

Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине

© А. Е. Лукин, 2014

Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина
Поступила 21 мая 2014 г.

Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко

Останніми роками різко зросли оцінки вуглеводневого потенціалу земних надр, що крім нетрадиційних джерел (сланцевий газ і т. п.) пов'язано з відкриттям нафтових і газових гігантів на глибинах 4,5—10,5 км. Очевидно, в перспективі великі глибини є невичерпним джерелом природних вуглеводнів, зокрема, газоподібних. У 1970—1980-ті роки Україна (Східний нафтогазоносний регіон) разом із США лідирували за ефективністю освоєння глибокозалягаючих нафтогазоносних комплексів і приростом розвіданих запасів на глибинах понад 4—5 км. Було встановлено багато найважливіших закономірностей нафтогазоносності великих глибин, включаючи з'ясування природи вторинних колекторів і покришок. У центральному сегменті Дніпровсько-Донецької западини (Дніпровському НГБ), розташованому над апікальною частиною відкритого свого часу дослідниками Інституту геофізики НАН України Дніпровсько-Донецького суперплюму (сучасні науки про Землю розглядають суперплюми як висхідні потоки глибинних флюїдів і надають їм особливого значення у формуванні нафтогазоносних басейнів), зосереджені основні розвідані запаси і основні прогнозні ресурси нижнього карбону. Їх аномально висока щільність саме в цьому сегменті зумовлена сприятливим поєднанням указаних глибинних (геодинамічних і флюїдодинамічних) факторів і породного субстрату. Тут можна пробурити ще багато високодебітних глибоких свердловин. Успішне освоєння вуглеводневого потенціалу великих глибин у межах центрального сегмента ДДЗ дасть змогу найближчими роками істотно збільшити (на 20—25 млрд м³) видобуток газу, а потім перейти до планомірного здійснення й інших напрямів пошуково-розвідувальних робіт, що у близькій перспективі цілком забезпечить енергетичну незалежність України.

Ключові слова: вуглеводневий потенціал, нафтогазоносні басейни, великі глибини, колектори.

Введение. Всего 20—25 лет тому назад были достаточно широко распространены представления о близком истощении запасов природных углеводородов (УВ), и мало кто из специалистов предвидел столь стремительный взлет мировых ресурсов нефти и газа (рис. 1). Этот феномен, пока известный лишь сравнительно узкому кругу специалистов, имеет для человеческой цивилизации воистину судьбоносное значение, поскольку означает отсрочку на неопределенное время (вплоть до решения проблемы управляемого термоядерного синтеза или появления какого-либо другого, принципиально нового глобального источника энергии) конца углеводородной эпохи в мировой энергетике. Причин столь кардинального изменения представлений об углеводородном потенциале земных недр несколько [Лукин, 2008, 2011; Лукин, 2010]. Это и успехи США в освоении центральнобассейнового и, особенно, сланцевого газа, и результаты недавних исследований специалистов Сибирского отдела

РАН по ресурсам нефти и газа Мирового океана. Особую роль сыграло открытие гигантских нефтяных и газовых месторождений на глубинах 4,5—10,5 км. По-видимому, земные недра в перспективе являются неисчерпаемым

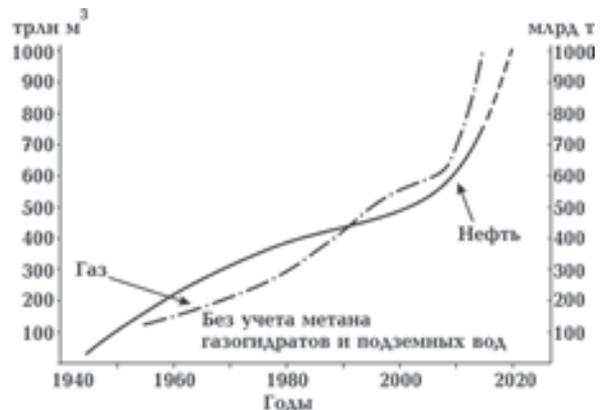


Рис. 1. Динамика экспертных оценок мировых ресурсов газа и нефти (по данным Геологической службы США, Зарубежгеологии РФ, Ин-та геологии и геофизики СО РАН).

источником УВ (в частности, газообразных), что существенно меняет энергетические перспективы человечества. Подтверждаются прогнозы, согласно которым ХХI в. будет «веком газа», а не переходным (между «углеводородной» и «термоядерной» эпохами) периодом, главными энергоносителями которого будут уран и уголь. По расчетам Департамента энергетики США, в 2030 г., по сравнению с 2003 г., значение газа как энергоносителя в мировой промышленности возрастет в 10 раз, что связано с большими возможностями его транспортирования, менее вредными (по сравнению с нефтепродуктами и, тем более, углем) экологическими последствиями сжигания, более надежной (относительно вероятности техногенных катастроф) технологией использования в различных отраслях. *(Разумеется, изложенное не отрицает того, что сжигание газа в столь больших объемах — тоже зло, во-первых, поскольку общеизвестная метафора Д. И. Менделеева относится к газу в еще большей мере, чем к нефти, а во-вторых, и с точки зрения глобальной экологии.)*

Что же в свете таких оценок и прогнозов ожидает Украину в ближайшие годы? Сейчас, когда во властных структурах наконец раздаются достаточно внятные высказывания о необходимости увеличения добычи своих УВ, всем должна быть понятна необходимость возрождения некогда мощного топливно-энергетического комплекса, коллапс которого вследствие обвального падения объемов бурения и сейсморазведки сыграл роковую роль в истории независимой Украины. Как же в течение буквально двух-трех лет обеспечить добычу природного углеводородного сырья, и прежде всего газа, в таких объемах, чтобы существенно уменьшить бремя непомерных расходов и ослабить губительную энергетическую зависимость? Как не парадоксально, но для нашей разоренной страны таким направлением является освоение углеводородного потенциала больших глубин.

Углеводородный потенциал больших глубин в свете современных данных

Промышленная нефтегазоносность осадочных комплексов на глубинах свыше 4—5 км (именно такой интервал по комплексу различных критериев принимается сейчас как переходный между обычными и большими глубинами нефтегазоаккумуляции [Лукин, Щукин, 2005]) установлена в ~70 бассейнах мира. Она включает крупные и гигантские газовые, газокон-

денсатные, нефтяные и фазово-гетерогенные месторождения, свыше 1000 которых уже разрабатываются. Около 3 лет назад начальные суммарные извлекаемые запасы нефти и газа в интервале глубин 4500—8100 м составляли соответственно 7 и 25 % мировых [Мартынов и др., 2012]. Судя по успехам освоения углеводородных ресурсов глубоководных осадочных комплексов в Персидском заливе, Южно-Каспийской впадине, Северном море, Мексиканском заливе и других регионах, эти цифры, безусловно, возросли, особенно для газа. Что же касается прогнозных ресурсов УВ, то в свете современных представлений о нафтидогенезе и вертикальной фазово-геохимической зональности распределения нафтидов в осадочной оболочке и кристаллическом фундаменте (см. ниже) они должны быть огромны и, вполне возможно, практически неисчерпаемы, поскольку преимущественно именно в интервале глубин 4—5 км в большинстве нефтегазоносных бассейнов (НГБ) появляются аномально высокие (сверхгидростатические) давления, эффекты глубинной гидрогеологической инверсии и другие признаки восходящей миграции (супер)глубинных нафтидогенерирующих флюидов [Лукин, 2005; 2012а]. Это подтверждается и существованием на нашей планете нефтяных и газовых «полюсов» — ареалов с аномально высокой интенсивностью нефтегазоаккумуляции (Катар—Южный Иран, Ямал, Мексиканский залив, Прикаспийская—Северо-Каспийская—Южно-Каспийская впадины, Предапалачский прогиб, Южно-Вьетнамский шельф и др.).

Главное же заключается в том, что доказана промышленная нефтегазоносность не только больших (глубже 4—5 км), но и сверхбольших (глубже 7—8 км) глубин, что представляет особый теоретический и практический интерес. В интервале глубин 7—11 км (еще 20—25 лет тому назад он по термодинамическим и петрофизическим параметрам находился далеко вне диапазона промышленной нефтегазоносности в виде не только «ограды Кокса» [Сох, 1946], но и ее современных вариантов [Гедберг, 1996]) известны углеводородные гиганты различного фазового состояния, основная часть которых открыта уже в ХХI в. Это уникальное газоконденсатное (с доказанными запасами газа свыше 1,2 трлн м³) месторождение Шах-Дениз в Южно-Каспийской впадине на глубине 7100 м, гигантские нефтяные месторождения Тайбер (Tiber prospect, разведанные запасы ~4 млрд баррелей, глубина 10 690 м при глубине моря 1500 м), Каскида (разведанные

запасы 410 млн т, глубина 9750 м при глубине моря 1770 м) и др. — в Мексиканском заливе, гигантское нефтяное (~8 млрд баррелей) месторождение Гьюпи в бассейне Сантос (Бразилия) и др. (При этом следует учесть, что данные о некоторых из таких месторождений публикуются лишь частично либо полностью засекречены, в то время как успехи США в добыче сланцевого газа не только подробно освещаются, но всячески и назойливо рекламируются. Это тоже можно рассматривать как подтверждение того, что именно освоение углеводородных ресурсов глубоководных комплексов является главным стратегическим направлением текущего столетия.)

