рифогенные породы позднерурского возраста, а также триасовые и палеозойские отложения. Это в первую очередь южная и северная бортовые зоны прогиба, склоны Килийско-Змеиногорского, Ильичевского, Новоселовского и Суворово-Ореховского поднятий. Здесь отлагались песчаные образования неокрем-алта и альба.

В верхнемеловом - палеогеновом структурно-тектоническом этаже основные перспективы связываются с трансгрессивными образованиями сеномана - верхнего мела и палеогеновыми породами палеогена. В Северо-Крымском прогибе это подтверждается нефтеносностью сеноманских пород на Октябрьской площади и газоносностью палеогеновых отложений на Оленевской, Карлавской, Краснополянской, Глебовской и Задорненской структурах.

В истории геологического развития начало позднего мела характеризуется широким распространением морской трансгрессии, обусловившей накопление карбонатных и глинисто-карбонатных осадков. Характер распределения литофаций и мощностей пород сеномана указывает на значительное проявление в это время тектонических движений.

Наиболее интенсивно прогибалась территория Северо-Крымского прогиба, особенно Каркинитская впадина, менее интенсивно — Индольский прогиб и Альминская впадина. Территория Евпаторийско-Новоселовского и Новоцаричинского поднятий характеризуется минимальными мощностями, нередко отсутствием сеноманских образований (Сакская, Новоселовская, Нижнегорская площади). В позднем мелу территория продолжала погружаться, в туроне под уровень моря опускались даже северные склоны Крымского горного сооружения.

На протяжении палеогенового времени Евпаторийско-Новоселовское и Симферопольское поднятия выходили из-под уровня моря. Остальная часть Равнинного Крыма продолжала погружаться, особенно интенсивно прогибалась Каркинитская впадина и Индольский прогиб. Основные перспективы газоносности верхнемелового-палеогенового этажа связываются с Индольским прогибом, Центрально-Азовским валом и Придобруджинским прогибом. В Индольском прогибе возможны ловушки структурно-стратиграфического типа, развитые на склонах структур Слбсаревской, Горностаевской, Королевской, Куйбышевской, Марьевской, Восходовской, Мошкаревской и др. В Северо-Крымском прогибе, в частности в Каркинитской впадине, эти отложения перспективны на структурах южного борта, уходящего в зону черноморского шельфа.

Самый верхний неогеновый газонефтеносный комплекс, сложенный породами майкопской свиты, среднего и верхнего миоцена, перспективен в Северо-Крымском прогибе (Каркинитская и Сивашская впадины), в Индольском прогибе и на Азовском валу. Их перспективность подтверждается Джанкойским и Стрелковским газовыми месторождениями в Сивашском прогибе, Голлицинским газовым месторождением в Черноморском шельфе Каркинитской впадины и другими мелкими залежами в Индольском прогибе.

В истории геологического развития время накопления осадков майкопской серии характеризовалось как воздыманием Горного Крыма, Евпаторийско-Новоселовского и Симферопольского поднятий, так и постепенным и вместе с тем значительным погружением Северо-Крымского и Индольского прогибов и Альминской впадины. Максимальное прогибание характерно для Индольского прогиба, особенно его восточной части, где мощность толщи майкопских пород свыше 3000 м. Меньше опускалась территория Северо-Крымского прогиба (мощность отложений майкопской серии в Сивашской впадине не превышает 1000 м) и еще меньше Альминская впадина (мощность отложений около 300 м). На Евпаторийско-Новоселовском и Симферопольском поднятиях, а также в самой верхней части южного борта Каркинитской впадины по линии структур Октябрьская — Меловая осадки майкопской серии не отлагались. В чокракское время произошла новая среднемиоценовая трансгрессия, которая достигла максимума в карагане. В конце сармата вся территория Степного Крыма освободилась из-под морских вод. В меотисе и понте море вновь покрыло территорию Крыма, но осадки отлагались незначительной мощности. В Индольском прогибе (в юго-восточной и северо-западной частях) перспективны зоны стратиграфического несогласия между эоценом и майкопом. Это Краснопольская, Малобабчинская, Мысовая, Пограничная, Приозерная и другие структуры. На южном склоне Азовского вала залежи газа в майкопских отложениях также могут концентрироваться в зонах стратиграфических несогласий и литологического выклинивания отложений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аксенов Е.М., Бугатчук Н.Д., Дробиц А.В. и др. О венских отложениях Преддобруджинского прогиба. — Докл. АН СССР. Сер. геол. Т.218, № 1, 1974, с.163-166.
2. Апостолова М.Я., Богаец А.Т., Бойчук Г.В. и др. Об источниках терригенного материала неоконских и аптских отложений Равнинного Крыма и Присивашья. — Геология и геохимия горюч. ископаемых, 1974, вып.37, с.71-79.
3. Артюхов В.В. Дифференциация по плотности вещества Земли и связанные с ней явления. — Изв. АН СССР. Сер. физика Земли, 1970, № 5, с.112-119.
4. Баранова Н.М. Літофації палеогену півдня України. — К.: Наук.думка, 1966. — 156 с.
5. Богаец А.Т. Структура меловых и палеогеновых отложений Равнинного Крыма и Присивашья. — Геотектоника, 1973, № 1, с.104-112.
6. Богаец А.Т., Бойчук Г.В., Кутлова Д.В. и др. Коллекторские свойства неалябских отложений Равнинного Крыма и прилегающих районов Северного Причерноморья. — В кн.: Новые данные по геологии и нефтегазонасности УССР. Киев: Наук.думка, 1972, вып.6, с.29-37.
7. Богаец А.Т., Гординович Г.В., Крот В.В. и др. О нефтегазонасности меловых отложений Равнинного Крыма и Присивашья. — Геология нефти и газа, 1973, № 1, с.15-18.
