

Г. Н. ДОЛЕНКО, А. И. ПАРЫЛЯК,
И. П. КОПАЧ

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЭТАЖИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КРЫМСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Территория Крыма в связи с поисками в ее пределах нефтяных и газовых месторождений за последние годы подверглась всесторонним геологическим и геофизическим исследованиям. В результате получено много нового материала в отношении лито-лого-фациальных особенностей пород, участвующих в строении данной провинции, детализировано тектоническое строение отдельных крупных структурно-тектонических элементов, уточнена история геологического развития территории и выяснены в общих чертах условия нефтегазоносности отдельных стратиграфических комплексов пород. В результате этих работ были открыты такие месторождения газа, как Оленевское, Краснополянское, Карлавское, Задорненское, Глебовское, Западно-Октябрьское, Джанкойское и Стрелковое, а также Октябрьское месторождение нефти.

Обобщение и анализ накопившегося фактического геологического материала дают возможность выделить на данной территории в пределах отдельных крупных тектонических элементов самостоятельные районы для разведки нефти и газа, которые объединяются в структурно-тектонические этажи нефтегазоносности: домезозойский, юрско-нижнемеловой, верхнемеловой-палеогеновый и олигоценово-неогеновый. Их выделение базируется в основном на истории геологического развития отдельных тектонических элементов. При этом учитываются закономерности в распределении осадков того или иного стратиграфического комплекса, наличие стратигра-

фических и тектонических несогласий в залегании пород, региональная нефтегазоносность отложений разного возраста.

Домезозойский структурно-тектонический этаж нефтегазоносности сложен породами палеозойского возраста, участвующих в строении фундамента мезо-кайнозойских образований эпигерцинской платформы. Детали строения этого этажа пока мало изучены, тем не менее, прибегая к аналогии с другими нефтегазоносными провинциями, можно допустить возможность существования залежей нефти и газа в зоне тектонических несогласий между палеозойскими породами фундамента и юрскими образованиями собственно эпигерцинской платформы. Учитывая тектонически расчлененный рельеф постпалеозойского времени, можно предполагать, что залежи нефти и газа образовывались в массивных выступах рельефа. Коллекторские способности пород таких выступов могли возникнуть за счет эрозионной и тектонической трещиноватости. Благоприятные участки для образования залежей нефти и газа должны располагаться в зонах развития продольных и поперечных региональных нарушений. К ним следует отнести прежде всего северный склон Евпаторийско-Новоселовского поднятия палеозойского основания, зону нарушений на границе Скифской платформы и складчатого сооружения Горного Крыма, склоны Симферопольско-Перекопского и Новоцарицынского поднятий, особенно в зонах распространения поперечных разломов Евпаторийско-Скадовского, Салгирско-Октябрьского, Сакско-Раздельненского и Новоцарицынского-Мелитопольского.

Исходя из положения, что концентрация залежей нефти и газа происходит в вертикальном разрезе месторождений, целесообразно проводить разведку домезозойского структурно-тектонического этажа нефтегазоносности совместно с юрско-нижнемеловым. Это продиктовано еще и тем, что строение последнего во многом согласуется с поведением палеозойского фундамента.

Юрско-нижнемеловой структурно-тектонический этаж нефтегазоносности, так же как и домезозойский, изучен слабо.

Юрские отложения вскрыты на Северо-Новоселовской, Сакской, Зуйской, Белоглинской, Генической и других площадях. В районе Новоселовки они представлены глинистыми сланцами с прослойями песчаников и конгломератов, известняками, реже переслаиванием глинисто-карбонатных и углистых с известняками. В районе Зуи и Сак это красноцветные глины с прослойями песчаников, а на Белоглинской площади — конгломераты и

аргиллиты. Мощность этих отложений изменяется от 253 м (Новоселовка) до 2000 м (на Гончаровской площади).

Учитывая наличие юрских отложений в Северном Присивашье (Новоалексеевка) и на Северо-Новоселовской структуре, можно предполагать, что они имеются во всем Северо-Крымском прогибе. Отложения этого возраста установлены на Симферопольском поднятии, где они представлены конгломератами, песчаниками, сланцами так называемой битакской свиты (Лычагин, 1958, 1961). По всей вероятности, эти породы выполняют также всю Альминскую впадину. Наличие юрских отложений на Гончаровской (скв. 5-р) и Булганакской (скв. 1-Д) площадях позволяет предполагать распространение их далеко на северо-восток и восток в пределы Индоло-Кубанского прогиба.

Эти образования, в нашем представлении, должны быть довольно перспективными, особенно отложения, непосредственно перекрывающие расчлененный палеозойский фундамент. Здесь, видимо, существовали благоприятные условия для формирования пластовых стратиграфических и тектонически экранированных залежей.

