

ТОМ 43 **1•1983**

пр 02

КИЕВ НАУКОВА ДУМКА



НЕФТЬ. ГАЗ

УДК 553.984:551.763+781(477.9)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЙ ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В ПРИЧЕРНОМОРСКО-КРЫМСКОЙ ПРОВИНЦИИ ДО ГЛУБИНЫ 5 КМ

Г. Н. Доленко, А. Е. Киселев,
А. Т. Богаец, В. П. Гнидец, Г. В. Бойчук

Глубокое и сверхглубокое бурение на нефть и газ и перспективная оценка различных провинций мало эффективны без знания закономерностей размещения и сохранения поровых коллекторов — главных аккумуляторов нефти и газа. В Причерноморско-Крымской нефтегазональной провинции на небольших глубинах открыто около 60 залежей нефти, газа и газоконденсата [3—6]. В настоящее время необходимо расширить поиски нефти и газа до критической зоны существования поровых коллекторов на больших глубинах. Поэтому главной задачей является установление закономерностей изменения коллекторских свойств терригенных пород с глубиной их залегания и определение критических глубин функционирования главных физических параметров поровых коллекторов, а также дифференцированная оценка эффективности глубокого бурения в рассматриваемой провинции. Это представляется важным не только с научно-теоретической, но и практической точки зрения. На основании большого фактического материала (использовано 19180 анализов УкрНИГРИ, ИГГИ и ПГО «Крымморгеология») в изученном регионе мы установили: 1) закономерную глубинную зональность гранулярных коллекторов; 2) корреляционную связь классов коллекторов с залежами нефти и газа; 3) критическую глубину сохранения промышленной межзерновой емкости нефтегазовых коллекторов (см. рисунок на вклейке).

Абсолютная пористость алеврито-песчаных коллекторов на изученной глубине 300—3300 м изменяется от 46 до 20 %. Макси-

мальная поровая емкость (35—45 %) свойственна породам верхней части разреза в интервале 300—1000 и 1500 м. С увеличением глубины пористость пород постепенно уменьшается и характеризуется основными ступенями в пределах 5 % на глубине 800, 1600, 2200, 2800 и 3200 м. Особенно заметно сокращаются показатели пористости на границах раннего, среднего и позднего катагенеза (стадии БД—ДГ и ДГ—ГЖ), что обусловлено изменяющимися с глубиной термодинамическими условиями. Мощность осадочных толщ, в которых пористость стадийно ухудшается на 5—9 %, составляет 400—800 м, причем вниз по разрезу она заметно сокращается. Общий емкостный градиент с глубиной погружения коллекторов составляет 0,89 % на 100 м, а емкостная ступень не превышает 112 м на 1 %. В интервале 3300—5100 м абсолютная пористость коллекторов не изучена. Тем не менее, исходя из установленного емкостного градиента и ступени изменения в 3-километровом разрезе, можно полагать, что критическая глубина сохранения абсолютной пористости коллекторов превышает 5,4 км.

Открытая пористость песчаников и алевролитов, изученная в интервале 300—5100 м, дает самое представительное суждение о коллекторских возможностях осадочных комплексов Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции. Вниз по глубинному разрезу она изменяется от 46 до 5 %. Максимальные значения поровой емкости наблюдаются на глубине 500—800 (до 46 %), 1250—1600 (до 35 %) и 2600 м (до 37 %), т. е. до глубины 3 км высокие показатели пористости свидетельствуют о хороших термодинамических условиях ее сохранения. С погружением коллекторов значительно сокращается их открытая пористость. В целом по сводному разрезу основные ступени изменения пористости на 5—10 % отмечаются на глубине 800, 1100, 2200, 2800, 3900, 4200, 4400, 4750, 4900, 5000 и 5100 м. Особенно существенно ухудшается пористость в позднем катагенезе на глубине 3100 и 4200 м (соответственно до 10 и 5 %), что обусловлено более жесткими термодинамическими условиями.

Обращает на себя внимание зона пород-коллекторов, расположенная на больших глубинах (4400—5000 м), где совместно с мало-емкими коллекторами (открытая пористость 5—7,5 %, эффективная пористость 3—5 %, газопроницаемость 2—19 мД и плотность 2,40—2,50 г/см³) развиты 10 горизонтов коллекторов с аномальной емкостью (открытая пористость 11—22 %, эффективная пористость 10—20 %, газопроницаемость 35—120 мД и плотность 2,50—2,09 г/см³). Эта хорошо выраженная аномальная поровая емкость, наблюдаемая на ряде нефтеразведочных площадей (Октябрьская, Джанкойская, Мошкаревская, Северо-Серебрянская, Авроровская и др.), свойственна главным образом нижнемеловым мелко-, средне- и крупнозернистым песчаникам, обычно содержащим небольшой процент алевритовых, глинистых и гравелитовых фракций, а также незначительное количество карбонатного цемента. Сравнительный анализ параметров коллекторов этой региональной зоны показал, что под действием термодинамических условий (палеотемпература 175—200 °С, пластовое давление 50—60 МПа) и повышенной реакционной способности CO₂ и углеводородных газов в водорастворенной фазе вторичная пористость, образовавшаяся в результате выщелачивания карбонатного и перекристаллизации каолинитового цемента, возросла относительно седиментационной на 86, 120 и даже 193 % (в 2—3 раза), эффективная пористость — в 3—4 раза, газопроницаемость — в 2—6 раз, а плотность коллекторов, наоборот, уменьшилась на 8—13 %. Таким образом, распространенная в Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции глубинная зона вторичной пористости позднего катагенеза является дополнительной аккумулирующей емкостью углеводородов, представляющей несомненный интерес при планировании глубокого бурения на нефть и газ в ближайшей перспективе. Наряду с рассмотренной глубинной зоной вторичной пористости подобные емкостные новообразования (но в меньших масштабах) развиты также и выше

по разрезу, особенно в зоне перехода среднего и позднего катагенеза (глубина 2800 м).

Общий емкостный градиент провинции (интервал 300—5100 м) составляет 0,95 % на 100 м, а емкостная ступень — 105 м на 1 %. Нижняя граница промышленной открытой пористости алеврито-песчаных коллекторов Причерноморско-Крымской провинции располагается на глубине 5000—5100 м, а критическая граница общей сохранности гранулярной открытой пористости коллекторов, рассчитанная по емкостной ступени и градиенту, достигает 5630 м.

Эффективная пористость алеврито-песчаных коллекторов, представляющая собой полную рабочую емкость в процессе миграции нефти и газа, изучена в интервале 1100—5000 м. С глубиной залегания коллекторов она уменьшается от 25 до 3 %. Максимальные ее значения отмечаются на глубине 1100—1600 (23—25 %), 3400 (15 %) и 4950 м (21 %). Основные ступени изменения пористости располагаются на глубине 1100, 1600, 2800, 3500, 4500, 4900 и 5000 м. Особенно заметно ухудшаются показатели ее свыше 4 км, где в более жестких термодинамических условиях сохранения гранулярной пористости существенно уплотняются коллекторы. Важно подчеркнуть, что наряду с прогрессирующим уплотнением пород в интервале 4400—5000 м нами зафиксированы процессы формирования вторичной эффективной пористости коллекторов, особенно отчетливо выраженные на глубине 4900—4950 м; сохранившаяся здесь седиментационная емкость составляет всего 2—5 %, а вторичная пористость достигает даже 20 %. Общий градиент эффективной пористости провинции составляет 0,83 % на 100 м, а его емкостная ступень — 120 м на 1 %. Итак, исходя из этих показателей, критическая глубина сохранения эффективной пористости коллекторов в Причерноморско-Крымской нефтегазосной провинции не превышает 5200 м.

В рассматриваемой провинции газопроницаемость, изученная в интервале 260—5100 м, изменяется от 3200 до 9 мД и характеризуется максимальными величинами на глубине 500—700 (3200—3000 мД), 900—1600 (2200—1700 мД), 2300—2750 (1000—750 мД) и 4550 м (270 мД). Претерпевая неравномерное преобразование с погружением, газопроницаемость коллекторов значительно изменяется и последовательно уменьшается на глубине 550, 1100, 1600, 2300, 2800, 3100, 3900, 4350, 4520, 4640, 4750, 5000 и 5100 м. На глубине свыше 5 км существенно перестраивается поровое пространство коллекторов, и только в маломощных горизонтах с вторичной пористостью сохраняется небольшая проницаемость промышленной категории.

Общий фильтрационный градиент интервала 300—4300 м составляет 79 мД на 100 м, а его ступень — 1,3 м на 1 мД; на больших глубинах (3100—5100 м) в более жестких термодинамических условиях фильтрационный градиент не превышает 2 мД на 100 м, а его ступень — 50 м на 1 мД, т. е. фильтрационные показатели с глубиной становятся менее значимыми и более стабильными. Таким образом, в Причерноморско-Крымской нефтегазосной провинции гранулярные коллекторы с промышленной газопроницаемостью распространены на глубине 5100 м, а критическая глубина общей сохранности поровой газопроницаемости, вычисленная с учетом фильтрационных градиентов и ступеней, достигает 5600 м.