Огромные приросты запасов газа и конденсата на больших и сверхбольших глубинах получены в Персидском заливе, где открыто уникальное нефтегазоконденсатное месторождение Чилингар на глубине 10,2 км, а также другие месторождения в интервале глубин 5—10 км. Именно за счет глубоких и сверхглубоких горизонтов существенно прирастили доказанные запасы газа в Катаре — Южном Иране, где расположен один из главных газовых полюсов планеты, в качестве которого можно рассматривать уникальное катарско-иранское месторождение Северное — Южный Парс (28 трлн м³), разведка которого вывела Катар на третье, а Иран — на второе место в мире по разведанным запасам газа. Кроме того, здесь сосредоточены огромные запасы гелия. (Данные об изотопном составе гелия автору неизвестны, однако, исходя из тектоно-геодинамических условий, можно предполагать повышенное содержание ³He. Более того, эта изотопная метка должна быть характерна для газа всех бассейнов с доказанной промышленной нефтегазоносностью на глубинах 5—10 км и более, поскольку они приурочены к наиболее глубоким депрессиям, формирующимся над суперплюмами. Таким образом, в более отдаленной перспективе (после решения проблемы управляемого термоядерного синтеза дейтерия и ³He) стратегическое значение освоения энергетического потенциала больших глубин будет неуклонно возрастать (следует учесть и растущие объемы потребления гелия: например, уже в настоящее время гелиевый завод, расположенный на месторождении Северное — Южный Парс, производит 9,2 т/сут жидкого гелия) (<http://www.petropars.com/tabid/59/Default.aspx>). Высокая гелиеность газов глубоких продуктивных горизонтов и повышенное содержание ³He установлены в центральной

части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) [Лукин и др., 2012].)

С глубинами свыше 4,5 км в значительной мере связано месторождение Южный Иолань (Туркмения) — второе в мире по разведанным запасам газа. Именно благодаря недавним (начиная с 2007 г.) открытиям глубоководных месторождений нефти и газа (преимущественно на шельфе) вышла в число мировых лидеров по запасам УВ Бразилия. Значительных успехов в этом отношении достигла Аргентина (нефтяное месторождение Сьерра-де-Агуараче, ВНК на глубине 8981 м).

Важные результаты получены в бассейне Северного моря, где большой глубинный интервал установленной промышленной нефтегазоносности сочетается с широким стратиграфическим (девон—олигоцен) и литолого-формационным (красноцветные континентальные, сероцветные паралические угленосные, морские соленосные отложения, а также писчий мел) диапазонами. Примечательная особенность нефтегазоносных недр бассейна Северного моря, как уже отмечалось в обзоре [Гожик и др., 2010], заключается в весьма жестких для природных углеводородных систем термодинамических условиях. Так, на крупных месторождениях Джейд и Элгин/Франклин (Британский сектор) газоконденсатные, нефтяные и газовые залежи приурочены к юрским песчаникам в интервале глубин 5490—5764 м при пластовых температурах более 200 °С и давлениях свыше 110 МПа. На нефтяном (!) месторождении Эрскин и газовом месторождении Шируотер (Британский блок) разработка началась при пластовой температуре 340 °С (на глубине 4880 м), которая после 13 лет разработки продолжала оставаться аномально высокой (свыше 180 °С). С точки зрения ортодоксальных представлений современной парадигмы нефтегазовой геологии — (био)осадочно-миграционной теории (в соответствии с ее канонами пластовые температуры нефтяных залежей не могут превышать 150 °С), указанные термодинамические показатели промышленной нефтеносности выглядят фантастическими. Таким образом, необходимо пересмотреть основные закономерности нефтидогенеза в свете новых данных о нефтегазоносности больших (свыше 4,5—5 км) и особенно сверхбольших (свыше 6,5—7 км) глубин.

Некоторые стратиграфические и формационные закономерности нефтегазоносности больших глубин. Прежде всего, следует отметить очень широкий стратиграфический

диапазон глубинного нефтегазонакопления (рис. 2). Нефтегазоносность глубокопогруженных формационных комплексов характерна не только для кайнозойских и мезозойских, но также для палеозойских и позднепротерозойских глубоких впадин с толщиной стратисферы свыше 10 км. Соответственно этому, НГБ с промышленной нефтегазоносностью на глубинах свыше 5 км тяготеют к наиболее глубоким палеозойским, мезозойским и кайнозойским прогибам. Именно к таким «глубоким (5—10 км), сверхглубоким (10—20 км) и суперглубоким (глубже 20 км) НГБ приурочено свыше 80 % мировых ресурсов углеводородов» [Алиев, Алиев, 2012, с. 132]. При всем геотектоническом разнообразии (платформенные синеклизы, рифты, перикратонные прогибы, межгорные впадины и др.) НГБ характеризуются наличием общих литогеодинамических признаков [Лукин, 1997]. В их разнообразных по составу вертикальных и латеральных формационных рядах установлены два типа депрессионных формаций, соответствующих этапам длительного компенсированного и быстрого некомпенсированного прогибания. Первый тип представлен весьма широким формационным диапазоном (угленосные паралические, соленосные, красноцветные, рифогенно-карбонатные формации и др.), второй, независимо от палеоклимата, — толщами черных сланцев-эвксинитов — углеводородных аккумуляторов [Лукин, 1997; 2013]. Характер их взаимоотношения с компенсированными терригенными и карбонатными отложениями свидетельствует о ведущей роли апвеллинга из глубокоководных частей котловинообразных бассейнов эвксинского типа с периодическим подавлением накопления сапропелевых илов (судя по обилию фрамбoidalного пирита — при большой роли микробогенного вещества).

Наиболее типичные эвксинские (палео)бассейны возникали под действием различных геодинамических факторов, в качестве которых рассматриваются разные механизмы растяжения (раздвиги, сдвиги), а также петрологически обусловленного деструктивного погружения (обрушения) коры («эклогитизация» — по Е. В. Артюшкову, «ячейки океанизации» — по В. В. Белоусову и др.), и связаны преимущественно с задуговыми бассейнами [Планета ..., 2004]. Механизмы формирования задуговых бассейнов и, в частности, природа процессов растяжения как основного фактора, по-видимому, разнообразны: рифтогенез, рас-

плющенность (pull-apart), дегидратация субдуцирующей плиты с образованием мантийного магматического диапира (с импульсным «откатыванием» придугового глубокоководного желоба), возникновение вторичных конвективных ячеек в надсубдукционном клине и др. Вероятно, универсального механизма нет, и для различных тектонических условий справедлива та или иная геодинамическая модель. В данном случае важно то, что формируется асимметрично-глубоководный бассейн, газовый режим которого в значительной мере вызван процессами глубинной дегазации. Сочетание геоморфологических, гидрологических и флюидодинамических факторов приводит к интенсивному углекисло-метаново-сероводородному (при различных соотношениях их парциальных давлений) заражению придонных слоев воды, что создает условия, благоприятные для накопления потенциально газоносных терригенно-гидрокарбонатных формаций.

При длительном многоэтапном характере указанных тектоногеодинамических процессов образуется система разновозрастных эвксинских палеобассейнов — в будущем практически неисчерпаемых источников газообразных и жидких УВ [Лукин, 2013]. (Следует отметить определенную аналогию южной части территории США (Мексиканский залив — Примексиканская впадина — Пермская впадина и другие структуры) и Украины (Черное море — Причерноморская моноклираль — Придубруджинский прогиб — Донбасс и ДДВ). Это подтверждается наличием черных сланцев эвксинского типа в широком возрастном диапазоне (ранний палеозой — кайнозой) в НГБ Украины: в верхнем девоне и нижнем карбоне Днепровско-Донецкого авлакогена и Придубруджинского прогиба, верхнем триасе, верхней юре и олигоцене (майкопская серия) Азово-Черноморского, нижнем мелу (шипотская и спасская свиты) и олигоцене (кросненская, менилитовая свиты) Карпатского регионов.)

Эти депрессионные формации слагают центральные («ядерные») части глубоких и суперглубоких НГБ, в значительной мере определяя их общий углеводородогенерирующий потенциал [Лукин, 2011]. При залегании на глубинах менее 4,5 км они являются источником сланцевого, центральнобассейнового, газа, огромные ресурсы которого столь успешно осваиваются в последние годы на Северо-Американском континенте [Лукин, 2010]. Однако на больших глубинах нас прежде всего

интересуют породные тела, фильтрационно-емкостные свойства которых довольно высокие для получения промышленных притоков газа, конденсата и нефти. При этом само наличие эффективно-порового коллектора на глубинах свыше 4—5 км является аномалией, поскольку противоречит основной термодинамической тенденции элиминирования первичных фильтрационно-емкостных свойств пород, присущей любому достаточно глубокому осадочному бассейну. Основные закономерности формирования коллекторов в глубокозалегающих комплексах были установлены при изучении нефтегазоносности ДДВ (см. ниже).

Современные представления о фазово-геохимической зональности нефтидогенеза — нефтегазонакопления глубоких и суперглубоких осадочных бассейнов. Определение возраста нефтидов различного фазового состояния и их геохимии по изотопным датировкам сингенетичной минерализации и гидрогеохимическим показателям позволило установить сложный многофазный характер процессов нефтидогенеза–нефтегазонакопления, широкий возрастной диапазон и кратковременность (точнее, мгновенность в геологическом смысле) формирования залежей УВ [Лукин, 1999б,в].

