

Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины

© *А. Е. Лукин, Н. В. Щукин, О. И. Лукина, Т. М. Пригарина, 2011*

Черниговское отделение Украинского государственного геологоразведочного института,
Чернигов, Украина

Поступила 15 мая 2010 г.

Представлено членом регколлегии В.И. Старостенко

Глибкозанурені (понад 5 км) осадові комплекси найбільших прогинів світу (в Україні — центральна та східна частини Дніпровсько-Донецької западини, Донбас, западина Чорного моря, Передкарпаття — Карпати — Закарпаття) у майбутньому, можливо, стануть головними джерелами вуглеводнів. Тому дослідження закономірностей нафтогазоносності великих глибин набувають особливого стратегічного значення. Необхідно розв'язати комплекс проблем, з яких найскладнішою є проблема прогнозу колекторів. Для цього слід мати достатньо чіткі уявлення про їхню природу. В цьому відношенні істотний інтерес становлять дуже міцні кварцитопісковики нижнього карбону центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Їхні первинні ємнісно-фільтраційні властивості втрачені внаслідок катагенетичних перетворень (регенераційний кварцовий цемент, безцементне зчленування зерен). Разом з тим тут відкрито 43 родовища, близько 100 газоконденсатних, а також газових, нафтових і гетерогенно-фазових покладів, які залягають на глибинах понад 5 км саме у кварцитопісковиках. Останні слугують субстратом для розвинення тріщинно-вториннопорових колекторів метасоматичної природи. Їх формування зумовлене перколяцією крізь кристалічний фундамент і глибкозанурені щільні осадові породи (супер) глибинних флюїдів за їх висхідної міграції. Значні колекторські властивості метасоматично перетворених порід характеризуються складним мозаїчним розподілом ємнісно-фільтраційних та інших петрофізичних параметрів. Великі й навіть надвеликі дебїти газу та конденсату на глибинах 5—6 км і більше за їх значної мінливості засвідчують, з одного боку, нерівномірність метасоматичного перетворення, з іншого — відсутність прямої залежності продуктивності від глибини.

Deep-seated (at the depths more than 5 km) sedimentary complexes of the most deep depressions of the World (in Ukraine — the central part of the Dnieper-Donets Depression, the Donets Basin, the Black Sea, the Pre-Carpathian foredeep — Carpathians — Trans-Carpathians) which will possibly be the main hydrocarbons sources in the future. So, the studies of regularities of oil-and-gas presence in deep-seated complexes acquires a special strategic significance. Advantageous progression of this line of oil and gas exploration requires the resolution of the complex of problems. Among them the problem of reservoirs prediction is the most complicated. Its solving is possible only on the base of reliable concept of the nature of deep-seated reservoirs. In this respect very durable quartzite-sandstones of Lower Carboniferous of the central part of the Dnieper-Donets depression are of particular interest. Their primary capacity-filtration properties were completely eliminated as a result of catagenetic transformations (quartzous regenerated cementation, grain-jointing without cementation, etc.). Nonetheless, 43 fields with about 100 mainly gas-condensate (and also gas, oil and oil-gas) pools at the depths more than 5 km have been discovered here just in this Lower Carboniferous sandstones. They are the substratum for fracture-secondary-porous reservoirs of metasomatic nature. Their formation is connected with ascending migration of (super) deep fluids and their percolation through crystalline basement and sedimentary cover. Reasonable essential reservoir properties are characterized by pillar-tessellated distribution of capacity-filtration properties. High and even super-high current yields of gas and condensate at the depths more than 5 km, together with very changeable distribution of commercial reservoirs, bear witness, on the one hand, to irregularities of metasomatic transformations, and on the other — to absence of direct relationship between productivity and depth.

Введение. Промышленная нефтегазоносность осадочных комплексов на глубинах свыше 4 км, включая крупные и гигантские газовые, газоконденсатные, а также нефтяные и фазово-гетерогенные месторождения, установлена в 70 бассейнах мира [Лукин, Щукин, 2005]. Их суммарные разведанные запасы составляют свыше 4 млрд т нефти и свыше 9 трлн м³ газа. Прогнозные ресурсы углеводородов (УВ), в свете современных представлений о нефтедогенезе и вертикальной фазово-геохимической зональности распределения нафтидов в осадочной оболочке и кристаллическом фундаменте, должны быть огромны и, вполне возможно, практически неисчерпаемы, поскольку именно в интервале глубин 4—5 км в большинстве нефтегазоносных бассейнов (НГБ) проявляются аномально высокие (сверхгидростатические) давления, глубинная гидрогеологическая инверсия и другие признаки восходящей миграции (супер) глубинных нафтидогенерирующих флюидов [Лукин, 2005]. Это подтверждается и наличием на нашей планете нефтяных и газовых “полюсов” — ареалов с аномально высокой интенсивностью УВ-накопления (юг Ирана, п-ов Ямал, Мексиканский залив, Прикаспийская — Северо-Каспийская — Южно-Каспийская впадины, южновьетнамский шельф и др.).

В силу исторических и экономических причин роль мирового полигона по освоению нефтяных и газовых ресурсов больших глубин сыграли нефтегазоносные регионы США, где бурение скважин глубже 4 км началось свыше 70 лет назад [Перспективные ..., 1974]. Здесь в основном сосредоточено и бурение сверхглубоких (свыше 6 км) скважин. В США пробурено 1350 скважин глубже 6100 м (во всех других странах их около 300). Именно на территории США впервые была доказана промышленная нефтегазоносность глубокозалегающих комплексов, когда еще в 1940 г. в бассейне Галф Кост было открыто месторождение Байю-Сейл с крупной (начальные запасы 102 млрд м³) газовой залежью на глубине 4877—4900 м. Здесь пробурены самые глубокие в мире нефтегазовые скважины (одна из первых — Берта Роджерс с забоем в кембрийских отложениях на глубине 9853 м), открыты самые глубокие нефтяные (Лейк-Вашингтон в бассейне Галф Кост, приток нефти из миоценовых песчаников в интервале глубин 6536—6543 м дебитом 26,7 м³/сут; Экс-Сити в Делавэрском прогибе, приток легкой

нефти в интервале 7615—7620 м из песчаника Симпсон, ордовик) и газовые месторождения (Милз-Ранч во впадине Анадарко, приток газа в интервале 7912—8088 м из кембрийских доломитов Эленбергер дебитом 453 тыс. м³/сут и др.). Принципиальное значение имело открытие на глубине 7 км гигантской (283 млрд м³) газовой залежи месторождения Гомес (Пермская впадина, прогиб Делавэр).

Данные, важные для оценки общих перспектив освоения УВ-потенциала больших глубин, получены и в НГБ других стран. Так, в бывшем СССР на Андреевском месторождении в Терско-Сунженском прогибе на глубине около 6 км из верхнемеловых известняков приток нефти достигал 154 м³/сут, а в Колумбии (штат Араука) на одном из месторождений на глубине 6400 м был получен нефтяной фонтан дебитом 530 т/сут [Лукин, Щукин, 2005].

УВ-потенциал глубокозалегающих комплексов. Важный опыт освоения глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов был накоплен в период с 1968 по 1988 г. в Днепро-Донецкой впадине (ДДВ). Здесь уместно вспомнить выдающуюся организационную роль в решении этой проблемы тогдашнего министра геологии УССР Петра Федоровича Шпака. Он возглавил Министерство геологии в сложный, даже критический момент развития украинской нефтегазогеологоразведочной отрасли. Интенсивный прирост запасов нефти и газа, связанный с известными открытиями месторождений УВ в конце 1950-х — начале 1960-х годов на глубинах менее 3 км (Шебелинское, Радченковское, Прилукское, Гнединцевское, Леляковское и др.), сменился резким спадом. Высокие темпы геологоразведочных работ на нефть и газ привели к возникновению дефицита поисковых объектов на небольших глубинах. Тогда среди специалистов по нефтяной геологии и литологии, особенно работавших в Восточном регионе Украины, господствовали представления об отсутствии коллекторов на глубинах свыше 3,5—4 км вследствие катагенетической редукции порового пространства песчаников. В 1967 г. по прямому заданию П. Ф. Шпака специалистами Черниговского отделения (ЧО) УкрНИГРИ (И. Г. Баранов, А. Е. Лукин, В. А. Разницын, О. К. Цыпко, Н. В. Щукин) была составлена обширная докладная записка “О перспективах поисков нефти и газа в Днепро-Донецкой впадине на глубинах свыше

4 км¹. Именно она стала обоснованием соответствующего направления поисково-разведочных работ, с которым связаны основные приросты запасов УВ последней трети XX в. в Украине.

Данные, полученные в различных НГБ, достаточно полно представляют широту формационного, стратиграфического, тектоногеодинамического и фазово-геохимического диапазонов нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов. Это полностью подтверждается результатами сверхглубокого бурения в различных регионах мира, в частности, материалами комплексных исследований в сверхглубоких скважинах, пробуренных в разные годы в разных нефтегазодобывающих регионах на территории бывшего СССР [Максимов и др., 1984; Прогноз ..., 1986; Прошляков и др., 1987]. Среди них: Аралсорская (6806 м, Прикаспийская впадина), Медведовская (6320 м, Северный Кавказ), Бурунная (7501 м, Северный Кавказ), Зыря-100 (6522 м, Азербайджан, Шаховая Коса), Шевченковская (7520 м, Предкарпатье) скважины и др. Наиболее важные с точки зрения проблемы глубинной нефтегазоносности данные (термобарические условия и палеогеотермия, коллекторские и экранирующие свойства пород, источники УВ) получены в результате бурения Колвинской (7057 м, силур), Тимано-Печорской (6904 м, средний девон) и Тюменской (7502 м, триас) сверхглубоких скважин.

К сожалению, бурение Днепровско-Донецкой сверхглубокой скважины (проектная глубина 8 км) было остановлено на отметке –5917 м, и ничего принципиально нового она не дала. Это тем более досадно, если учесть, что ДДВ на протяжении 20 лет (1968—1988) по масштабам, а главное, по эффективности глубокого бурения была на уровне таких мировых лидеров, как североамериканские Пермский и Западный Внутренний бассейны. Здесь открыто 96 месторождений с залежами на глубинах свыше 4 км. На 43 месторождениях (суммарные запасы свыше 300 млн т усл. топл.) более 100 преимущественно газоконденсатных залежей находятся на глубинах 5 км и более.

Максимальная глубина промышленного притока нефти (94 м³/сут) установлена на Карайкозовском месторождении (скв. 2, 4981—

5196 м, серпуховский ярус, терригенные продуктивные горизонты С-5—С-6) [Карайкозовские ..., 1998]. Пластовое давление этой нефтяной залежи 55 МПа, температура 124 °С (для сравнения, пластовые температуры нефтяной залежи месторождения Лейк-Вашингтон в дельте р. Миссисипи на глубине 6543 м составляли свыше 200 °С), степень катагенеза вмещающих отложений МК₃.

Максимальная глубина промышленного притока газа в ДДВ достигает 6300 м (Перезовское газоконденсатное месторождение, скв. 1, 6222—6300 м, верхневизейские терригенные отложения, продуктивный горизонт В-22, дебит на 4-мм диафрагме для газа — 35,5 тыс. м³/сут, для конденсата — 5,6 м³/сут), пластовое давление 113,5 МПа, температура 142 °С, степень катагенеза МК₄) [Перезовские ..., 1998].

Наибольшие дебиты газа из глубокозалегающих коллекторов в ДДВ получены на Сахалинском нефтегазоконденсатном (скв. 14, 4755—4780 м, горизонты В-21—В-22, 2722 тыс. м³/сут), Валюховском (скв. 1, 5347—5393 м, горизонт Т-1, 2240 тыс. м³/сут; скв. 1, 5198—5213 м, горизонт В-26, 1968 тыс. м³/сут) и Рудовском (скв. 1, 5750—5790 м, горизонт Т-1, 1020 тыс. м³/сут) газоконденсатных месторождениях при начальных пластовых давлениях от 52 до 60 МПа, температуре 124—138 °С, степени катагенеза МК₂—МК₄. Все соответствующие залежи (и основная часть других известных промышленных скопления УВ) связаны с вторично-поровыми терригенно-гранулярными коллекторами нижнего карбона, которые усложнены разнообразными диаклазами, включая трещины естественного флюидоразрыва [Лукин, 2002]. Их открытая пористость варьирует от 3—5 до 17—22 % (для сравнения отметим, что максимальная открытая пористость глубокозалегающего коллектора установлена в верхнемеловых песчаниках свиты Тускалуза Миссисипского прогиба, где на глубине около 5 км она составляет 28 %).

Все это свидетельствует об огромном УВ-потенциале глубокозалегающих осадочных комплексов ДДВ, в первую очередь над апикальной частью установленного и всесторонне изученного украинскими геологами и геофизиками (В.Б. Соллогуб, А.В. Чекунов, В.И. Старостенко, Ю.П. Оровецкий, В.Г. Козленко и др.) мантийного диапира, который, судя по некоторым минералого-геохимическим показателям нефтегазоносных комплексов [Лукин,

¹ Ее сокращенный вариант был опубликован через 2 года [Баранов и др., 1969].

2009], имеет более глубокие "корни" и, возможно, представляет собой суперплюм. Разнообразные проявления мощного УВ-потенциала глубокозалегающих комплексов и, прежде всего, наличие сверхвысоких (более 1—2 млн м³) дебитов газа на глубинах более 5 км можно рассматривать как атрибуты связанной с ним трансоровой аномалии [Оронецкий, 1990]. Само наличие высокоэффективного коллектора УВ на таких глубинах аномально, поскольку противоречит основной термодинамической тенденции, имманентно присущей любому достаточно глубокому (свыше 4—5 км) прогибу. Тенденция эта заключается в уплотнении пород и вырождении их седиментогенных фильтрационно-емкостных свойств вследствие регионально-эпигенетических изменений (катагенез — метагенез — региональный метаморфизм), суть которых сводится к физическим процессам спекания [Лукин, 1989]. В частности, несомненно аномальным является распределение извлекаемых и неразведанных (категория С₃ + D) ресурсов УВ по глубинам (рис. 1). Его характер позволяет предполагать, что по мере дальнейшего глубокого и

сверхглубокого бурения ресурсы УВ глубокозалегающих комплексов будут неуклонно возрастать [Лукин, 2008].