Плотность (объемный вес) дает возможность косвенно судить о коллекторских свойствах алеврито-песчаных пород, поскольку она корреляционно связана с пористостью и проницаемостью. Чем меньше плотность коллектора, тем больше его емкость и фильтрация. Поэтому прежде всего мы проанализировали изменения с глубиной минимальной плотности алеврито-песчаных пород, обладающих лучшей аккумуляцией нефти и газа. В изученном интервале 300—5100 м минимальная плотность изменяется от 1,21 до 2,54 г/см³, а максимальная — до 2,88 г/см³. Наибольшее количество пород-коллекторов с наименьшей плотностью распространено в интервале 300—800

(1,20—1,40 г/см³) и 800—1600 м (1,50—1,65 г/см³), а также в виде отдельных горизонтов — до глубины 3800 м (2,10 г/см³) и в единичных случаях — до 4950 м (2,10 г/см³). Развитая на небольших глубинах относительная разуплотненность коллекторов обусловлена хорошей седиментационной пористостью и слабой преобразованностью складчатыми дислокациями, а на больших глубинах — микротрещиноватостью и вторичной пористостью, а также средне- и крупнозернистым мономинеральным кварцевым составом, способствующим сохранению порового пространства при катагенетическом уплотнении.

Основными глубинами катагенетического изменения плотности коллекторов на 0,1—0,2 г/см³ являются 800, 1600, 2000, 2350, 2800, 3300, 3500, 3900, 4250, 4700, 4900, 5000 и 5100 м. Наличие в Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции мощной зоны разуплотненных пород-коллекторов весьма благоприятно для расширения перспективных поисков нефти и газа в осадочных комплексах позднего катагенеза на больших глубинах. Итак, в провинции отчетливо выражено прогрессирующее возрастание плотности пород с глубиной их погружения. Общий плотностный градиент изученного интервала составляет 0,026 г/см³ на 100 м, а его ступень — 385 м на 0,1 г/см³. Нижняя граница распространения «промышленной» плотности коллекторов располагается на глубине 5100 м, а критическая глубина сохранения поровых коллекторов (2,60 г/см³), рассчитанная по плотностному градиенту, достигает 5480 м.

Остаточная водонасыщенность порового пространства является важным физическим параметром при подсчете запасов нефти и газа, характеризующим «рабочий» объем пространства и количественное соотношение в нем воды и углеводородов. Остаточная вода коллекторов провинции изучена в интервале 600—5000 м, где ее содержание изменяется от 5 до 70 %. Чем меньше остаточная водонасыщенность коллектора, тем больше «рабочая» емкость пространства, заполненная нефтью или углеводородным газом. Минимальное количество остаточной воды в порах коллекторов установлено на глубине 2650 (10—15 %), 3300—3400 (10 %), 4400—4700 (5—10 %) и 4900—5000 м (10—20 %). Основными глубинами изменения содержания остаточной воды (на 5—20, реже 30—70 %) в переслаивающихся толщах мощностью 150—850 м являются 650, 750, 1600, 1820, 2200, 2450, 2700, 3500, 3700, 3850, 4700 и 5000 м. На больших глубинах позднего катагенеза в региональной зоне развития вторичной пористости увеличивается количество коллекторов с небольшой остаточной водонасыщенностью. Промышленные коллекторы с благоприятной остаточной водонасыщенностью выявлены до глубины 5 км; очевидно, такова же она и на больших глубинах.

Установленные катагенетические изменения пород-коллекторов с глубиной их залегания по отдельным физическим параметрам (абсолютной, открытой и эффективной пористости, абсолютной газопроницаемости и плотности, карбонатности и остаточной водонасыщенности), а также выявленные корреляционные взаимосвязи их дают основание в Причерноморско-Крымской нефтегазоносной провинции выделить комплексные границы преобразования нефтегазоносных коллекторов, расположенные на глубине 800, 1100, 1600, 2200, 3300, 3900, 4600 и 5000 м. В этих глубинных зонах в соответствии с нарастанием жестких термодинамических условий стадийно перестраивается структура порового пространства, снижаются емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов и экранирующих покрышек, а также их потенциальная нефтегазоперспективность. Генеральными глубинами преобразования коллекторов и покрышек являются 1600, 2800, 3900 и 5000 м. Принимая максимальную открытую пористость алеврито-песчаных коллекторов 46 % (глубина 800 м) за 100 %, получаем, что на этих генеральных ступенях перестройки она соответственно сохраняется лишь на 87, 54, 43 и 21 % (или сокращается на 13, 46, 57 и 79 %). Аналогичная картина существенного ухудшения показателей на этих глубинах отме-

чается также по газопроницаемости и плотности. Достопримечательной особенностью рассматриваемой провинции является распространенная на больших глубинах (4400—5000 м) мощная зона вторичной пористости, которая сравнительно с позднекатагенетической седиментационной увеличилась на 120—193 %, а с раннегенетической составила лишь 25—54 %, т. е. при формировании вторичной пористости участвовала только часть седиментационной емкости, так как остальная ее доля к этому времени была потеряна в процессе катагенетического уплотнения пород с глубиной.

На сводном глубинном разрезе мезозойско-кайнозойских отложений Причерноморско-Крымской провинции в градации каждого физического параметра выделены три зоны: а) неколлектор, б) коллектор—неколлектор и в) промышленных коллекторов. Это позволило дифференцированно оценить гранулярные коллекторы по глубинным интервалам и установить критическую глубину сохранения поровых коллекторов нефти и газа промышленного значения. Переходная зона коллектор—неколлектор, отделяющая промышленные коллекторы от неколлекторов, ограничена предельными значениями следующих параметров: абсолютная пористость — 10—14 %, открытая пористость — 5—10 %, эффективная пористость — 1,5—3 %, абсолютная газопроницаемость — 0,5—1 мД, плотность — 2,40—2,60 г/см³, остаточная вода — 50—70 %, карбонатность — 6—13 %*. Обобщение приведенного материала показало, что зона коллектор—неколлектор (открытая и эффективная пористость, газопроницаемость, плотность, остаточная водонасыщенность и карбонатность) развита глубже 5100 м. Следовательно, поровые коллекторы, составляющие перспективную основу поисков нефти и газа на больших глубинах, продолжают обладать потенциальной сохранностью на рубеже 5 км. Это обнадеживает расширение поисков на ближайшую перспективу для обеспечения прироста запасов нефти и газа на больших глубинах. В максимальном количестве высокопористые коллекторы и надежные глинистые покрышки содержатся в интервале 900—3900 м (пластовое давление 10—50 МПа, палеотемпература 75—175 °С). Ниже этой глубины существенно сокращается поровое пространство и регионально ухудшаются аккумулярующие возможности всех типов коллекторов, за исключением развитых на больших глубинах зон микротрещиноватости и вторичной пористости.

Оценка и прогноз перспективных зон коллекторов, аккумулярующих нефть и газ на больших глубинах, связана с изучением степени катагенетической преобразованности отложений. В Причерноморско-Крымской провинции она определена по окраске микроспор, составу глинистых минералов** и основным ступеням изменения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов. В сводном разрезе выделены следующие стадии катагенеза: ранняя (глубина 300—1600 м, углефикация органического вещества Б₃—БД), средняя (1600—2800 м, ДГ) и поздняя (2800—5100 м, ГЖ).

На стадиях раннего, среднего и верхней половины позднего катагенеза (интервал 300—4200 м) сохранилось максимальное количество пород-коллекторов с промышленной емкостью и фильтрацией (см. таблицу). В нижней половине позднего катагенеза широко распространена также региональная вторичная пористость и проницаемость коллекторов (глубина 4400—5000 м), являющаяся дополнительным перспективным резервом для поисков нефтегазовых залежей на больших глубинах. Емкостно-фильтрационные свойства гранулярных коллекторов существенно ухудшаются на глубине свыше 5 км. Здесь начинается переходная зона коллектор—неколлектор, в которой сохраняющаяся лишь

* Границы зон определены с использованием результатов исследований открытой пористости, газопроницаемости и остаточной водонасыщенности И. П. Сафарова, В. М. Бортницкой, Л. Н. Столяр, Д. В. Кутовой [10, 11], А. А. Ханна [12], А. Т. Бойца, Г. В. Бойчук, Д. В. Кутовой и др. [1, 27].

