

tectonic-paleogeographic development conditions of the region where the prospecting takes place. Data on anomalously high formational pressures can be sometimes used as a direct oil and gas content character in those regions and districts where a genetic relation is determined between the formation of hydrocarbon accumulations and that of anomalously high formational pressures. In other cases these data serve as an indirect criterion indicating the presence of favourable conditions promoting oil and gas formation and hydrocarbons accumulation.

1. Анципов И. В., Крупский Ю. З., Орлов А. А., Просняков А. В. Новые данные о нефтегазоносности юго-восточной части Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба // Нефтегазовая геология и геофизика: Экспресс-информация.— 1985.— № 1.— С. 17—21.
2. Высоцкий И. В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях.— М.: Недра, 1971.— 390 с.
3. Иванчук П. П., Соловьев Е. А. Разведка природного газа в зонах АВПД в Голф-Косте // Нефтегазовая геология и геофизика: Экспресс-информация.— 1980.— № 16.— С. 8—13.
4. Иванчук П. П., Соловьев Е. А. Возможный источник энергии зон АВПД разведочных площадей Голф-Коста // Там же.— 1980.— № 24.— С. 1—14.
5. Крылов Н. А., Орел В. Е., Филина С. И. Особенности промышленной нефтегазоносности пород баженовской свиты // Там же.— 1980.— № 8.— С. 15—17.
6. Кучерук Е. В. К проблеме освоения газовых ресурсов зон АВПД.— // Там же.— 1981.— № 1.— С. 5—6.
7. Новосилецкий Р. М. Водорастворенные углеводородные газы зон АВПД — новый источник энергии // Геология нефти и газа.— 1982.— № 8.— С. 53—57.
8. Орлов А. А. Тектонические условия формирования сверхгидростатических пластовых давлений в нефтегазоносных регионах: Автореф. дис.... д-ра геол.-минерал. наук.— М., 1983.— 41 с.
9. Орлов А. А., Ткаченко Ю. Ф., Ляху М. В. и др. О природе сверхгидростатических пластовых давлений в месторождениях нефти и газа // Геология и геохимия горючих ископаемых.— 1984.— Вып. 66.— С. 25—30.
10. Трофимук А. А., Карагодин Ю. Н. Баженовская свита — уникальный природный резервуар нефти и газа // Геология нефти и газа.— 1981.— № 4.— С. 29—33.

Ивано-Франк, ин-т нефти и газа,
Ивано-Франковск

Статья поступила
11.11.86

УДК 552.1.53(477.9)

Пространственное распределение коллекторов в Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области

Р. М. Новосилецкий, А. П. Боднарчук, Н. М. Тесляк

Для Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области характерно широкое развитие отложений от среднего палеозоя (силур) до неогена. Ими выполнены три крупные отрицательные структуры: Преддобруджинский палеозойский, Каркинитско-Северо-Крымский и Индоло-Кубанский прогибы, а также прилегающие к ним другие структурные элементы, как на суше, так и в акваториях Черного и Азовского морей.

В пределах изучаемой территории выявлено более 30 месторождений с залежами углеводородного газа, газоконденсата, газонефти и нефтегаза. Основные залежи углеводородных флюидов связаны с отложениями девона, мела, палеогена и неогена, в разрезе которых коллекторами являются как песчаники и алевролиты, так и известняки и доломиты, преобразованные на этапе раннего катагенеза (марки углей Б, Д, Г). Пористость коллекторов продуктивных горизонтов с устойчивыми дебитами углеводородных флюидов колеблется от 10 до 33,4 % при проницаемости $0,1 \cdot 10^{-15}$ — $642 \cdot 10^{-15}$ м². При значениях пористости коллекторов 5,6—8 % (Западно-Октябрьское, Черноморское и Саратовское месторождения) получены неустойчивые притоки углево-

дородных флюидов, и такие залежи с низкопористыми коллекторами не разрабатываются. Видимо, они находятся на стадии разрушения вследствие преобразования отложений в условиях позднего катагенеза.