8. Богаец А.Т., Павлик М.И. О базальной прибрежно-континентальной терригенной формации платформенного чехла Равнинного Крыма и Центрального Причерноморья. — Геол. сб. Львов. геол. о-ва, 1973, № 14, с.53-58.
9. Богаец А.Т., Плахотный Л.Г., Черняк Н.И. О некоторых чертах геологического развития Равнинного Крыма и Северного Присивашья в раннемеловое время. — Геол. сб. Львов. геол. о-ва, 1966, № 10, с.116-121.
10. Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазонасности по генетическим показателям. — Киев: Наук.думка, 1982. — 250 с.
11. Бондарчук В.Г. Основные вопросы тектоогенеза. Киев: Изд-во АН УССР, 1961. — 381 с.
12. Бондаренко В.Г., Коваленко Р.А. Нефтегазонасность верхнемеловых трещиноватых отложений на северо-западе Крыма. — Геология нефти и газа, 1976, № 6, с.48-53.
13. Бражникова Н.Е., Вакарчук Г.И., Вдовенко М.В. и др. Микрофаунистические маркирующие горизонты каменноугольных и пермских отложений Днепровско-Донецкой впадины. — Киев: Наук.думка, 1967. — 383 с.
14. Брод И.О. Залежи нефти и газа. — М.: Гостоптехиздат, 1951. — 351 с.
15. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. — М.: Гостоптехиздат, 1957. — 480 с.
16. Брунс Е.П. Стратиграфия древних доордовикских отложений западной части Русской платформы. — Сов.геол., 1957, вып.59, с.3-24.
17. Брында Н.Ф., Высочанский И.В., Чебаненко И.И., Ключко В.Г. Строение и этапы развития Днепровско-Донецкого ровообразного прогиба (авлакогена). — Киев: Изд-во АН УССР, 1979. — 56 с.
18. Бураковский В.Е., Гуревич Б.Д. К вопросу о границе Восточно-Европейской платформы в северо-западном секторе Черного моря и южной части междуречья Прут-Днестр. — Докл. АН СССР. Сер. геол., т.193, № 3, с.656-658.
19. Буров В.С., Вишняков И.В., Палий А.М., Хныкин В.И. Перспективы нефтегазонасности юрского комплекса в Предкарпатском прогибе. — Нефт. и газ. пром-ть, 1981, № 3, с.8-10.
20. Варичев С.А., Галабуца Н.И., Смишко Р.М. Особенности раннего этапа развития Днепровско-Донецкой впадины. — Геология и геохимия горюч. ископаемых, 1969, вып.19, с.13-18.
21. Вдовыкин Г.П. Свободные радикалы в нефтях северо-западного Предкавказья. — Геохимия, 1967, № 7, с.522-526.
22. Верти Дж., Болтон Дж. Теория и практические приложения метода ЭПР. — М.: Мир, 1975. — 548 с.
23. Ветштейн В.Е., Артемчук В.Г., Альтшуллер П.Г. Поведение изотопов водорода и кислорода в водах зоны водонефтяного контакта. — Геохимия, 1981, № 4, с.525-531.
24. Ветштейн В.Е. Изотопы кислорода и водорода природных вод СССР. — Л.: Недра, 1982. — 216 с.
25. Виноградов А.П. Происхождение оболочек Земли. — Изв. АН СССР. Сер.геол. 1962, № 11, с.13-17.



26. Витенко В.А., Витрик С.П., Демьянчук В.Г. и др. Формирование и размещение залежей нефти и газа Днепровско-Донецкой впадины. - Киев : Техника, 1971. - 184 с.
27. Вишняков И.Б., Глушко В.В., Помяновская Г.М. и др. Юго-западный край Восточно-Европейской платформы на Украине и в Молдавии. - В кн.: Геология запада Восточно-Европейской платформы. - Минск : Наука и техника, 1981, с.22-35.
28. Вишняков И.Б., Котык В.А., Левин Г.И. и др. Строение Куличковской структуры в свете новых данных. - Нефть и газ. пром-сть, 1966, № 4, с.8-11.
29. Вишняков И.Б., Медведев А.П., Помяновская Г.М. и др. Тектоническая карта восточной части запада Украины. - В кн.: Тектоника и полезные ископаемые Украины. Киев : Наук.думка, 1984, с.3-21.
30. Воробьев Б.С. Стратиграфические уровни нефтегазоаккумуляции в Днепровско-Донецкой впадине. - Нефть и газ. пром-сть, 1961, № 2, с.3-6.
31. Высочанский И.В., Галабуца Н.И., Сердюков В.В. Типы залежей углеводородов и их размещение в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. - В кн.: Закономерности образования и размещения залежей нефти и газа. Киев : Наук.думка, 1978, с.89-99.
32. Вялов О.С. Палеогеновый флиш северного склона Карпат. - Киев : Изд-во АН УССР, 1961. - 136 с.
33. Вялов О.С. Стратиграфия неогеновых моласс Предкарпатского прогиба. - Киев : Наук.думка, 1965. - 208 с.
34. Вялов О.С. Схема стратиграфии неогеновых отложений западных областей УССР. - Палеонтол. сборник, 1980, № 17, с.93-96.
35. Гавриш В.К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения. - Киев : Наук.думка, 1969. - 270 с.
36. Гавриш В.К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенных. - Киев : Наук.думка, 1974. - 158 с.
37. Галабуца Н.И., Сухорский Р.Ф., Бритченко А.Д., Фещенко Н.И. Нижнеамарские отложения Днепровско-Донецкой впадины и условия их накопления. - Геология и геохимия горюч. ископ., 1975, вып.43, с.52-59.
38. Галабуца Н.И., Фещенко Н.И., Сухорский Р.Ф., Бритченко А.Д. Среднедевонские отложения Днепровско-Донецкой впадины и условия их образования. - Геология и геохимия горюч. ископ., 1974, вып.37, с.27-32.