Реальный нефтегазоносный разрез — это суперпозиция разновозрастных скоплений нефтидов, различных по фазовому состоянию и геохимии. Поэтому некорректно рассматривать разрез, в соответствии с учением о главных фазах нефте- и газообразования (ГФН и ГФГ) [Словарь..., 1988], как катагенетически обусловленную последовательность генерации УВ, соответствующую единому этапу генерации нефти и газа на протяжении длительного прогибания. В частности, все известные в ДДВ крупные скопления асфальтов, мальт, тяжелых нефтей связаны с позднепалеозойскими, все значительные по размерам залежи нефти (Гнединцевское, Леяковское, Рыбальцевское месторождения и др.) — с мезозойскими фазами нефтидогенеза, в то время как многочисленные газоконденсатные и газовые залежи на глубинах свыше 4—5 км сформировались (и формируются) в постплиоценовое время [Лукин, 1999в]. Таким образом, с увеличением глубины возраст углеводородных систем уменьшается. По-видимому, эта закономерность является универсальной, судя по тесной связи месторождений (залежей) на больших глубинах с разнообразными геофизическими и геохимическими аномалиями, различными

проявлениями глубинной гидрогеологической инверсии [Лукин, 2005]. Указанное не отрицает существования закономерной фазово-геохимической зональности НГБ.

Учитывая современные данные глобальной геохимии, петрологии и геофлюидодинамики (работы Н. Л. Добрецова, Ф. А. Летникова, А. А. Маракушева и др.), а также признаки участия суперглубинных флюидов в нефтидогенезе [Лукин, 2006, 2009; Лукин, Пиковский, 2004], можно предположить существование определенной иерархичности этой зональности. Земля в целом и каждая из ее геосфер, бесспорно, обладают определенной зональностью флюидосферы, включая газообразные и жидкие УВ с их производными (об этом свидетельствуют данные изучения флюидных включений в ксенолитах мантийного вещества, фазово-геохимические расчеты и др.). Такая зональность характерна и для литосферы. Открытие нового этажа нефтегазоносности (по-видимому, с преобладанием нефти над газом), приуроченного к «гранитному» слою [Арешев и др., 1997], является важным шагом в ее изучении. Однако для литосферы, не говоря о более глубоких геосферах и Земле в целом, пока можно предлагать сугубо гипотетические схемы.

Моделирование зональности нефтидонакопления на современном уровне наших знаний о закономерностях распределения с глубиной запасов различных нефтидов возможно лишь для осадочной оболочки (стратисферы). Это распределение коренным образом отличается от схем, в основе которых лежат представления о ГФН — ГФГ, не только существенно иным набором зон, но и их более широким фазово-геохимическим и пространственно-временным (латерально-вертикальным) диапазоном (рис. 3). Сама схема базируется на фактических данных, имеет эмпирический сводный характер и не связана с понятиями главных фаз нефте- и газообразования. В конкретных НГБ наблюдаются различные ее фрагменты. Отсутствие тех или иных зон обусловлено особенностями формационного состава, геотермического режима и гидрогеологии. Вместе с тем в результате бурения новых глубоких и сверхглубоких скважин могут быть выявлены ранее неизвестные в данном регионе зоны, выделенные в сводной схеме. Последняя приобретает, таким образом, значение эталона, позволяющего оценить углеводородный потенциал бассейна в целом и его отдельных комплексов в конкретных геологи-



Рис. 3. Сводная схема зональности нафтидоаккумуляции в осадочной оболочке Земли (стратифере) [Лукин, 2008].

ческих, геотермобарических и гидрогеологических условий.

Верхние элементы предложенной нами схемы — *главные зоны газогидратообразования и битумонакопления* (тяжелые высоковязкие нефти, мальты, асфальты, асфальтиты, озокериты), в определение нижней границы которых (десятки—сотни метров) глубокое бурение не могло внести и не внесет каких-либо коррективов. Вместо *главной зоны нефтеобразования* в этой схеме фигурирует *зона оптимального нефтегазоаккумуляции*, поскольку соотношение между жидкими и газообразными УВ в различных НГБ варьирует в очень широких пределах: от сугубо нефтеносных (с большими вариациями газового фактора) до существенно газоносных (с различной степенью жирности газа) бассейнов. Существование этой зоны объясняется оптимальным сочетанием высоких фильтрационно-емкостных свойств разновозрастных песчаных и рифогенно-карбонатных коллекторов с высокими экранящими свойствами малопроницаемых толщ (сметитовые и смектит-гидрослюдистые глины, соль) и благоприятным для сохранения залежей гидрогеологическим режимом (в большинстве НГБ она приурочена к зоне высокоминерализованных вод, в которой на больших глубинах появляются признаки глубинной гидрогеологической инверсии [Лукин, 2005]).

Рассматриваемая зона отличается большим фазово-геохимическим разнообразием скопленных УВ. Они представлены нефтяными, газоконденсатными (преимущественно вторичны-

ми) и газовыми, а также фазово-гетерогенными залежами. Следует подчеркнуть, что именно в этой зоне наиболее ярко проявляется суперпозиция разновозрастных (от древних позднепалеозойских, мезозойских и кайнозойских — до недавних и современных) углеводородных залежей. Данные глубокого и сверхглубокого бурения свидетельствуют о весьма широком диапазоне глубин ее нижней границы, точнее — интервала перехода в более глубокую зону преобладания первичных газоконденсатных систем. Последняя наиболее полно развита в раннекаменноугольном этапе нефтегазоносности центрального сегмента ДДВ, который был выделен в качестве самостоятельного Днепровского НГБ Припятско-Днепровско-Донецкой провинции [Лукин, Шпак, 1991]. Газоконденсатные системы отличаются здесь уникальным разнообразием и наличием метастабильных парогазовых залежей критического состояния. При этом переход между зонами оптимального нефтегазоаккумуляции и первичных газоконденсатных систем носит градиционный характер (наиболее глубокое в ДДВ нефтяное Карайкозовское месторождение залегает в интервале 4981—5196 м, пластовое давление 55 МПа, температура 124 °С) и отличается нарастанием с глубиной различных проявлений глубинных факторов.

Прежде всего, по сравнению с нефтями и конденсатами зоны оптимального нефтегазоаккумуляции наблюдается существенное утяжеление изотопного состава углерода и водорода [Лукин, 1999а; 2012а]. Если $\delta^{34}\text{S}$ нефтей и конденсатов зоны оптимального нефтегазоаккумуляции имеет весьма широкий диапазон (от аномально легких до тяжелых), то для конденсатов первичных газоконденсатных систем и залежей критического состояния он соответствует метеоритному стандарту [Лукин, Старковская, 1994].

Зона первичных газоконденсатных систем характеризуется различными проявлениями глубинной гидрогеологической инверсии и, в частности, наличием разнообразных (инъекции по тектоническим нарушениям, оторочки газоконденсатных залежей, линзы и т.п.) включений малоинерализованных вод (с высокими содержаниями бора, ртути и другими гидрогеохимическими показателями их связи с глубинными флюидами) среди высокоинерализованных подземных вод с режимом весьма затрудненного водообмена [Лукин, 2005].

К непосредственным признакам участия (супер)глубинных флюидов в формировании

вторичных трещинно-кавернозно-пористых коллекторов газоконденсатных залежей относятся разнообразные по составу и морфологии микро- и нановключения самородных металлов, природных сплавов и интерметаллидов, карбидов и силицидов [Лукин, 2006; 2009].

Таким образом, взаимодействие пород и подземных вод нефтегазоносных комплексов с высокоэнтропийными (супер)глубинными флюидами в данной зоне характеризуется максимальным участием энергии и вещества последних в активизации углеводородо-генерирующих систем [Лукин, 1999б]. Генерационная роль водно-породного субстрата в этом взаимодействии убывает по мере повышения степени регионально-эпигенетических взаимодействий. Для формаций осадочного чехла и, в частности, для гидрокарбонатных (black shales) можно предполагать, что при апокатагенезе — метагенезе роль мобилизованных УВ резко снижается и зона первичных газоконденсатов сменяется зоной углеводородных (жирных — тощих — сухих) газов. Следует еще раз подчеркнуть, что речь идет о зональности в разрезе осадочного чехла. Взаимодействие суперглубинных флюидов с «гранитным» слоем литосферы и, в частности, с его верхней аккреционной частью — разновозрастным кристаллическим фундаментом — носит существенно иной характер в связи со спецификой минералогии и геохимии субстрата (магматические и метаморфические породы с разнообразными флюидными включениями).

Вместе с тем все указанные признаки ведущей роли эндогенных факторов в формировании первичных газоконденсатных систем, включая залежи критического состояния, не позволяют установить предельные глубины их формирования (можно рассматривать лишь предельные термодинамические параметры их распространения с глубиной, однако и они пока не установлены). Поэтому говорить о смене зоны первичных газоконденсатных систем различными существенно газонасыщенными зонами (см. рис. 3) можно лишь для некоторых типов НГБ, характеризующихся специфическим формационным составом и инверсионным тектогенезом различной интенсивности. Дальнейшее (сверх)глубокое бурение позволит изучить взаимоотношение первично-газоконденсатной и углеводородно-газовой (с подзонами жирного, тощего и сухого газа) зон.