Изучение распространения залежей в разрезе осадочных образований в пределах изучаемой области и в других нефтегазоносных бассейнах показывает, что только в отложениях, находящихся на этапе раннего катагенеза, распространены флюидоупоры и коллекторы с кондиционными значениями пористости и проницаемости. Для терригенных песчанистых коллекторов продуктивных толщ максимальные значения пористости обычно превышают 10, а для карбонатных — 5 % [2, 4].

При этом следует отметить, что залежи углеводородов (УВ) в основном формируются в осадках, преобразованных на этапе раннего катагенеза только при условии их залегания на породах с захороненным органическим веществом, прошедшим стадию позднего катагенеза (марки углей Ж, К, ОС, Т). Глубина распространения осадков, преобразованных на этапе раннего катагенеза, определяется прогревом пород при современной или палеотемпературе 165 °С. При оценке перспектив нефтегазоносности следует учитывать и историю геологического развития региона, особенно крупные палеотемпературные перерывы в осадконакоплении (Преддобруджинский прогиб).

Отмеченное распределение залежей УВ в зависимости от степени катагенетического преобразования отложений, в том числе и пород коллекторов, обусловлено тем, что для пород раннего катагенеза характерны гидростатические давления или локальное проявление разгрузки флюидов с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), а основное количество углеводородного газа с АВПД генерируется органическим веществом на этапе позднего катагенеза [3]. Эмиграция углеводородного газа при разгрузке АВПД в отложения раннего катагенеза с низким содержанием рассеянного органического вещества приводит к формированию газовых и газоконденсатных залежей (Голицыньское, Глебовское, Джанкойское, Стрелковое месторождения), а в горизонтах с повышенным количеством рассеянного органического вещества (более 1,5 %) — нефтегазовых (Октябрьское, Тягановское месторождения). Высокомолекулярные углеводородные соединения нефтей и конденсатов образуются в процессе радикальных реакций между компонентами углеводородного газа (в основном метана) и рассеянным органическим веществом при наличии минеральных зерен, что приводит к изменению составов углеводородных флюидов и к формированию газоконденсатных и нефтегазовых залежей [3].

При установлении перспектив нефтегазоносности в любом нефтегазоносном бассейне важное значение (кроме таких основных факторов, как положение флюидоупоров в различного рода ловушках, развитие пород с рассеянным и концентрированным органическим веществом и степень их катагенетического преобразования) имеет определение глубин распространения кондиционных значений пористости коллекторов, соответствующих развитию песчаных пород с максимальной пористостью более 10 %, из которых в основном получают промышленные притоки флюидов [2, 4].

На основании данных о емкостных параметрах песчанистых пород построена схематическая карта глубин распространения высокопористых коллекторов с максимальными значениями более 10 % в Каркинитско-Северо-Крымском и Индоло-Кубанском прогибах как в наиболее изученных (рис. 1). Этим значениям гранулярных коллекторов соответствует пористость известняков более 5 % (рис. 2).

В пределах региона на максимальных глубинах, превышающих 4500 м, высокеемкостные песчанистые коллекторы с наибольшей пористостью свыше 10 % развиты лишь в центральной части Каркинитско-Северо-Крымского прогиба.

На Борисовской площади в скв. 1, вскрывшей на глубине 4400 м апт-альбские отложения, с интервала 4949—4953 м поднят песчаник

с пористостью 20,63—23,52 %. Однако следует отметить, что в разрезе скважины, в интервале глубин 2000—5000 м, в основном преобладают значения пористости песчаных пород от 2 до 8 %. На распространение песчаных коллекторов с высокими значениями пористости на глубинах более 4500 м в приосевой части прогиба указывают полученные физические параметры пород на Татьяновской и Первомайской струк-