** Использованы результаты исследований Б. А. Шестопала [13] и Е. В. Самарской [8, 9].

Литолого-физические и нефтегазовые параметры мезозойско-кайнозойских коллекторов и стадий

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Полная пористость, %							Открытая		
			0-15	15-20	20-25	25-30	30-35	35-40	Итого	0-5	5-10	10-15
0-800	Ранняя	Б ₃	$\frac{2}{1}$	$\frac{8}{16}$	$\frac{13}{41}$	$\frac{11}{48}$	$\frac{49}{86}$	$\frac{60}{94}$	$\frac{143}{40}$	$\frac{2}{0,1}$	$\frac{3}{0,2}$	$\frac{3}{0,9}$
800-1600		БД	$\frac{31}{23}$	$\frac{10}{20}$	$\frac{7}{22}$	$\frac{11}{48}$	$\frac{7}{12}$	$\frac{4}{6}$	$\frac{70}{20}$	$\frac{30}{2}$	$\frac{58}{5}$	$\frac{36}{11}$
1600-2200	Средняя	ДГ	$\frac{11}{8}$	$\frac{3}{7}$	$\frac{5}{16}$	$\frac{1}{2}$			$\frac{20}{6}$	$\frac{59}{4}$	$\frac{87}{8}$	$\frac{91}{28}$
2200-2800					$\frac{47}{36}$	$\frac{6}{12}$	$\frac{6}{19}$			$\frac{59}{16}$	$\frac{125}{8}$	$\frac{243}{23}$
2800-3900	Поздняя	ГЖ	$\frac{41}{31}$	$\frac{23}{46}$	$\frac{1}{3}$				$\frac{65}{18}$	$\frac{750}{50}$	$\frac{473}{45}$	$\frac{66}{20}$
3900-4600											$\frac{276}{18}$	$\frac{85}{8}$
4600-5000	Ж	Ж								$\frac{243}{16}$	$\frac{104}{10}$	$\frac{28}{9}$
5000-5200											$\frac{20}{1}$	$\frac{1}{0,1}$
Итого			$\frac{132}{37}$	$\frac{50}{14}$	$\frac{32}{9}$	$\frac{23}{6}$	$\frac{56}{16}$	$\frac{64}{18}$	357	$\frac{1505}{39}$	$\frac{1054}{27}$	$\frac{325}{8}$

Продолжение таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Газопроницаемость				
			0-0,01	0,01-0,1	0,1-1	1-10	10-20
0-800	Ранняя	Б ₃	$\frac{21}{1}$	$\frac{4}{1}$	$\frac{19}{4}$	$\frac{20}{5}$	$\frac{22}{18}$
800-1600		БД	$\frac{54}{4}$	$\frac{13}{4}$	$\frac{90}{18}$	$\frac{114}{27}$	$\frac{56}{47}$
1600-2200	Средняя	ДГ	$\frac{72}{5}$	$\frac{66}{18}$	$\frac{76}{15}$	$\frac{17}{4}$	$\frac{4}{3}$
2200-2800					$\frac{229}{17}$	$\frac{44}{12}$	$\frac{42}{8}$
2800-3900	Поздняя	ГЖ	$\frac{643}{47}$	$\frac{93}{26}$	$\frac{141}{28}$	$\frac{79}{19}$	$\frac{17}{14}$
3900-4600					$\frac{185}{13}$	$\frac{61}{17}$	$\frac{29}{6}$
4600-5000	Ж	Ж	$\frac{138}{10}$	$\frac{74}{21}$	$\frac{103}{21}$	$\frac{29}{7}$	$\frac{2}{2}$
5000-5200					$\frac{21}{1}$		
Итого			$\frac{1363}{41}$	$\frac{355}{11}$	$\frac{500}{15}$	$\frac{423}{13}$	$\frac{120}{4}$

их изменения с глубиной залегания в Причерноморско-Крымской провинции

пористость, %						Эффективная пористость, %					
15—20	20—25	25—30	30—35	35—40	Итого	0—5	5—10	10—15	15—20	20—25	Итого
$\frac{12}{6}^4$	$\frac{20}{8}^6$	$\frac{49}{19}^{16}$	$\frac{124}{61}^{41}$	$\frac{91}{96}^{30}$	$\frac{304}{8}$						
$\frac{61}{32}^9$	$\frac{191}{75}^{29}$	$\frac{195}{75}^{30}$	$\frac{77}{38}^{12}$	$\frac{3}{3}^{0,5}$	$\frac{651}{17}$	$\frac{2}{3}^{28}$			$\frac{1}{50}^{14}$	$\frac{4}{100}^{57}$	$\frac{7}{8}$
$\frac{29}{15}^{10}$	$\frac{16}{6}^5$	$\frac{15}{6}^5$	$\frac{3}{1}^1$		$\frac{300}{8}$						
$\frac{68}{35}^{12}$	$\frac{17}{7}^3$			$\frac{1}{1}^{0,2}$	$\frac{542}{14}$						
$\frac{19}{10}^1$					$\frac{1308}{34}$	$\frac{8}{13}^{57}$	$\frac{2}{11}^{14}$	$\frac{3}{75}^{21}$	$\frac{1}{50}^7$		$\frac{14}{15}$
$\frac{1}{0,5}^{0,2}$					$\frac{375}{10}$	$\frac{53}{84}^{76}$	$\frac{16}{89}^{23}$	$\frac{1}{25}^1$			$\frac{70}{77}$
$\frac{3}{1}^{0,7}$	$\frac{9}{3}^2$				$\frac{387}{10}$						
					$\frac{21}{0,5}$						
$\frac{193}{5}$	$\frac{253}{6}$	$\frac{259}{7}$	$\frac{204}{5}$	$\frac{95}{5}$	3888	$\frac{63}{69}$	$\frac{18}{20}$	$\frac{4}{4}$	$\frac{2}{2}$	$\frac{4}{4}$	91

мД

20—30	30—40	40—50	50—100	100—500	500—1000	1000—2000	2000—3000	3000—4000	Итого
$\frac{20}{28}^5$	$\frac{19}{49}^5$	$\frac{6}{28}^2$	$\frac{42}{42}^{11}$	$\frac{126}{62}^{34}$	$\frac{28}{49}^8$	$\frac{27}{84}^8$	$\frac{9}{82}^2$	$\frac{2}{100}^{0,5}$	$\frac{365}{11}$
$\frac{32}{44}^6$	$\frac{13}{33}^2$	$\frac{11}{52}^2$	$\frac{40}{40}^9$	$\frac{52}{26}^{10}$	$\frac{26}{46}^5$	$\frac{5}{16}^1$	$\frac{2}{18}^{0,3}$		$\frac{508}{15}$
$\frac{6}{8}^2$	$\frac{3}{8}^1$		$\frac{2}{2}^1$	$\frac{1}{0,4}^{0,4}$					$\frac{247}{7}$
$\frac{12}{17}^3$	$\frac{2}{5}^{0,4}$	$\frac{3}{14}^{0,6}$	$\frac{15}{15}^3$	$\frac{23}{11}^5$	$\frac{3}{5}^{0,6}$				$\frac{431}{13}$
$\frac{2}{3}^{0,2}$		$\frac{1}{5}^{0,1}$							$\frac{976}{30}$
	$\frac{1}{2}^{0,2}$			$\frac{1}{0,4}^{0,2}$					$\frac{401}{12}$
	$\frac{1}{2}^{0,2}$								$\frac{347}{10}$
									$\frac{22}{0,6}$
$\frac{72}{2}$	$\frac{39}{1}$	$\frac{21}{0,6}$	$\frac{99}{3}$	$\frac{203}{6}$	$\frac{57}{2}$	$\frac{32}{0,9}$	$\frac{11}{0,3}$	$\frac{2}{0,1}$	3297

Продолжение таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Обс						
			1,2—1,3	1,3—1,4	1,4—1,5	1,5—1,6	1,6—1,7	1,7—1,8	1,8—
0—800	Ранняя	Б ₃	$\frac{5}{100}$ 1	$\frac{3}{100}$ 0,6	$\frac{2}{100}$ 0,4	$\frac{11}{92}$ 2	$\frac{55}{92}$ 13	$\frac{154}{76}$ 35	$\frac{13}{57}$
800—1600		БД				$\frac{1}{8}$ 0,1	$\frac{5}{8}$ 8	$\frac{47}{23}$ 8	$\frac{9}{39}$
1600—2200	Средняя	ДГ						$\frac{1}{0,4}$ 0,3	$\frac{9}{4}$
2200—2800									
2800—3900	Поздняя	ГЖ							
3900—4600									
4600—5000		Ж							
5000—5200									
Итого			$\frac{5}{0,1}$	$\frac{3}{0,1}$	$\frac{2}{0,04}$	$\frac{12}{0,2}$	$\frac{60}{1}$	$\frac{202}{5}$	$\frac{23}{6}$