39. Гаркаленко И.А., Краснощек А.А. О восточном продолжении Добруджи. - В кн.: Строение земной коры и физические свойства горных пород. - Киев : Наук.думка, 1965, вып.12, с.82-86.
40. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат / Коллектив авторов. - Тр. УкрНИИРИ, вып.25. М.: Недра, 1971. - 332 с.
41. Геология и нефтегазоносность шельфов Черного и Азовского морей. - М.: Недра, 1979. - 185 с.
42. Геология СССР. Крым. Т.УШ. Часть I. - М.: Недра, 1969. - 576 с.
43. Геология СССР. Крым. Т.УШ. Полезные ископаемые. - М.: Недра, 1974. - 205 с.
44. Герасимов М.Е., Коморный А.Ф., Кривченко Б.С. и др. Результаты геолого-геофизических исследований на акватории Азовского моря. - Геология нефти и газа, 1978, № 4, с.49-55.
45. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. М.: Недра, 1968. - 264 с.
46. Глушко В.В., Клиточенко И.Ф., Крамаренко В.Н. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений УССР. - М.: Госгиптехиздат, 1963. - 315 с.
47. Грачевский М.М., Дубовский И.Т., Калки Н.Г. Зоны вероятного нефтегазоаккумуляции в отложениях нижнего палеозоя на западном склоне Восточно-Европейской платформы. - Изв. АН СССР. Сер.геол., 1973, № 11, с.59-65.
48. Григорьева В.А., Каменецкий А.Е., Павлык М.И. и др. Фациальные особенности и перспективы нефтегазоносности меловых отложений юга Украины. - Киев : Наук.думка, 1981. - 140 с.
49. Гринберг И.В., Калки В.П., Петриковская М.Н., Харчук Н.А. Геохимическая характеристика. - В кн.: Проблема промышленной нефтегазоносности девона Днепровско-Донецкой впадины. Киев : Наук.думка, 1973, с.124-136.
50. Гринберг И.В., Петриковская М.Е. Исследование изотопного состава горючих ископаемых. - Киев : Наук.думка, 1965. - 148 с.
51. Гринберг И.В., Щепак В.М., Котык В.А. и др. Геохимическая природа битумов в рифтогенных образованиях синкура Волыно-Подолья в связи с их нефтегазоносностью. - В кн.: Нефтегазоносность Украины. Киев : Наук.думка, 1978, с.38-47.
52. Дабатян Н.В., Круглов С.С., Смирнов С.Е. Схема стратиграфии меловых и палеогеновых отложений Закарпатских угесов. - Бюл. Моск. о-ва испытат.природы. Отд.геол., 1966, т.51, № 2, с.84-93.
53. Дикенштейн Р.Х., Максимов С.П., Иванова Т.Д. Тектоника нефтегазоносных провинций и областей СССР. - М.: Недра, 1982. - 222 с.
54. Доленко Г.Н. Основные вопросы образования и размещения нефтяных и газовых месторождений. - Геол.журн., 1973, вып.4, с.76-83.
55. Доленко Г.Н. К проблеме происхождения нефти и газа и формирования их промышленных залежей. - В кн.: Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти. Киев : Наук.думка, 1975, с.40-51.
56. Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Данилович Л.Г. и др. Глубинное строение, развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат. - Киев : Наук.думка, 1980. - 146 с.
57. Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Килыч И.В. и др. Разломная тектоника Предкарпатского и Закарпатского прогибов и ее влияние на распределение залежей нефти и газа. - Киев : Наук.думка, 1976. - 126 с.
58. Доленко Г.Н., Варичев С.А., Высочанский И.В. и др. Тектоника и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. - Киев : Наук.думка, 1981. - 228 с.
59. Доленко Г.Н., Варичев С.А., Галабуца Н.И. и др. Закономерности размещения месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции. - Киев : Наук.думка, 1968. - 214 с.
60. Доленко Г.Н., Павлык М.И. Про формування границі Східно-Європейської платформи в межах Центрального Причорномор'я. - Доп. АН УРСР. Сер.Б., 1974, № 4, с.307-310.
61. Доленко Г.Н., Парыляк А.И., Копач И.П. Нефтегазоносность Крыма. - Киев : Наук.думка, 1968. - 131 с.
62. Доленко Г.Н., Ярош Б.И., Хоменко В.И., Улізло Б.М. Закономірності нафтогазоносності Предкарпатського і Закарпатського прогинів. - Київ : Наук.думка, 1969. - 204 с.
63. Дрыгант Д.М., Котык В.А., Марковский В.М. О нижнем палеозое Предкарпатского прогиба. - В кн.: Материалы XI Конгр. Карпато-Балканской геол. ассоц. Киев : Наук.думка, 1977, с.38-39.
64. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. - М.: Недра, 1968. - 386 с.
65. Захарчук С.И., Овчаренко Ю.Х., Шестопал Б.А. Соотношение структурных планов меловых, палеогеновых и неогеновых отложений Северного Крыма и Прииславья. - Геология нефти и газа, 1974, № 6, с.43-48.
66. Зелизна С.Т. Решение проблем нефтяной геохимии методами радиоспектроскопии. - В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей : Тез.докл. IV республик. совещ. Киев : Наук.думка, 1981, ч.1, с.54-56.
67. Зелизна С.Т., Антонив Б.П., Боднарчук Ю.Е., Сорокинский А.М. Повышение информативности ЯМР спектров сложных природных органических флюидов с помощью ЦВМ. - В кн.: Использование вычислительных машин в спектроскопии молекул и химических исследованиях : Тез.докл. У Всесоюз. конф. Новосибирск : Изд-во СО АН СССР, 1980, с.111-112.