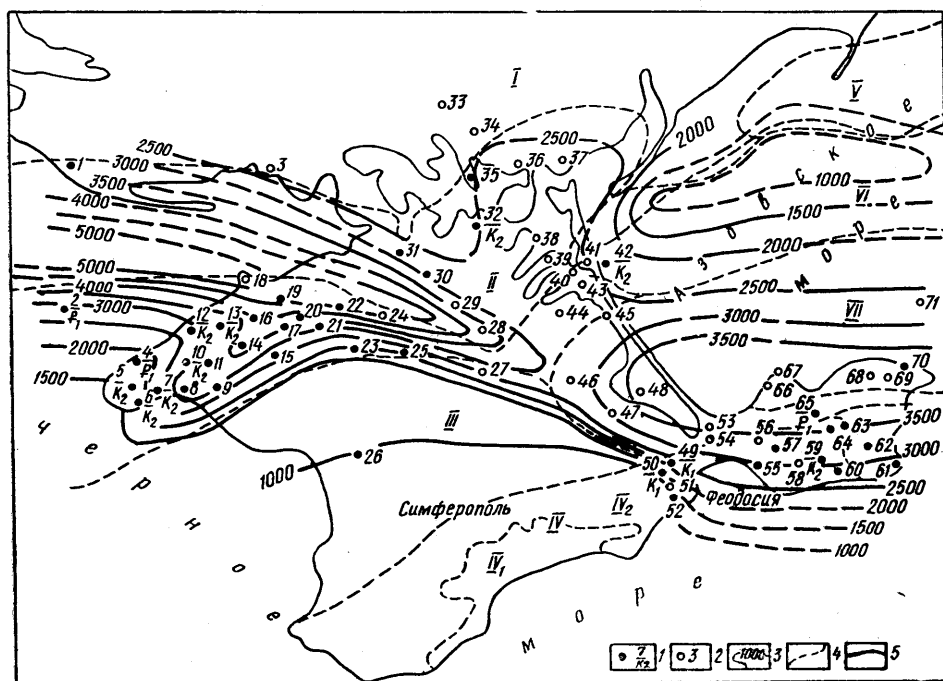


Рис. 1. Карта глубин распространения песчаных коллекторов с максимальной пористостью более 10 % в Каркинитско-Северо-Крымском и Индоло-Кубанском прогибах Крыма

Площади: 1 — с установленными глубинами распространения песчаных пород-коллекторов с максимальной открытой пористостью 10 %, 2 — изучения пород-коллекторов с открытой пористостью < 10 % (1 — Скадовская, 2 — Голицынская, 3 — Таврийская, 4 — Черноморская, 5 — Оленевская, 6 — Меловая, 7 — Родниковская, 8 — Западно-Октябрьская, 9 — Октябрьская, 10 — Карловская, 11 — Глебовская, 12 — Межводненская, 13 — Бакальская, 14 — Задорненская, 15 — Красноярская, 16 — Рылеевская, 17 — Каштановская, 18 — Борисовская, 19 — Северо-Серебрянская, 20 — Серебрянская, 21 — Альбская, 22 — Татьяновская, 23 — Новоселовская, 24 — Первомайская, 25 — Барановская, 26 — Сакская, 27 — Красногвардейская, 28 — Вишняковская, 29 — Джанкойская, 30 — Орловская, 31 — Красноперекоповская, 32 — Балашовская, 33 — Воскресеновская, 34 — Строгановская, 35 — Аверьяновская, 36 — Ново-Алексеевская, 37 — Геничская, 38 — Медведовская, 39 — Переловая, 40 — Сотарская, 41 — Северо-Сивашская, 42 — Стрелковая, 43 — Сивашская, 44 — Славянская, 45 — Усть-Сотарская, 46 — Нижнегорская, 47 — Советская, 48 — Индольская, 49 — Тамбовская, 50 — Видненская, 51 — Гончаровская, 52 — Планерская, 53 — Южно-Сивашская, 54 — Восточная, 55 — Мошкаревская, 56 — Андреевская, 57 — Куйбышевская, 58 — Вулкановская, 59 — Краснополковская, 60 — Марьевская, 61 — Кореньковская, 62 — Горностаевская, 63 — Фонтановская, 64 — Западно-Фонтановская, 65 — Слюсаревская, 66 — Семеновская, 67 — Акташская, 68 — Холмовая, 69 — Войковская, 70 — Буманакская, 71 — Северо-Керченская); 3 — изолинии глубин распространения коллекторов с пористостью > 10 %; 4 — границы структурных элементов; 5 — разломы, разделяющие главные тектонические элементы. Структурные элементы: I — Украинский щит, II — Южно-Украинская моноклинали, III — Каламитско-Центрально-Крымское мегаподнятия, IV — мегантиклинорий Горного Крыма, IV₁ — Горный Крым, IV₂ — восточное погружение мегантиклинория, V — Северо-Азовский прогиб, VI — Среднеазовское поднятие, VII — Индоло-Кубанский прогиб