Продолжение таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Остаточная вода, %						Карб	
			0—20	20—40	40—60	60—80	80—100	Итого	0—10	10—
0—800	Ранняя	Б ₁				$\frac{3}{3}$ 100		$\frac{3}{0,7}$	$\frac{60}{4}$ 58	$\frac{19}{5}$
800—1600		БД				$\frac{2}{2}$ 40	$\frac{3}{2}$ 60	$\frac{5}{1}$	$\frac{297}{19}$ 80	$\frac{43}{12}$
1600—2200	Средняя	ДГ			$\frac{3}{4}$ 2	$\frac{23}{21}$ 17	$\frac{106}{80}$ 80	$\frac{132}{33}$	$\frac{172}{11}$ 70	$\frac{43}{12}$
2200—2800				$\frac{4}{7}$ 23		$\frac{4}{5}$ 23		$\frac{9}{7}$ 53	$\frac{17}{4}$	$\frac{261}{17}$ 74
2800—3900	Поздняя	ГЖ	$\frac{9}{16}$ 21	$\frac{2}{8}$ 5	$\frac{4}{5}$ 9	$\frac{14}{13}$ 33	$\frac{13}{10}$ 30	$\frac{42}{10}$	$\frac{546}{35}$ 72	$\frac{122}{33}$
3900—4600				$\frac{33}{59}$ 32	$\frac{3}{12}$ 3	$\frac{39}{52}$ 37	$\frac{27}{25}$ 26	$\frac{2}{1}$ 2	$\frac{104}{26}$	$\frac{113}{7}$ 53
4600—5000		Ж	$\frac{10}{18}$ 11	$\frac{20}{80}$ 21	$\frac{25}{33}$ 26	$\frac{39}{36}$ 41		$\frac{94}{24}$	$\frac{104}{7}$ 72	$\frac{28}{7}$
5000—5200									$\frac{17}{1}$ 89	$\frac{2}{0,5}$
Итого			$\frac{56}{14}$	$\frac{25}{6}$	$\frac{75}{19}$	$\frac{108}{27}$	$\frac{133}{33}$	397	$\frac{1570}{71}$	$\frac{365}{16}$

плотность, г/см ³										
1,9—2,0	2,0—2,1	2,1—2,2	2,2—2,3	2,3—2,4	2,4—2,5	2,5—2,6	2,6—2,7	2,7—2,8	2,8—2,9	Итого
$\frac{46}{21}$ 11	$\frac{4}{2}$ 0,9	$\frac{7}{4}$ 2	$\frac{5}{4}$ 1	$\frac{3}{0,7}$ 0,6	$\frac{1}{0,1}$ 0,2	$\frac{2}{0,1}$ 0,4	$\frac{1}{0,1}$ 0,2	$\frac{1}{2}$ 0,2		$\frac{433}{11}$
$\frac{148}{69}$ 24	$\frac{151}{82}$ 24	$\frac{65}{41}$ 11	$\frac{24}{18}$ 4	$\frac{11}{3}$ 1	$\frac{25}{3}$ 4	$\frac{37}{3}$ 6	$\frac{11}{2}$ 1	$\frac{1}{2}$ 0,1		$\frac{616}{15}$
$\frac{14}{6}$ 4	$\frac{10}{5}$ 3	$\frac{20}{12}$ 6	$\frac{37}{28}$ 12	$\frac{101}{26}$ 32	$\frac{59}{8}$ 19	$\frac{55}{5}$ 17	$\frac{7}{1}$ 2	$\frac{1}{2}$ 0,3	$\frac{1}{14}$ 0,3	$\frac{315}{8}$
$\frac{2}{0,9}$ 0,4	$\frac{12}{6}$ 2	$\frac{58}{36}$ 12	$\frac{43}{32}$ 9	$\frac{84}{22}$ 17	$\frac{144}{20}$ 29	$\frac{126}{11}$ 25	$\frac{27}{5}$ 5	$\frac{2}{5}$ 0,4		$\frac{499}{12}$
$\frac{3}{1}$ 0,2	$\frac{5}{3}$ 0,3	$\frac{9}{6}$ 0,6	$\frac{21}{16}$ 1	$\frac{115}{30}$ 8	$\frac{367}{51}$ 26	$\frac{563}{49}$ 40	$\frac{309}{61}$ 22	$\frac{21}{51}$ 1	$\frac{2}{28}$ 0,1	$\frac{1415}{35}$
			$\frac{3}{2}$ 0,7	$\frac{32}{8}$ 8	$\frac{49}{7}$ 12	$\frac{215}{19}$ 53	$\frac{94}{19}$ 23	$\frac{7}{17}$ 2	$\frac{3}{43}$ 0,7	$\frac{403}{10}$
	$\frac{3}{2}$ 0,9	$\frac{1}{0,6}$ 0,3		$\frac{38}{10}$ 12	$\frac{73}{10}$ 24	$\frac{138}{12}$ 45	$\frac{48}{9}$ 15	$\frac{7}{17}$ 2	$\frac{1}{14}$ 0,3	$\frac{309}{8}$
				$\frac{1}{0,2}$ 4		$\frac{14}{1}$ 61	$\frac{7}{1}$ 30	$\frac{1}{2}$ 4		$\frac{23}{0,5}$
$\frac{213}{5}$	$\frac{185}{5}$	$\frac{160}{4}$	$\frac{133}{3}$	$\frac{385}{9}$	$\frac{718}{18}$	$\frac{1150}{29}$	$\frac{504}{12}$	$\frac{41}{1}$	$\frac{7}{0,1}$	4013

ность, %				Эффективная мощность коллекторов, м				Дебит нефти, т/сут		
20—30	30—40	40—50	Итого	0—20	20—40	40—60	Итого	0—100	100—200	Итого
$\frac{6}{4}$ 6	$\frac{6}{10}$ 6	$\frac{13}{34}$ 12	$\frac{104}{5}$	$\frac{4}{10}$ 80	$\frac{1}{8}$ 20		$\frac{5}{9}$			
$\frac{20}{12}$ 5	$\frac{8}{13}$ 2	$\frac{3}{8}$ 0,8	$\frac{371}{17}$	$\frac{2}{5}$ 67	$\frac{1}{8}$ 33		$\frac{3}{5}$			
$\frac{23}{14}$ 9	$\frac{4}{6}$ 2	$\frac{3}{8}$ 1	$\frac{245}{11}$	$\frac{3}{8}$ 100			$\frac{3}{5}$	$\frac{6}{67}$ 86	$\frac{1}{33}$ 14	$\frac{7}{58}$
$\frac{22}{13}$ 6	$\frac{9}{14}$ 2	$\frac{8}{21}$ 2	$\frac{351}{16}$	$\frac{4}{10}$ 100			$\frac{4}{7}$	$\frac{1}{11}$ 50	$\frac{1}{33}$ 50	$\frac{2}{17}$
$\frac{58}{35}$ 8	$\frac{24}{39}$ 3	$\frac{4}{10}$ 0,5	$\frac{754}{34}$	$\frac{25}{64}$ 66	$\frac{10}{76}$ 26	$\frac{3}{100}$ 8	$\frac{38}{69}$	$\frac{1}{11}$ 50	$\frac{1}{33}$ 50	$\frac{2}{17}$
$\frac{32}{19}$ 15	$\frac{5}{8}$ 2	$\frac{4}{10}$ 2	$\frac{211}{9}$		$\frac{1}{8}$ 100		$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{11}$ 100		$\frac{1}{8}$
$\frac{3}{2}$ 2	$\frac{6}{10}$ 4	$\frac{3}{8}$ 2	$\frac{144}{6}$	$\frac{1}{2}$ 100			$\frac{1}{2}$			
			$\frac{19}{0,8}$							
$\frac{164}{7}$	$\frac{62}{3}$	$\frac{38}{2}$	2199	$\frac{39}{71}$	$\frac{13}{23}$	$\frac{3}{5}$	55	$\frac{9}{75}$	$\frac{3}{25}$	12

Продолжение таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Де		
			0—1	1—5	5—10
0—800	Ранняя	Б _з	$\frac{24}{21}$ 60	$\frac{1}{4}$ 2	$\frac{1}{20}$ 2
800—1600		БД	$\frac{17}{15}$ 49	$\frac{8}{35}$ 23	$\frac{3}{60}$ 9
1600—2200	Средняя	ДГ	$\frac{21}{19}$ 78	$\frac{3}{13}$ 11	
2200—2800			$\frac{14}{12}$ 74	$\frac{3}{13}$ 16	
2800—3900	Поздняя	ГЖ	$\frac{28}{25}$ 58	$\frac{6}{26}$ 12	$\frac{1}{20}$ 2
3900—4600			$\frac{7}{6}$ 100		
4600—5000		Ж		$\frac{2}{9}$ 100	
5000—5200			$\frac{1}{0,9}$ 100		
Итого			$\frac{112}{63}$	$\frac{23}{13}$	$\frac{5}{3}$