Нижнемеловые отложения также хорошо развиты в пределах Крыма. Они представлены в основном аргиллитами с прослойми и пачками песчаников, алевролитов и мергелей. Мощность нижнемеловых образований изменяется от 200—250 м (район Симферопольского поднятия) до 1000—2000 м (Каркинитская и Сивашская впадины Северо-Крымского прогиба). Все литологические разности пород имеют довольно низкие коллекторские свойства. Карбонатность терригенных и пирокластических пород не превышает 25 %. Породам свойственна большая плотность ($2,55 \text{ г}/\text{см}^3$) и низкая пористость (0,5—8 %)*. Значение абсолютной пористости немного выше открытой. Так, на Октябрьской площади она составляет 5—14 %, Западно-Октябрьской — 3—14, а Мошковской — 10—20 %. Коэффициент газопроницаемости равен 0,01 *мдарси*. Лучшие коллекторские свойства имеют слабосцементированные песчаники неокома на Новоселовской и Сакской площадях, а также песчаники, алевролиты и глинистые известняки неоком-альба на Елизаветинской и Мошковской структурах. Карбонатность их изменяется от 3 до 27 %, открытая пористость достигает

* Физико-механические анализы сделаны в лабораториях УкрНИГРИ и КТП треста «Крымнефтегазразведка».

17—25%, а проницаемость — 15—20 мдарси. Кроме гранулярной пористости, породам свойственна трещиноватость. Трещины обычно прямолинейные с раскрытием 0,01—0,1 мм.

Анализ литолого-фациальных и коллекторских свойств нижнемеловых отложений показывает, что распределение коллекторов, имеющих повышенную пористость и проницаемость, приурочено к широтному Евпаторийско-Новоселовскому и Симферопольско-Перекопскому поперечному поднятиям. С глубиной коллекторские свойства видимо, ухудшаются за счет увеличения глинистости материала.

В общем нижнемеловые отложения относятся к категории наиболее перспективных на всей территории Крыма, за исключением Евпаторийско-Новоселовского и Симферопольского поднятий, где они залегают на небольшой глубине и по гидрогеологическим условиям (находятся в зоне свободного водообмена) не являлись благоприятными для образования залежей нефти и газа (рис. 1).

Особый интерес для поисков нефти и газа в отложениях этого структурно-тектонического этажа представляют структуры Северо-Крымского прогиба, в частности его южного борта. К ним относятся Оленевская, Меловая, Родниковская, Задорненская, Караванская, Глебовская, Краснополянская, Донузлавская, группы Березовских, Кировских и Северо-Новоселовских структур, а также Джанкойская, Восточно-Джанкойская, Калиновская, Михайловская, Богемовская, Первомайская, Красноперекопская, Стрелковая и многие другие структуры.

Интерес для разведки юрских и нижнемеловых отложений представляют районы Новоцарицынского поднятия и его склонов (структуры Славянская, Южно-Славянская, Нижнегорская, Некрасовская и др.), а также Альминская впадина (Кольчугинская, Николаевская, Тепловская структуры).

Верхнемеловой палеогеновый структурно-тектонический этаж нефтегазоносности включает отложения верхнего мела, палеоценена и эоцена.

Верхнемеловые отложения представлены преимущественно мергелями и в меньшей степени известняками. Наибольшие мощности их наблюдаются в Северо-Крымском (1700—2300 м) и Индольском (100—800 м) прогибах, наименьшие — на Симферопольском, Евпаторийско-Новоселовском и Новоцарицынском поднятиях. Они характеризуются довольно низкими коллекторскими свойствами: плотность 2,3—3 г/см³, абсолютная пористость 0,7—9%, проницаемость не превышает 0,2 мдарси,