турах, расположенных восточнее Борисовской площади. Так, на Татьяновской площади в интервале глубин 4450—4670 м открытая пористость песчаных коллекторов аптского яруса нижнего мела в единичных образцах керна составляет 10,35—13,32 % при проницаемости $4,5 \cdot 10^{-15}$ м². На Первомайской площади из альбского яруса нижнего мела поднят песчаник с глубины 4829—4833 м. Открытая пористость этого песчаника равна 19,9 %, а у алевролитов она несколько меньше и составляет 9,73—13,2 % (глубина 4227—4826 м).

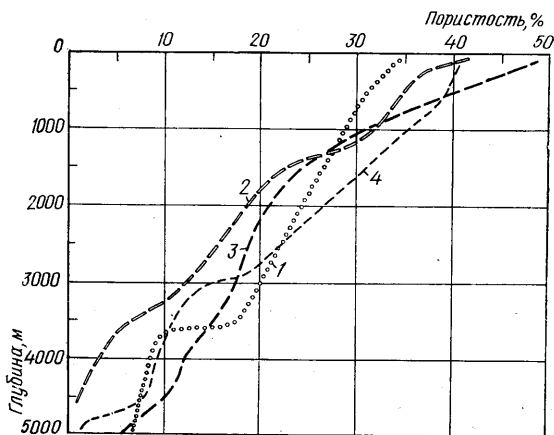
В пределах центральной части Тарханкутского п-ва на общем фоне значительного уменьшения глубин распространения песчаных коллекторов с кондиционными параметрами прослеживается полоса увеличе-

ния глубин нахождения коллекторов с максимальными значениями пористости более 10 % (Задорненская, Глебовская, Западно-Октябрьская и другие площади). На Задорненской площади в скв. 4 с глубины 3670—3680 м поднят песчаник с максимальным значением открытой пористости 10,61 %. На Западно-Октябрьском месторождении коллекторы представлены песчаниками и туффитами с пористостью 4,67—7,40 % и проницаемостью $1 \cdot 10^{-15}$ м² (скв. 27, глубина 3596—3618 м). Максимальная пористость—11,69 % на площади свойственна мергелям (скв. 35, интервал 3411—3419 м).

На Оленевской, Черноморской, Северо-Серебрянской, Серебрянской и Джанкойской структурах разрез

Рис. 2. График уменьшения с глубиной максимальных значений пористости для литологических разновидностей пород в Индоло-Кубанском прогибе

1 — песчаники; 2 — известняки; 3 — глины и аргиллиты; 4 — мергели



сеноманского яруса верхнего мела представлен трещинными известняками и мергелями с пористостью менее 10 %. Более высокие значения пористости (до 20 %) установлены в порово-каверно-стилолито-трещинных горизонтах карбонатных пород туронского, сантонского и кампанского ярусов. Фильтрационные свойства пород обусловлены развитием стилолитов, которые частично бывают заполнены глинистым материалом или нерастворимым битумом.

В направлении мегаантиклинория Горного Крыма и Южно-Украинской моноклинали погружения кристаллических пород Украинского щита глубина распространения песчаных коллекторов с максимальной пористостью более 10 % уменьшается до 1000—2500 м (рис. 1).

На Нижнегорской площади, в скв. 6, из готеривского яруса нижнего мела (интервал 2587—2706 м) подняты известковые песчаники и алевролиты с пористостью 6,52—11,89 %. Ниже по разрезу пористость пород не превышает 6 %. Таким образом, приподнятые в пределах Нижнегорской седловины высокоуплотненные породы мела отделяют зоны с глубоко погруженными коллекторами в Каркинитско-Северо-Крымском и Индоло-Кубанском прогибах.