Продолжение таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Де				
			0—1	1—10	10—20	20—40	40—60
0—800	Ранняя	Б _з	$\frac{19}{15}$ 42	$\frac{14}{10}$ 31	$\frac{3}{11}$ 7	$\frac{2}{11}$ 4	$\frac{4}{23}$ 9
800—1600		БД	$\frac{21}{16}$ 22	$\frac{33}{24}$ 35	$\frac{12}{44}$ 13	$\frac{5}{28}$ 5	$\frac{8}{47}$ 8
1600—2200	Средняя	ДГ	$\frac{34}{26}$ 38	$\frac{33}{24}$ 37	$\frac{6}{22}$ 7	$\frac{2}{11}$ 2	$\frac{1}{6}$ 1
2200—2800			$\frac{30}{23}$ 44	$\frac{19}{14}$ 28	$\frac{3}{11}$ 4	$\frac{4}{22}$ 6	$\frac{1}{6}$ 1
2800—3900	Поздняя	ГЖ	$\frac{24}{18}$ 35	$\frac{29}{21}$ 42	$\frac{2}{7}$ 3	$\frac{5}{28}$ 7	$\frac{2}{12}$ 3
3900—4600			$\frac{1}{0,8}$ 8	$\frac{8}{6}$ 67	$\frac{1}{4}$ 8		$\frac{1}{6}$ 8
4600—5000		Ж	$\frac{1}{0,8}$ 25				
5000—5200							
Итого			$\frac{130}{34}$	$\frac{136}{36}$	$\frac{27}{7}$	$\frac{18}{5}$	$\frac{17}{4}$

газа, тыс. м³/сут

10—50	50—100	100—250	250—500	500—750	750—1000	Итого
$\frac{10}{52}^{25}$ $\frac{3}{16}^9$	$\frac{4}{80}^{10}$		$\frac{2}{100}^6$	$\frac{2}{50}^6$		$\frac{40}{22}$ $\frac{35}{20}$
		$\frac{1}{14}^5$		$\frac{1}{25}^{11}$ $\frac{1}{25}^5$	$\frac{2}{100}^7$	$\frac{27}{15}$ $\frac{19}{11}$
$\frac{6}{32}^{12}$	$\frac{1}{20}^2$	$\frac{6}{86}^{12}$				$\frac{48}{27}$ $\frac{7}{4}$ $\frac{2}{1}$ $\frac{1}{0,6}$
$\frac{19}{11}$	$\frac{5}{3}$	$\frac{7}{4}$	$\frac{2}{1}$	$\frac{4}{2}$	$\frac{2}{1}$	179

воды, м³/сут

60—100	100—200	200—400	400—1000	1000—2000	2000—4000	4000—6000	Итого
$\frac{1}{6}^2$ $\frac{2}{12}^2$	$\frac{2}{14}^4$ $\frac{5}{36}^5$	$\frac{1}{20}^1$	$\frac{2}{29}^2$	$\frac{2}{33}^2$	$\frac{3}{75}^3$		$\frac{45}{12}$ $\frac{94}{25}$
$\frac{4}{23}^4$ $\frac{3}{18}^4$	$\frac{1}{7}^1$ $\frac{4}{29}^6$	$\frac{1}{20}^1$ $\frac{2}{40}^3$	$\frac{3}{43}^3$ $\frac{1}{14}^1$	$\frac{3}{50}^3$ $\frac{1}{17}^1$	$\frac{1}{25}^1$	$\frac{1}{100}^1$	$\frac{90}{24}$ $\frac{68}{18}$
$\frac{3}{18}^4$ $\frac{1}{6}^8$ $\frac{3}{18}^{75}$	$\frac{2}{14}^3$	$\frac{1}{20}^1$	$\frac{1}{14}^1$				$\frac{69}{18}$ $\frac{12}{3}$ $\frac{4}{1}$
$\frac{17}{4}$	$\frac{14}{1}$	$\frac{5}{1}$	$\frac{7}{2}$	$\frac{6}{2}$	$\frac{4}{1}$	$\frac{1}{0,3}$	382

Продолжение таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Температура, °С					Итого
			0—40	40—80	80—120	120—160	160—200	
0—800	Ранняя	Бз	$\frac{129}{93}$ 81	$\frac{30}{11}$ 19				$\frac{159}{30}$
800—1600		БД	$\frac{9}{7}$ 4	$\frac{198}{71}$ 94	$\frac{3}{4}$ 1			$\frac{210}{40}$
1600—2200	Средняя	ДГ		$\frac{40}{15}$ 72	$\frac{16}{19}$ 28			$\frac{57}{11}$
2200—2800				$\frac{8}{3}$ 16	$\frac{41}{49}$ 84			$\frac{49}{9}$
2800—3900	Поздняя	ГЖ			$\frac{23}{28}$ 68	$\frac{11}{37}$ 32		$\frac{34}{6}$
3900—4600						$\frac{15}{50}$ 100		$\frac{15}{3}$
4600—5000		Ж				$\frac{4}{13}$ 100		$\frac{4}{0,8}$
5000—5200								
Итого			$\frac{138}{26}$	$\frac{277}{52}$	$\frac{83}{16}$	$\frac{30}{6}$		528

Продолжение таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Гранулометриче			
			>1 мм			0—30
			0—30	30—60	Итого	
0—800	Ранняя	Бз	$\frac{15}{10}$ 100		$\frac{15}{10}$	$\frac{41}{16}$ 100
800—1600		БД	$\frac{37}{24}$ 100		$\frac{37}{24}$	$\frac{68}{27}$ 96
1600—2200	Средняя	ДГ	$\frac{3}{2}$ 100		$\frac{3}{2}$	$\frac{13}{5}$ 100
2200—2800				$\frac{24}{16}$ 100		$\frac{24}{15}$
2800—3900	Поздняя	ГЖ	$\frac{5}{3}$ 100		$\frac{5}{3}$	$\frac{9}{3}$ 100
3900—4600				$\frac{46}{30}$ 96	$\frac{2}{75}$ 4	$\frac{48}{31}$
4600—5000		Ж	$\frac{23}{15}$ 96	$\frac{1}{25}$ 4	$\frac{24}{15}$	$\frac{23}{9}$ 85
5000—5200						
Итого			$\frac{153}{98}$	$\frac{3}{2}$	156	$\frac{255}{91}$

Пластовое давление, МПа				
0—20	20—40	40—60	60—80	Итого
$\frac{35}{29}$ 100 $\frac{57}{48}$ 97	$\frac{2}{7}$ 3			$\frac{35}{21}$ $\frac{59}{36}$
$\frac{25}{21}$ 81 $\frac{2}{2}$ 14	$\frac{6}{21}$ 19 $\frac{11}{39}$ 79	$\frac{1}{8}$ 7		$\frac{31}{19}$ $\frac{14}{8}$
	$\frac{9}{32}$ 53	$\frac{7}{54}$ 41 $\frac{3}{23}$ 50 $\frac{2}{15}$ 67	$\frac{1}{20}$ 6 $\frac{3}{60}$ 50 $\frac{1}{20}$ 33	$\frac{17}{10}$ $\frac{6}{4}$ $\frac{3}{2}$
$\frac{119}{72}$	$\frac{28}{17}$	$\frac{13}{8}$	$\frac{5}{3}$	165

состав, %						
1—0,5 мм			0,5—0,25 мм			
30—60	60—90	Итого	0—30	30—60	60—90	Итого
$\frac{3}{12}$ 4		$\frac{41}{14}$ $\frac{71}{25}$	$\frac{65}{21}$ 81 $\frac{96}{31}$ 86	$\frac{4}{5}$ 5 $\frac{16}{19}$ 14	$\frac{11}{69}$ 14	$\frac{80}{20}$ $\frac{112}{27}$
$\frac{3}{12}$ 5		$\frac{13}{5}$ $\frac{66}{23}$	$\frac{15}{5}$ 79 $\frac{66}{21}$ 78	$\frac{4}{5}$ 21 $\frac{16}{19}$ 19	$\frac{3}{19}$ 3	$\frac{19}{5}$ $\frac{85}{21}$
$\frac{15}{60}$ 28 $\frac{4}{16}$ 15	$\frac{1}{100}$ 2	$\frac{9}{3}$ $\frac{54}{19}$ $\frac{27}{10}$	$\frac{10}{3}$ 100 $\frac{20}{6}$ 38 $\frac{36}{12}$ 73	$\frac{30}{36}$ 58 $\frac{13}{16}$ 27	$\frac{2}{12}$ 4	$\frac{10}{2}$ $\frac{52}{13}$ $\frac{49}{12}$
$\frac{25}{9}$	$\frac{1}{0,3}$	281	$\frac{308}{76}$	$\frac{83}{20}$	$\frac{16}{4}$	407