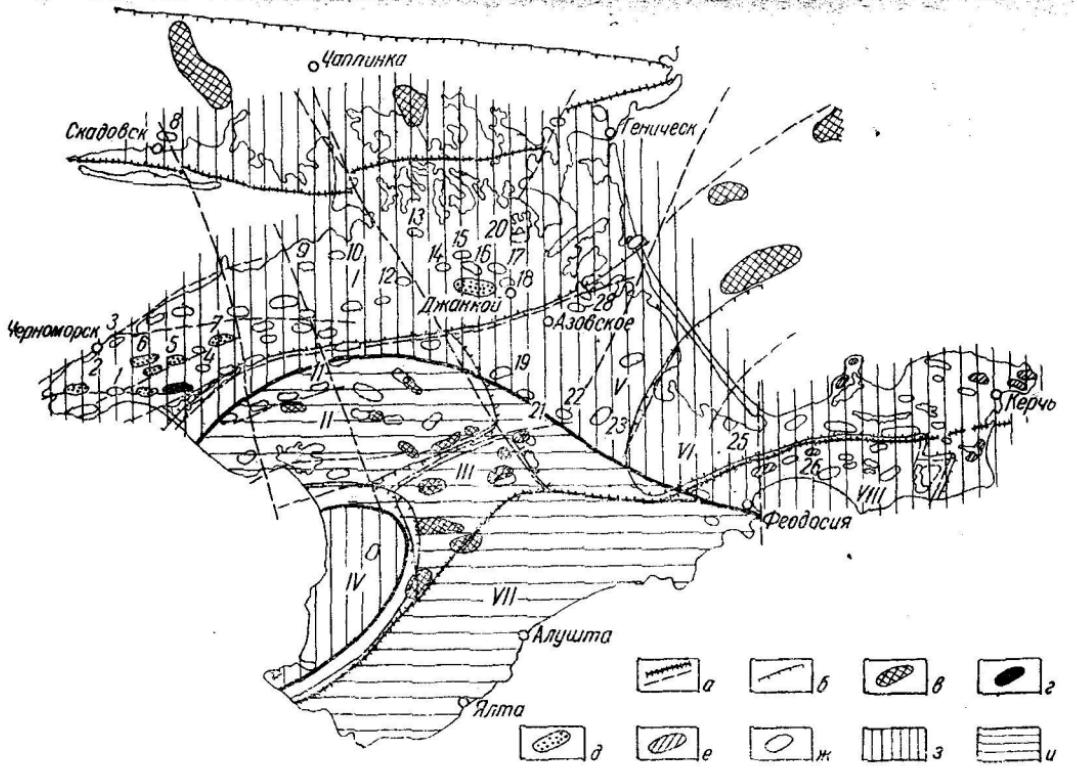


Рис. 1. Схематическая карта перспектив нефтегазоности юрско-нижнемелового структурно-тектонического этажа.

I — Северо-Крымский прогиб,
II — Евпаторийско-Новоселовский вал, III — Симферопольское поднятие, IV — Алымзинская впадина, V — Новоцарцынское поднятие, VI — Индоло-Кубанский прогиб, VII — мегаантеклиниорий Горного Крыма, VIII — восточное погружение мегаантеклиниория Горного Крыма.

a — разрывные нарушения; *b* — границы тектонических элементов; *c* — гравитационные аномалии; *d* — нефтяные месторождения; *e* — газовые месторождения; *f* — старые малодебитные месторождения; *g* — структуры; *h* — перспективные области; *i* — малоперспективные области.

Структуры: 1 — Родниковская, 2 — Черноморская, 3 — Панская, 4 — Новоивановская, 5 — Глебовская, 6 — Карловская, 7 — Задорненская, 8 — Скадовская, 9 — Раздольненская, 10 — Самарчикская, 11 — Виноградовская, 12 — Первомайская, 13 — Красноперекопская, 14 — Орловская, 15 — Михайловская, 16 — Богемская, 17 — Придорожная, 18 — Восточно-Джанкойская, 19 — Красногвардейская, 20 — Ермаковская, 21 — Акимовская, 22 — Барабонавская, 23 — Нижнегорская, 24 — Южно-Славянская, 25 — Шубинская, 26 — Мошковская.

17—25%, а проницаемость — 15—20 мдарси. Кроме гранулярной пористости, породам свойственна трещиноватость. Трещины обычно прямолинейные с раскрытием 0,01—0,1 мм.

Анализ литолого-фациальных и коллекторских свойств нижненемеловых отложений показывает, что распределение коллекторов, имеющих повышенную пористость и проницаемость, приурочено к широтному Евпаторийско-Новоселовскому и Симферопольско-Перекопскому поперечному поднятиям. С глубиной коллекторские свойства видимо, ухудшаются за счет увеличения глинистости материала.

В общем нижненемеловые отложения относятся к категории наиболее перспективных на всей территории Крыма, за исключением Евпаторийско-Новоселовского и Симферопольского поднятий, где они залегают на небольшой глубине и по гидрогеологическим условиям (находятся в зоне свободного водообмена) не являлись благоприятными для образования залежей нефти и газа (рис. 1).

Особый интерес для поисков нефти и газа в отложениях этого структурно-тектонического этажа представляют структуры Северо-Крымского прогиба, в частности его южного борта. К ним относятся Оленевская, Меловая, Родниковская, Задорненская, Караванская, Глебовская, Краснополянская, Донузлавская, группы Березовских, Кировских и Северо-Новоселовских структур, а также Джанкойская, Восточно-Джанкойская, Калиновская, Михайловская, Богемовская, Первомайская, Красноперекопская, Стрелковая и многие другие структуры.