68. Зелизна С.Т., Антонив Б.П., Широкова Г.Н., Крупский Ю.З. Парамагнитные свойства высокомолекулярных фракций нефти и конденсатов Украины. - В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей : Тез. докл. IV республик. совещ. Киев : Наук.думка, 1981, ч.2, с.17-18.
69. Зелизна С.Т., Манжар Н.И., Копач И.П., Широкова Г.Н. Спектральные характеристики конденсатов и нефтей Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции. - В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей : Тез.докл. IV республик. совещ. - Киев : Наук.думка, 1981, ч.2, с.145-146.
70. Зиненко И.И. Исследование гидрогеологических условий Предкарпатского прогиба в связи с разведкой и разработкой газовых месторождений : Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Харьков, 1975. - 24 с.
71. Зоненшайн Л.П. Учение о геосинклиналях и его приложение к Центрально-Азиатскому складчатому поясу. - М.: Недра, 1972. - 240 с.
72. Изучение закономерностей изменения свойств нефти и газов нефтегазоносных провинций Украинской ССР / Л.Т.Бойчевская, Н.И.Галабуца, И.В.Гринберг и др. - В кн.: Тр. Ин-та геологии и геохимии горюч. ископаемых АН УССР, 1979, вып. II, с.99-121. Деп. в ВНИИТИ 2 окт. 1979, № 3433-79.
73. Инграм Д. Электронный парамагнитный резонанс в свободных радикалах. - М.: Изд-во иностр. лит., 1961. - 345 с.
74. История геологического развития Украинских Карпат / О.С.Вялов, С.П.Гавура, В.В.Даньш и др. - Киев : Наук.думка, 1981. - 180 с.
75. Калки В.П. Особенности изменения изотопного состава водорода нефти и конденсатов Качановского и Рибальского месторождений. - В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей. Тез. докл. IV республик. совещ. Киев : Наук.думка, 1981, ч.2, с.66-67.
76. Килыч И.В., Крупский Ю.З. О типах структур и формах нефтяных и газовых залежей Битковского нефтепромыслового района. - Нефть и газ. пром-сть, 1973, № 4, с.1-4.
77. Килыч В.И. Соляная тектоника Днепровско-Донецкой впадины. - Киев : Наук.думка, 1970. - 204 с.
78. Килыч В.И. Дисгармонические складки осадочных толщ : Опыт морфологической типизации. - Киев : Наук.думка, 1979. - 128 с.
79. Козловская А.Н., Распопова М.Г., Гладкий В.Н. и др. К вопросу о строении дорифейского фундамента территории Украины и Молдавии. - Сов.геол., 1971, № 6, с.3-14.
80. Колодий В.В. Подземные конденсационные и соляционные воды нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений. - Киев : Наук.думка, 1975. - 124 с.
81. Колодий В.В. Поровые растворы и проблема миграции нефти. - В кн.: Геофизические вопросы нефтегазовой геологии. Киев : Наук.думка, 1980, с.85-98.
82. Колодий В.В., Койнов И.М. Происхождение подземных вод Карпатского региона в свете изотопных исследований. - В кн.: Материалы XII Конгр. Карпато-Балкан. геол. ассоц. Бухарест : Изд-во ин-та геологии и геофизики, 1981, с.575-576.
83. Колодий В.В., Мамчур Г.П. Изотопный склад углеводородов в природном газе глибоких горизонтов південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. - Доп. АН УРСР. Сер.Б., 1980, № 4, с.11-13.
84. Колодий В.В., Нудык Б.И., Высочанский И.В. и др. Гидрогеохимические и геотермобарические условия в глубоководнопрогруженных горизонтах карбона юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. - Геология нефти и газа, 1980, № 8, с.41-48.
85. Колодий В.В., Сиван Т.П. Порові розчини третинних відкладів Рівнинного Криму. - Доп. АН УРСР. Сер.Б., 1973, № 1, с.18-21.

86. Колодий В.В., Шторгин О.Д. Органические вещества в подземных водах Крымско-Причерноморской нефтегазоносной области и их поисковое значение. - Киев: Наук.думка, 1982. - 130 с.
87. Колодий В.В., Шепак В.М. О некоторых новых гидрогеологических показателях нефтегазоносности (на примере нефтеносных областей Русской платформы). - В кн.: Гидрогеологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности Русской платформы. - Минск: Наука и техника, 1971, с.65-70.
88. Копач И.П., Парыляк А.И. К вопросу о типах структур и формах нефтяных и газовых залежей Крымской нефтегазоносной провинции. - В кн.: Геология и нефтегазоносность Причерноморской впадины. Киев: Наук.думка, 1967, вып.13, с.132-137.
89. Котык Б.А. Перспективы нефтегазоносности кембрийских отложений Волыно-Подольи. - Геол. журн., 1974, т.34, вып.5, с.113-120.
90. Круглов С.С., Смирнов С.Е., Совчик Я.В. Палеоген зоны Подгалья в Советском Закарпатье. - Бюл. Моск. о-ва испытат. природы. Отд. геол., 1967, т.42, № 4, с.47-50.
91. Кульчицкий Я.О. Основные черты геологического строения Мармороской и Пьенинской зон Украинских Карпат. - В кн.: Вопросы геологии Карпат. Львов: Изд-во Львов. геол. о-ва, 1967, с.35-45.
92. Кульчицкий Я.О. Основы учения про формации (геогенерации). - Львів: Вища школа, 1973. - Ч.П, 90 с.
93. Лагола П.М. Распространение терригенных коллекторов нижнекаменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. - Геология и геохимия горюч. ископ., 1973, вып.51, с.75-81.
94. Ладженский Н.Р. Геология и нефтегазоносность Советского Предкарпатья. - Киев: Изд-во АН УССР, 1955. - 383 с.
95. Ладженский Н.Р., Антипов В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность Советского Предкарпатья. - М.: Гостоптехиздат, 1961. - 265 с.