Продолжение таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	Гранулометрич				
			0,25—0,1 мм				Все
			0—30	30—60	60—90	Итого	0—30
0—800	Ранняя	Б ₃	$\frac{126}{29}$ 78	$\frac{19}{10}$ 12	$\frac{16}{23}$ 10	$\frac{161}{23}$	$\frac{132}{32}$ 6
800—1600		БД	$\frac{154}{35}$ 63	$\frac{66}{35}$ 27	$\frac{26}{38}$ 10	$\frac{246}{36}$	$\frac{194}{47}$ 6
1600—2200	Средняя	ДГ	$\frac{23}{5}$ 52	$\frac{20}{11}$ 45	$\frac{1}{1}$ 2	$\frac{44}{6}$	$\frac{21}{5}$ 5
2200—2800			$\frac{59}{13}$ 48	$\frac{50}{26}$ 41	$\frac{13}{19}$ 11	$\frac{122}{18}$	$\frac{57}{14}$ 4
2800—3900	Поздняя	ГЖ		$\frac{3}{1}$ 27	$\frac{8}{11}$ 73	$\frac{11}{1}$	$\frac{1}{0,2}$ 11
3900—4600			$\frac{43}{10}$ 78	$\frac{9}{5}$ 16	$\frac{3}{4}$ 5	$\frac{55}{8}$	$\frac{4}{0,9}$ 7
4600—5000			$\frac{29}{7}$ 56	$\frac{21}{11}$ 40	$\frac{2}{3}$ 4	$\frac{52}{7}$	$\frac{3}{0,7}$ 7
5000—5200		Ж					
Итого			$\frac{434}{63}$	$\frac{188}{27}$	$\frac{69}{10}$	691	$\frac{412}{51}$

Окончание таблицы

Глубина, м	Стадия катагенеза	Стадия углефикации	0,05—0,01 мм				Все
			0,05—0,01 мм				0—30
			0—30	30—60	60—90	Итого	0—30
0—800	Ранняя	Б ₃	$\frac{149}{22}$ 90	$\frac{16}{33}$ 10	$\frac{1}{11}$ 0,4	$\frac{166}{22}$	$\frac{97}{23}$ 44
800—1600		БД	$\frac{276}{41}$ 92	$\frac{20}{42}$ 7	$\frac{4}{44}$ 1	$\frac{300}{41}$	$\frac{124}{29}$ 39
1600—2200	Средняя	ДГ	$\frac{41}{6}$ 93	$\frac{3}{6}$ 7		$\frac{44}{6}$	$\frac{22}{5}$ 49
2200—2800			$\frac{113}{17}$ 90	$\frac{9}{19}$ 7	$\frac{3}{33}$ 2	$\frac{125}{17}$	$\frac{92}{29}$ 77
2800—3900	Поздняя	ГЖ	$\frac{10}{1}$ 100			$\frac{10}{1}$	$\frac{11}{2}$ 100
3900—4600			$\frac{51}{7}$ 100			$\frac{51}{7}$	$\frac{45}{11}$ 100
4600—5000			$\frac{38}{6}$ 97		$\frac{1}{11}$ 3	$\frac{39}{5}$	$\frac{33}{8}$ 94
5000—5200		Ж					
Итого			$\frac{678}{92}$	$\frac{48}{6}$	$\frac{9}{1}$	735	$\frac{424}{54}$

Примечание: $\frac{45}{20}$ 15 — количество пород-коллекторов в градации физического параметра, процентное содержание пород-коллекторов в каждой градации физического параметра в пределах изученных пород-коллекторов (числитель) и их процентное содержание (знаменатель) физических параметров и стадии углефикации, где отсутствуют поровые коллекторы.

состав, %			0.1—0,05 мм			
30—60	60—90	Итого	0—30	30—60	60—90	Итого
$\frac{40}{22}$ 20	$\frac{29}{14}$ 14	$\frac{201}{25}$	$\frac{142}{25}$ 67	$\frac{69}{34}$ 32	$\frac{1}{14}$ 0,5	$\frac{212}{27}$
$\frac{62}{34}$ 19	$\frac{64}{31}$ 20	$\frac{320}{40}$	$\frac{179}{31}$ 61	$\frac{112}{55}$ 38	$\frac{4}{57}$ 1	$\frac{295}{38}$
$\frac{19}{10}$ 45	$\frac{2}{0,9}$ 5	$\frac{42}{5}$	$\frac{36}{6}$ 78	$\frac{9}{4}$ 19	$\frac{1}{14}$ 2	$\frac{46}{6}$
$\frac{34}{19}$ 25	$\frac{41}{20}$ 31	$\frac{132}{16}$	$\frac{111}{19}$ 91	$\frac{10}{5}$ 8	$\frac{1}{14}$ 0,8	$\frac{122}{16}$
$\frac{12}{6}$ 21	$\frac{8}{4}$ 89	$\frac{9}{1}$	$\frac{9}{1}$ 100			$\frac{9}{1}$
$\frac{15}{8}$ 37	$\frac{40}{19}$ 72	$\frac{56}{7}$	$\frac{48}{8}$ 100			$\frac{48}{6}$
	$\frac{22}{11}$ 55	$\frac{40}{5}$	$\frac{46}{8}$ 92	$\frac{4}{2}$ 8		$\frac{50}{6}$
$\frac{182}{23}$	$\frac{206}{26}$	800	$\frac{571}{73}$	$\frac{204}{26}$	$\frac{7}{0,8}$	782

Всего			< 0,01 мм			
30—60	60—90	Итого	0—30	30—60	60—90	Итого
$\frac{101}{36}$ 46	$\frac{20}{22}$ 9	$\frac{218}{27}$	$\frac{68}{15}$ 31	$\frac{112}{40}$ 52	$\frac{37}{57}$ 17	$\frac{217}{28}$
$\frac{134}{48}$ 42	$\frac{59}{66}$ 19	$\frac{317}{40}$	$\frac{161}{37}$ 53	$\frac{116}{42}$ 38	$\frac{27}{41}$ 9	$\frac{304}{39}$
$\frac{20}{7}$ 44	$\frac{3}{3}$ 7	$\frac{45}{6}$	$\frac{31}{7}$ 69	$\frac{14}{5}$ 31		$\frac{45}{6}$
$\frac{23}{8}$ 19	$\frac{5}{6}$ 4	$\frac{120}{15}$	$\frac{84}{19}$ 81	$\frac{20}{7}$ 19		$\frac{104}{13}$
		$\frac{11}{1}$	$\frac{9}{2}$ 100			$\frac{9}{1}$
		$\frac{45}{6}$	$\frac{50}{11}$ 92	$\frac{4}{1}$ 8		$\frac{54}{7}$
	$\frac{2}{2}$ 6	$\frac{35}{4}$	$\frac{35}{8}$ 73	$\frac{12}{4}$ 25	$\frac{1}{1}$ 2	$\frac{48}{6}$
$\frac{278}{35}$	$\frac{89}{11}$	791	$\frac{438}{56}$	$\frac{278}{35}$	$\frac{65}{8}$	781

стадии катагенеза и углефикации (числитель) и их процентное содержание (знаменатель),
 лях одной стадии углефикации (число справа); в итоговой графе — суммарное количество
 каждой градации (внизу) и стадии углефикации (справа); свободные графы — градации фи-

в отдельных горизонтах поровая емкость характеризуется преимущественно низкими показателями.

Следовательно, в Причерноморско-Крымской провинции от раннего до позднего катагенеза соответственно термодинамическим условиям и длительности пребывания на палеоглубинах значительно изменяются коллекторские свойства отложений: открытая пористость уменьшается на 89 %, газопроницаемость — на 99,7 %, а плотность увеличивается на 91 %. Самая существенная перестройка структуры порового пространства приурочена к переходной зоне среднего и позднего катагенеза (глубина 2800—3000 м), где открытая седиментационная пористость сократилась на 57 %, газопроницаемость — на 98, а плотность возросла на 58 %. Вторичная емкость обособленных горизонтов позднего катагенеза, наоборот, способствует увеличению открытой пористости на 86—120 % (относительно сохранившейся седиментационной), абсолютной проницаемости — в 2—6 раз уменьшению плотности — на 8—13 %. Последняя необратимая потеря поровой емкости коллекторов генетически связана с глубиной 5000—5600 м.

Классность пород-коллекторов закономерно изменяется с глубиной залегания. I класс алеврито-песчаных зон коллекторов распространен в трех интервалах 300—750, 900—1100 и 1400—1600 м мощностью соответственно 450, 200 и 200 м. Между ними в четырех интервалах (750—900, 1100—1150, 2400—2450 и 2700—2750 м) развиты зоны коллекторов II класса мощностью 150, 50, 50 и 50 м и в трех интервалах (1150—1400, 2450—2600 и 4550—4600 м) — зоны коллекторов III класса мощностью 250, 150 и 50 м. Эти зоны коллекторов I—III классов рассматриваются как главный нефтегазоносный резервуар (300—2750 м) мезозойско-кайнозойских отложений Причерноморско-Крымской провинции. IV класс коллекторов малой емкости и фильтрации располагается в более погруженных зонах (глубина 1600—1700, 1850—1950, 2000—2050, 2600—2700, 2750—3900, 4400—4550, 4600—4700 и 4900—5000 м) мощностью 100, 100, 50, 100, 1150, 150, 100 и 100 м. В нем распространены также коллекторы V класса очень малой емкости и фильтрации (интервал 1700—1850, 1950—2000, 2050—2150, 3900—4000, 4700—4800 и 5050—5120 м) мощностью 150, 50, 100, 100, 100 и 70 м. Мезозойские отложения, залегающие на больших глубинах (интервал 4800—4900 и 5000—5050 м), относятся к коллекторам VI класса весьма низкой емкости и проницаемости, они обычно не промышленного значения.