Проблема нефтегазоносности больших глубин фактически состоит из комплекса взаимосвязанных проблем, важнейшая из которых — выяснение природы пород-коллекторов и изучение их специфических петрофизических и физико-химических особенностей с целью повышения информативности геофизических исследований в скважинах и эффективности выделения глубокозалегающих продуктивных горизонтов, их качественного вскрытия и успешного освоения в условиях повышенных пластовых давлений и температур, существенных изменений физико-механических, электрокинетических и других характеристик.

Метасоматическая природа коллекторов нефти и газа. Нефтегазоносность литосферы в целом, осадочной оболочки (стратисферы) и кристаллического фундамента (гранитного слоя) в частности, как уже отмечалось [Лукин, 1986; 1989; 1999а, б; 2009], контролируется зонами метасоматоза, связанными с перколяцией глубинных флюидов. К мета-

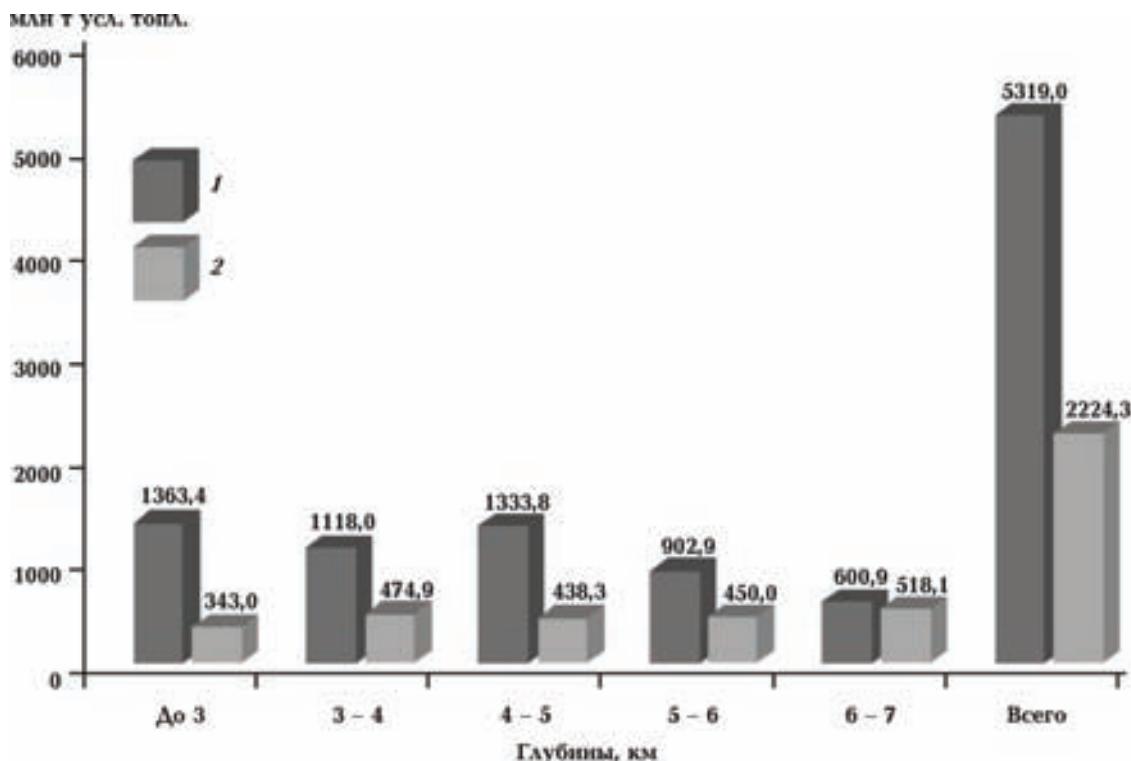


Рис. 1. Распределение начальных суммарных извлекаемых и неразведанных (С₃ + D) ресурсов углеводородов в ДДВ на 01.01.09 г., млн т усл. топл.: 1 — начальные суммарные ресурсы; 2 — неразведанные (категория С₃ + D).

соматитам относится подавляющее большинство пород, слагающих природные резервуары нефти и газа. Это не касается тех из них, которые заполняются в результате несомненной струйной миграции (естественные процессы переформирования залежей, техногенные перетоки при их разработке, подземные газохранилища, образованные путем закачки газа в водоносные песчаники, и т. п.). Однако в целом роль таких неметасоматических коллекторов незначительна.

Необходимо подчеркнуть уже отмечавшийся необычайно широкий диапазон степени проявления нефтидометасоматоза, зависящей от природы УВ-формирующих флюидов, их физико-химических и термодинамических показателей, но в первую очередь она определяется минеральным и химическим составом, структурой, текстурой и петрофизикой тех пород, которые служат субстратом нефтидометасоматоза. Подобные образования ярко выражены в магматических и метаморфических, а также в карбонатных (метасоматические нефтеносные доломиты, развитые по биогенным известнякам) породах, в то время как в пелитолитах (глины, аргиллиты), гидрокарбонатных (доманикоиды, бажениты и т. п.), разнообразных ритмитах и флишоидах они носят столь стертый, зачастую заметный лишь при электронно-микроскопическом и рентгеноструктурном изучении характер, что могут быть отнесены к криптометасоматитам.

Песчаные породы, с которыми связана большая часть мировых разведанных запасов УВ, в этом отношении занимают промежуточное положение. В кайнозойских граувакках, алевропесчаных породах с повышенным содержанием глинистого матрикса они представлены слабо выраженными или скрытыми метасоматитами. В то же время крепкие моно- и олигомиктовые песчаники с кварцевым цементом (кварцитопесчаники), как и чистые биогенные или кристаллически-зернистые известняки, образуют субстрат, на котором резко проявляются все наложенные процессы, включая естественный флюидоразрыв и метасоматическое замещение [Лукин, 1989; 2002].

Однако такие особенности, имеющие первостепенное значение как для познания общих закономерностей формирования залежей нефти и газа, так и для решения сугубо прикладных вопросов (подсчет запасов, диагностика продуктивных коллекторов по комплексу показателей, их успешное вскрытие и освоение, эффективная разработка с миними-

зацией потерь в виде остаточной нефти и ущемленного газа), все еще игнорируются. Более того, в большинстве работ (включая учебные руководства, справочники и т. п.) песчаный коллектор нефти и газа рассматривается в терминах седиментологии и литогенеза как сугубо седиментогенное образование, первичное поровое пространство которого, в той или иной мере редуцированное аутигенной минерализацией и катагенетическими структурными изменениями, является пассивным вмещителем нефтидов [Ханин, 1965; Словарь ..., 1988]. Особенно контрпродуктивна такая точка зрения при изучении и освоении коллекторов нефти и газа на больших глубинах [Прошляков и др., 1987; Прошляков, 1990], где роль наложенных метасоматических процессов не менее важна, чем в кристаллическом фундаменте.

В статье [Лукин и др., 2009] рассмотрены нефтеносные коллекторы месторождения Субботина на прикерченском шельфе Черного моря. Литогенетические особенности (тонкое переслаивание алевропесчаного и глинистого материала, большая роль глинистого матрикса в фанероморфных компонентах, повышенное содержание остаточной воды) и низкие прочностные показатели данных коллекторов усложняют как диагностику продуктивных горизонтов, так и их освоение. Тем не менее эффективные фильтрационно-емкостные свойства этих пород также обусловлены метасоматозом, хотя он отмечается здесь в скрытой форме.

Настоящая статья посвящена результатам изучения своего рода антипода указанных коллекторов. Продуктивные горизонты в нижнекаменноугольных терригенных отложениях центральной части ДДВ связаны с иным типом субстрата. Это кварцитопесчаники, первичная пористость которых практически полностью редуцирована в результате аутигенной цементации (карбонаты, кварц) и сопряженного катагенного структурного преобразования и окварцевания, вследствие чего исходный субстрат коллектора представляет собой весьма прочную плотную кварцитопесчаную породу (рис. 2). Поэтому вторичная природа коллектора проявляется очень резко. Однако ее зачастую игнорируют, что приводит к фантастическим взглядам о раннем, чуть ли не конседиментационном формировании глубоководных газоконденсатных залежей с АВГД и маломинерализованными водными оторочками.

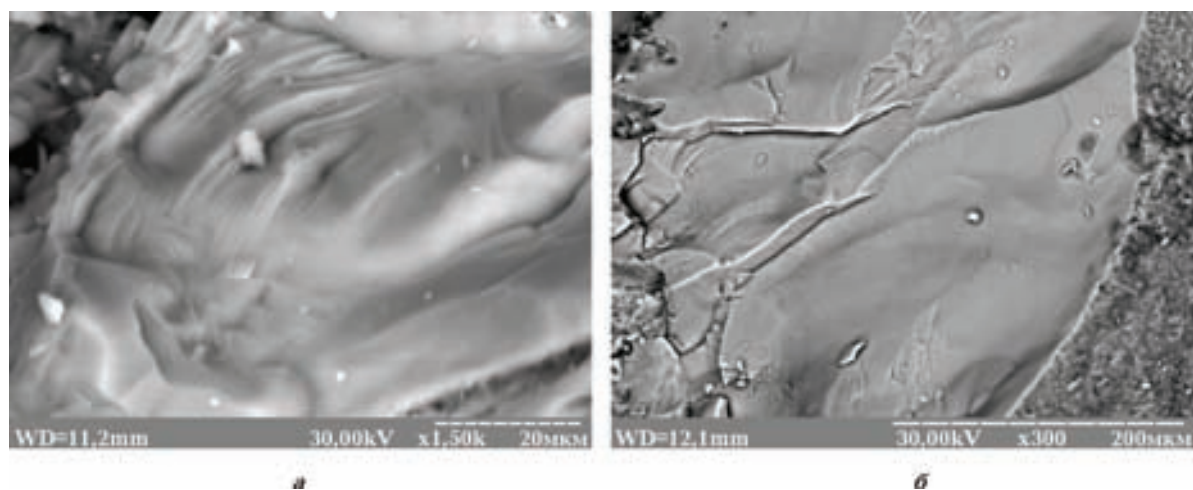


Рис. 2. Кварцитопесчаники глубокозалегающих нижнекаменноугольных отложений центральной части ДДВ — субстрат вторичных коллекторов-метасоматитов (сканирующий электронный микроскоп РЭМ-106): *а* — Свиридовское газоконденсатное месторождение, скв. 5, 5830—5842 м, турнейский ярус; *б* — Савинковская площадь, скв. 361, 5566—5570 м, визейский ярус).

Современная всеобъемлющая (генезис, петрофизика, физико-химические свойства, технологии освоения) теория нефтяного и газового коллектора пока отсутствует. Для ее создания необходимо прежде всего всестороннее изучение природы и свойств конкретных типов пород-коллекторов. Особый интерес представляют вторичные коллекторы нижнего карбона центральной части ДДВ. Следует подчеркнуть теоретическое значение подобных исследований, поскольку большие глубины для феномена нефтегазоносности — экстремальная (пограничная) ситуация, в которой гораздо резче, чем обычно, проявляются фундаментальные закономерности формирования залежей. Без понимания их природы невозможно создание современной теории нефтегенеза.

Как отмечалось, основная часть залежей УВ на глубинах свыше 4 км приурочена к полифациальным песчаным породам. В верхнем серпухове и верхнем визе это преимущественно прибрежно- и мелководноморские, а также более глубоководные (контуритовые и др.) отложения, в нижнем серпухове, нижнем визе и турне — аллювиально-дельтовые песчаники [Лукин, 1977]. К их изначальным литогенетическим особенностям относятся: текстурное разнообразие, широкий гранулометрический диапазон (от гравелитов до алевролитов и ритмитов) и олигомиктовый (с содержанием кварца более 80 %) минеральный

состав. Они наиболее четко определяются в нижнекарбонной угленосной формации Донбасса [Шульга, 1980], а также на крайнем северо-западе Днепровско-Донецкого авлакогена (Брагинско-Лоевская седловина, Припятская впадина) и в Московской синеклизе. В центральной и юго-восточной частях ДДВ, по сравнению с указанными районами, с одной стороны, более интенсивно проявилось катагенное преобразование (МК₁—АК₁, преимущественно МК₂—МК₄), с другой — гипогенно-аллогенетический метасоматоз. С первым связаны структурные преобразования и окварцевание, интенсивность которых в целом контролируется катагенетической зональностью [Лукин, 1977]. В результате, как отмечалось, исходные олигомиктовые обломочные породы с разнообразными структурно-текстурными особенностями превратились в мономинерально-кварцевые прочные (в результате окварцевания и бесцементного сочленения зерен) низкопористые (менее 3 %) малопроницаемые (менее 0,1 фм²) породы с выраженными в той или иной мере первичными седиментационно-фациальными особенностями. Именно они являются субстратом формирования вторичных коллекторов, чему способствуют их физико-механические свойства и минеральный состав. Благодаря высокой прочности и плотности эти породы "стягивают на себя" тектонические напряжения [Поспелов, 1973, с. 5], превращаясь в тектониты