В Индоло-Кубанском прогибе песчаные коллекторы с максимальной пористостью более 10 % встречены на глубинах до 3700 м. Залежи УВ установлены на Владиславовской, Южно-Сивашской, Мошкаревской, Семеновской (Белокаменской), Акташской (Мышовой), Войковской (Малобабчикской), Борзовской, Приозерной, Фонтановской площадях. Основное количество залежей УВ связано с отложениями неогена и палеогена и расположено на глубинах до 1000 м. На больших глубинах залежи газоконденсата выявлены на Южно-Сивашском (2248—2410 м) и Фонтановском (3179—3549 м) месторождениях. Коллекторами продуктивных горизонтов являются средне- и мелкозернистые песчаники майкопской свиты олигоцена (горизонты М-2—М-5) и эоцена (Е-6) с пористостью 18—26 % и проницаемостью до $256,9 \cdot 10^{-15}$ м². Однако следует отметить, что в пределах песчаных горизонтов майкопской свиты наряду с высокопористыми разновидностями песчаников имеются многочисленные прослои с пористостью 7—9 %. На глубинах 3564—3846 м весь разрез, представленный песчаниками, алевролитами, аргиллитами и мергелями, характеризуется низкими

значениями пористости — от 2,95 до 10,10 %, с преобладающими величинами 4,5—8,5 % (рис. 2).

В пределах прогиба на Горностаевской площади, в разрезе майкопской свиты олигоцена скв. 7 (интервал глубин 3308—3482 м) вскрыты песчаники с открытой пористостью до 17,19 % и проницаемостью до $16,9 \cdot 10^{-15}$ м². Ниже по разрезу, до глубины 4919 м, открытая пористость песчаников, алевролитов, аргиллитов и мергелей изменяется от 0,82 до 10,04 %, причем пористость песчаников и алевролитов колеблется от 1,87 до 3,13 %. Высокие значения пористости (8,75—10,04 %) на этих глубинах свойственны аргиллитам и мергелям.

На Слюсаревской площади в разрезе отложений майкопской свиты олигоцена и эоцена скв. 3 (интервал 3412—3488 м) установлены прослойки мелкозернистых песчаников с пористостью до 18 % и проницаемостью до $142 \cdot 10^{-15}$ м². На глубинах 3500—4500 м разрез представлен трещиноватыми аргиллитами, мергелями с единичными прослоями окварцованных песчаников и алевролитов с низкими значениями пористости (3,5—4,0 %). Повышенной емкостью на этих глубинах в разрезе эоценовых и палеоценовых отложений обладают известковистые аргиллиты, пористость которых колеблется от 6,77 до 15,73 %, а проницаемость — от $0,06 \cdot 10^{-15}$ до $0,48 \cdot 10^{-15}$ м².

Из приведенных данных по Керченскому п-ву видно, что песчаные коллекторы с кондиционными значениями пористости и проницаемости встречаются лишь в приосевой части прогиба, до глубин 3399—3682 м (Фонтановская, Горностаевская, Булганакская, Слюсаревская и другие площади).

В направлении к центральной части Азовского моря, в пределах Среднеазовского поднятия, в прибрежной части акватории Черного моря и в западном направлении — в сторону Нижнегорской седловины глубины отложений с максимальной пористостью песчаных пород более 10 % уменьшаются до 1000—2700 м.

В Предобруджинском прогибе вскрыты породы протерозоя, кембрия, силура, девона, нижнего карбона, пермотриаса и юры.

Песчаники верхнего протерозоя и кембрия низкопористые (0,51—7,42 %), при преобладающих значениях 1,12—1,45 %. Плотность песчаников — более 2700 кг/м³. Силурийские известняки и доломиты трещиноваты. Среднедевонские и нижнекаменноугольные доломиты и органогенно-обломочные, мелкозернистые известняки имеют пористость 0,23—4,11 %; обычно они непроницаемые, в основной массе трещиноватые, с частыми пустотами выщелачивания в виде каверн, вторичных пор и трещин. Пермские и нижнетриасовые песчаники и алевролиты характеризуются открытой пористостью 0,04—4,75 % при плотности пород 2650—2700 кг/м³. Приведенные физические параметры показывают, что отложения палеозоя преобразованы на этапе позднего катагенеза, а породы верхнего протерозоя находятся на более высоких стадиях преобразования — метагенеза и метаморфизма и поэтому не представляют интереса в отношении нефтегазоносности.