Интерес для разведки юрских и нижненемеловых отложений представляют районы Новоцарицынского поднятия и его склонов (структуры Славянская, Южно-Славянская, Нижнегорская, Некрасовская и др.), а также Альминская впадина (Кольчугинская, Николаевская, Тепловская структуры).

Верхненемеловой - палеогеновый структурно-тектонический этаж нефтегазоносности включает отложения верхнего мела, палеоценена и эоцена.

Верхненемеловые отложения представлены преимущественно мергелями и в меньшей степени известняками. Наибольшие мощности их наблюдаются в Северо-Крымском (1700—2300 м) и Индольском (100—800 м) прогибах, наименьшие — на Симферопольском, Евпаторийско-Новоселовском и Новоцарицынском поднятиях. Они характеризуются довольно низкими коллекторскими свойствами: плотность 2,3—3 г/см³, абсолютная пористость 0,7—9%, проницаемость не превышает 0,2 мдарси,

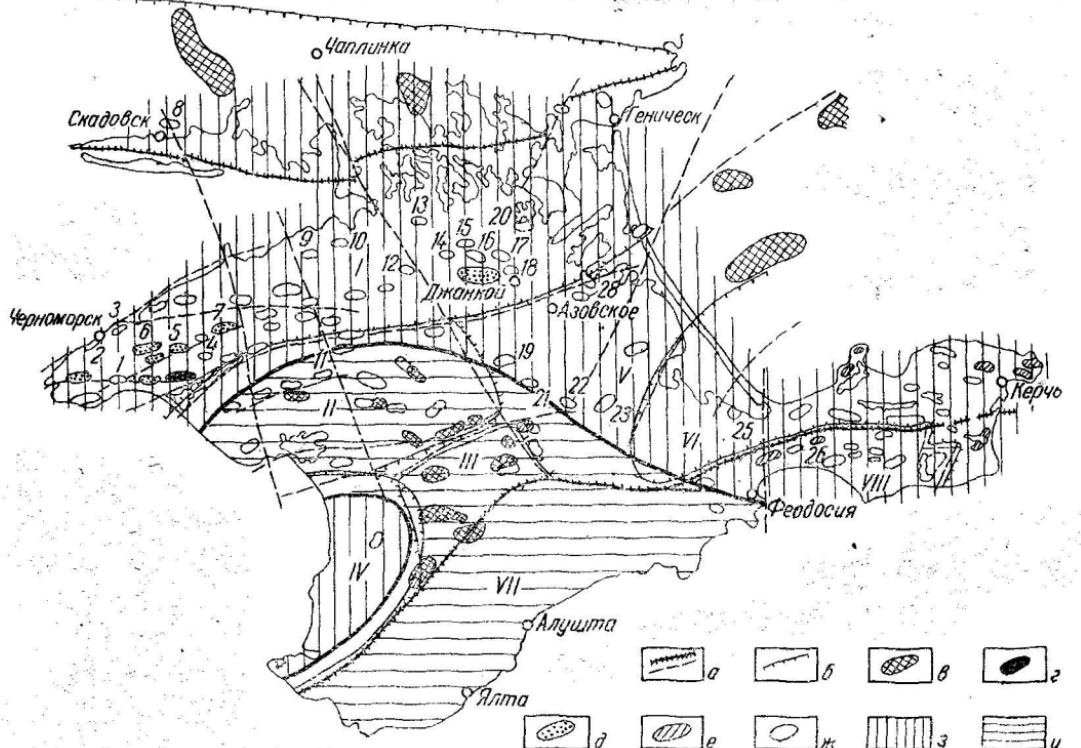


Рис. 1. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности юрско-нижнемелового структурно-тектонического этажа.

I — Северо-Крымский прогиб,
II — Евпаторийско-Новоселовский вал, III — Симферопольское поднятие, IV — Альминская впадина, V — Новоцарцынское поднятие, VI — Индоло-Кубанский прогиб, VII — мегаантеклиниорий Горного Крыма, VIII — восточное погружение мегаантеклиниория Горного Крыма.

а — разрывные нарушения;
б — границы тектонических элементов; в — гравитационные аномалии; г — нефтяные месторождения; д — газовые месторождения; е — старые малодебитные месторождения; ж — структуры; з — перспективные области; и — малоперспективные области.