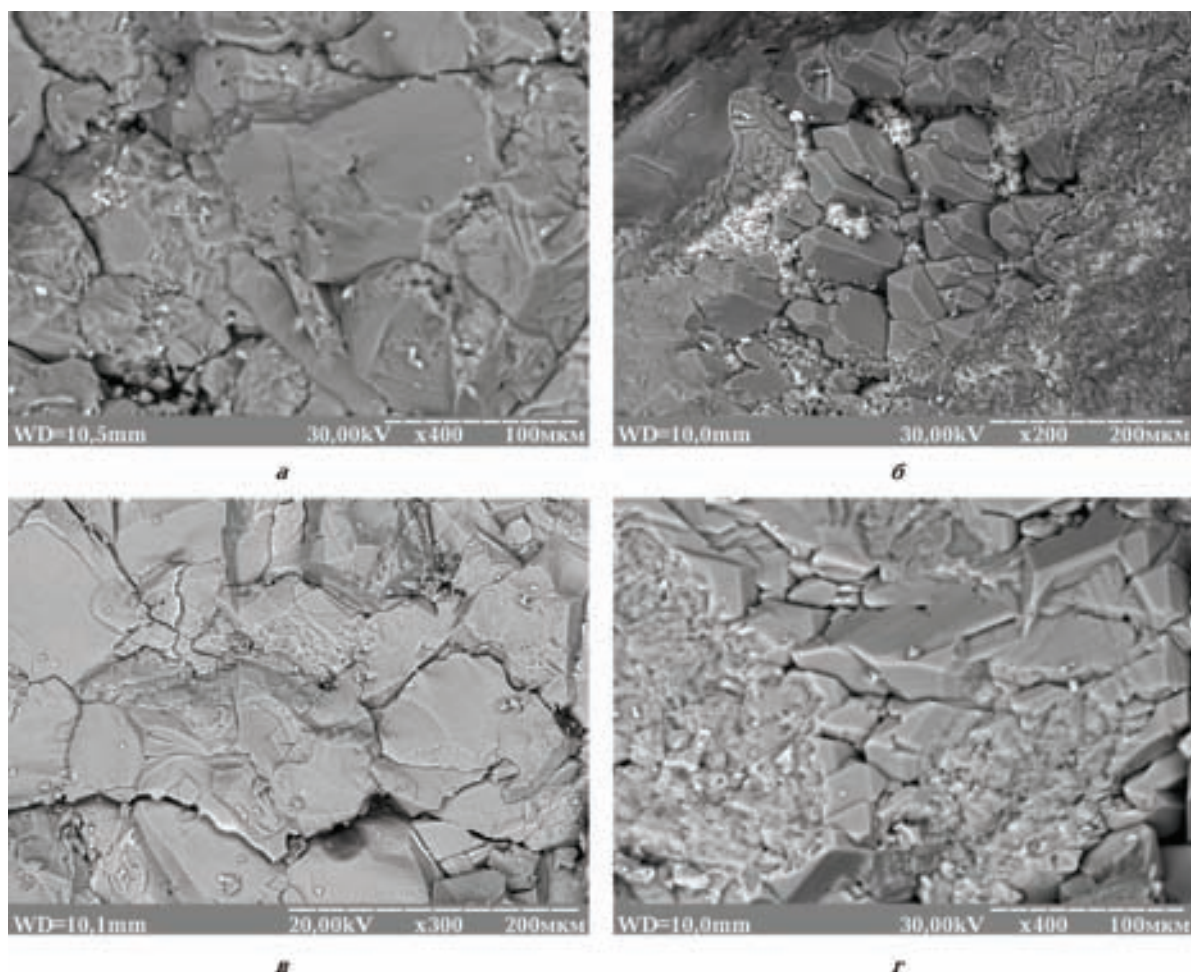


Рис. 3. Катаклиз кварцитопесчаников — первая стадия формирования вторичных коллекторов-метасоматитов: *а* — Луценковское газоконденсатное месторождение, скв. 2, 5118—5119 м, визейский ярус; *б* — то же, скв. 4, 5885—5886 м, турнейский ярус; *в* — Песковская площадь, скв. 371, 5006—5016 м, визейский ярус; *г* — Березовское газоконденсатное месторождение, скв. 485, 4669,5—4672,5 м, серпуховский ярус.

(I стадия эндогенного метасоматоза) с дилатантной трещиноватостью (рис. 3) и характерными кристаллооптическими признаками (волнистое, облачное, мозаичное погасание под поляризационным микроскопом, ориентировка оптических осей кварцевых зерен). Последующие стадии метасоматоза непосредственно связаны с восходящими потоками глубинных флюидов — их физико-химической эволюцией и неравномерной перколяцией. Здесь отмечены характерные минеральные индикаторы эндогенного метасоматоза, установленные в коллекторах нефти и газа различных формаций осадочного чехла и кристаллического фундамента [Лукин, 1989, 1997, 2002, 2009]. Это сульфидная, карбонатная, баритовая, фосфатная (Са-апатит, монацит и другие редко-

земельные фосфаты, а также берлинит²), титановая (рутил, анатаз и др.) минерализация (рис. 4—6). Трассерами восходящих потоков (супер) глубинных флюидов являются разнообразные по составу частицы самородных металлов, природных сплавов и интерметаллидов [Лукин, 2009].

Триклинный совершенный каолинит и диксит — универсальные индикаторы нефтидо-метасоматоза по самым различным породам (включая карбонатные, вулканогенные и др.), здесь наиболее полно и ярко развиты (рис. 7).

² В полиминеральных фосфатных агрегатах установлен берлинит $Al(PO_4)$ — редкий высокотемпературный метасоматический минерал (см. рис. 4, в).

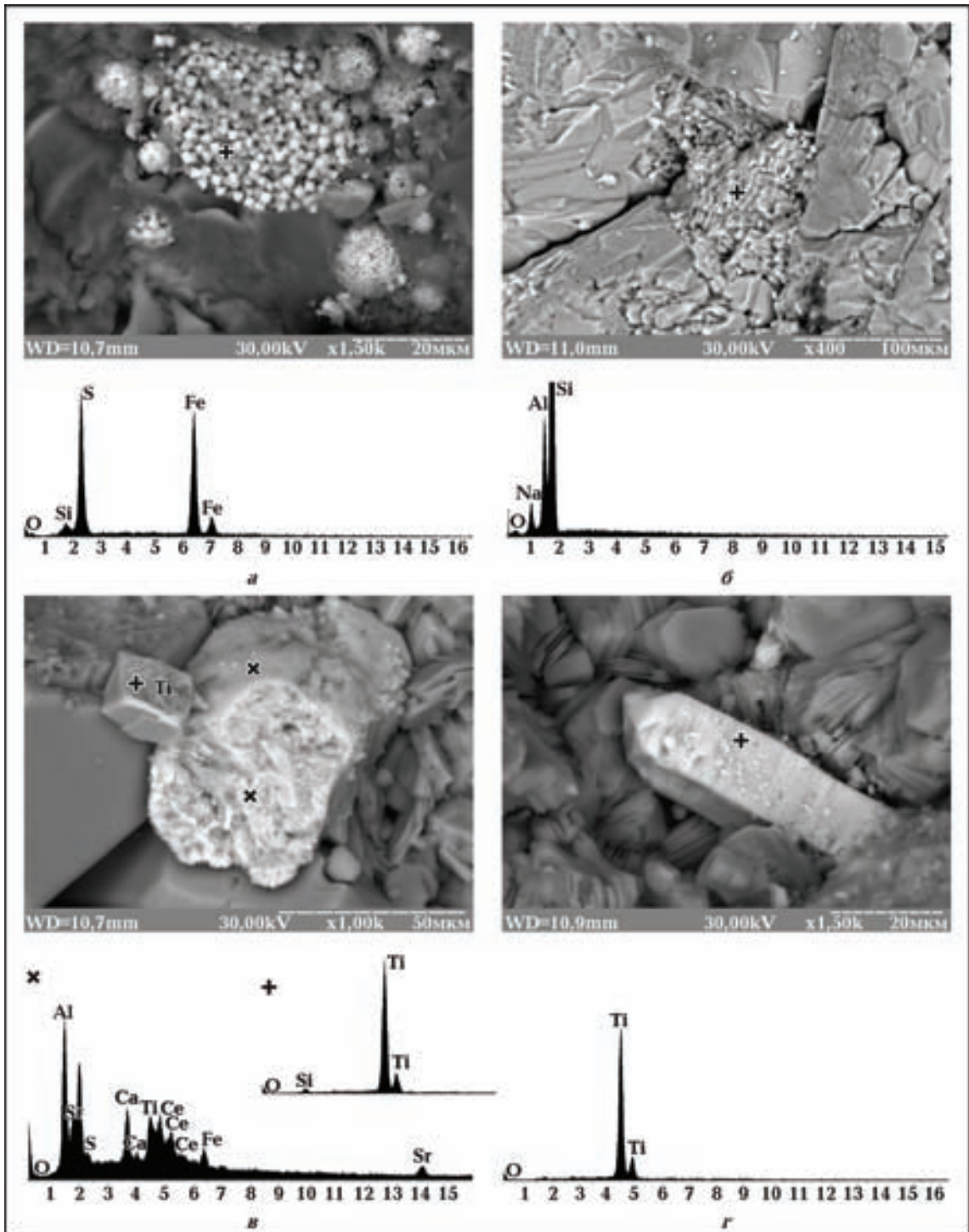


Рис. 4. Разнообразная аутигенная минерализация во вторичных коллекторах-метасоматитах (сканирующий электронный микроскоп РЭМ-106 с рентгеноспектральным анализатором): *а* — поры, заполненные агрегатом октаэдрических кристаллов пирита (Луценковское газоконденсатное месторождение, скв. 4, 5885—5886 м, турнейский ярус); *б* — альбитовый кристаллический агрегат в трещинной вторичной поре (Свиридовское газоконденсатное месторождение, скв. 5, 5830—5842 м, турнейский ярус); *в* — кристалл анатаза (TiO_2), полиминеральный (TiO_2) рутил-фосфатный (Сапатит, монацит, алюмофосфат) и каолиновый агрегат во вторичной поре (Березовское газоконденсатное месторождение, скв. 485, 4647—4652 м, серпуховский ярус); *г* — кристалл рутила (TiO_2) в поре, заполненной агрегатом кристаллов диккита (Луценковское газоконденсатное месторождение, скв. 2, 5118—5119 м, визейский ярус).

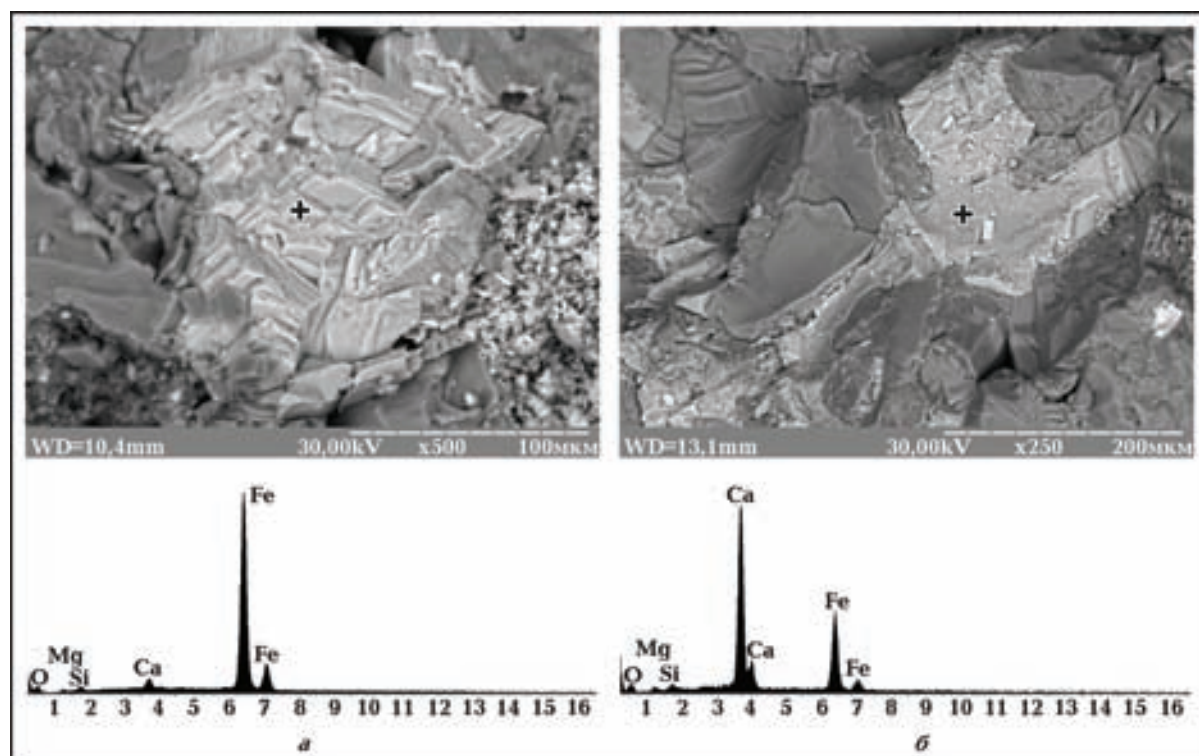


Рис. 5. Карбонатная минерализация во вторичных коллекторах-метасоматитах. Луценковское газоконденсатное месторождение, визейский ярус: *а* — агрегат кристаллов сидерита (скв. 2, 5118—5119 м); *б* — анкерит в кварцитопесчанике (скв. 4, 5125—5143 м).

Более того, их наличие относится к наиболее надежным показателям продуктивного коллектора [Лукин, Поляк, 1976; Лукин, 1977]. В некоторых случаях во вторичных породах наблюдается более сложное взаимоотношение минеральных агрегатов, обусловленное суперпозицией кислотной и щелочной волн метасоматоза [Коржинский, 1969] с образованием гидрослюд по каолиниту. Следует учитывать неоднократность чередования этих волн. При этом собственно нефтидометасоматоз, т.е. формирование продуктивного коллектора с достаточно высокой эффективной и динамической пористостью, связан с кислотными волнами метасоматоза [Лукин, 1989].

По сравнению с песчаными коллекторами на обычных глубинах (особенно граувакками, мезо- и олигомиктовыми обломочными породами и ритмитами на стадиях диагенеза—протокатагенеза) наиболее примечательная особенность рассматриваемых коллекторов — их высокие прочностные свойства (рис. 8), что имеет огромное значение для самого существования нефтегазоносных резервуаров в условиях высоких давлений на глубинах свы-

ше 5 км. Именно прочный кварцитопесчаный каркас обеспечивает сохранение значительной вторичной пористости на больших (по крайней мере, до 8—10 км) глубинах. Однако следует учитывать и другой важный фактор — недавнее (по геологическим меркам) возникновение метасоматитов-коллекторов. Их возраст по комплексу независимых данных составляет менее 1 млн лет [Лукин, 1999; 2002]. Более того, многочисленные газоконденсатные залежи в центральной части ДДВ, включая Яблуновское, Скоробогатьковское, Рудовское, Луценковское, Перевозовское, Котелевское, Березовское и другие месторождения с продуктивными горизонтами в нижнем карбоне в интервале 4—6,5 км, характеризуются АВПД, сверхгидростатическими (аномально высокими) пластовыми давлениями и наличием опресненных (с общей минерализацией менее 10 мг/л) гидрокарбонатных вод, возраст которых варьирует от 5 до 500 тыс. лет [Лукин, 1997; 2005]. Это время датирует обособление залежей УВ в коллекторах и близко по времени к формированию нефтидоносных метасоматических резервуаров.