Выделение зоны газов смешанного состава (CH_4 , CO_2 , H_2S , N_2 , H_2 — в различных состояниях) базируется на весьма ограниченных дан-

ных. Они появляются на разных глубинах в зависимости от конкретных геологических, термобарических и гидрогеологических условий. В НГБ с повышенным геотермическим градиентом и большой ролью карбонатных и депрессионных гидрокарбонатных формаций CO_2 и H_2S (при широком диапазоне их соотношений с газообразными УВ) могут появляться в повышенных концентрациях на глубинах менее 2—3 км. Так, на газовом месторождении Лак в Аквитанском НГБ, где газонасыщенные коллекторы представлены верхнеюрско-неокомскими известняками, доломитами, а также черными мергелями с песчаными линзами (эти породы образуют единый, хотя и литологически гетерогенный массивный резервуар в интервале глубин 3300—5270 м), в составе жирного (содержание конденсата $25 \text{ см}^3/\text{м}^3$) газа, наряду с CH_4 (70 %) и более тяжелыми УВ (5 %), отмечено аномально высокое содержание H_2S (17 %) и CO_2 (9 %). На Оренбургском месторождении (зона сочленения Прикаспийской впадины и Предуралья Краевого прогиба), газовые и газоконденсатные залежи которого приурочены к подсолевым среднекаменноугольно-артинским карбонатным породам, в составе жирного газа (содержание этана и более тяжелых УВ до 5 %) отмечены высокие содержания азота (4,6 %) и H_2S (4,57 %). Содержание CO_2 значительно меньше (до 0,83%). Аномально высокие содержания явно глубинных по изотопным характеристикам CO_2 (20—22 %), H_2S (20—24 %), а также N_2 (до 3 %) установлены в газе уникального Астраханского газоконденсатного месторождения, сводовая пластовая залежь которого приурочена к трещинно-кавернозно-вторичнопористым известнякам и доломитам нижнебашкирской карбонатной платформы (3900—4100 м) на одноименном своде.

Во всех этих случаях отмечается активное взаимодействие самой нижней зоны газов смешанного состава с вышележащей углеводородно-газовой (месторождение Лак) или даже первично-газоконденсатной (Оренбургское, Астраханское месторождения) зонами.

Более четко последовательность указанных зон проявляется в Делавэрском НГБ [Лукин, 1997]. Он входит в состав Пермской нефтегазоносной провинции, в которой около 90 % доказанных запасов приурочено к зоне оптимальной нефтегазоносности до глубин ~4 км. Она включает в себя два позднепалеозойских этажа нефтегазоносности. Около 70 % запасов нефти и газа сосредоточены в нижнепермских карбонатных и песчаных коллекторах нижней

перми под верхнепермской соленосной толщей Очоа и около 20 % — в пенсильванских известняках под нижнепермской глинистой толщей Вулфкемп. В средне- и нижнепалеозойских отложениях (глубина 4—8 км) выделяются зоны первично-газоконденсатных и метановых газов различной степени жирности (сухости). Последняя практически совпадает с толщей (300—450 м) доломитов Элленбергер, залегающей непосредственно на кристаллическом фундаменте в интервале 7—8 км, где открыты залежи преимущественно тощего и сухого метанового газа.

К доломитам Элленбергер приурочена залежь гигантского газового месторождения Гомес, открытой на глубине ≥ 7 км еще в 1963 г. (по-видимому, это первое открытие сверглубокого углеводородного гиганта). Сухой метановый (содержание CH_4 95,5 %) газ залежи характеризуется повышенным содержанием азота (3,3 %) и углекислого газа (1 %). Это позволяет предполагать, что в более глубокозалегающих доломитах Элленбергер углеводородно-газовая зона (подзона сухих газов) сменяется зоной смешанных газов.

Таким образом, при существовании несомненной глубинной фазово-геохимической зональности границы (точнее границы-интервалы) между ними характеризуются очень сложной гипсометрией и глубинным диапазоном, величина которого зависит от конкретных тектоногеодинамических и формационных особенностей НГБ. Поэтому в интервале глубин 4,5—10,5 км нет оснований для прогноза предельных глубин распространения нефтяных, газоконденсатных и гетерофазных УВ систем.

Все изложенное свидетельствует об огромном углеводородном потенциале больших глубин и, более того, позволяет рассматривать глубокозалегающие нефтегазоносные комплексы глубоких, сверх- и суперглубоких НГБ (по классификации А. и Э. Алиевых) как неисчерпаемый (при соответствующем технологическом уровне их освоения) источник УВ.

Перспективы освоения углеводородного потенциала больших глубин в Украине

Как отмечалось [Лукін, 2008, 2011], геологическое строение территории Украины (в том числе Украинского щита, окаймленного глу-

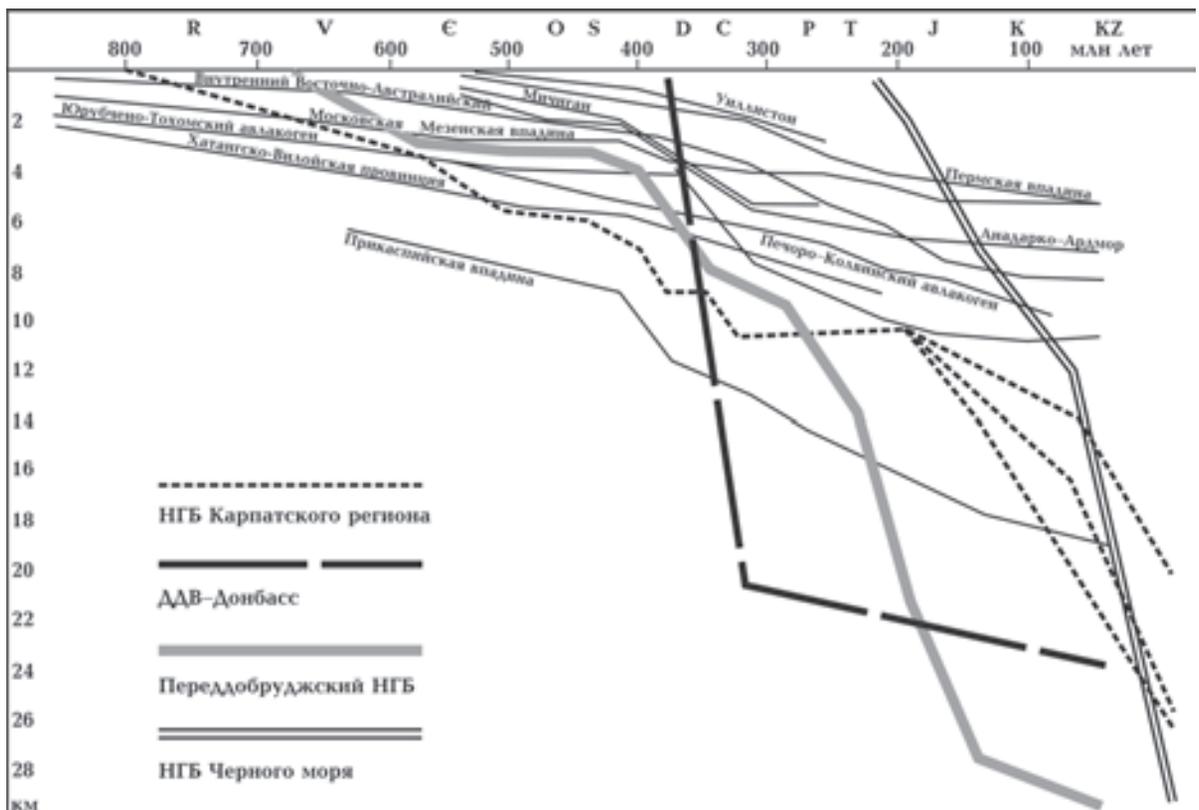


Рис. 4. Кривые С. Бубнова для основных нефтегазоносных прогибов Украины (сравнительно с некоторыми прогибами других стран, по Л. Перродону) [Лукін, 2008].

бокими и суперглубокими разновозрастными перикратонными прогибами и складчато-орогенными сооружениями) характеризуется наличием всех основных типов геологических структур континентального, а с учетом природы Черноморской впадины в какой-то мере и океанического блоков. Согласно графикам зависимости кумулятивного прогиба от шкалы геологического возраста осадочных формаций (так называемые кривые С. Бубнова), украинские НГБ, во-первых, отличаются от большинства внутриплатформенных НГБ масштабами прогиба, во-вторых, по стратиграфии доминирующих формационных комплексов как бы дополняют друг друга (рис. 4). Поэтому недра Украины характеризуются максимально возможными, практически совпадающими с соответствующими глобальными характеристиками, стратиграфическими (докембрий—кайнозой), формационными, фазово-геохимическими диапазонами нефтегазонасности [Лукин, 2008; 2013].

По-видимому, указанное относится и к глубинному диапазону, что подтверждается промышленными притоками газа и конденсата с глубин 6—6,5 км в центральной части ДДВ, а также данными сверхглубокого бурения в

Карпатском регионе (сверхглубокие скважины Луги-1 и Шевченко-1 с интенсивными нефтегазопроявлениями на глубинах около 7 км, притоки нефти в интервале 5200—5800 м из скважин «Новосхідниця-2, Північна Завода-1, Семигинів-17» [Маєвський, Окрепкий, 1997, с. 7]), изотопно-геохимическими характеристиками углеводородных систем различных НГБ Украины [Лукин, 1999а,б] и другими косвенными показателями [Лукин, 2006; 2009; 2012б]. Это позволяет весьма высоко оценивать углеводородный потенциал глубоких недр Украины, освоение которого началось без малого полвека тому назад и привело к впечатляющим результатам.