Структуры: 1 — Родниковская, 2 — Черноморская, 3 — Панская, 4 — Новоивановская, 5 — Глебовская, 6 — Карловская, 7 — Задоренская, 8 — Скадовская, 9 — Раздольненская, 10 — Самарчикская, 11 — Виноградовская, 12 — Первомайская, 13 — Красноперекопская, 14 — Орловская, 15 — Михайловская, 16 — Богемовская, 17 — Придорожная, 18 — Восточно-Джанкская, 19 — Красногвардейская, 20 — Ермаковская, 21 — Акимовская, 22 — Барабонавская, 23 — Нижнегорская, 24 — Южно-Славянская, 25 — Шубинская, 26 — Мышкаревская.

карбонатность 70—100%. Коллекторские свойства пород верхнего мела несколько повышаются за счет трещиноватости и карбонатности. Большую роль в этом играют сутуро-стилолитовые швы, которые имеются в глинистых известняках сеномана, турона, сантонса и в меньшей мере в известняках маастрихта и датта [6]. Следует отметить, что пропускная способность отдельных стилолитовых швов достигает 135—1920 *мдарси* (Бортницкая и Кутовая, 1963).

Максимальные значения открытой пористости в глинистых известняках сеномана установлены на Октябрьской (10—19%) и Елизаветинской (10—14%) структурах, а проницаемость их, учитывая и трещинную, изменяется от 4,37 до 30 *мдарси*.

Для отложений турона открытая пористость достигает 10—14%, а проницаемость составляет всего 0,5—0,6 *мдарси* (Октябрьская, Елизаветинская, Джанкойская структуры). Сантонасие и кампанские известняки более глинистые, с незначительной гранулярной пористостью, но трещиноватая проницаемость довольно высокая — 6—7 *мдарси*, а в отдельных случаях достигает 1920 *мдарси* (Оленевская площадь). Открытая пористость маастрихтских и датских отложений максимальная на Джанкойской (14—15%), Октябрьской (9—10%) и Оленевской (8—20%) структурах, а проницаемость их не превышает 0,1—0,2 *мдарси*.

На основании изложенного можно констатировать, что лучшие физические параметры свойственны породам сеноманского, сантонасного и кампанского ярусов верхнего мела. Об этом свидетельствует и нефтеносность сеноманских отложений на Октябрьском нефтяном месторождении.

Палеоценовые отложения по своим литологическим особенностям разделяются на две части. Нижняя представлена в основном глинистыми известняками с подчиненными прослоями мергелей и органогенно-детритусовых известняков. Верхняя сложена однородной толщей мергелей. Плотность пород нижнего палеоцена достигает 2,6 $\text{г}/\text{см}^3$, верхнего изменяется от 1,9 до 2,1 $\text{г}/\text{см}^3$. Пористость известняков и плотных мергелей сравнительно небольшая — 8—30%, проницаемость не превышает 1 *мдарси*. Улучшению коллекторских свойств пород способствует микротрещиноватость. Проницаемость трещин достигает 80—100 *мдарси*. Карбонатность пород высокая и изменяется по разрезу и площади. В верхней части, где развиты глинистые известняки, она достигает 75—80%, в нижней, менее глинистой, — 85—90%.

Наибольшая карбонатность пород установлена на Карловской площади (85—95%), наименьшая — на Стрелковой (5—8%), т. е. с запада на восток уменьшается. Такая же закономерность наблюдается и в значениях пористости. Так, на Стрелковой площади она исчисляется в 25—32% и уменьшается к Джанкойской — 24%, Задорненской — 21%, Глебовской — 17% и Карловской 10—15%. Следует отметить, что в вертикальном разрезе карбонатность увеличивается от 35—40% в подошве до 60—70% в кровле, а пористость уменьшается от 15 до 8%. Проницаемость, также как и пористость, увеличивается к подошве от 0,1 до 1 мдарси.

Лучшие коллекторские свойства, как видно из приведенного, имеют отложения нижнего палеоцена, которые характеризуются промышленной газоносностью на Оленевской, Карловской, Краснополянской, Глебовской и Задорненской структурах, а также многочисленными газопроявлениями на Славянской, Джанкойской, Балашовской и других складках.

Эоценовые отложения в литологическом отношении представлены в нижней части глинами, в средней — глинистыми известняками и мергелями, а в верхней — глинами и мергелями. Суммарная мощность эоцена Каркинитской впадины изменяется от 230 м на Задорненской площади до 720 м на южном крыле Оленевской структуры. Сильно сокращается их мощность в Сивашской (200—250 м), Индольской (250—300 м) и Альминской (100—200 м) впадинах. В пределах Новоселовского поднятия этих отложений совсем нет. Нижнеэоценовые глинистые образования коллекторов не содержат. Карбонатность среднеэоценовых образований достигает 50—64%. Открытая пористость изменяется от 6,5 до 23%, а абсолютная — от 12 до 28%. Газопроницаемость равна 1 мдарси, редко достигает 9—10. Приблизительно такие же коллекторские свойства характерны для верхнеэоценовых отложений. Кроме незначительных газопроявлений на ряде структур Степного Крыма, промышленных скоплений нефти и газа в отложениях эоцена не обнаружено.