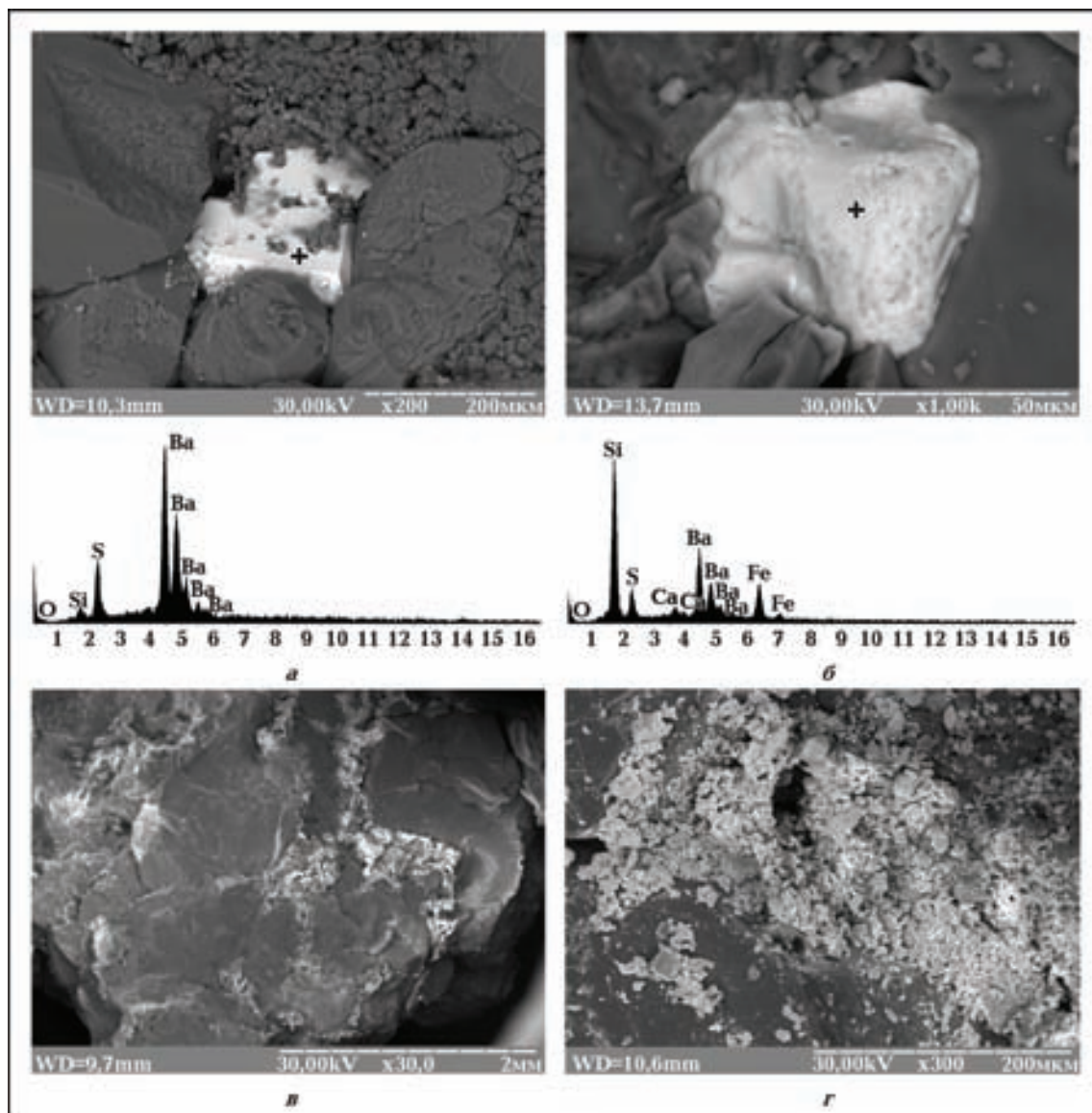


Рис. 6. Баритовая минерализация во вторичных коллекторах-метасоматитах различных нижнекаменноугольных продуктивных горизонтов Луценковского газоконденсатного месторождения, скв. 4: а — 4810—4822 м, визейский ярус; б — 5125—5134 м, визейский ярус; в, г — 5846—5848 м, турнейский ярус.

Фильтрационно-емкостные свойства пород на глубинах свыше 5 км. Они характеризуются широким диапазоном параметров (табл. 1). Их распределение носит весьма сложный мозаичный характер и определяется рядом факторов: интенсивностью перколяционных флюидодинамических и сопряженных с ними метасоматических процессов; полнотой развития последней волны кислотного метасоматоза и ее возрастом; конкретными особенностями геотермобарического режима. Наряду с локальной проявляется также зональ-

ная изменчивость пористости и проницаемости (рис. 9—11).

В пределах *Луценковско-Рудовской* зоны открытая пористость в стандартных условиях варьирует от 3,5—4,0 до 16,4 % с модальными значениями 12 %, доля которых в выборке ($n = 77$) составляет 28 %. Если принять за граничные (кондиционные) значения пористости 6 %, то их доля в выборке увеличится до 86 % (граничные значения пористости обоснованы по зависимости эффективной пористости от открытой, рис. 10). В плас-

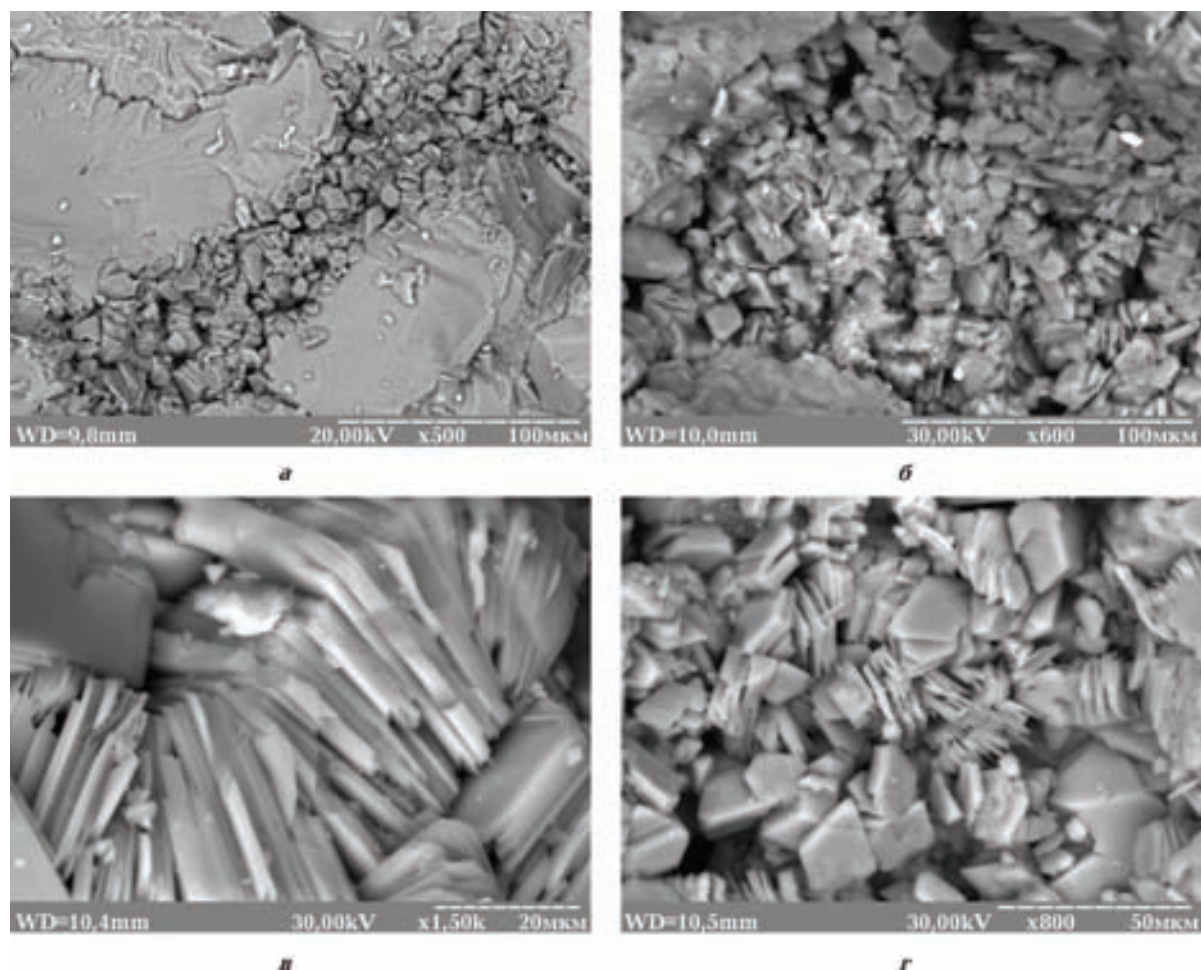


Рис. 7. Агрегаты кристаллов триклинного совершенного каолинита и диккита во вторичных порах (кавернах, трещинах-кавернах), визейский ярус: *а* — Песковская площадь, скв. 371, 5006—5016 м; *б* — Камышлякское газоконденсатное месторождение, скв. 3, 4567—4584 м; *в* — фрагмент структуры внутрипорового диккитового кристаллического агрегата, Камышлякское газоконденсатное месторождение, скв. 3, 4567—4584 м; *г* — Луценковское газоконденсатное месторождение, скв. 4, 4810—4822 м.

товых условиях открытая пористость снижается на 9—16 %, однако ее модальные значения остаются относительно высокими (10,8 %), и их доля в выборке достигает 27, а кондиционных значений — 77 % (см. рис. 8, *г*). Эффективная пористость существенно ниже открытой, ее модальные значения составляют 8,3 % при их содержании в выборке 26 %, кондиционных значений — 73 %. Следует отметить, что даже на глубинах свыше 5,5 тыс. м встречаются высокодебитные пласты песчаников с пористостью 10—12 % (скв. 2, 5-Свиридовская, скв. 2, 6-Рудовская и др.), что существенно повышает перспективность больших глубин в этой зоне.

В Камышлякско-Бакумовской зоне в целом пористость невысокая. Так, открытая пористость варьирует от 4,4 до 10,6 % при модальных значениях 7,6 %, количество которых в выборке ($n = 73$) составляет 20, кондиционных значений — 81 %. В пластовых условиях открытая пористость снижается на 10—34 %, ее модальные значения составляют 6,3 %, их доля в выборке 19 % при кондиционных значениях до 62 %. Эффективная пористость низкая. Ее модальные значения составляют 4,6 %, их доля в выборке 18 %, кондиционных — до 33 %. На глубинах свыше 5,5 тыс. м встречаются песчаные пласты с пористостью 9,2—11,4 % (скв. 16, 20, 488), и даже на глубине 6243—6300 м в

Т а б л и ц а 1. Диапазон емкостно-фильтрационных свойств песчаных пород нижнего карбона центральной части ДДВ

Параметр	Продуктивный горизонт (глубины залегания), м	
	В-16—В-22 (5008—6170)	Т-3—Т-4 (5583—5784)
Пористость, %:		
стандартные условия:		
открытая	6,8—15,8	9,4—10,8
эффективная	5,3—12,3	7,9—8,6
пластовые условия:		
открытая	6,0—13,9	8,4—8,5
эффективная	4,1—9,8	5,2—6,3
Диаметр пор, мкм / средневзвешенное	0,1—53,2 / 4,6—8,2	0,12—47,4 / 6,2—8,9
Граничный диаметр пор для газа, мкм	0,35—0,81	0,40—0,43
Проницаемость, фм ²		
стандартные условия:		
абсолютная	3,20—198,48	9,19—19,34
эффективная	2,08—154,02	6,72—15,05
пластовые условия:		
абсолютная	0,94—144,13	5,30—12,40
эффективная	0,21—120,5	2,12—8,56

скв. 1-Перевозовская пористость составляет 8,1—9,6 %.

На *Котелевско-Березовской площади* пористость значительно варьирует по глубине и по продуктивным горизонтам. Более высокую открытую пористость имеют песчаники горизонта В-16 на Березовской площади с модальными значениями 13,7 %, их доля в выборке ($n = 57$) 33, кондиционных значений — 96 %. Максимальные значения пористости 15,8—16,3 % (скв. 35, 36, 37, 50, 71 и др.). Их эффективная пористость имеет модальные значения 11,2 %, их доля в выборке 35, кондиционных значений — 92 %. Зависимость эффективной пористости от открытой имеет четкую функциональную зависимость с размахом значений в пределах 2σ и нижней границей значений выборки 5,4 %.

На Котелевской площади открытая пористость на глубинах более 5,5 тыс. м ниже, чем на Березовской. Ее модальные значения составляют 8,5 %, их доля в выборке ($n = 62$) 42, кондиционных значений — 89 %. Эффективная пористость имеет модальные значения 5,8 %, их доля в выборке 33, кондиционных значений — 58 %. На глубинах свыше 5,6 тыс. м от-

крытая пористость песчаников гор. В-17 в при-сводовых скважинах достигает 12,5—13,9 % (скв. 20, 25 и др.).

Определение **проницаемости** выполняли как в стандартных, так и в моделируемых пластовых условиях (рис. 11).