Уместно вспомнить ситуацию, которая возникла в геолого-разведочной и нефтегазодобывающей отраслях Украины в 1964—1967 гг. Интенсивный прирост запасов нефти и газа, связанный с открытием известных месторождений (Шебелинское, Долинское, Прилукское, Гнединцевское, Леляковское и др.), в начале 1960-х годов сменился резким спадом. Высокие темпы геолого-разведочных работ привели к дефициту поисковых объектов на глубинах менее 4 км. Это совпало с открытием большой нефти в Западной Сибири, и, есте-

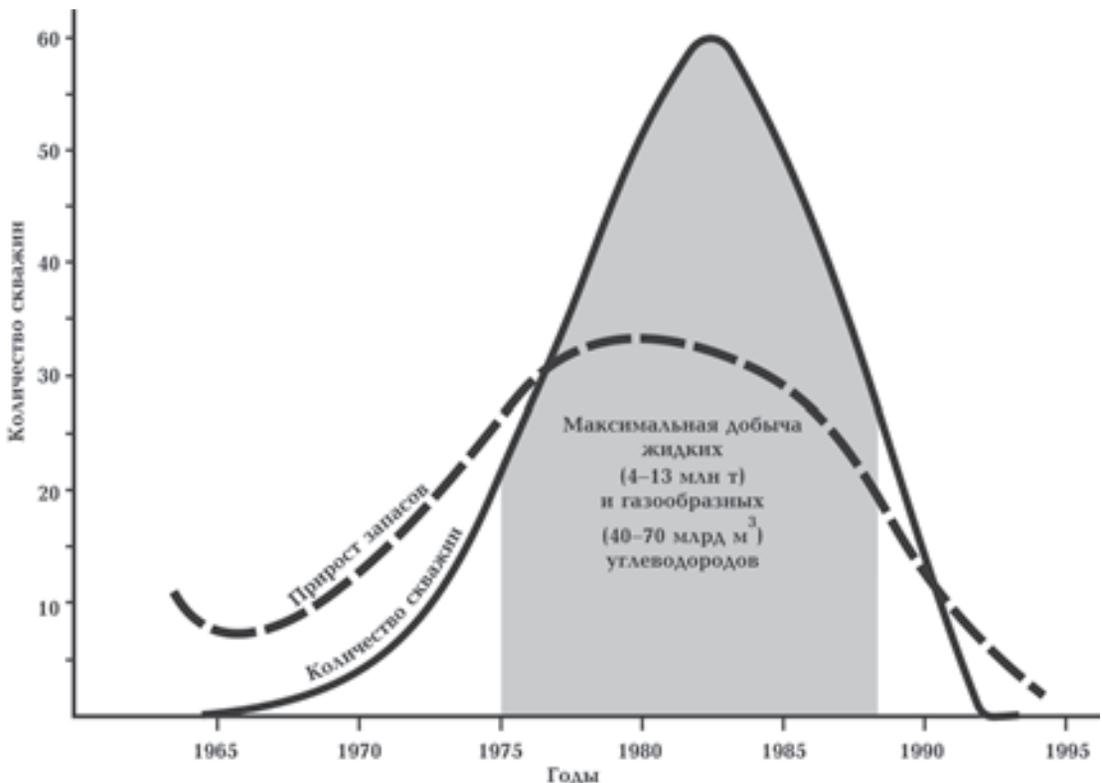


Рис. 5. Зависимость между количеством скважин глубиной более 5 км и приростом запасов углеводородов в Украине.

ственно, встал вопрос о полном сворачивании нефтегазопроисковых работ в Украине. Остался один выход — идти на большие глубины. Тогда была широко распространена точка зрения об отсутствии коллекторов в глубоких горизонтах. Однако появилась и альтернативная концепция, которая обосновывала возможность широкого развития на больших глубинах вторичных коллекторов. Базируясь именно на альтернативных представлениях, руководители украинской нефтегазгеологоразведочной отрасли пошли на немалый риск (среди руководства Мингео СССР были такие выдающиеся деятели, как А. В. Сидоренко, В. В. Семенович и др., которые высоко оценивали и потенциал недр Украины, и профессионализм украинских геологов и буровиков). Было дано разрешение на бурение скважин глубже 4,5—5 км. В результате в течение двух лет (с 1968 по 1970 г. включительно) добыча газа возросла с 20 до 50 млрд м³, а в 1970-е годы достигла 65—70 млрд м³ (рис. 5). В те годы Украина (ее Восточный нефтегазоносный регион) занимала одно из первых мест в мире по эффективности освоения углеводородного потенциала больших глубин по приросту разведанных запасов в глубокозалегающих комплексах. В центральной части ДДВ на глубинах более 4 км было открыто 96 газоконденсатных, газовых, а также нефтяных и нефтегазовых месторожде-

ний, из них 43 месторождения (включающих более 100 преимущественно газоконденсатных залежей) — на глубинах более 5 км.

Максимальные дебиты газа из глубокопогруженных коллекторов были получены на Сахалинском нефтегазоконденсатном (скв. 14, 4755—4780 м, горизонты В-22—В-21, 2722 тыс. м³/сут), Валюховском газоконденсатном (скв. 1, 5447—5393 м, горизонт Т-1, 2240 тыс. м³/сут; скв. 1, 5198—5213, горизонт В-26, 1968 тыс. м³/сут), Рудовском газоконденсатном (скв. 1, 5750—5790 м, горизонт Т-1, 1020 тыс. м³/сут) и других месторождениях. Наибольшие глубины получения промышленных притоков газа и конденсата установлены на Перевозовском и Семиренковском месторождениях и достигают 6250—6534 м.

Именно в центральном сегменте ДДВ были впервые выявлены основные закономерности нефтегазоносности глубокозалегающих геологических формаций: вторичный характер коллекторов (рис. 6), открытие феномена суперколлекторов и связанных с ними огромных (более 1—2 млн м³/сут газа) дебитов. По данным комплексного изучения некоторых месторождений (рис. 7) было установлено, что глубокозалегающие газоконденсатные месторождения находятся в процессе формирования, причем такими темпами, которые сопоставимы с темпами самой интенсивной добычи.

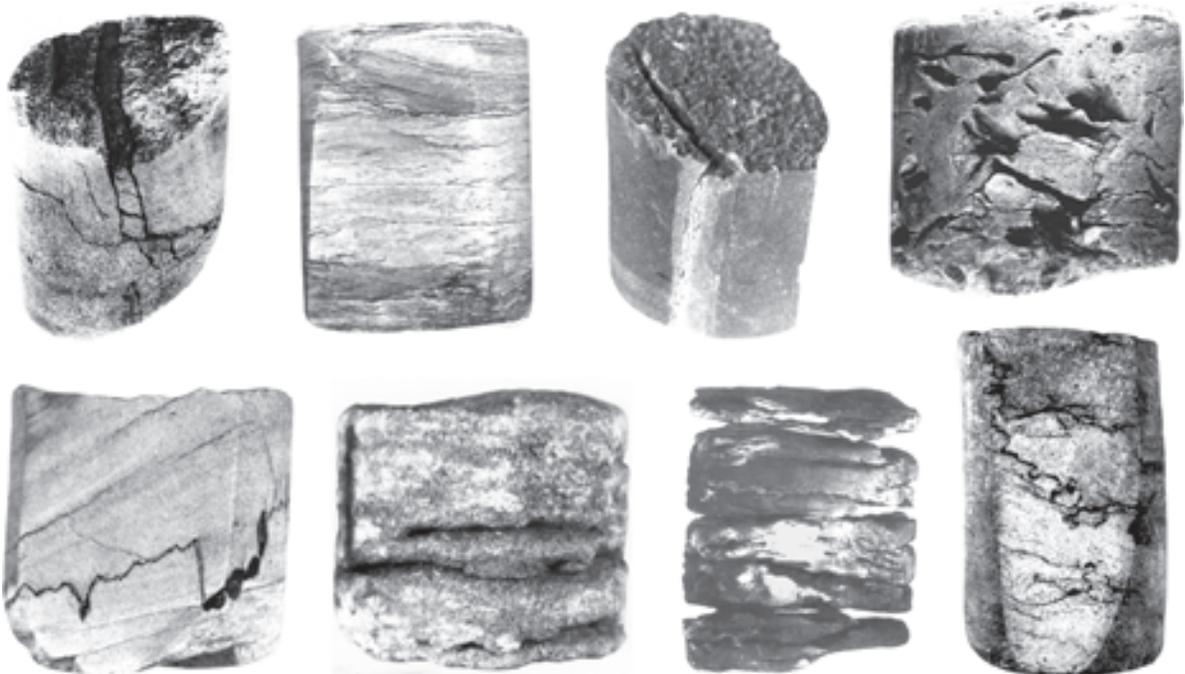


Рис. 6. Разуплотненные кварцитопесчаники нижнего карбона центрального сегмента Днепровско-Донецкой впадины — вторичные коллекторы нефти и газа на глубинах более 5 км.