Наиболее перспективен этот этаж в отношении нефтегазоносности в пределах Северо-Крымского прогиба и в юго-западной части Керченского полуострова (рис. 2). В частности, палеоценовые отложения представляют значительный интерес для разведки на Черноморской, Панской, Межводненской, Владимировской и других структурах, расположенных в северной части южного борта Северо-Крымского прогиба.

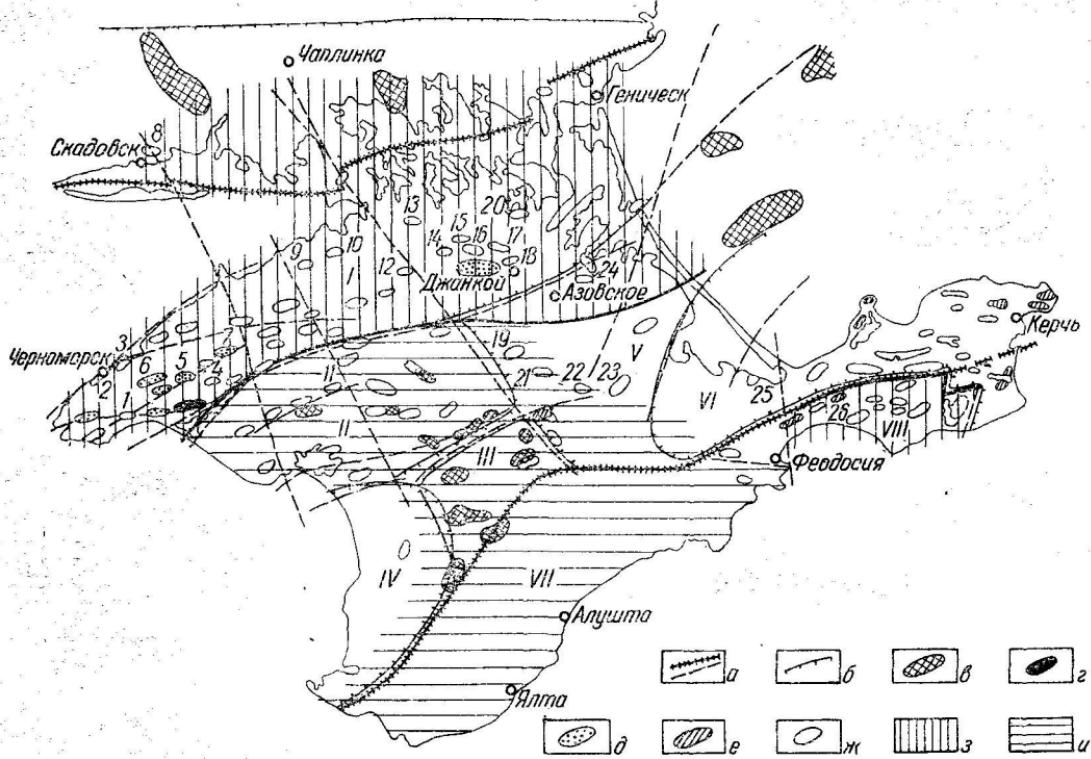


Рис. 2. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности верхнемелово-палеогенового структурно-тектонического этажа (условные обозначения те же, что и на рис. 1).

В пределах Керченского полуострова перспективы отложений этого структурно-тектонического этажа подтверждаются интенсивными газопроявлениями и специфическими гидрогеологическими условиями (зона весьма затрудненного водообмена).

Наиболее благоприятными для разведки этих отложений можно считать структуры юго-западной равнины Керченского полуострова (Владиславовская, Фронтовая, Куйбышевская, Мошкаревская, Вулкановская, Селезневская и др.), где эти отложения располагаются на глубинах, доступных для современного бурения.

Для данной территории весьма важно в настоящее время изучение структурного плана домайкопских отложений с целью выявления локальных структур, перспективных для нефтегазонакопления.

Майкопско-неэоценовый структурно-тектонический этаж нефтегазоносности сложен породами майкопской свиты и всего вышележащего неогена.

Майкопские отложения максимальной мощности (более 3000 м) достигают в пределах Индоло-Кубанского передового прогиба (Керченский п-в). В пределах Северо-Крымского прогиба мощность их резко уменьшается и в самой прогнутой части составляет более 1200 м. К бортам прогиба мощность их еще больше сокращается, а в районе Симферопольского и значительной части Евпаторийско-Новоселовского поднятий этих отложений вообще нет. В Альминской впадине мощность их составляет 150—200 м.