Значительные перспективы нефтегазоносности прогиба связываются в регионе с верхнетриасовыми и юрскими породами, в разрезе которых развиты горизонты песчаников мощностью от 15 до 250 м с пористостью до 27,2 % и межзерновой проницаемостью $3,1 \cdot 10^{-15}$ — $347 \cdot 10^{-15}$ м². Песчаные породы пермотриаса только вблизи перерыва в осадконакоплении обладают кондиционными значениями открытой пористости (15—20 %) и проницаемости (до $25,1 \cdot 10^{-15}$ м²). В нижней части разреза пористость песчаных пород уменьшается до 0,04—4,75 % при проницаемости менее $0,1 \cdot 10^{-15}$ м² и плотности отложений около 2700 кг/м³ [1]. В таких же пределах изменяются и физические параметры известняков.

Песчаные породы пермотриаса перекрыты мергелями и глинами, представляющими собой флюидоупор для нижележащих коллекторов.

Среди отложений оксфордского яруса коллекторами являются органогенные, органогенно-обломочные, зернистые и пелитоморфные известняки с плотностью 2200—2400 кг/м³ и открытой пористостью 4,5—30,3 % при преобладающих значениях 5—8 %. Проницаемость колеблется в пределах от $0,1 \cdot 10^{-15}$ до $378,5 \cdot 10^{-15}$ м². Породы пронизаны трещинами шириной до 0,3 мм, которые повышают проницаемость до $658,4 \cdot 10^{-15}$ м² [1]. При снижении уровня жидкости в скважинах из известняков получены обильные притоки подземных вод (240—480 м³/сут).

Известняки оксфордского яруса перекрыты сульфатно-карбонатно-терригенно-глинистыми отложениями киммериджа — титона, которые служат флюидоупорами для лежащих ниже пород. Открытая пористость песчаников, залегающих в толще других литологических разновидностей в разрезе киммериджа — титона, изменяется от 22,5 до 32,2 %, проницаемость — от $1,03 \cdot 10^{-15}$ до $440,7 \cdot 10^{-15}$ м². Дебиты воды из скважин при снижении статического уровня на 100 м составляли 86—864 м³/сут.

Приведенные данные по изменению физических параметров пород показывают, что в Предобруджинском прогибе между юрскими и нижележащими пермтриасовыми породами имеется крупный палеотемпературный перерыв, составляющий около 100 °С.

В инверсионный период в пределах Предобруджинского прогиба отложения, преобразованные на этапе раннего катагенеза, с горизонтами коллекторов, флюидоупоров и залежами УВ были в основном денудированы. При этом следует отметить, что меньше всего они денудированы в окраинных частях впадины, где тектонические процессы были менее активными.

В краевой части прогиба на Саратовской и Восточно-Саратовской площадях в карбонатных отложениях верхнего и среднего девона установлено несколько нефтенасыщенных горизонтов с коллекторами карбонатного состава порово-трещинного и порово-каверно-трещинного типа. Глубина залегания горизонтов — 2700—3000 м. Пористость пород низкая и не превышает 5 % при проницаемости до $814 \cdot 10^{-15}$ м². Высокая проницаемость обусловлена трещиноватостью пород. Начальные притоки нефти с плотностью 816—868 кг/м³ достигали 10 м³/сут.

Из сказанного следует, что на максимальные глубины (до 5000 м) горизонты с открытой пористостью песчанистых коллекторов более 10 % погружены в приосевой части Каркинитско-Северо-Крымского прогиба. Причем в восточном направлении, в сторону Нижнегорской седловины, отмечается уменьшение глубин залегания кондиционных песчанистых коллекторов до 3000 м.

В Индоло-Кубанском прогибе, в пределах Керченского п-ва песчанистые коллекторы с кондиционными значениями пористости прослежены на максимальную глубину (3682 м) лишь на Фонтановской площади в северо-восточной части полуострова. К югу и северу от приосевой части Индоло-Кубанского прогиба глубина распространения коллекторов с кондиционными параметрами пористости и проницаемости уменьшается до 1000 м.