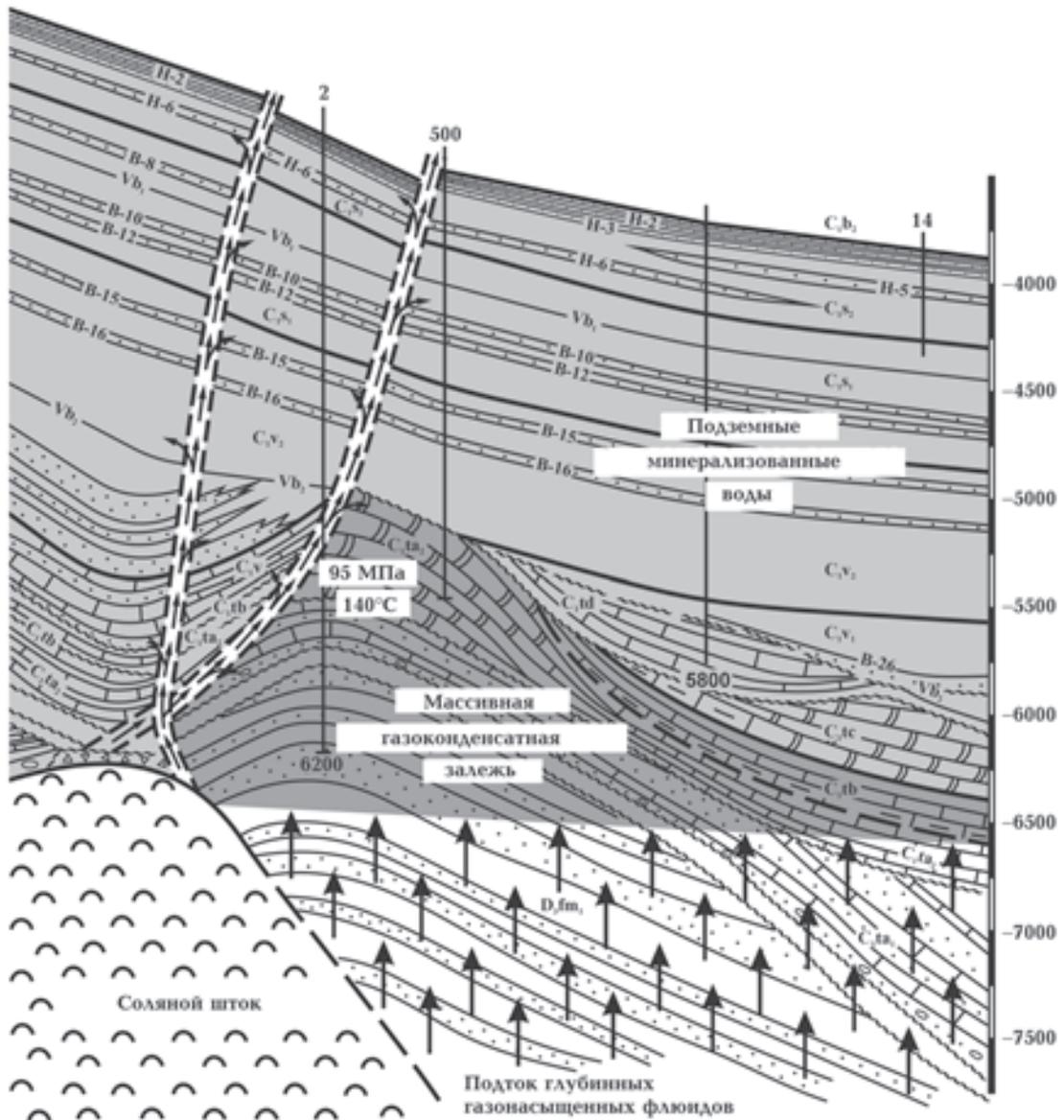


Рис. 7. Глубокозалегающая (более 5 км) массивная газоконденсатная залежь в Днепроовско-Донецкой впадине в состоянии современного формирования (принципиальная схема на примере некоторых конкретных месторождений) (по А. Е. Лукину).

Гипогенно-метасоматическая природа коллекторов. Особое, без преувеличения, мировое значение имели результаты изучения природы коллекторских свойств пород глубокозалегающих нижнекаменноугольных продуктивных горизонтов ДДВ. В большинстве работ (включая учебные руководства и справочники) песчаный коллектор нефти и газа рассматривается [Словарь..., 1988] в терминах седиментологии и литогенеза как сугубо седиментогенное образование, первичное поровое пространство которого, в той или иной мере редуцированное аутигенной минерализацией и катагенетическими структурными преобразованиями,

является пассивным вместилищем нефтидов. Особенно контрпродуктивна такая точка зрения при изучении и освоении коллекторов нефти и газа на больших глубинах, где роль наложенных гипогенно-метасоматических процессов не менее важна, чем в кристаллическом фундаменте. Современная всеобъемлющая (генезис, петрофизика, физико-химические свойства, научные основы технологии вскрытия и освоения) теория нефтяного и газового коллектора пока отсутствует. Для ее создания необходимо прежде всего всестороннее изучение природы и свойств конкретных типов пород-коллекторов. Среди них вторичные кол-

лекторы нижнего карбона центральной части ДДВ представляют особый интерес. Следует подчеркнуть теоретическое значение этих исследований, поскольку большие глубины для феномена нефтегазоносности — ситуация экстремальная (пограничная), в которой гораздо ярче, чем обычно, проявляются фундаментальные закономерности формирования залежей [Лукин, 1986; 1989; 2002]. Без понимания их природы невозможно создание современной теории нафтидогенеза.

Как отмечалось, основная часть залежей УВ в ДДВ на глубинах свыше 4—5 км приурочена к полифациальным песчаным породам нижнего карбона. В верхнем серпухове и верхнем визе это преимущественно прибрежно- и мелководноморские, а также более глубоководные (контуритовые и др.), в нижнем серпухове, нижнем визе и турне (В-27—Т-3) — аллювиально-дельтовые песчаники. К их изначальным седиментологическим 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 проявляются в нижнекарбоневой угленосной формации Западного Донбасса, а также на крайнем северо-западе авлакогена (Брагинско-Лоевская седловина, Припятская впадина) и в Московской синеклизе.

В центральной и юго-восточной частях ДДВ, с одной стороны, интенсивно проявилось катагенное преобразование ($МК_1$ — $АК_1$, преимущественно $МК_2$ — $МК_5$), с другой — гипогенно-аллогенетический метасоматоз [Лукин, 1986; 2012]. С первым связаны структурные изменения и окварцевание, интенсивность которых в целом контролируется катагенетической зональностью, в результате чего исходные олигомиктовые обломочные породы с различными структурно-текстурными особенностями преобразовались в мономинерально-кварцевые прочные (вследствие окварцевания и бесцементного сочленения зерен) низкопористые (менее 3 %) малопроницаемые (менее $0,1 \text{ фм}^2$) породы с выраженными в той или иной мере первичными седиментационно-фациальными особенностями. Именно такие породы являются субстратом формирования вторичных коллекторов, чему способствуют их физико-механические свойства и минеральный состав. Обладая высокой прочностью и плотностью, они «стягивают на себя тектонические напряжения» [Поспелов, 1973, с. 5], превращаясь в

тектониты-катаклазиты (I стадия эндогенного метасоматоза) с характерными кристаллооптическими признаками (волнистое, облачное, мозаичное погасание под поляризационным микроскопом кварцевых зерен и ориентировка их оптических осей).

Последующие стадии метасоматоза непосредственно связаны с восходящими потоками глубинных флюидов, их физико-химической эволюцией и неравномерной перколяцией. Установлены характерные минеральные индикаторы эндогенного метасоматоза в коллекторах нефти и газа различных формаций осадочного чехла и кристаллического фундамента [Лукин, 2002; 2009; Лукин и др., 2011] — сульфидная, карбонатная, баритовая, фосфатная (Са-апатит, монацит и другие редкоземельные фосфаты), титановая (рутил, анатаз и др.) минерализация. Трассерами восходящих потоков (супер)глубинных флюидов являются разнообразные по составу частицы самородных металлов, природных сплавов и интерметаллидов [Лукин, 2006; 2009].

Универсальные индикаторы нафтидометасоматоза по самым различным породам (включая карбонатные, вулканогенные и др.), наиболее полно и ярко развитые, — триклинный совершенный каолинит и диккит. Их наличие в породе — один из наиболее надежных показателей продуктивного коллектора [Лукин, 1977; Лукин, Поляк, 1976; Лукин, Гарипов, 1994; Коробов, Коробова, 2011]. В некоторых случаях во вторичных породах наблюдается более сложное взаимоотношение минеральных чешуйчатых агрегатов, обусловленное суперпозицией кислотной и щелочной волн метасоматоза [Коржинский, 1969] с образованием гидрослюд по каолиниту. Следует учитывать неоднократность чередования данных волн. При этом собственно нафтидометасоматоз, т. е. формирование нефтеносного коллектора с достаточно высокой эффективной и динамической пористостью, связан преимущественно с кислотными волнами метасоматоза, в то время как газоносные коллекторы характеризуются более широким физико-химическим диапазоном гипогенно-метасоматических процессов [Лукин, 2002; 2012; Лукин и др., 2011].

По сравнению с песчаными коллекторами на обычных глубинах (особенно граувакками и аркозами) наиболее примечательной особенностью рассматриваемых коллекторов являются их высокие прочностные свойства, что имеет первостепенное значение для самого существования нефтегазоносных резервуа-

ров в условиях огромных давлений на глубинах свыше 5 км [Лукин, Щукін, 2005; Лукин и др., 2011]. 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, 1989; 2012а; Лукин, Гарипов, 1994]. Более того, многочисленные газоконденсатные залежи центральной части ДДВ, включая Яблуновское, Скоробогатьковское, Рудовское, Луценковское, Перевозовское, Котелевское, Березовское и другие месторождения с продуктивными горизонтами в нижнем карбоне в интервале 4,8—6,5 км, характеризуются сверхгидростатическими (аномально высокими) пластовыми давлениями и наличием опресненных (с общей минерализацией менее 10 мг/л) гидрокарбонатных вод, существование которых в этих гидрогеодинамических системах весьма кратковременно и датирует обособление УВ-залежей в коллекторах, близкое по времени к формированию нефтидоносных метасоматических резервуаров (менее 1 млн лет).