96. Лазько Е.И., Кирилук В.П., Сиворонов А.А., Япенко Г.М. Нижний докембрий западной части Украинского щита. - Львов: Вища школа, 1975. - 240 с.
97. Лебединский В.И., Добровольская Т.И. Новые данные о кристаллическом фундаменте Причерноморской впадины. - Сов.геол., 1959, № 8, с.149-151.
98. Лесків І.В., Шерба В.М. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. - К.: Наук.думка, 1979. - 82 с.
99. Литвин И.И., Терещенко В.А. Аномально высокие пластовые давления в палеозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. - М.: Изд-во ВНИИгазпром. Сер. геол. и разв. газ. и разоконд. м-ний, 1976. - 55 с.
100. Майданович И.А., Смышляк Р.М. Особенности проявления глубинных разломов в осадочной толще Донецкого бассейна. - Геология и геохимия горюч. ископаемых, 1968, вып.16, с.60-65.
101. Маковецкий П.С. Геохимическая характеристика нефтей и других битумов Украины и Молдавии. - М.: Недра, 1966. - 244 с.
102. Маловицкий Я.П. Тектоника и история геологического развития Азовского моря. - В кн.: Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. М.: Наука, 1965, с.74-88.
103. Методические рекомендации по использованию комплекса физико-химических методов исследования органического вещества пород в нефтепоисковой геохимии. - М.: Изд-во ВНИИГП, 1979. - 44 с.
104. Мальская Р.В., Марухняк Н.И., Токарский Д.Л. К вопросу о геологическом строении Карпат в районе скважины Шевченко-1. - Нефть и газ. пром-сть, 1978, № 4 (98), с.11-13.
105. Мамчур Г.П., Калиш В.П. Закономерности изменения изотопного состава нефтей и горючего газа в Днепровско-Донецкой впадине. - В кн.: VIII Всесоюз. симпозиум по стабильным изотопам в геохимии (Москва, ноябрь 1980 г.). Тез.докл. М., с. 377-378.
106. Мацелко В.Н., Хрипта И.И., Костык О.И., Ярош Б.И. Новое газовое месторождение Медвигчи. - Нефть и газ. пром-сть, 1963, № 2, с.13-16.
107. Мацелко В.Н., Ярош Б.И., Хрипта И.И., Костык О.И. Новое газовое месторождение Кавско. - Нефтегаз. геология и геофизика, 1963, № 1, с.3-6.
108. Медведев А.П. Природа доальпийской структуры Волыно-Подольи и смежных районов. - Киев: Наук.думка, 1979. - 80 с.
109. Моргунов Ю.Г., Куприн П.Н. и др. Западное продолжение Альминской впадины (под Черным морем) - Докл. АН СССР, 1975, 225, № 6, с.1393-1396.
110. Москаленко В.Н., Маловицкий Я.П. Результаты глубинного сейсмического зондирования на трансмеридиональном профиле через Азовское и Черное море. - Изв. АН СССР. Сер. геол., 1974, № 9, с.23-31.
111. Муратов М.В. Геосинклинальные складчатые системы докембрия и некоторые особенности их развития. - Геотектоника, 1970, № 2, с.47-73.
112. Муратов М.В. Древние и молодые платформы. - В кн.: Тектоника платформ и тектонические карты в исследованиях Геологического института АН СССР. М.: Наука, 1981, с.6-97.
113. Муратов М.В., Бондаренко В.Г., Плахотный Л.Г., Червяк Н.И. Строение складчатого основания Равнинного Крыма. - Геотектоника, 1968, № 4, с.54-69.
114. Некоторые закономерности изменения физико-химических свойств природных нефтей Днепровско-Донецкой впадины / Н.А.Швед, В.П.Калиш, Л.К.Гуцало и др. - В кн.: Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине. Киев: Наук.думка, 1967, с.280-287.
115. Новосилецкий Р.М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. - М.: Недра, 1975. - 228 с.
116. Оровецкий Ю.П. Проблема глубинного магматического диапризма на территории Украинского щита. - Геофиз.журн., 1981, № 3, с.88-87.
117. Павловский Е.В. Ранние стадии развития земной коры. - Изв. АН СССР. Сер.геол., 1970, № 5, с.23-39.
118. Павлюк М.І., Богачев О.Т. Тектоніка і формації області зчленування Східно-Європейської платформи і Сквіфської плити. - К.: Наук.думка, 1978. - 148 с.
119. Паллій А.М., Калиш В.Г., Марковский В.М. К проблеме нефтегазоносности карбонатных отложений верхнего девона на Волыно-Подольи. - Геол.журн., 1983, № 3, с. 122-124.
120. Панченко Д.Е. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юго-запада Украины и Молдавии. - Киев: Наук.думка, 1965. - 144 с.
121. Пащенко Я.Ю. Палеогеография майкопского бассейна Крыму. - Київ: Наук.думка, 1960. - 112 с.
122. Пейве А.В. Общая характеристика, классификация и пространственное расположение глубинных разломов: Главнейшие типы глубинных разломов. Ст.1. - Изв. АН СССР. Сер.геол., 1956, № 1, с.90-105.
123. Пейве А.В. Связь осадконакопления, складчатости, магматизма и минеральных месторождений с глубинными разломами: Главнейшие типы глубинных разломов. Ст.2. - Изв. АН СССР, Сер.геол., 1956, № 3, с.57-71.
124. Пекло В.П., Маловицкий Я.П., Сидоренко С.Ф. Геологическое строение Тамани, западного погружения Кавказа и притаманской части Черного моря. - В кн.: Тектоника и сейсмичность Причерноморья и Черноморской впадины. - Кишинев: Штиинца, 1974, с.109-114.
125. Петрашкевич М.И. К вопросу стратиграфии нижнего и среднего миоцена Закарпатского прогиба. - Геол.журн., 1965, № 4, с.66-72.