В свободном глубинном разрезе до 5,1 км суммарная мощность толщ по наивысшему классу коллекторов распределяется следующим образом: I класс — 800 м (16,8 %), II класс — 300 м (6,3 %), III класс — 450 м (9,4 %), IV класс — 2100 м (44,1 %), V класс — 570 м (11,9 %) и VI класс — 550 м (11,5 %), т. е. в мезозойско-кайнозойских отложениях преобладают коллекторы I и IV классов, характеризующиеся наилучшей сохранностью в изменяющихся термодинамических условиях катагенеза.

Нижняя критическая граница сохранения поровых коллекторов I класса установлена до глубины 1600 м, II класса — до 2750 м, III класса — до 4600 м, IV класса — до 5000 м, V класса — до 5120 м и VI класса — свыше 5120 м, т. е. в рассматриваемой провинции наблюдается последовательная смена коллекторов с глубиной погружения от I до VI класса, и даже развитая на больших глубинах вторичная пористость не нарушила этой общей закономерности. Аналогична картина для верхней границы зоны развития отдельных типов поровых коллекторов, которая для I класса зафиксирована с глубины 300 м, для II класса — с 900 м, для III класса — с 1400 м, для IV класса — с 1700 м, для V класса — с 1850 м и для VI класса — с 4000 м, т. е. также последовательно закономерно ухудшается классность поровых коллекторов с погружением их на большие глубины в процессе катагенеза. Таким образом, мощность глубинного диапазона сохранения поровых коллекторов I класса составляет 1300 м, II класса — 1850 м, III класса — 3200 м, IV класса — 3300 м, V класса — 3270 м и VI класса — более

1120 м, т. е. наибольшие показатели свойственны IV классу коллекторов, обладающему повышенной устойчивостью на стадии термодинамического преобразования.

В Причерноморско-Крымской провинции известные углеводородные залежи тесно связаны с размещением промышленных классов коллекторов, глубиной их залегания и развитыми стадиями катагенеза. Изученные залежи нефти преимущественно приурочены к интервалу 1560—4090 м, газа — к интервалу 280—5110 м, т. е. углеводородный газ распространен здесь в несравненно большем диапазоне глубин. Это свидетельствует об относительно хорошем качестве развитых экранирующих покрышек. Открытые залежи нефти и газа сформированы в породах-коллекторах от I до VI класса включительно, расположенных в зонах раннего, среднего и позднего катагенеза. Необходимо обратить внимание, что установленные на больших глубинах (до 5100 м) нефтегазовые скопления и развитые здесь отдельные горизонты пород-коллекторов IV и V классов обоснованно свидетельствуют о потенциальной перспективности глубинных недр изученной провинции.

Важно подчеркнуть, что оптимальное нефтенакопление свойственно глубинам 1700, 2800 и 3200 м (стадиям углефикации ДГ и ГЖ), а газонакопление — глубинам 1100, 2200 и 2800 м (БД и ДГ), т. е. генеральная нефтегазоносная аккумуляция провинции генетически связана с ранним и средним катагенезом, а также верхней частью позднего катагенеза. В указанном глубинном диапазоне сосредоточено 90 % нефтяных и 73 % газовых залежей с максимальной открытой пористостью коллекторов 20—40 %, абсолютной проницаемостью 50—3000 мД, минимальной плотностью 1,50—2,00 г/см³, палеотемпературой 100—175 °С (современной 80—140 °С) и пластовым давлением 15—50 МПа.

Промышленная нефтегазоносность преимущественно связана с гранулярными коллекторами открытой пористостью более 15—17 %, проницаемостью более 17 мД и плотностью не более 2,20—2,40 г/см³ (I—IV класс), а промышленная газоносность — с открытой пористостью более 12—16 %, эффективной пористостью более 5—10 %, проницаемостью более 10—20 мД и плотностью не более 2,39—2,50 г/см³ (I—IV класс).

Емкостно-фильтрационные возможности коллекторов с глубиной залегания хорошо отражены дебитами нефти, углеводородного газа и воды.

Поровая емкость и фильтрация коллекторов на стадии седименто-, диа- и катагенеза тесно связана с их минералого-гранулометрическим составом. Одним из наиболее показательных минеральных индикаторов катагенетической преобразованности коллекторов является монтмориллонит*. В Причерноморско-Крымской провинции монтмориллонит распространен лишь в раннем и среднем катагенезе (Бз, БД и Д—Г) и полностью исчезает, переходя в гидрослюду, в позднем катагенезе. Глубинная зона исчезновения монтмориллонита (2000—2900 м) характеризуется: переходом глин в аргиллиты; стадией метаморфизма органического вещества Б—Г; палеотемпературой 100—150 °С; открытой пористостью песчаников до 25 %; газопроницаемостью до 1000 мД; минимальной плотностью до 1,80—1,90 г/см³; массовым появлением вторичных контактов терригенных зерен, кварцевых регенерационных каемок, конформных и микростилолитовых структур. Ниже монтмориллонитовой зоны вследствие растворения и выщелачивания под действием CO₂, CH₄ и других углеводородов карбонатного цемента появляются вторично пористые горизонты коллекторов, значительно преобразуются глинистые минералы покрышек и коллекторов, палеотемпература достигает 150—200 °С, метаморфизм органического вещества — стадии ГЖ, Ж, а суммарная емкость коллекторов заметно ухудшается.

Гранулометрический состав алевроито-песчаных коллекторов контролирует образование и сохранение межзернового пустотного простран-

* Используются данные рентгеноструктурных и термических исследований глинистых минералов Е. В. Самарской [9].

ства на стадиях седименто-, диа- и катагенеза, а также определяет их фильтрационные возможности в общем процессе миграции и аккумуляции углеводородов и воды. Среди мезозойско-кайнозойских коллекторов преобладают средне-мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, сохранившие поровую емкость и фильтрацию на больших глубинах. Гранулометрические фракции пород-коллекторов представлены от гравелитовой до глинистой, самые крупные из которых — гравелитовая и крупнозернистая песчаная, наиболее развитые на больших глубинах, — постепенно сокращаются вверх по разрезу. Значительнее распространены средне- и особенно мелкозернистая песчаные фракции, содержание которых с небольшими вариациями примерно одинаковое по всему разрезу. В отличие от песчаной количество крупно- и мелкозернистых алевроитовых фракций подчиненного значения заметно увеличивается снизу вверх по разрезу. Аналогично возрастает и содержание глинистых фракций, т. е. между алевроитовыми и глинистыми фракциями, с одной стороны, и гравелитовой и крупнозернистой песчаной — с другой, существует отчетливая обратная связь.

Оценивая нефтегазоперспективность пород-коллекторов Причерноморско-Крымской провинции на обычных (до 4,5 км) и больших (4,5—6 км) глубинах, мы руководствовались такими определяющими параметрами, как открытая, эффективная межзерновая пористость и проницаемость, плотность и остаточная водонасыщенность, карбонатность и глинистость, классы коллекторов и стадии их катагенетической преобразования. Гранулярные породы-коллекторы изученного глубинного разреза (250—5120 м) разделены на три категории: высокоперспективные, перспективные и малоперспективные. Высокоперспективная зона коллекторов (I—IV класс) развита в интервале 300—1600 и 2150—2850 м, перспективная (III—V класс) — на глубине 1600—2150, 2850—3900 и 4400—5000 м и малоперспективная (V и VI класс) — в интервале 3900—4400 и 5000—5150 м. Сверху вниз по сводному разрезу провинции выделены следующие зоны гранулярных коллекторов: высокоперспективная — 1300 м (26,8%), перспективная — 550 м (11,3%), высокоперспективная — 700 м (14,4%), перспективная — 1050 м (21,6%), малоперспективная — 500 м (10,3%), перспективная — 600 м (12,4%) и малоперспективная — 150 м (3,1%), т. е. максимальная мощность свойственна перспективным (2200 м — 45,4%) и высокоперспективным (2000 м — 41,2%) зонам коллекторов.

Таким образом, мезозойско-кайнозойские отложения раннего, среднего и верхней половины позднего катагенеза характеризуются самыми емкими и перспективными породами-коллекторами и экранирующими крышками. Ниже главного перспективного нефтегазового резервуара провинции (интервал 300—3900 м) категория перспективности поровых коллекторов постепенно ухудшается. Тем не менее поиски гранулярных коллекторов на больших глубинах представляют обнадеживающую перспективу, поскольку здесь они находятся в сопряжении с микротрещинами и при благоприятных тектонических условиях вполне могут быть удовлетворительнымместилищем для мигрирующих нефтегазовых углеводородов.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Проектируемое на большие глубины бурение должно определяться степенью сохранности поровых коллекторов. Критическая граница сохранения межзерновой абсолютной и открытой пористости достигает глубины 5400—5600 м, эффективной (рабочей) пористости — 5200 м, абсолютной газопроницаемости — 5600 м. Нижняя предельная граница распространения промышленных коллекторов установлена до глубины 5000—5100 м.