В свете изложенного становится понятным отсутствие четкой зависимости пористости песчаников-метасоматитов от глубины (в интервале 3500—6000 м) [Лукин, 2009], что отражает, с одной стороны, особенности термобарической характеристики палеозойских отложений центральной части ДДВ на больших глубинах, с другой — пространственно-временную неравномерность нефтидометасоматических преобразований, их недавнее и современное формирование, наложение на уже сформированную катагенетическую зональность и незавершенность.

Это обуславливает резко выраженный неравновесный характер системы порода — вода — углеводородный флюид, что, в частности, отражено в широком диапазоне физико-химических параметров коллекторов и явлениях глубинной гидрогеологической инверсии [Лукин, 2005]. Ее важнейшее следствие — процессы вторичной смектитизации гидрослюдистых аргиллитов.

Природа экранирующих свойств глинистых пород-покрышек. Согласно общепринятым взглядам, в формировании экранирующих способностей глинистых покрышек доминируют две противоположные тенденции. Первая связана с прогрессирующим (диа)катагенетическим уплотнением, снижением пористости,

гомогенизацией микроструктуры, улучшает их изолирующие свойства. Вторая тенденция, обусловленная явлениями типа фазовых переходов (освобождение разных форм воды на определенных термодинамических уровнях, замещение диоктаэдрических монтмориллонитов гидрослюдой, триоктаэдрических смектитовых фаз — хлоритом и т. п.), сопровождается снижением пластичности и гидрофильности, что приводит к ухудшению экранирующей способности вплоть до ее частичной или полной (по отношению к газу) потери.

Вопреки очень распространенным представлениям, тенденция прогрессирующего снижения качества покрышек с глубиной не универсальна [Лукин, 1971]. Во-первых, необходимо отметить существенные различия в характере уплотнения прежде всего морских лептопелитовых глин с большим содержанием набухающих дисперсных минеральных фаз, а также континентальных, аллювиально-наземнодельтовых, приморско-болотных (маршевых), лагунных глин с повышенным исходным содержанием каолинита, хлорита, алевритовых примесей и с неоднородной микроструктурой. Если первые сохраняют высокие экранирующие способности на глубинах более 5—7 км, то вторые могут терять их уже глубже 3 км. Но главное заключается в следующем. Изучение глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов ДДВ позволило установить чрезвычайно важное природное явление преобразования аргиллитов в надежные флюидоупоры, значения абсолютной газопроницаемости и давления прорыва которых отвечают покрышкам классов В и ВА [Лукин, 1989; 1997; 2012; Лукин и др., 2007; 2011]. Это связано с влиянием маловязких высокоэнтальпийных флюидов, которые обуславливают глубокие минеральные преобразования глинистого вещества аргиллитов с растворением скрепляющих пелитовые частицы микропленок SiO_2 и появлением дисперсных вторичных разбухающих фаз «слюда — монтмориллонит» (рис. 8). Вследствие этого аргиллиты приобретают способность к реологическим деформациям («пластификация» глинистых толщ, пачек и отдельных пластов), что ликвидирует или закрывает трещиноватость. Признаки данного явления имеют региональный характер, хотя отмечаются на разных глубинных уровнях.

Реальность появления на больших глубинах фактора повышения экранирующей способности глинистых покрышек независимо, сугубо эмпирически, подтверждается тенденциями,

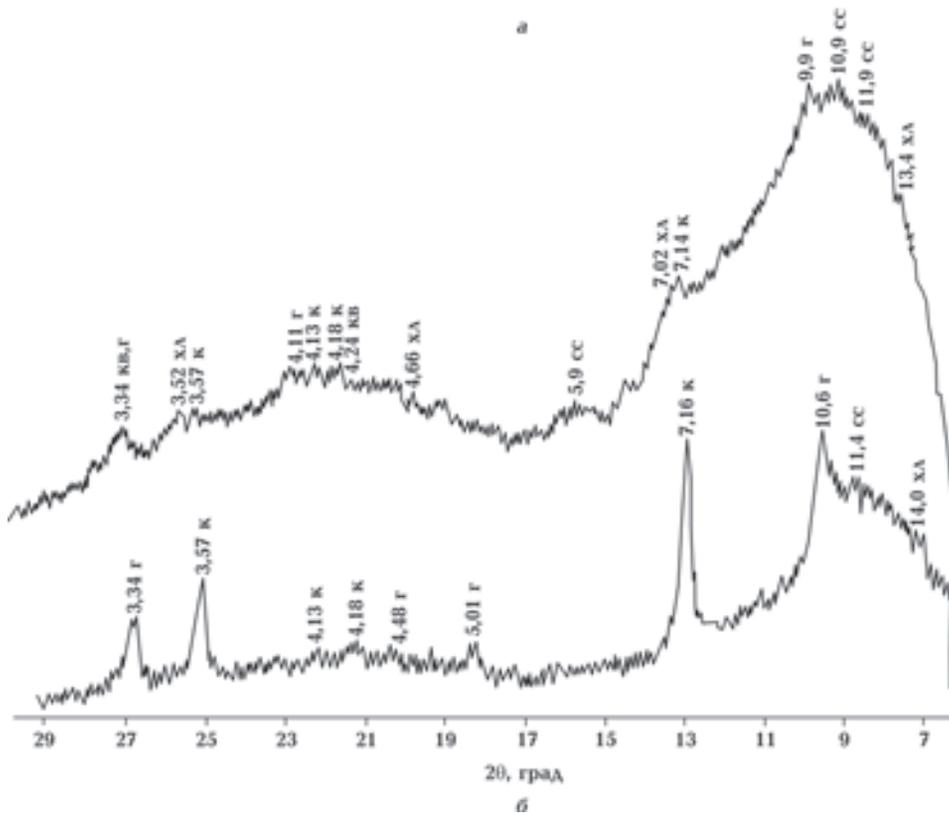
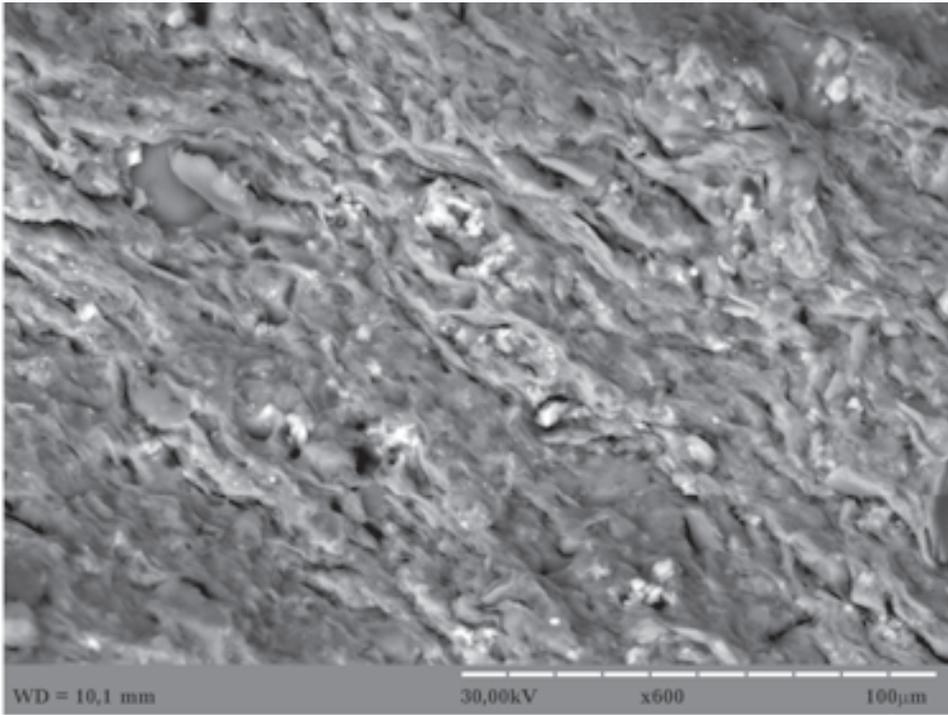


Рис. 8. Вторичная смектитизация нижнекарбонového аргиллита как фактор существенного улучшения экранирующих свойств (дифрактограммы и электронная микроскопия).

установленными с помощью статистически репрезентативной выборки месторождений ДДВ: 1) постепенное возрастание с глубиной сред-

ней высоты залежи; 2) существенное повышение на глубинах более 5 км средних значений коэффициентов заполнения ловушек по высо-

те и по площади [Лукин и др., 2007]. Независимый показатель повышения с глубиной экраняющих способностей глинистых покрышек — неравномерный характер распределения разных типов газоконденсатных месторождений в разрезе верхневизейского комплекса ДДВ. Такое распределение соответствует ранее установленному [Лукин и др., 1981] явлению разной степени фазово-геохимической дифференциации углеводородного флюида в зависимости от качества покрышки: от полного сохранения под покрышкой залежи в газовом, газоконденсатном или (над)критическом состоянии (классы А, В) до сепарационного разделения жидких и газовых УВ.

Таким образом, установленный и наиболее детально изученный феномен образования трещинно-вторичнопоровых коллекторов-метасоматитов, признаки незавершенного нефтидометасоматоза, протекающего и на современном этапе геологического развития НГБ, позволяют связывать большие перспективы нефтегазоносности с глубокозалегающими (свыше 6—7 км) осадочными комплексами.