126. Петрашкевич М.И. Геологическое строение и нефтегазоносность Закарпатского внутреннего прогиба. - Тр.УкрНИИГП, 1968, вып.21, с.94-119.
127. Петрашкевич М.И. Геологическое строение Закарпатского внутреннего прогиба: Стратиграфия. Донеогеновые образования. - Тр. УкрНИИГП, 1971, вып. 25, с.219-225.
128. Пишванова Л.С., Грузман А.Д. Планктонные фораминиферы полиницкой свиты Предкарпатского прогиба. - Палеонтол. сб., 1980, № 17, с.27-33.
129. Плахотный Л.Г., Григорьева В.А., Гайдук и др. Особенности развития песчано-алевритовых пачек в майкопских отложениях юга УССР в связи с перспективами их нефтегазоносности. - Геол.журн., 1971, № 4, с.38-50.
130. Подклетнов Н.Е. Значение физико-химических методов анализа для исследований в области геохимии нефти. - Геология и геофизика, 1966, № 6, с.18-21.
131. Полунина Л.Г., Краснобаева Э.В., Шевченко Е.Ф. Геохимические закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов Украины. - В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей: Тез.докл. IV республикан. совещан. Киев: Наук.думка, 1981, ч.2, с.15-17.
132. Проблема промышленной нефтегазоносности девона Днепровско-Донецкой впадины. - Киев: Наук.думка, 1973. - 192 с.
133. Прогноз поисков нефти и газа на юге УССР и на прилегающих акваториях. - М.: Недра, 1981. - 240 с.
134. Ризун Б.П. К вопросу о времени формирования залежей нефти и газа с позиций тектоники плит. - В кн.: Вопросы геологии нефтегазоносных провинций. Киев: Наук.думка, 1979, с.26-31.
135. Ризун Б.П., Чиж Е.И. Байкальский этап развития Волыно-Подольи. - В кн.: Тектоника провинций горюч. ископаемых. Киев: Наук.думка, 1977, с.58-60.
136. Ризун Б.П., Чиж Е.И. Переходный комплекс Волыно-Подольи в связи с нефтегазоносностью. - Докл. АН УССР, Сер.Б, 1977, № 10, с.884-887.
137. Салоп Л.И. Геологическое развитие Земли в докембрии. - Л.: Недра, 1982. - 329 с.
138. Самарский А.Д. Основные черты геологического строения и складчатость Керченско-Таманской зоны (в связи с перспективами нефтегазоносности): Автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. - Львов, 1983. - 24 с.
139. Самсонов А.И., Краснощек А.Я. Новые представления о тектоническом строении Придобрудья и северо-западной части акватории Черного моря. - В кн.: Геология побережья и дна Черного и Азовского морей в пределах УССР. Киев: Изд-во Киев. ун-та, 1969, вып.3, с.94-109.
140. Сандлер А.М. Стратиграфия красных отложений УССР: Предкарпатья и другие прилегающие части Русской платформы. - В кн.: Стратиграфия УССР. Т.7. Кра. Киев: Наук.думка, 1969, с.144-163.
141. Сверхглубокая скважина в Карпатах / Е.М.Бандурович, В.С.Буров, Д.Д.Глагола и др. - Ужгород: Карпати, 1977. - 70 с.
142. Свириденко В.Г. Геологическое строение донеогенового фундамента Закарпатского прогиба: Автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. - Львов, 1973. - 23с.
143. Семенов Н.П. Континентальная кора. - Киев: Наук.думка, 1975. - 197с.
144. Семенов Н.П., Ткачук Л.Г., Клушин В.И. Галицийская складчатая область рифей и каледонид и их предгорный прогиб. - В кн.: Материалы VI конгр. Карпато-Балкан. геол.ассоц. Киев: Изд-во АН УССР, 1965, с.225-231.
145. Сеньковский Ю.Н., Ризун Б.П. Предполагаемые зоны нефтегазоаккумуляции юго-западной окраины Русской платформы. - Геология нефти и газа, 1970, № 1, с.14-16.
146. Сиворонов А.А., Берзенин Б.З., Малок Б.И. и др. Метаморфизованные вулканогенные формации раннедокембрийских зеленокаменных поясов Украинского щита. - Геол.журн., 1981, № 5, с.20-28.
147. Скляр В.Т., Лебедев Е.В. Нефти Украины. - Киев: Гостоптехиздат УССР, 1961. - 182 с.
148. Слэсарь Б.С. Крские отложения северо-западного Причерноморья. - Кишинев: Штиинца, 1971. - 248 с.

149. Соллогуб В.В., Бородулін М.І., Чекунов А.В. Глибинна структура Донбасу і суміжних регіонів. - Геол. журн., 1977, № 2, с. 23-30.
150. Сорохтин О.Г. Глобальная эволюция Земли. - М.: Наука, 1974. - 184 с.
151. Спектрометрическая и хроматографическая характеристика нефтей и конденсатов некоторых месторождений Советского Союза / О.В. Баргашевич, В.И. Ермакова, В.С. Меламедова и др. - М.: Недра, 1972. - 88 с.
152. Стратиграфия и фауна меловых отложений запада Украины / С.И. Пастернак, В.И. Гаврилин, В.А. Гинда и др. - Киев: Наук. думка, 1968. - 272 с.
153. Ступка О.С. Глубинные разломы Крымского полуострова. - В кн.: Геология и нефтегазоносность Причерноморской впадины. Киев: Наук. думка, 1967, вып. 13, с. 23-36.
154. Ступка О.С. Строение и история развития глубинного разлома в зоне сочленения Скифской платформы и Горного Крыма. - Изв. вузов Сер. геол. и разведка, 1969, № 3, с. 13-17.
155. Ступка О.С. Субмеридиональні розломи і їх роль у становленні структури Криму. - Доп. АН УРСР, 1975, № 6, с. 509-512.