В *Луценковско-Рудовской зоне* на глубине более 5 тыс. м абсолютная проницаемость песчаников в стандартных условиях изменяется от 0,34 до 194 фм² при модальных значениях 10,2 фм², их доля в выборке ($n = 121$) составляет 24 %. Если принять за граничное значение проницаемости 0,7 фм² при граничной пористости 6,0 % (полученной по тренду зависимости абсолютной проницаемости от открытой пористости), то доля кондиционных значений образцов песчаников составит 93 %. В пластовых условиях абсолютная проницаемость варьирует от 0,07 до 118 фм² с модальными значениями 11,3 фм², их доля в выборке ($n = 91$) 22, кондиционных значений — 84 %. Эффективная проницаемость существенно снижается и имеет два максимума значений в пределах 1,4—1,6 и 20—23 фм² при содержании кондиционных значений в выборке ($n = 63$) 62 %.

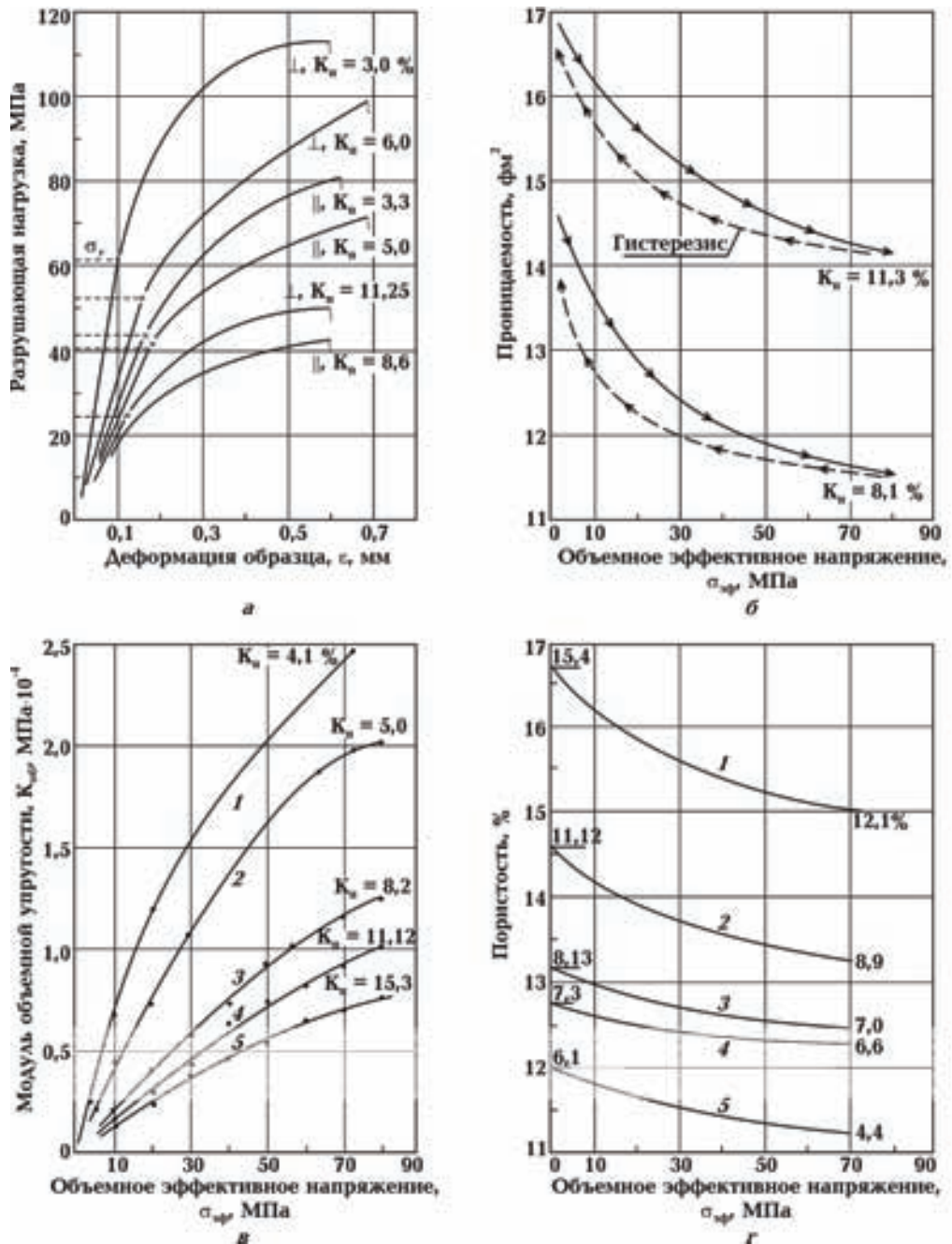


Рис. 8. Физико-механические свойства песчаников: *а* — прочностная характеристика на одноосное сжатие (Рудовское газоконденсатное месторождение, скв. 6, 5880—5943 м, гор. Т-4); *б* — зависимость проницаемости от объемного эффективного напряжения (Рудовское газоконденсатное месторождение, скв. 6, 5933—5943 м, гор. Т-4); *в* — зависимость модуля объемной упругости от объемного эффективного напряжения: 1 — Камышнянское газоконденсатное месторождение, скв. 20, 5334—5336 м, гор. В-19; 2 — Рудовское газоконденсатное месторождение, скв. 6, 5935—5940 м, гор. Т-4; 3 — Свиридовское газоконденсатное месторождение, скв. 4, 5294—5298 м, гор. В-24; 4 — Рудовское газоконденсатное месторождение, скв. 6, 5935—5940 м, гор. Т-4; 5 — Свиридовское газоконденсатное месторождение, скв. 4, 5294—5298 м, гор. В-24; *г* — зависимость пористости от объемного эффективного напряжения: 1 — Свиридовское газоконденсатное месторождение, скв. 4, 5294—5298 м, гор. В-24; 2 — Рудовское газоконденсатное месторождение, скв. 6, 5933—5943 м, гор. Т-4; 3 — Свиридовское газоконденсатное месторождение, скв. 2, 5904—5919 м, гор. Т-4; 4 — Березовское газоконденсатное месторождение, скв. 76, 5565—5575 м, гор. В-16; 5 — Савинковская площадь, скв. 361, 5528—5540 м, гор. В-20.

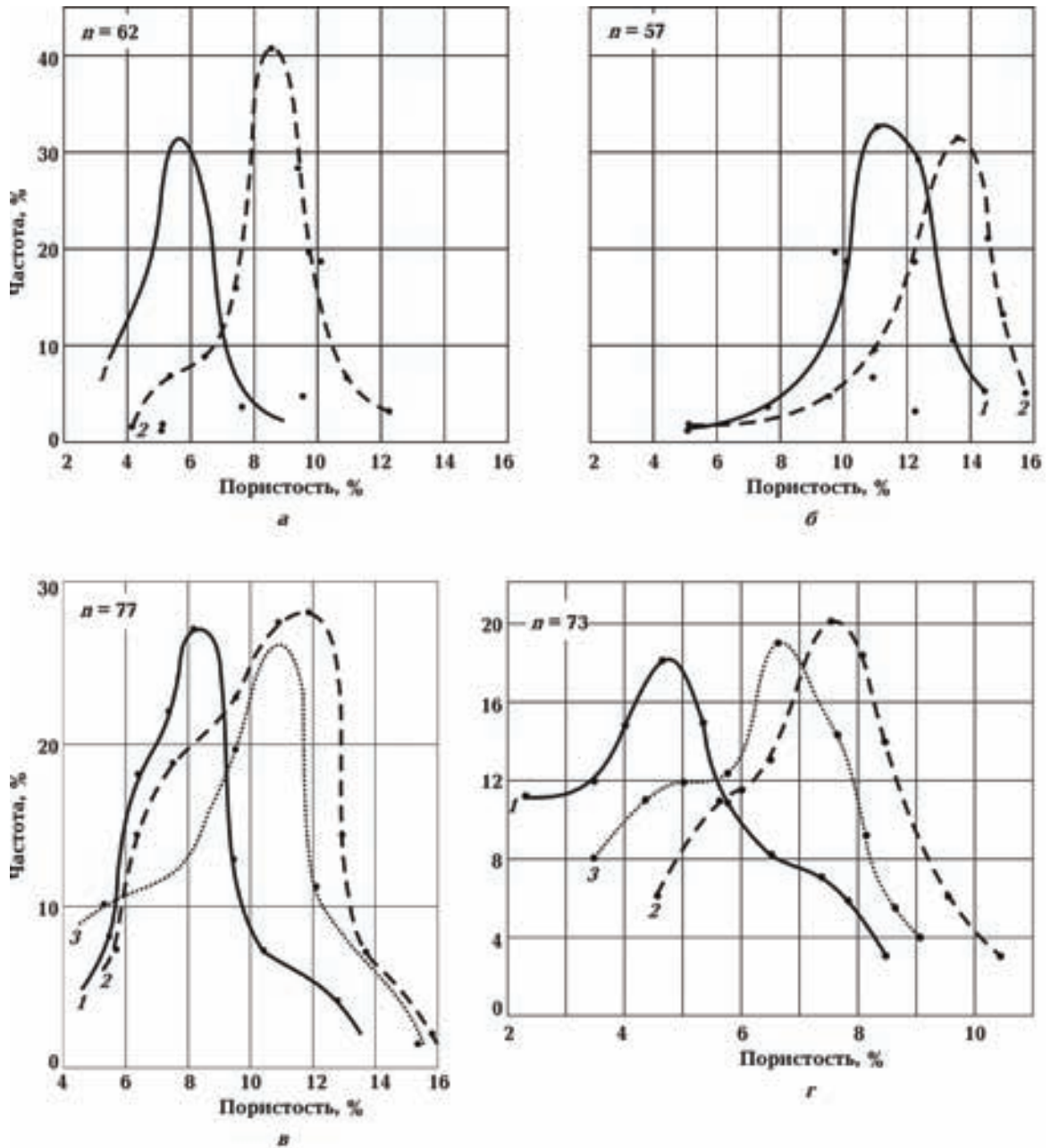


Рис. 9. Полигоны распределения значений пористости песчаников в стандартных (1, 2) и пластовых (3) условиях (1 — эффективная пористость; 2, 3 — открытая пористость): а — Котелевская площадь, гор. В-17, 5414—5740 м; б — Березовское месторождение, гор. В-16, 5430—5770 м; в — Луценковско-Рудовская зона, гор. В-21-22, 4930—5480 м; г — Камышнянско-Бакумовская зона, гор. В-21-22, 5420—5830 м.

В пластовых условиях абсолютная проницаемость снижается (в зависимости от остаточной водонасыщенности) на 23—46, эффективная — на 48—63 % (см. рис. 8, б).

На Камышнянско-Бакумовской площади абсолютная проницаемость песчаников варьирует в интервале от 0,3 до 204 фм² при мо-

дальных значениях 1,5 фм², их доля в выборке (n = 54) 21 %. При этом кондиционные значения проницаемости (более 0,7 фм²) составляют 83 %. Эффективная проницаемость изменяется от 0,015 до 106 фм² при модальных значениях 0,75 фм², их доля в выборке 13,4, кондиционных значений — 66 %. В пластовых

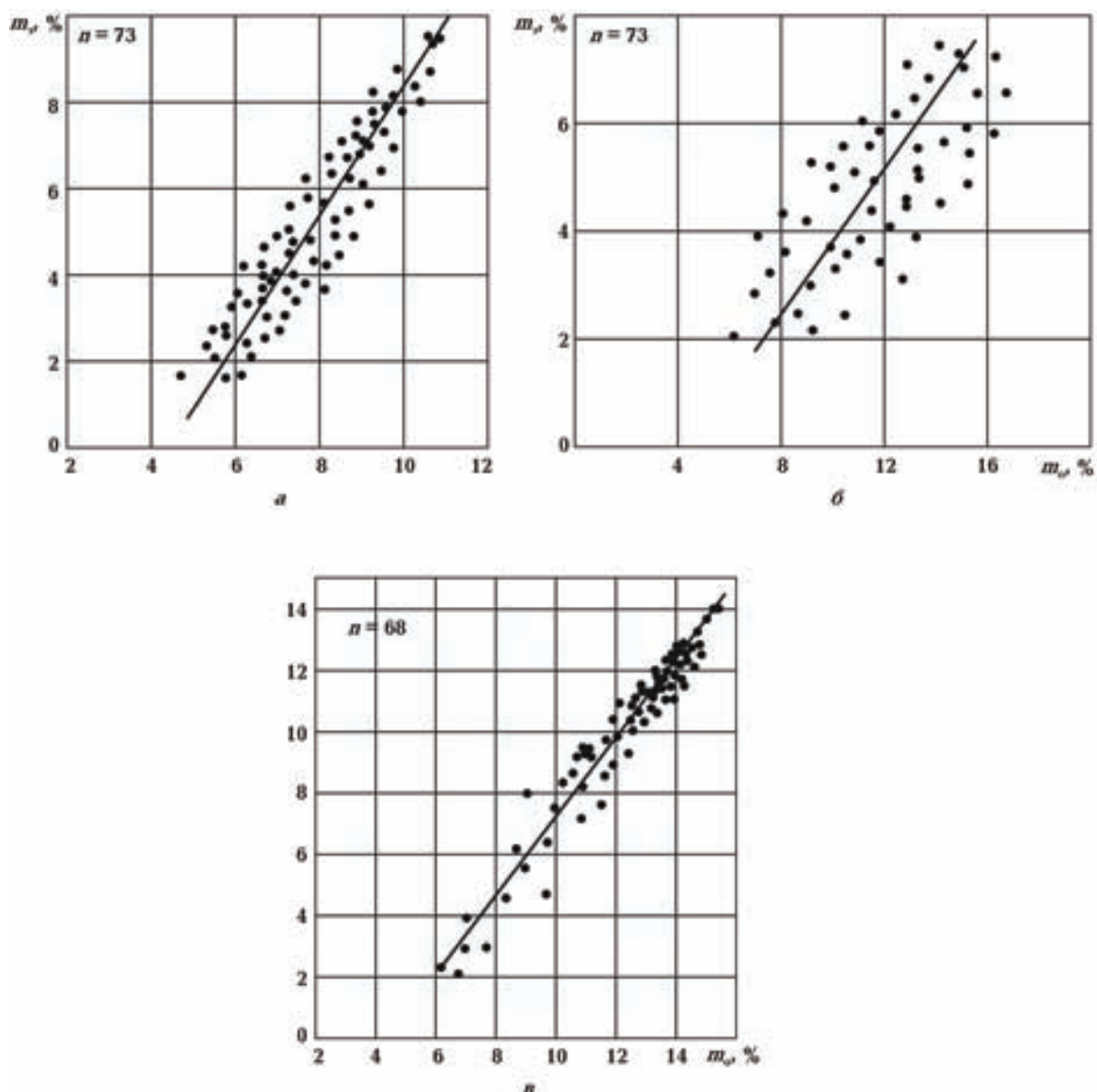


Рис. 10. Зависимость эффективной пористости m_e от открытой пористости m_o песчаников: а — Камышнянско-Бакумовская зона, гор. В-21-22, 5420—5830 м; б — Луценковско-Рудовская зона, гор. В-21-22, 4930—5480 м; в — Березовское месторождение, скв. 35, 36, 50, гор. В-16, 5430—5770 м.