В литологическом отношении они представлены глинистыми фациями с отдельными прослойями алевролитов, алевритов, песчаников и песчанистых глин.

Песчано-глинистые и глинисто-алевритовые образования характеризуются открытой пористостью до 23,4%, абсолютной до 26—39%. Проницаемость их изменяется от 1,1 до 1 мдарси, реже 30. Карбонатность пород незначительная (от 10 до 30%).

Коллекторы нижнего майкопа содержат газовые залежи на Джанкойской площади (пачки Г и В). Хорошими коллекторскими свойствами обладают прослои алевролитов и рыхлых тонкозернистых песчаников среднего майкопа. Карбонатность пород не превышает 3%. Значение открытой пористости изменяется от 24 до 36%, а абсолютной — в пределах 25—39%. Газопроницаемость по простианию изменяется от 1,9 до 84,8 мдарси, а в вертикальном направлении — от 0,15 до 8,86. К коллекторам среднего майкопа приурочена основная залежь

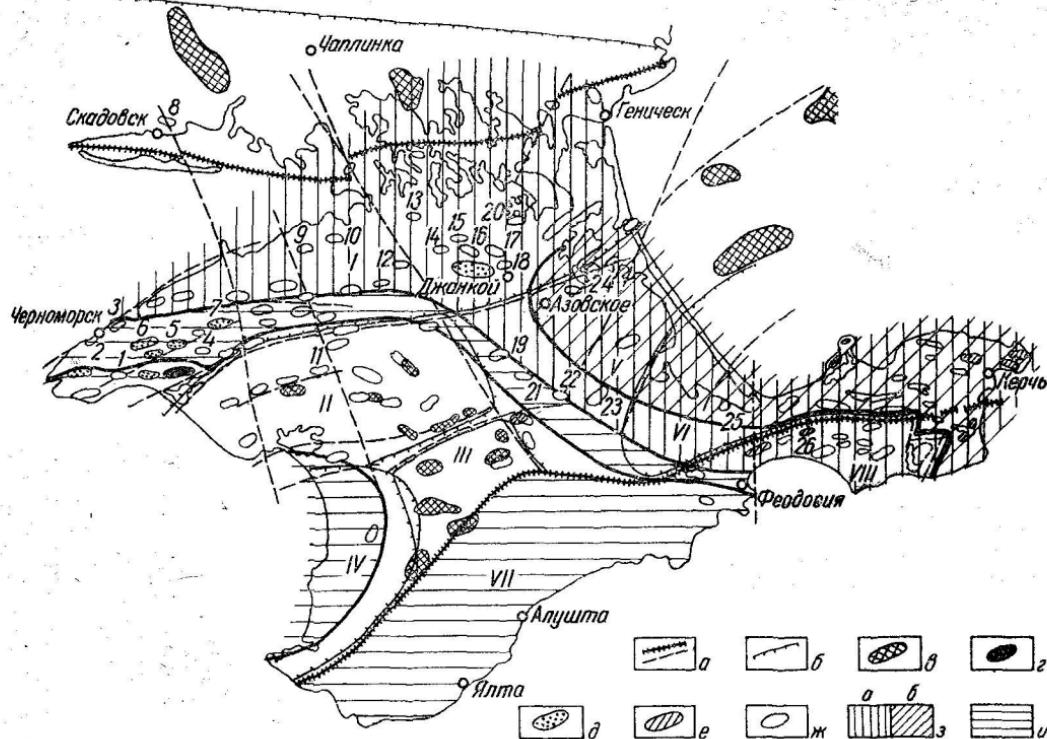


Рис. 3. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности майкопско-неогенового структурно-тектонического этажа.

з — перспективные отложения: а — майкопские, б — неогеновые (остальные условные обозначения те же, что и на рис. 1).

Джанкойского месторождения (пачка Б). Коллекторские свойства верхнего майкопа аналогичны описанным выше.

Как указывалось, с этими отложениями связаны Джанкое, а также Стрелковое месторождения в Северо-Крымском прогибе и ряд малодебитных нефтегазовых месторождений юго-западной части Керченского полуострова (Владиславовское, Мошкаревское, Куйбышевское и др.).

Неогеновые отложения хорошо развиты в районе Индолинского и северо-восточной части Северо-Крымского прогибов.