Предобруджинский прогиб находится на постинверсионной стадии развития, и карбонатные и песчанистые коллекторы с максимальной открытой пористостью соответственно более 5 и 10 % погружены на глубины 1500—2000 м в приосевой зоне региона и до 3000—3500 м — в краевых его частях.

Таким образом, изучение распространения высокопористых коллекторов в Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области и построение карты глубин их развития в Каркинитско-Северо-Крымском и Индоло-Кубанском прогибах может служить основой для определения дальнейших поисковых и разведочных работ на нефть и газ в регионе и установления оптимальных глубин скважин. При этом следует отметить, что изучение нижележащего разреза осадочных образований и

уточнение положения нижней границы распространения отложений, преобразованных на этапе раннего катагенеза и содержащих горизонты коллекторов и флюидоупоров, должно осуществляться единичными поисковыми скважинами с увеличенной проектной глубиной на 300—500 м и глубокими параметрическими скважинами.

Summary

Sandy and carbonate reservoir rocks with conditioning porosity values exceeding 10 and 5 % respectively, within the Black Sea-Crimean oil- and gas-bearing region are retained: up to depths of 5000 m—in the Karkinitian-North-Crimean trough, up to 3680 m—in the Indolo-Kuban trough, up to 2000-3500 m—in the Foredoprogean trough. Distribution depths of reservoir rocks with commercial porosity and penetration values decrease towards the marginal parts of troughs. Depths of possible distribution of hydrocarbon deposits are determined by the conditioning porosity values of reservoir rocks.

1. *Богачев А. Т., Бондарчук Г. К., Леськив И. В. и др.* Геология шельфа УССР.— Киев : Наук. думка, 1986.—152 с.
2. *Нефтяные и газовые месторождения СССР : Справочник / Под ред. С. П. Максимова.* Кн. 1 : Европейская часть СССР.— М. : Недра, 1987.—358 с.
3. *Новосилецкий Р. М.* Физико-геохимические процессы генерации углеводородных флюидов // Геол. журн.— 1984.— Т. 44, № 5.— С. 113—120.
4. *Новосилецкий Р. М., Витенко В. А., Полутранко А. Ю.* Зоны нефтегазоаккумуляции Украины.— М. : Недра, 1987.—196 с. (Тр. Укр. н.-и. геол.-развед. ин-та; Вып. 35).

УкрНИГРИ, Львов

Статья поступила
22.09.87

УДК [553.98.061.4:(550.8.012:528)] (477)

Достоверность детальных прогнозных карт терригенных коллекторов

Я. Г. Лазарук, О. В. Демьянчук

В связи с изучением в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) сложно-построенных поисковых объектов на больших глубинах, выделением неантиклинальных ловушек углеводородов, а также задачами зонального прогнозирования нефтегазоносности особую остроту приобрела проблема повышения качества прогноза пород-коллекторов. Несмотря на целый ряд разработок в области теории и практики прогнозирования пород-коллекторов [1, 2, 4], отличающихся методическим подходом, масштабностью, детальностью прогнозирования параметров песчаных резервуаров, рассматриваемую проблему нельзя признать решенной.

В 1981 г. в рамках тематических работ в УкрНИГРИ Я. Г. Лазаруком и Р. Я. Поляк были составлены карты распределения суммарных мощностей песчаных пластов продуктивных горизонтов В-26, В-19, В-18, В-17н, В-17в, В-15+16в м-ба 1 : 100 000 для отложений визейского яруса северо-западной части ДДВ. Каждый из этих горизонтов представляет собой пачку пластов, мощность которой регионально увеличивается от первых десятков метров в прибортовых зонах впадины до сотни метров и более в приосевой ее зоне. В состав горизонта входят один или несколько песчаных пластов; суммарные мощности их колеблются в широких пределах — от 0 до 70—80 м (в среднем —15—35 м). Одна из прогнозных карт распространения суммарных мощностей песчаников горизонта В-15+16в представлена на рис. 1, А. Она построена по данным бурения 215 глубоких скважин. При прогнозировании мощностей пород-коллекторов авторы карт исходили из пред-