условиях абсолютная проницаемость снижается (в зависимости от водонасыщенности) на 12—38, эффективная — на 22—48 %. Однако отдельные пласты имеют абсолютную проницаемость в пластовых условиях 31,12—144,13, эффективную — 24,11—120,35 фм². Повышенная проницаемость песчаников при относительно низкой пористости обусловлена повышенной трещиноватостью.

На *Котелевско-Березовской площади* проницаемость весьма изменчива как по глубине, так и по продуктивным горизонтам. Абсо-

лютная проницаемость песчаников на глубинах 5430—5740 м на Котелевской площади имеет значения от 0,15 до 63, на Березовской — от 0,28 до 211 фм², при этом в первом случае модальные значения составляют 12 фм², их доля в выборке ($n = 52$) 19,4 %, во втором случае — 36,7 фм², их доля в выборке ($n = 44$) 18,9 %. Доли кондиционных значений проницаемости в выборках достигают 81 и 93 %. Эффективная проницаемость варьирует от 0,015 до 23 и 153 фм² соответственно. Модальные значения составляют 7,8 и 16,3 фм². В пластовых

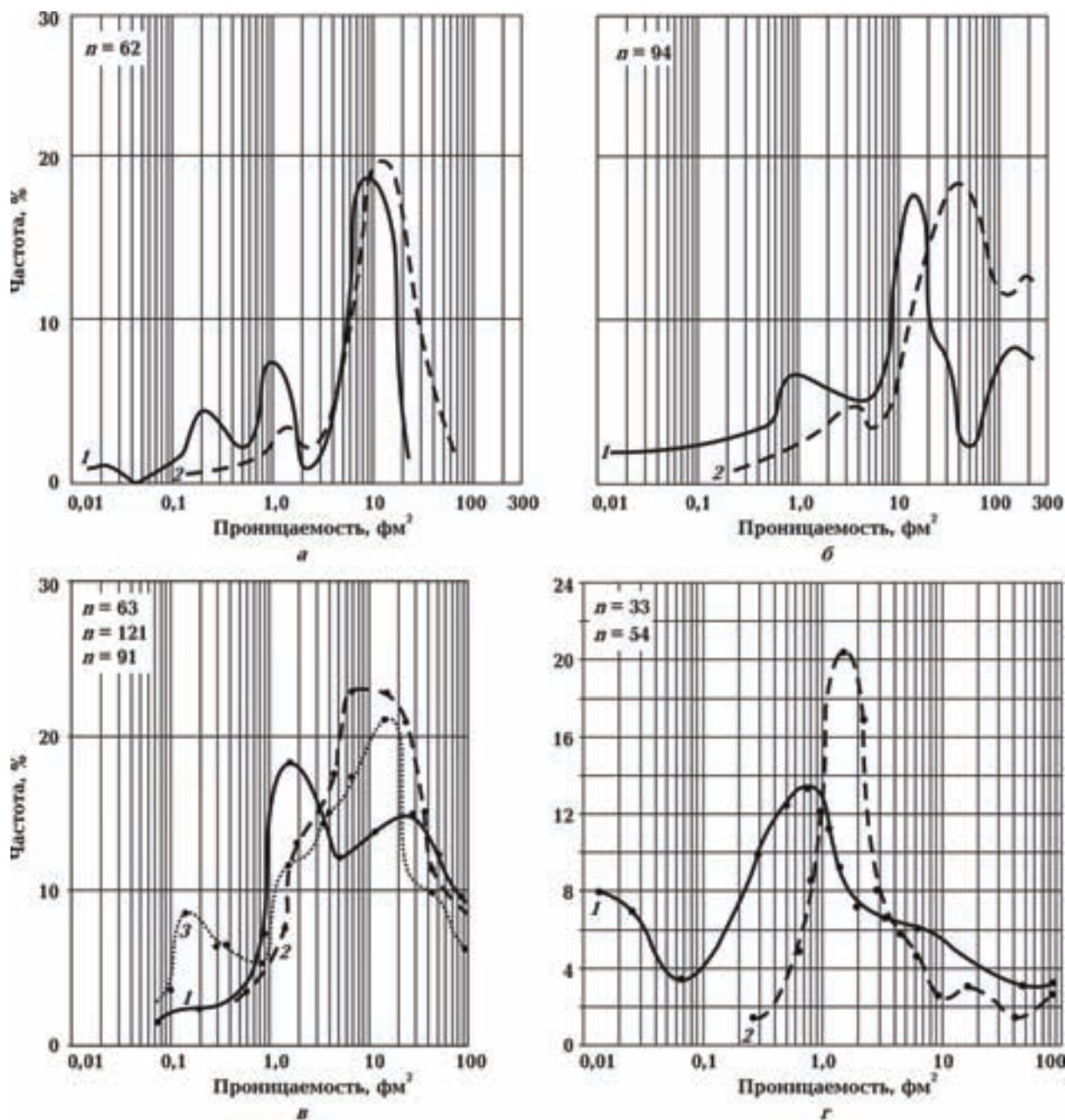


Рис. 11. Полигоны распределения значений проницаемости песчаников в стандартных (1, 2) и пластовых (3) условиях (1 — эффективная проницаемость, 2, 3 — абсолютная проницаемость): а — Котелевская площадь, гор. В-17, 5496—5740 м; б — Березовское месторождение, гор. В-16, 5430—5770 м; в — Луценковско-Рудовская зона, гор. В-21-22, 4930—5480 м; г — Камышнянско-Бакумовская зона, гор. В-21-22, 5420—5830 м.

условиях абсолютная проницаемость снижается на 9—36, эффективная — на 9—34 %.

Порометрия (рис. 12) выполнялась методом центрифугирования насыщенных пластовой водой цилиндрических образцов песчаников на центрифуге ЦЛС-3, которая обеспечивает создание капиллярно-поровых давлений

вытеснения воды из пор в диапазоне от $13,53 \times 10^{-4}$ до $77,992 \cdot 10^{-2}$ МПа. Кроме того, размеры поровых каналов определялись по электронно-микроскопическим снимкам (микроскоп РЭМ-106, диапазон увеличения 160—600).

Диаметр пор варьирует от 0,09 до 50 мкм, по данным сканирующей электронной мик-

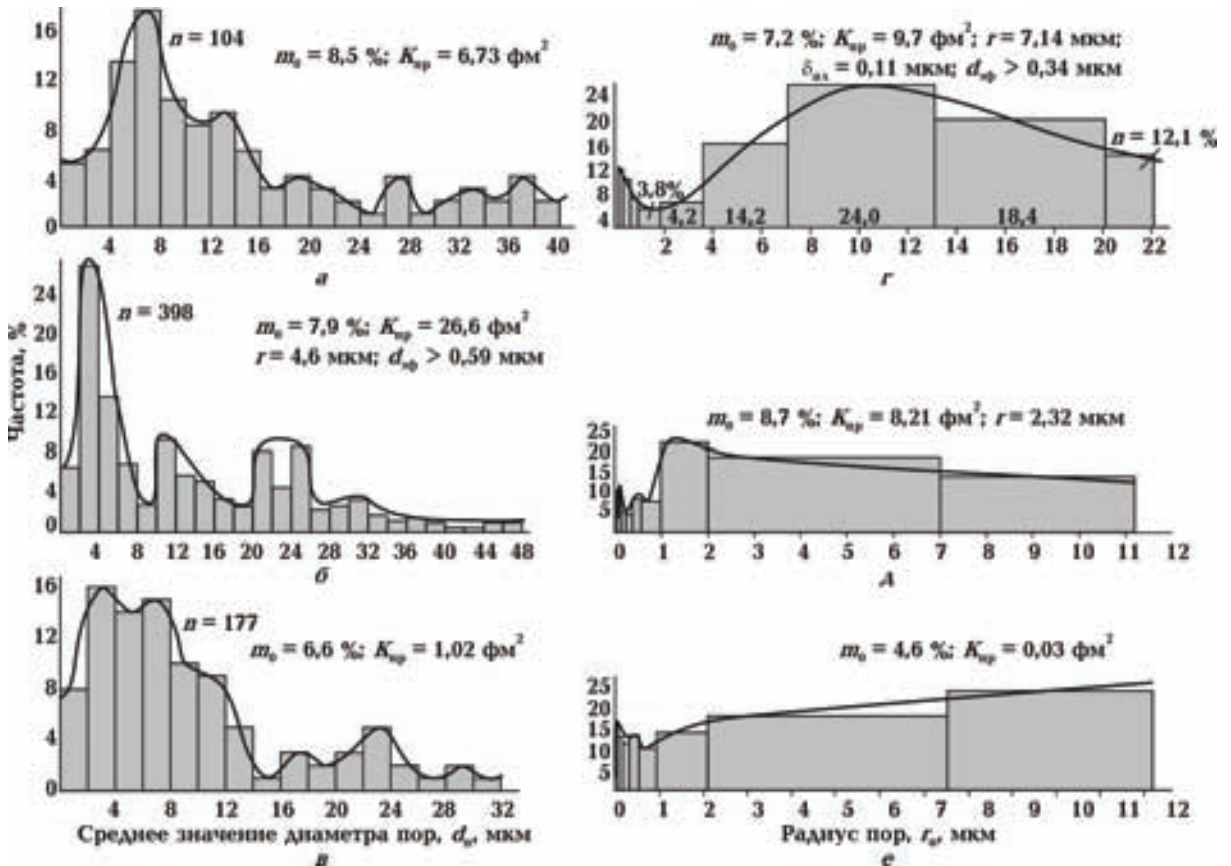


Рис. 12. Гистограммы и полигоны распределения значений диаметров пор песчаников по данным сканирующей электронной микроскопии (а–в) и радиусов пор песчаников по данным центрифугирования (г–е): а — скв. 1-Червонолуцкая, гор. В-22в, 5530—5016 м; б — скв. 371-Песковская, гор. В-22, 5006—5016 м; в — скв. 488-Камышняя, гор. В-22, 5790—5802 м; г — скв. 424-Бакумовская, гор. В-21, 5638—5648 м; д — скв. 4-Свиридовская, гор. В-23, 5282—5280 м; е — скв. 10-Рудовская, гор. В-22н, 5101—5118 м.

роскопии, при небольших увеличениях наблюдаются разнообразные по морфологии и размерам поры (рис. 13). Крупные поры, как правило, вытянутые, соотношение короткой и длинной осей составляет от 1 : 3 до 1 : 25 (протяженность некоторых пор достигает 210—230 мкм). Открытые поры сообщаются извилистыми щелевидными каналами раскрытостью 0,2—0,6 мкм. Крупные поры заполнены агрегатами каолинита и диккита (см. рис. 7). Средневзвешенный диаметр пор (интегральные значения, по данным центрифугирования) колеблется от 4,6 до 8,9 мкм, граничный диаметр пор для газа — от 0,35 до 0,81 мкм. Доля кондиционных (обеспечивающих фильтрацию газа) пор от их общего числа составляет 71—92 %. Граничные значения пор рассчитывали исходя из условий формирования адсорбционных пленок пластовой воды на по-

верхности порового пространства. Как известно, толщина адсорбционных пленок зависит от фильности породы. В гидрофильной породе с уменьшением угла смачивания от 50 до 10° толщина пленок воды возрастает от 0,22 до 0,62 мкм и более, в зависимости от адсорбционной активности компонентов. В гидрофобной породе с ростом угла смачивания от 55 до 90° толщина адсорбционных пленок воды уменьшается от 0,24 до 0,02 мкм. При изучении 36 образцов были получены значения толщины пленок в пределах от 0,12 до 0,27 мкм.