Чокракско-караганский горизонт представлен в основном карбонатно-глинистой фацией с частыми прослойями мелкозернистых песков, песчаников и мергелей. Мощность прослоев изменяется от 1,5 до 20 м, пористость мергелей — от 1,7 до 31,6%, известняков — от 4,9 до 20,8%, а песчаников — от 19,9 до 27,7%. Проницаемость их довольно высокая (300—400 мдарси).

Коллекторские свойства сарматских отложений приблизительно такие же, как и чокракского и караганского горизонтов.

С отложениями миоцена связан ряд малодебитных нефте-газовых месторождений южного борта Индоло-Кубанского передового прогиба (Малобабчикское, Мысовое, Приозерное, Белокаменское и др.).

Следует отметить, что перспективность олигоценово-неогенного структурно-тектонического этажа находится в прямой зависимости от наличия песчано-алевритистых пачек в разрезе.

Майкопские отложения наиболее перспективные в восточной части Северо-Крымского прогиба и в районе Новоцарицынского поднятия, в меньшей степени — в западной части Северо-Крымского прогиба и на Керченском полуострове, а миоценовые — в восточной части Северо-Крымского прогиба и в Индоло-Кубанском передовом прогибе (рис. 3).

Майкопские отложения наиболее широко распространены в структурах северо-восточной и восточной частей Северо-Крымского прогиба: Раздольненской, Самарчикской, Красноперекопской, Первомайской, группе Джанкайских структур, Ермаковской и др. Разведка нефтегазоносности неогеновых образований должна проводиться совместно с разведкой майкопских отложений.

Таким образом, охарактеризованные структурно-тектонические этажи нефтегазоносности на территории Крыма дают возможность более целенаправленно ориентировать разведку в пределах отдельных тектонических элементов. Для успешного ведения разведочных работ необходимо сосредоточить внимания

ние исследователей на изучении нижних структурных этажей, которые по всем геологическим предпосылкам должны являться более перспективными, чем верхние (доверхнемеловые).

ЛИТЕРАТУРА

1. Бортницкая В. М., Черняк Н. И. — Новости нефтяной и газовой техники, 1962, 5.
2. Гордиевич В. А. и др. Гидрогеология Крыма и перспективы его нефтегазоносности. Изд-во АН УССР, К., 1963.
3. Доленко Г. Н. — Геол. журн. АН УРСР, 1964, 24, 1.
4. Доленко Г. Н., Парыляк А. И., Копач И. П. — В кн.: Условия формирования и закономерного размещения нефтяных и газовых месторождений на территории УССР. Тезисы докладов республиканского совещания, Львов, 1965.
5. Копач И. П., Парыляк А. И. — Тезисы докладов межвед. совещания молодых геологов и геохимиков г. Львова, Львов, 1965.
6. Плахотный Л. Г. — В кн.: Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. Гостоптехиздат, 1963.

АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНСКОЙ ССР

ГЕОЛОГИЯ
И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ПРИЧЕРНОМОРСКОЙ
ВПАДИНЫ

**РЕСПУБЛИКАНСКИЙ
МЕЖВЕДОМСТВЕННЫЙ
СБОРНИК**



КИЕВ — 1967

1

2

553

МГ36

Сборник посвящен вопросам геологии и нефтегазоносности Причерноморья и Крыма. Приводятся материалы по тектонике, стратиграфии, гидрогеологии, geoхимии и др. Основное внимание обращено на обоснование перспектив нефтегазоносности этой территории.

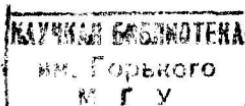
Рассчитан на геологов, занимающихся изучением вопросов региональной и нефтяной геологии.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

чл.-корр. АН УССР Г. Н. Доленко (ответственный редактор), канд. геол.-мин. наук В. В. Глушко (зам. ответственного редактора), акад. АН УССР О. С. Вялов, д-р хим. наук И. В. Гринберг, канд. геол.-мин. наук Д. В. Гуржий, канд. геол.-мин. наук В. А. Каложный, канд. геол.-мин. наук В. И. Китык, канд. геол.-мин. наук И. Ф. Клиточенко, канд. геол.-мин. наук В. И. Колтун, д-р геол.-мин. наук Н. Р. Ладыженский, д-р геол.-мин. наук В. Ф. Линецкий, акад. АН УССР В. Б. Порфириев, канд. геол.-мин. наук Е. П. Сливко (ответственный секретарь), акад. АН УССР С. И. Субботин, канд. геол.-мин. наук М. В. Чирвинская, чл.-корр. АН УССР А. З. Широков

Редактор выпуска

д-р геол.-мин. наук Н. Р. Ладыженский



5405-17-67

ЛЬВІВСЬКА ОБЛАСТНАЯ КНИЖНА ТИПОГРАФІЯ

2-9-1
99-67M

99
03