156. Суботин С.И., Наумчик Г.Л., Рахимова И.Ш. Мантия Земли и тектогенез. - Киев: Наук. думка, 1968. - 171 с.
157. Сухорский Р.Ф., Галасуда Н.И., Варичев С.А. и др. Особенности размещения коллекторов в девонских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. - В кн.: Закономерности образования и размещения промышлен. месторожден. нефти и газа. Киев: Наук. думка, 1973, с. 220-224.
158. Ткаченко Э.В. Литологически ограниченные залежи нефти в нижне-меловитовой подсвете олигоцене. - Геология и геохимия горюч. ископаемых, 1976, вып. 47, с. 50-63.
159. Ус Е.М., Бахтин М.И., Шпаков Э.П. Основные черты тектоники дна Азовского моря. - Геотектоника, 1978, № 2, с. 109-117.
160. Успенская Н.Ю. Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. - М.: Гостехиздат, 1952. - 155 с.
161. Уотерс У. Химия свободных радикалов. - М.: Изд-во иностр. лит., 1948. - 319 с.
162. Утробин В.Н. Основные черты стратиграфии врских отложений Предкарпатского прогиба и юго-западной окраины Русской платформы. - Докл. АН СССР, 1962. Т. 147, № 4, с. 908-911.
163. Феликс В.П., Медведев В.А. Структура зоны сочленения Восточно-Европейской платформы и Скифской плиты. - Бал. Моск. о-ва испытат. природы, отд. геол., 1969, № 1, с. 24-36.
164. Физико-химические свойства нефтей и газов Украины / В.А. Битенко, Е.Ф. Шевченко, Л.М. Габинет и др. - Львов: УкрНИГРИ, 1981. - 212 с. Деп. УкрНИГРИ, 14 сент. 1981 г., № 3022.
165. Физико-химические свойства нефтей и газов Украины: Справочник / Е.Ф. Шевченко, Л.М. Габинет, Г.М. Карпенко и др. - М.: Недра, 1971. - 408 с.
166. Филытинский Л.Е., Распопова М.Г., Глушко В.В., Вишняков И.Б. Результаты комплексного геофизического изучения юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы. - Геол. журн., 1980, № 5, с. 38-45.
167. Ханин В.Е. Общая геотектоника. - М.: Недра, 1973. - 509 с.
168. Ханин А.А. Коллекторы нефти и газа месторождений СССР. - М.: Гостехиздат, 1962. - 102 с.
169. Хатъянов Ф.И. Геолого-геофизические особенности погребенных рифовых массивов в связи с проблемой их поисков. - В кн.: Ископаемые рифы и методика их изучения. Свердловск, 1968, с. 183-189.
170. Хитаров Н.И. Физико-химические особенности глубинных процессов и вопросы глобальной тектоники. - М.: Наука, 1976. - 252 с.
171. Хижняков А.В. О перспективах поисков нефти и газа во Львовском прогибе. - В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Киев: Наук. думка, 1975, с. 273-278.
172. Чебаненко І.І. Разломна тектоніка України. - К.: Наук. думка, 1966. - 180 с.
173. Чекунов А.В. Оріхово-Павлоградський лінеамент. - Геол. журн., 1965, № 4, с. 13-25.
174. Чекунов А.В. О механизме образования структур типа авлакогенов (на примере Днепровско-Донецкой впадины). - Геотектоника, 1967, с. 3-13.
175. Чирвинская М.В. Глубинное строение Днепровско-Донецкой впадины по данным геофизических исследований: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Киев, 1963. - 26 с.
176. Чиж Е.И. Перспективы нефтегазоносности нижнепалеозойских и верхнепротерозойских отложений Волыно-Подольской плиты. - В кн.: Тектоника и полезные ископаемые запада Украинской ССР, ч. I, Тез. докл. республ. совещ. Киев: Наук. думка, 1973, с. 140-141.
177. Чиж Е.И. Изучение ископаемых органических построек силура Волыно-Подольи. - Геол. журн., 1977, № 4, с. 101-106.
178. Чиж Е.И. Протерозой-палеозойские образования Волыно-Подольи, перспективы на нефть и газ. - Геология и геохимия горюч. ископаемых, 1977, вып. 48, с. 14-18.
179. Шабо Э.В., Иванец Н.И., Мамур Г.П. Особенности распределения изотопов углерода в природных газах Карпатского нефтегазозносного региона. - В кн.: VII Всесоюз. симпозиум по стабильн. изотопам в геохимии (Москва, ноябрь 1980 г.). - М. 1980, с. 244-246.
180. Шевченко Е.Ф. О взаимосвязи химического состава попутных газов и нефтей Украины. - В кн.: Материалы по геологии и нефтегазоносности Украины / Тр. УкрНИГРИ, вып. XXXI. М.: Недра, 1971, с. 190-196.
181. Шевченко Е.Ф. Типы нефтей и газов Предкарпатского прогиба и их распространение по глубине, стратиграфическому разрезу и тектоническим зонам. - В кн.: Вопросы геологии нефтегазоносных регионов Украины. Киев: Техніка, 1972, с. 121-128.
182. Шевченко О.Ф., Боярська Є.В. Типи нафт та газів Дніпровсько-Донецької западини та їх поширення по стратиграфічному розрізу та тектонічних зонах. - Геологія і геохімія горюч. копалин, 1972, вып. 29, с. 48-55.
183. Шпак П.Ф., Битрик С.П., Глушко В.В. и др. Перспективы открытия крупных месторождений газа и нефти в акватории Азовского моря. - Сов. геол., 1971, № 9, с. 15-29.
184. Шпак В.М. О закономерностях распространения радия в подземных водах Внешней зоны Предкарпатского прогиба. - Геохимия, 1964, № 3, с. 258-265.