В свете этих данных становится понятным отсутствие четкой зависимости пористости песчаников-метасоматитов от глубины (рис. 14), что отражает, с одной стороны, особенности термобарической характеристики палеозойских отложений в центральной части ДДВ на

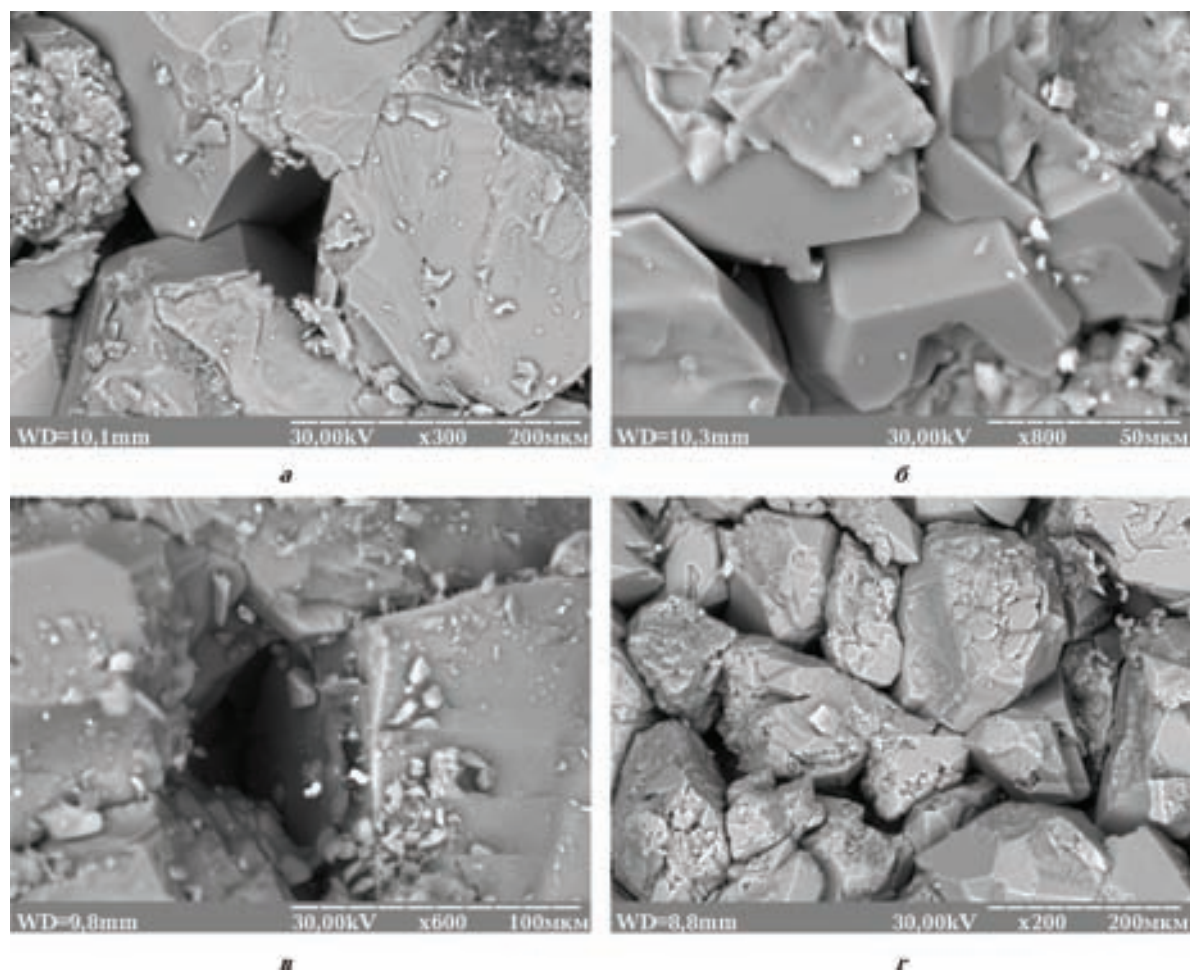


Рис. 13. Морфология вторичных пор в песчаных коллекторах-метасоматитах: *а* — Березовское газо-конденсатное месторождение, скв. 485, 4669,5—4672,5 м, серпуховский ярус; *б* — Камышнянское газо-конденсатное месторождение, скв. 3, 4567—4584 м, визейский ярус; *в* — Андреяшевское нефтегазо-конденсатное месторождение, скв. 14, 4652—4668 м, визейский ярус; *г* — Кисовская площадь, скв. 491, 5153—5177 м, визейский ярус.

больших глубинах (рис. 15), с другой — пространственно-временную неравномерность наложенных на катагенетическую зональность нефтидометасоматических преобразований, их в целом молодой (по геологическим меркам) возраст и незавершенность.

Это обуславливает резко выраженный неравновесный характер системы порода — вода — УВ-флюид, что, в частности, проявляется в широком диапазоне физико-химических параметров коллекторов (табл. 2).

Заключение (промысловая характеристика терригенных коллекторов на глубинах более 5 тыс. м). Рассмотренная выше характеристика фильтрационно-емкостных свойств песчаных коллекторов-метасоматитов на больших глубинах дает все основания считать кон-

ditionными коллекторы с пористостью 6,0—6,5 % (см. рис. 10). Подтверждением этому может служить сопоставимость геологических ресурсов газа в ловушках одинаковой площади и эффективной толщины, но разной пористости (порового объема), приуроченных к различным интервалам глубины. Так, на глубинах 4,5—5,0 км кондиционной является пористость 8,2—8,5 %, на глубинах 5,8—6,2 км она снижается до 6,0 %. При одинаковой площади газонасыщенности и эффективной толщине газовой залежи (например, $F = 4,5 \text{ км}^2$; $K_{\text{гн}} = 0,78$; $h_{\text{э}} = 8 \text{ м}$), а также соответствующих пластовых давлениях (52 и 71 МПа), температурах (378 и 411 К) и коэффициенте сверхсжимаемости газа (0,89 и 0,98) геологические ресурсы газа в первом интервале составят 826,6,

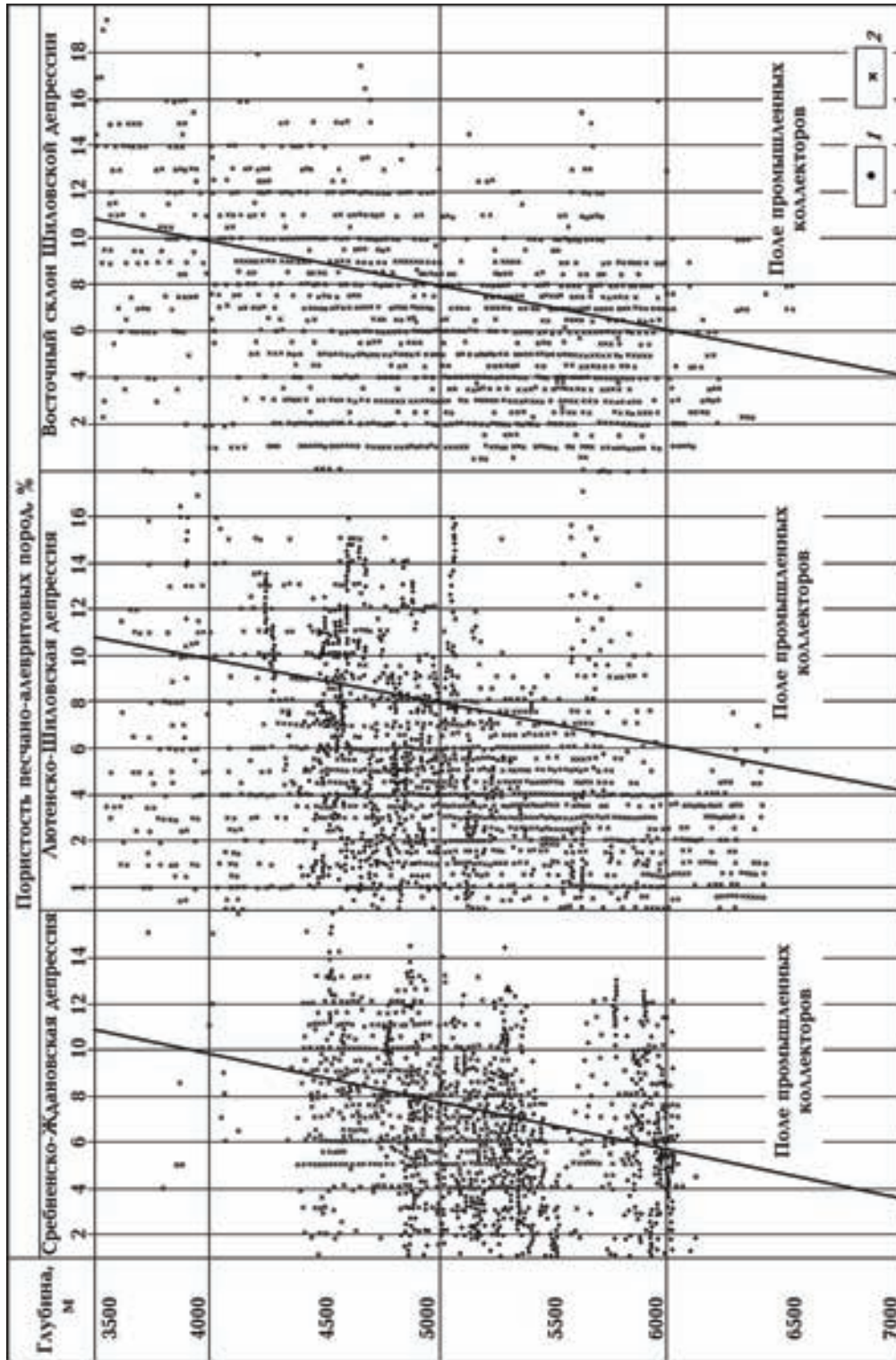


Рис. 14. Коллекторские свойства палеозойских отложений центральной части ДДВ на глубинах более 5 км: 1 — данные лабораторных исследований керна; 2 — промыслово-геофизические данные.

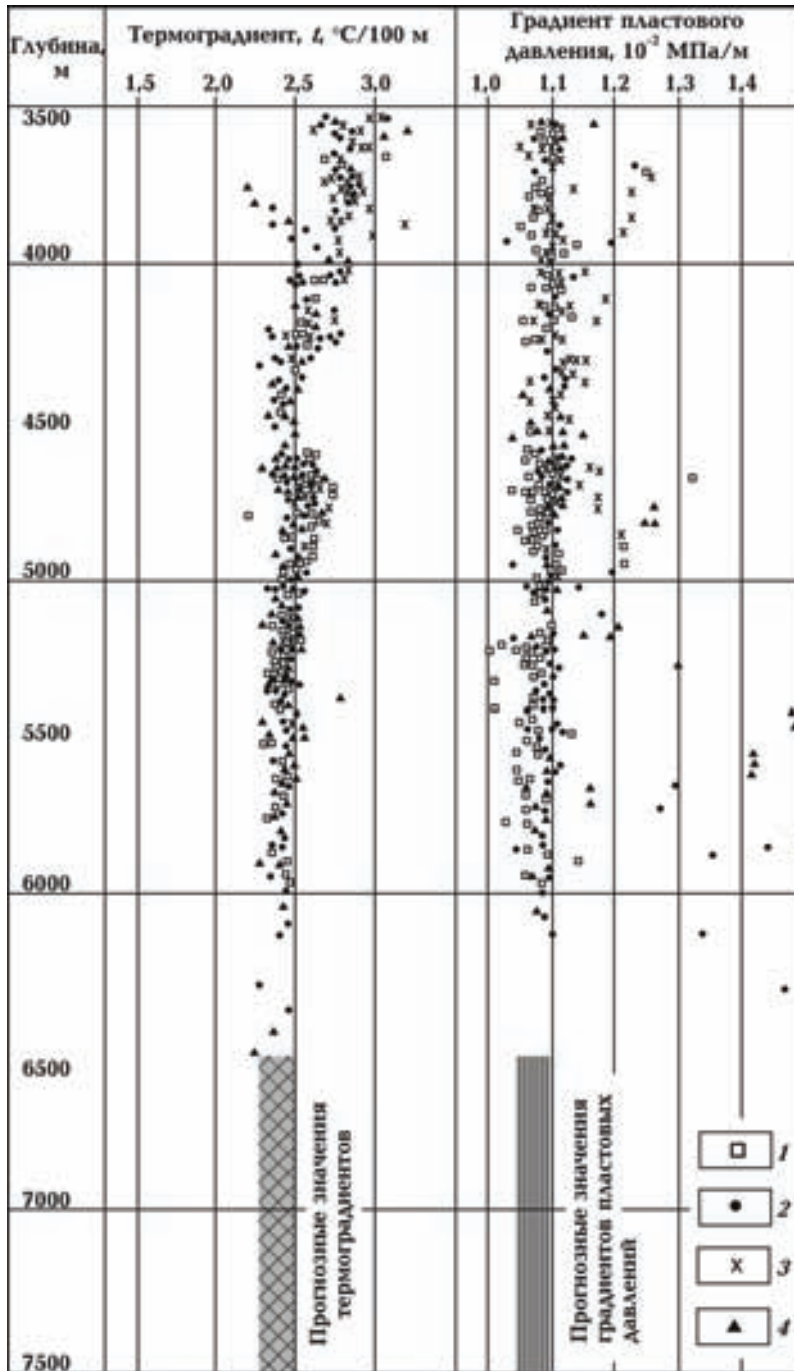


Рис. 15. Термобарическая характеристика палеозойских отложений центральной части ДДВ на глубинах более 5 км: 1 — Сребненско-Ждановская депрессия; 2 — Лютенско-Шиловская депрессия; 3 — Опошнянско-Солоховский вал; 4 — Березовско-Котелевский вал.

во втором — 836,3 млн м³. Из этих залежей можно получать притоки газа с абсолютно свободным дебитом (при граничных значениях проницаемости 1,3 и 0,7 фм²) соответственно 556 и 554 тыс. м³/сут.

Таким образом, с глубиной наблюдается расширение поля промышленных коллекторов (см. рис. 14), что исключительно важно как для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих нижнекаменноугольных

Т а б л и ц а 2. Диапазон физико-химических параметров песчаных пород нижнего карбона центральной части ДДВ

Параметр	Продуктивный горизонт (глубины залегания, м)	
	В-16—В-22 (5008—5879)	Т-3—Т-4 (5583—5943)
Емкость поглощения, мг-экв/100 г	24,34—33,04	26,14—32,70
Водородный показатель рН	7,2—8,68	8,02—8,65
Соленость рNa, г/л	3,34—7,0	3,6—4,82
Содержание серы, %		
сульфатная форма	0,02—0,65	0,05—0,27
сульфидная форма	0,01—1,28	0,04—1,64
Окислительно-восстановительный потенциал Eh, мВ (+)	1,12—1,36	1,18—1,36
Электрокинетический дзета-потенциал ζ , мВ (+)	0,52—1,91	1,54—1,72
Угол смачивания Θ , град		
экстрагированный образец	30—65	36—55
образец, смоченный конденсатом	45—76	50—65

комплексов ДДВ, так и для выяснения глобальных перспектив данного направления геологоразведочных работ на нефть и газ.

Фактические дебиты газа из скважин глубиной более 5,5 км колеблются от слабого выделения газа до 200—270 тыс. м³/сут и более. Проследить определенную закономерность снижения дебитов с глубиной не представляется возможным даже при значительном объеме фактических данных, так как высокопродуктивными являются коллекторы с пористостью 6—8 и даже 5,5—7,0 % (скв. 2-Семиренковская: инт. 5505—5600 м, $K_{II} = 5,5—8,5$ %, $Q_{г}^8 = 268$ тыс. м³/сут.; скв. 20-Котелевская: инт. 5735—5646 м, $K_{II} = 3,0—7,5$ %, $Q_{г}^8 = 175,9$ тыс. м³/сут, $Q_{к}^8 = 5,1$ м³/сут; скв. 424-Бакумовская: инт. 5827—5815, 5794—5784 м, $K_{II} = 3,0—9,5$ %, $Q_{г}^8 = 138,9$ тыс. м³/сут, $Q_{к}^8 = 3,8$ м³/сут и др.) (табл. 3).