2. На больших и сверхбольших глубинах в мезозойско-кайнозойских отложениях развиты три типа коллекторов нефти и газа: а) поровый, преобладающий до 3,9 км; б) смешанный трещинно-поровый в интервале 3,9—5,6 км; в) трещинный — свыше 5,6—6 км.

3. На больших глубинах (4400—5000 м) в позднем катагенезе развита мощная региональная зона новообразования вторичной межзерновой пористости песчаников (палеотемпература 175—200 °С, пластовое давление 50—60 МПа), которая представляет собой дополнительный пустотно-поровый резервуар для скопления мигрирующих углеводородов, и при благоприятных структурных условиях можно надеяться на новую перспективу поисков нефти и газа.

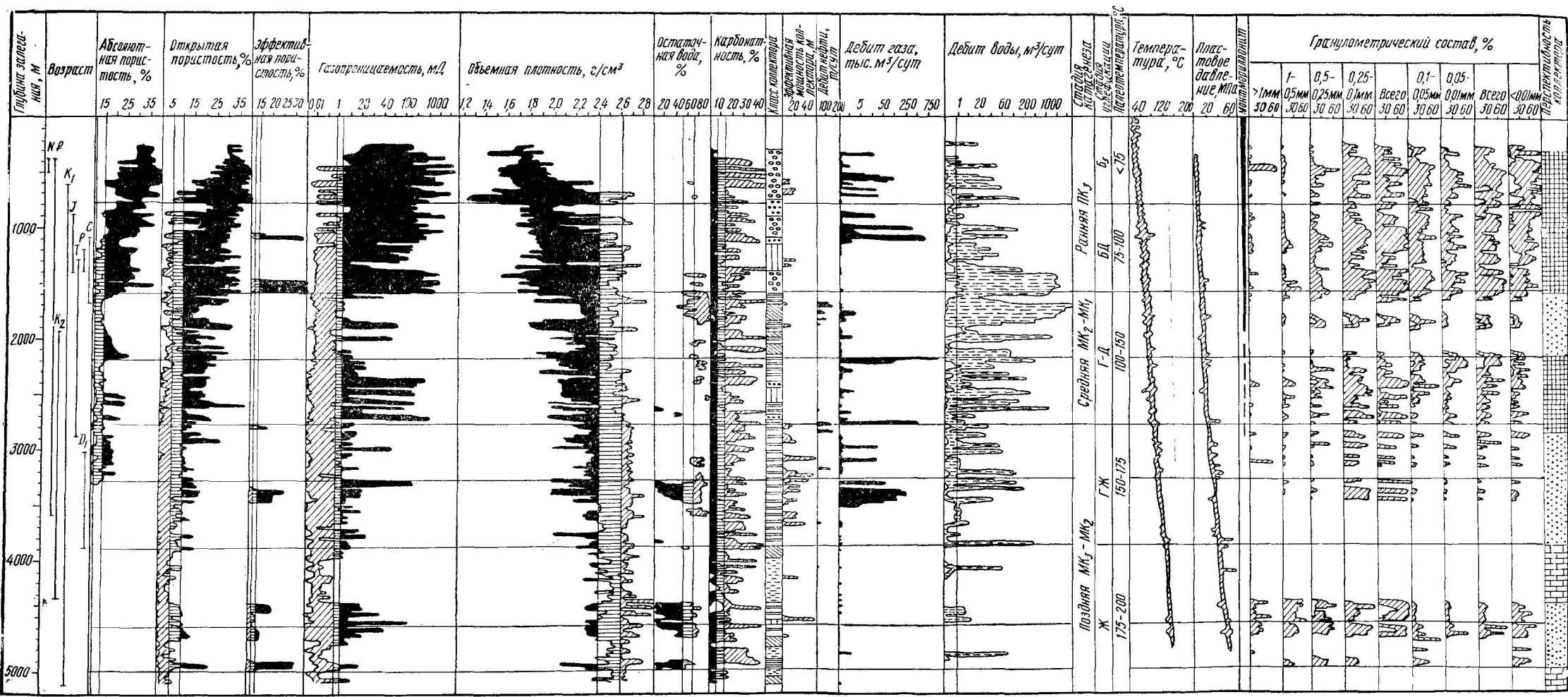
4. Основная промышленная нефтегазоносность, приуроченная к интервалу 500—3500 м (ранний, средний катагенез и верхняя половина позднего катагенеза, стадии метаморфизма органического вещества Б₃—ГЖ), четко ограничена и закономерно обусловлена региональной зоной развития поровых коллекторов и экранирующих покрышек с оптимальной аккумуляцией мигрирующих углеводородов в природной системе равновесия: поровое пространство—вода—нефть—газ—температура—давление.

5. Установленные закономерности изменения мезозойско-кайнозойских поровых коллекторов дают основание рекомендовать в изученной провинции глубокое и сверхглубокое бурение до глубин: а) 3900—4000 м, рассчитывая на гранулярную емкость коллекторов и максимальные запасы нефти и газа; б) 5600—6000 м — на трещинно-гранулярную емкость и средние запасы углеводородных залежей; в) свыше 6000 м — только на трещинную емкость и малые потенциальные запасы углеводородных скоплений.

SUMMARY

Studies have been conducted to establish for the first time a regional regularity of variations for oil and gas reservoirs and their critical depth of natural occurrence as well as to reveal a thick regional zone of secondary porosity—a new object of search. Reservoirs are estimated for their possibilities with depth, differentiated efficiency is advisable for deep and superdeep boring.

1. *Богаець А. Т., Бойчук Г. В., Кутовая Д. В. и др.* Коллекторские свойства нижнеальбских отложений Равнинного Крыма и прилегающих районов Северного Причерноморья.— Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР, 1972, вып. 7, с. 29—37.
2. *Богаець А. Т., Бойчук Г. В., Кутова Д. В. та ін.* Колекторські властивості середньо-верхньоальбських відкладів Рівнинного Криму і Центрального Причорномор'я.— Геологія і геохімія горючих копалин, 1973, вып. 33, с. 56—62.
3. *Вітенко В. О., Новосілецький Р. М., Муromoцев О. С. та ін.* Нафтові та газові родовища України.— К.: Держтехвидав, 1961.—215 с.
4. *Геология СССР. Т. 8. Крым. Полезные ископаемые.*—М.: Недра, 1974.—207 с.
5. *Глушко В. В., Клиточенко И. Ф., Крамаренко В. Н. и др.* Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР.—М.: Гостехиздат, 1963.—315 с.
6. *Доленко Г. Н., Парыляк А. И., Копач И. П.* Нефтегазоносность Крыма.— Киев: Наук. думка, 1968.—132 с.
7. *Кутовая Д. В.* Коллекторские свойства пород меловых и палеогеновых отложений Тарханкутского полуострова.— Нефтяная и газовая пром-сть; 1964, № 3, с. 8—11.
8. *Самарская Е. В.* Эпигенез осадочных образований нижнего мела Равнинного Крыма.— Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук.— Львов, 1973.—16 с.
9. *Самарская Е. В.* Эпигенетическая зональность в толще нижнего мела Равнинного Крыма.— Геология нефти и газа, 1975, № 10, с. 48—53
10. *Сафаров И. П., Столяр Л. Н., Кутовая Д. В.* Коллекторские свойства пород мезозоя Тарханкутского полуострова Равнинного Крыма.— В кн.: Коллекторы нефтегазоносных районов Украины. Киев: Наук. думка, 1967, с. 153—161.
11. *Сафаров И. П., Боргницкая В. М., Кутовая Д. В., Столяр Л. Н.* Поровые и трещинно-поровые коллекторы Волыно-Подольской окраины Русской платформы, Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и Тарханкутского полуострова Крыма.— В кн.: Геология, геофизика и бурение скважин нефтяных и газовых месторождений Украины. М.: Недра, 1968, с. 303—318.
12. *Ханин А. А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение.— М.: Недра, 1969.—365 с.
13. *Шестопал Б. А.* Геолого-геохимические условия нефтегазообразования и нефтегазо-накопления в меловых и палеогеновых отложениях Равнинного Крыма и прилегающих районов: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук.— М. 1975.—22 с.



Глубинная зональность мезозойско-кайнозойских нефтегазовых поровых коллекторов и их перспективность в Причерноморско-Крымской провинции (использованы материалы В. М. Бортникой, Г. К. Билык, В. А. Вартановой и др.)
 1 — промышленные породы-коллекторы нефти и газа; 2 — предельная зона коллектор—неколлектор; 3 — породы неколлекторы с базальным глинисто-карбонатным цементом или существенно уплотненные в катагенезе; классы коллекторов: 4 — I, 5 — II, 6 — III, 7 — IV, 8 — V, 9 — VI; нефтегазоперспективность коллекторов: 10 — высокоперспективных, 11 — перспективных, 12 — малоперспективных

К СТАТЬЕ Г. Н. ДОЛЕНКО и др.