185. Шерба В.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Крукенитской впадины Внешней зоны Предкарпатского прогиба: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. - Львов, 1970. - 22 с.
186. Шерба В.М., Леськів І.В. Природа аномально високих тисків газових покладів родовищ Зовнішньої зони Предкарпатського прогину. - Геологія і геохімія горюч. копалин, 1971, вып. 23, с. 13-17.
187. Шерба В.М., Шерба А.С. Основные черты тектоники и закономерности размещения месторождений северо-западной части Внешней зоны Предкарпатского прогиба. В кн.: Региональная тектоника Украины и закономерности размещения полезных ископаемых. Киев: Наук. думка, 1971, с. 244-246.
188. Шерба В.М., Ярош Б.И., Шерба А.С. О перспективах нефтегазоносности Закарпатского прогиба. - В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Тез. 2-го Респ. совещ., Львов, 1972, с. 207-208.
189. Эмсли Дж., Финей Дж., Сатклиф Л. Спектроскопия ядерного магнитного резонанса высокого разрешения. - М.: Мир, 1964. - 384 с.
190. Ярош Б.И. Про формування структур нафтових і газових родовищ північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. - Геол. журн., 1961, № 5, с. 88-92.
191. Ярош Б.И. Об условиях сохранения и закономерностях размещения нефтяных и газовых месторождений на территории Предкарпатского прогиба. - В кн.: Теоретические вопросы нефтяной геологии. Киев: Изд-во АН УССР, 1962, с. 133-143.
192. Burav V.S., Glushko V.V., Dolenko G.N. Fordeep of the East Carpathians Tectonics of the Carpathian Balkan regions: (Soviet Carpathians). - Bratislava: Geol. Inst. of Dioniz Stur, 1974, p. 217-220.
193. Gotocżowski J.J., Barański L.A. Badanie możliwości wykorzystania charakterystyki izotopowej tlenu i wodoru wód złożowych w geochemii naftowej. - Nafta, 1977, № 3, s. 75-78.
194. Osika R. Atlas mineralogiczny Polski 1:2 000 000. - Warszawa, 1970. - 15 s.
195. Sonder R.A. Mechanic der Erde. - Stuttgart, 1956, p. 110-138.
196. Yen T.F., Erdman J.G., Saraceno A.J. Investigation of the nature of free radicals in petroleum asphaltenes and related substances by electron spin resonance. - Analyt. Chem., 1962, v. 34, p. 694-700.

## О Г Л А В Л Е Н И Е

Введение.....	3
Глава I. Нефтегазогеологическое районирование территории Украины (Г.Н.Доленко).....	4
✓ Глава II. Предкарпатская нефтегазоносная провинция.....	8
Литолого-стратиграфический очерк (Л.Т.Бойчевская).....	8
Тектоника (Г.Н.Доленко).....	13
Нефтегазоносные комплексы (Л.Т.Бойчевская).....	21
Геохимия нефти (С.Т.Зелизна, Г.Н.Широбокова).....	28
Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений (В.В.Колодий).....	33
Типы структур и формы нефтяных и газовых залежей (И.В.Килин, В.М.Щерба, А.С.Щерба).....	36
Перспективы поисков месторождений нефти и газа (Г.Н.Доленко, Л.Т.Бойчевская, И.В.Килин, В.М.Щерба, А.С.Щерба).....	54
Глава III. Газоносная провинция Закарпатского прогиба (В.М.Щерба, А.С.Щерба)	56
Геологическое строение .....	56
Перспективы поисков месторождений газа .....	58
Глава IV. Волчно-Подольская перспективная нефтегазоносная провинция.....	62
Литолого-стратиграфический очерк (Е.И.Чиж, Б.П.Ризун).....	62
Тектоника (А.П.Медведев).....	66
Нефтегазоносные комплексы (Б.П.Ризун, Е.И.Чиж).....	71
Структурно-тектонические и литолого-фациальные условия нефтегазоносности (Б.П.Ризун, Е.И.Чиж, М.В.Бойчук).....	73
Перспективы поисков месторождений нефти и газа (Г.Н.Доленко, Б.П.Ризун, Е.И.Чиж, А.П.Медведев, М.В.Бойчук).....	79
✓ Глава V. Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция.....	83
Литолого-стратиграфический очерк (Н.И.Галабуда, П.М.Лагола, Р.Ф.Сухорский).....	83
Тектоника (С.А.Варичев, Б.И.Малык).....	88
Нефтегазоносные комплексы (В.В.Кравец).....	96
Геохимия нефти (С.Т.Зелизна, Г.Н.Широбокова).....	109
Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений (В.В.Колодий).....	116
Структурно-тектонические и литолого-фациальные условия нефтегазоносности (С.А.Варичев, Н.И.Галабуда, П.М.Лагола, Р.Ф.Сухорский)....	118
Типы структур и формы нефтяных и газовых залежей (В.В.Кравец)....	126
Перспективы поисков нефтяных и газовых месторождений (Г.Н.Доленко, С.А.Варичев, Н.И.Галабуда, В.В.Кравец, П.М.Лагола, Р.Ф.Сухорский).....	134
Глава VI. Причерноморско-Крымская нефтегазоносная провинция.....	138
Литолого-стратиграфический очерк (М.И.Павлык, И.П.Копач).....	138
Тектоника (О.С.Ступка, И.П.Копач).....	142
Нефтегазоносные комплексы (Г.Н.Доленко, И.П.Копач).....	150
Геохимия нефти (С.Т.Зелизна, Г.Н.Широбокова).....	155
Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений (В.В.Колодий).....	156
Типы структур и формы нефтяных и газовых залежей (И.П.Копач).....	157
Перспективы поисков месторождений газа и нефти (Г.Н.Доленко, И.П.Копач, М.И.Павлык, О.С.Ступка).....	163
Список литературы.....	165