Получение высоких дебитов из низкопористых пластов свидетельствует о наличии в них значительной трещиноватости, что подтверждается фактическими данными изучения большого объема керна и интерпретации материалов ГИС. При этом установлена [Лукин, 1986; Лукин, Щукин, 2005] поинтервальная зональность развития трещиноватости через каждые 60—120 м. К таким зонам обычно и приурочены

высокодебитные объекты. Например, скв. 50-Березовская: инт. 5446—5427 м, $K_{II} = 5,0—12,8$ %, $Q_{г}^{24} = 1545$ тыс. м³/сут; инт. 5488—5508 м, $K_{II} = 6,5—12,3$ %, $Q_{г}^{20} = 1040$ тыс. м³/сут; скв. 12-Краснокутская: инт. 5426—5446 м, $K_{II} = 7,0—9,5$ %, $Q_{г}^{62} = 1630$ тыс. м³/сут; скв. 2-Рудовская: инт. 5750—5759 м, $K_{II} = 7,7—11$ %, $Q_{г}^{18} = 928,6$ тыс. м³/сут и др. В этой связи при выделении объектов к испытанию следует не только учитывать пористость пластов, но и соотносить ее с установленной зональностью развития трещиноватости. Это позволит повысить результативность поисково-разведочных работ. Вместе с тем необходимо предъявлять жесткие требования к качеству применяемой технологии по вскрытию, освоению пластов и их креплению (разобшению) обсадными колоннами.

Важно подчеркнуть необходимость изучения физико-химических свойств пород-коллекторов и, в частности, определения таких параметров, как емкость поглощения, обменный комплекс, водородный показатель рН, соленость рNa, окислительно-восстановительный потенциал Eh, формы серы, электрокинетический дзета-потенциал ζ , угол смачивания.

Такие данные (с учетом гидрохимии и минерализации пластовой воды) имеют прямое

Т а б л и ц а 3. Влияние технологии раскрытия пластов на их продуктивность

Скважина, интервал опробования, м, продуктивный горизонт	Характеристика коллектора			Параметры режима раскрытия пластов при бурении			Состояние пласта			Дебит скважины:				
	по керну		по ГИС	Репрессия, МПа	Время действия репрессии, сут	Радиус зоны проникновения, м	Степень закупорки пласта, %	Гидропроводность, $\text{фм}^2 \cdot \text{м} / (\text{МПа} \cdot \text{с})$		фактический	потенциальный			
	$K_p, \%$	$K_{пр}, \text{фм}^2$						$K_p, \%$	$h_{эф}, \text{м}$			$K_{пл}, \%$	призабойной зоны	пласта
				статическая	динамическая									
3-Луценковская, 5061—5075, 5081—5093, 5098—5126, В-22	8—9,5	2,7—23,7	8—9	14	72—80	15,6	18,3	63	9,48	56,75	4,28	34,8	$Q_{г}^8 = 24,86$	114,5
369-Золотихинская 5253—5261, 5270—5276, В-22	5,5—7,5	0,21—3,12	8,5—9,6	2,1	65—72	20,15	23,0	92	9,4	56,9	0,42	21,0	$Q_{г}^6 = 14,5$ $Q_{к}^6 = 2,9$	59,3
361-Савинковская, 5773—5782, В-22	3,2—12,3	0,1—11,9	5,5—8,7	4,2	72—78	14,7	16,3	82	6,4	24,5	4,3	22,8	$Q_{г}^7 = 30,5$ $Q_{к}^7 = 7,2$	85,5
5-Свиридовская, 5872—5883, Т-1	7,2—9,1	0,476—3,62	7—11	2,6	75	18,4	207,2	44	8,4	49,6	14,5	64,5	$Q_{г}^8 = 30,6$	68,3
2-Рудовская, 5750—5759, Т-2	7,8—10,5	4,1—8,3—11,4	7,7—11,1	8—9	90	12,3	14,4	63	5,1	18,4	83,3	402	$Q_{г}^{18} = 928,6$	1107,6
2-Свиридовская, 6008—5942, С1t	4,2—5,8	0,7	7,9—8,1	~ 3	65—70	37,0	39,9	120	9,4	50,3	7,7	0,12	$Q_{г}^6 = 28,3$	76,2
4-Свиридовская, 5782—5922, С1t, фильтр	—	—	6,5—8,2	3,3	70—71—65	23,5	31,4	102	7,3	39,4	1,43	23,3	$Q_{г}^7 = 80,0$	107,9

1-Червонолуцкая, 5431—5438, В-22в	5,6—8,8	0,31—7,81	6—8	6,4	82	11,78	13,6	180	16,35	47,3	34,37	486	$Q_{г}^{10} = 137,76$	166,8
15-Харковцевская, 5112—5221, В-22—23	7,5—9,2	0,43—12,2	7,5—12,0	14,5	82—92	16,7	23,5	123	14,4	49,8	0,183	8,62	$Q_{г}^8 = 75,6$ $Q_{к}^8 = 30,0$	207,4
409-Харковцевская, 5450—5441, В-18	2,5—7,9	0,01—1,90	7,0—11,2	4,2	82	16,5	24,5	78	9,6	67,4	153,7	329	$Q_{г}^8 = 74,0$ $Q_{к}^8 = 3,0$	183,6
1-Перевозовская, 6222—6300, В-22н	5,8—9,6	0,06—5,65	6,0—6,5	—	—	20,5	26,8	45	6,6	43,2	4,6	34,2	$Q_{г}^4 = 35,5$ $Q_{к}^4 = 5,6$	53,5
26-Котелевская, 5560—5530, 5663—5660, В-16	—	—	8,5	11,5	78	23,0	28,6	216	9,7	63,4	12,12	89,30	$Q_{г}^4 = 3,6$	> 85,0

n^* — диаметр штуцера (диафрагмы).

промысловое приложение для разработки качественных рецептур буровых растворов, жидкостей перфорации и глушения скважин, которые не образовывали бы глубоких зон проникновения, стойких газожидкостных эмульсий в пласте и многослойных адсорбционных пленок на поверхности пор. Такие же требования должны предъявляться к системам гидроразрывов пластов и агентам гидроимпульсного воздействия на пласты с целью интенсификации дебитов скважин. Эти параметры необходимо особенно учитывать при разработке технологии вытеснения нефти и поддержания пластовых давлений. Не следует пренебрегать физико-химическими показателями и, в частности, электрокинетическими потенциалами из-за кажущихся их малых величин, поскольку вследствие высокой удельной поверхности порового пространства микрокапилляров коллекторов ($450—1250 \text{ м}^2/\text{м}^3$ породы) суммарный электропотенциал в микрокапиллярах может достигать больших значений и оказывать на процесс вытеснения как положительный, так и отрицательный эффект. Важно их учитывать и при применении мицеллярных составов (возникновение процесса прямого или обратного электрофореза). Состав буровых растворов, жидкостей глушения скважин, гидроразрыва пластов и вытесняющих агентов должны быть родственны в физико-химическом отношении породно-флюидной системе во избежание возникновения кольтирующих процессов в пласте.

Анализ обширного фактического материала по испытанным глубоким поисково-разведочным скважинам свидетельствует о том, что практически во всех скважинах получены дебиты на 14—67 % ниже потенциально возможных (табл. 3). Это связано с тем, что при вскрытии глубоководных продуктивных горизонтов на них создаются высокие репрессии (12—20 МПа и выше), вследствие чего образуются глубокие зоны проникновения фильтрата бурового раствора (а по микротрещинам — и самого бурового раствора). Данный процесс усугубляется длительностью воздействия раствора. Такие явления приводят к кольтированию коллекторов, снижению (нередко в несколько раз) гидропроводности прискважинной зоны и, как следствие, к резкому снижению притока пластового флюида.

Следовательно, нельзя судить о продуктивности испытываемого объекта без учета применяемой технологии его вскрытия, крепления и освоения, что особенно касается низко-

дебитных объектов. В частности, именно по этой причине не были получены промышленные притоки газа из многих пластов поисково-разведочных скважин с положительной характеристикой по ГИС и керну (скв. 370-Зорьковская: инт. 5274—5221 м, $K_{\Pi} = 10\%$, $K_{ГН} = 73\%$, $h_{\text{э}} = 18$ м; керн: $K_{\Pi} = 8—10\%$, $K_{\text{пр}} = 29$ фм², $Q_{\Gamma}^{10} = 18,3$ тыс. м³/сут; скв. 424-Бакумовская: инт. 5030—5035 м, $K_{\Pi} = 6,5—10,3\%$, $K_{ГН} = 72—85\%$, $h_{\text{э}} = 3,3$ м; керн: $K_{\Pi} = 6—8\%$, $K_{\text{пр}} = 3,24$ фм², $Q_{\Gamma}^6 = 19,9$ тыс. м³/сут; скв. 14-Камышнянская: инт. 5489—5500 м, $K_{\Pi} = 5—8\%$, $K_{ГН} = 65—72\%$, $h_{\text{э}} = 4,2$ м, СВГ; скв. 5-Семиренковская: инт. 5325—5373 м, $K_{\Pi} = 6,5—8,5\%$, $K_{ГН} = 62—85\%$, $h_{\text{э}} = 8,4$ м, приток отсутствует; скв. 396-Золотихинская: инт. 5270—5275, 5253—

5261 м, $K_{\Pi} = 8—9\%$, $K_{ГН} = 66—70\%$, $h_{\text{э}} = 2,1$ м, $Q_{\Gamma}^6 = 14,5$ тыс. м³/сут и мн. др.).

Таким образом, установленный и наиболее детально изученный феномен образования трещинно-вторичнопоровых коллекторов-метасоматитов, признаки (АВПД, глубинная гидрогеологическая инверсия и др.) незавершенного нафтидометасоматоза, протекающего и на современном этапе геологического развития НГБ, позволяют связывать большие перспективы нефтегазоносности с глубокозалегавшими (свыше 6—7 км) осадочными комплексами. Их освоение следует рассматривать как важнейшее стратегическое направление геологоразведочных работ на нефть и газ в XXI в. Особо следует подчеркнуть его значение и актуальность для Украины.

Список литературы

- Баранов И. Г., Билык О. Д., Лукин А. Е., Разницын В. А., Щукин Н. В. О перспективах поисков нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине на глубинах свыше 4000 м // Геол. журн. — 1969. — № 4. — С. 28—36.
- Карайкозівське нафтогазоконденсатне родовище // Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1. Східний нафтогазоносний регіон. — Львів, 1998. — С. 466—471.
- Коржинский Д. С. Теория метасоматической зональности. — Москва, 1969. — 57 с.
- Лукин А. Е. Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазонакопление в авлакогенных бассейнах. — Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук. — Киев, 1989. — 51 с.
- Лукин А. Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение — ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн. — 2002. — № 4. — С. 15—32.
- Лукин А. Е. Гипогенный аллогенез и его роль в нефтегазообразовании на больших глубинах. — Москва: Изд-во Моск. ун-та, 1986. — С. 166—167.
- Лукин А. Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Ст. 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность // Геол. журн. — 2005. — № 2. — С. 44—61.
- Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. — Киев: Наук. думка, 1997. — 224 с.
- Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. — 1999 а. — № 1. — С. 30—42.
- Лукин А. Е. О фазах нафтидогенеза — нефтегазонакопления // Докл. РАН. — 1999 б. — 369, № 2. — С. 238—240.
- Лукин А. Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов — трассеры суперглубинных флюидов // Геофиз. журн. — 2009. — 31, № 2. — С. 61—92.
- Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. — Москва: Недра, 1977. — 102 с.
- Лукин А. Е., Поляк Р. Я. Формирование коллекторских свойств пород в зависимости от их минералогического состава // Роль минералогических исследований в поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. — Киев, 1976. — С. 112—116.
- Лукин А. Е., Щукин Н. В., Лукина О. И. Петрофизика пород-коллекторов майкопской серии прикерченского шельфа (месторождение Субботина) // Геол. журн. — 2009. — № 4. — С. 28—40.
- Лукин О. Ю. Вуглеводневий потенціал надр України // Геол. журн. — 2008. — № 1. — С. 7—24.

- Лукін О.Ю., Щукін М.В. Проблема нафтогазоносності великих глибин // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів в осадових басейнах України. — Івано-Франківськ: Факел, 2005. — С. 18—22.
- Максимов С.П., Диккенштейн Г.Х., Логжевская М.И. Формирование и размещение залежи нефти и газа на больших глубинах. — Москва: Недра, 1984. — 286 с.
- Орловецкий Ю.П. Мантийный диапиризм. — Киев: Наук. думка, 1990. — 170 с.
- Перевозівське газоконденсатне родовище // Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 2. Східний нафтогазоносний регіон. — Львів, 1998. — С. 725—728.
- Перспективные нефтегазоносные провинции Соединенных Штатов Америки / Под ред. И.Х. Крама. — Москва: Недра, 1974. — 632 с.
- Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-геофизическая сущность и механизмы метасоматоза. — Новосибирск: Наука, 1973. — 355 с.
- Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах / Под ред. С.Н. Симакова. — Ленинград: Недра, 1986. — 248 с.
- Прошляков Б.К. Нефтегазоносность и принципы прогнозирования пород-коллекторов на больших глубинах / Породы-коллекторы на больших глубинах. — Москва: Наука, 1990. — С. 4—11.
- Прошляков Б. К., Гальянова Т. И., Пименов Ю. Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. — Москва: Недра, 1987. — 201 с.
- Словарь геологии нефти и газа / Под ред. В.Д. Наливкина. — Ленинград: Недра, 1988. — 680 с.
- Ханин А.А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. — Москва: Недра, 1965. — 350 с.
- Шульга В. Ф. Нижнекарбоновая угленосная формация Донецкого бассейна. — Москва: Наука, 1980. — 175 с.