Полученные в годы глубокого бурения в Украине данные имеют большое значение для современного этапа освоения больших и сверхбольших глубин в различных НГБ мира. Огромных успехов в развитии глубокого бурения, как отмечалось, достигли многие страны. Украина же, которая в 1970-е годы была в этом

направлении «впереди планеты всей», получив независимость, не смогла проводить такие работы, что немедленно повлекло обвальное падение добычи газа и конденсата (см. рис. 5) с общеизвестными последствиями.

Одна компания на открытом еще в 1980-е годы в Украине глубоком (продуктивный интервал 5500—6200 м) газоконденсатном месторождении пробурила скважину глубиной 6 534 м с отбором керна, достаточным для того, чтобы наблюдать типичные проявления процессов разуплотнения пород на больших глубинах в условиях огромных давлений и высоких температур. К ним относятся признаки естественного флюидоразрыва, тектонического дробления, интенсивного кливажирования пород, при котором массивные, весьма прочные породы, представленные кварцитопесчаниками и известняками, распадаются при выносе керна на тонкие дискообразные пластинки с примазками нефти и конденсата (рис. 9). Компания успешно добывает газ с конденсатом с глубины более 6 км и планирует бурение на большие глубины, поскольку высокодебитные притоки газа делают эксплуатацию таких месторождений высокорентабельной, несмотря на глубины и высокую стоимость бурения.

В центральном сегменте ДДВ (Днепровском НГБ), расположенном над апикальной частью открытого в свое время исследователями Института геофизики им. С. И. Субботина НАН



Рис. 9. Керн нижнекаменноугольных пород в интервале глубин 6186,1—6193,6 м.

Украины Днепровско-Донецкого суперплюма (современные науки о Земле рассматривают суперплюмы как восходящие потоки глубинных флюидов и придают им особое значение в формировании нефтегазоносных бассейнов), сосредоточены основные разведанные запасы и основные прогнозные ресурсы пород нижнего карбона [Лукин, Шпак, 1991]. Их аномально высокая плотность именно в этом сегменте обусловлена благоприятным сочетанием указанных глубинных (геодинамических и флюидодинамических) факторов и породного субстрата. В отличие от среднего — верхнего карбона и девона, нижний карбон ДДВ характеризуется моно- и олигомиктовым кварцевым составом (с кальцитовым и кварцевым цементом), а также наличием мощных биогенных известняков [Лукин, 1977]. При гипогенно-аллогенетических процессах [Лукин, 1986; 2002] и, в частности, взаимодействии указанных пород с углекислыми гидротермами, рН которых импульсно изменяется в широком диапазоне [Лукин, 1989; 2002; Лукин, Гарипов, 1994; Коробов, Коробова, 2011], происходит растворение как кварца, так и кальцита. Наряду с флюидоразрывом и адиабатическим трещинообразованием [Лукин, Ларин, 2006] это приводит к формированию трещинно-кавернозно-вторичнопоровых коллекторов. *(В юго-восточной части ДДВ и в зоне ее сочленения с Донбассом на глубинах 5—6 км залегают терригенные отложения среднего карбона, песчаники которого характеризуются повышенным содержанием полевых шпатов и обломков эффузивных пород. Поэтому в отличие от нижнекаменноугольных песчаников, как было показано в работах А. Е. Лукина и В. А. Терещенко, при гидротермальных изменениях они интенсивно глинизируются, а их коллекторские свойства, наоборот, ухудшаются. В юго-восточном сегменте ДДВ нижний карбон залегает на глубинах более 6—7 км, что следует учитывать при дальнейшем глубоком — суперглубоком бурении.)*

Заключение. Не умаляя перспективы нефтегазоносности больших и сверхбольших глубин других НГБ Восточного, Западного и Южного нефтегазоносных регионов Украины, полагаем, что глубокое (более 4,5—5 км) бурение в ближайшие годы следует сосредоточить в центральном сегменте ДДВ. Здесь можно пробурить много высокодебитных глубоких скважин, к заложению которых нужно отнестись с большой ответственностью, учитывая их высокую стоимость. При составлении программы работ по освоению углеводородного потенциала боль-

ших глубин центрального сегмента ДДВ, в делении прогнозных объектов и заложении скважин необходимо сочетать комплексные геолого-геофизические исследования с наиболее эффективными прямыми поисковыми методами. Особое внимание следует уделить геофизическим исследованиям в скважинах, применяя наиболее информативный комплекс каротажа. Необходимо предусмотреть применение передовых методов интенсификации притоков из глубокозалегающих пород-коллекторов. Если в советские времена наряду с высокодебитными бурились малопродуктивные или даже непродуктивные глубокие скважины, то в настоящее время это недопустимо. К счастью, по сравнению с 1970—1980 гг., с одной стороны, существенно увеличился арсенал прямых поисковых методов и их эффективность, с другой — повысилось качество бурения, вскрытия продуктивных горизонтов, возросла скорость проходки. Благодаря этому эффективность и темпы освоения углеводородного потенциала больших глубин в мире резко возросли.

Для решения нефтегазовой проблемы в Украине необходимы крупные инвестиции, привлечение компаний, имеющих большой опыт глубокого бурения и проявляющих интерес к углеводородному потенциалу больших глубин. В то же время стала значительнее и роль науки в решении данной проблемы. Несмотря на деградацию геолого-разведочной и нефтегазодобывающей отраслей, в Украине еще сохранились специалисты (геологи, геофизики, промысловики), которые могут прогнозировать поисковые объекты и осуществлять научное сопровождение глубокого бурения и разработки глубокозалегающих продуктивных горизонтов. При этом с учетом ликвидации отраслевой (и производственной) геолого-разведочной науки, должна возрасти роль специалистов НАН Украины. Необходимо создание Центра, объединяющего и координирующего работу специалистов различного профиля (геологов, геофизиков, технологов, материаловедов, экономистов) НАН Украины, НАК «Нафтогаз» и «Держгеолнадра».

Успешное освоение углеводородного потенциала больших глубин в пределах центрального сегмента ДДВ позволит в ближайшие годы значительно (на 20—25 млрд м³) увеличить добычу газа, а затем перейти к планомерному осуществлению и других направлений поисково-разведочных работ, что в близкой перспективе полностью обеспечит энергетическую независимость Украины.

Список литературы

- Алиев А. И., Алиев Э. А. Глубокие впадины основных нефтегазоносных бассейнов земного шара. *Угледородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего — реальность и прогноз. Тез. Междунар. конф. Баку*, 2012. С. 131—133.
- Арешев Е. Г., Гаврилов В. П., Поспелов В. П., Шнип О. А. Гранитный слой земной коры как новый нефтегазоносный этаж литосферы. *Нефтяное хозяйство*. 1997. № 1. С. 11—13.
- Гегберг Х. Д. Геологические аспекты происхождения нефти. Москва: Недра, 1996. 124 с.
- Гожик П. Ф., Краюшкин В. А., Клочко В. П., Гусева Э. Е., Масляк В. А. Нефть и природный газ на континентальном склоне Европы. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2010. № 1. С. 5—39.
- Коржинский Д. С. Теория метасоматической зональности. Москва: Наука, 1969. 57 с.
- Коробов А. Д., Коробова Л. А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2011. № 6. С. 4—12.
- Лукин А. Е. Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазонакопление в авлакогенных бассейнах. Киев, 1989. 51 с. (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук).
- 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. Статья 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность. *Геол. журн.* 2005. № 2. С. 44—61.
- Лукин А. Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 225 с.
- Лукин А. Е. О газупорных свойствах аргиллитов. Тез. Всесоюз. сов. «Резервы повышения эффективности геологоразведочных работ на больших глубинах». Львов, 1971. С. 68—69.
- Лукин А. Е. О геодинамически обусловленных различиях в изотопном составе водорода нефтей и конденсатов нефтегазоносных регионов Украины. Докл. РАН. 1999а. Т. 369. № 3. С. 351—353.
- Лукин А. Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли. Докл. НАН Украины. 2011. № 3. С. 114—123.
- Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем). *Геол. журн.* 1999б. № 1. С. 30—42.
- Лукин А. Е. О фазах нафтидогенеза — нефтегазонакопления. Докл. РАН. 1999в. Т. 369. № 2. С. 238—240.
- Лукин А. Е. О фазово-геохимической зональности нафтидонакопления. *Георесурсы*. Т. 5. № 47. 2012а. С. 7—15.
- Лукин А. Е. Природа глубокозалегающих нефтегазоносных резервуаров. *Угледородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего — реальность и прогноз. Тез. Междунар. конфер.* Баку, 2012б. С. 26—28.
- Лукин А. Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов — трассеры суперглубинных флюидов. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 31. № 2. С. 61—92.
- Лукин А. Е. Самородные металлы и карбиды — показатели состава глубинных геосфер. *Геол. журн.* 2006. № 4. С. 17—46.
- Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США). *Геол. журн.* 2010. № 3. С. 17—33.
- Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. Москва: Недра, 1977. 102 с.
- Лукин А. Е. Черносланцевые формации эвксинского типа — мегаловушки природного газа. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2013. № 3. С. 5—28.
- Лукин А. Е., Гарипов О. М. Литогенез и нефтеносность юрских отложений Среднеширотного Приобья. *Литология и полезные ископаемые*. 1994. № 4. С. 32—42.
- Лукин А. Е., Дзюбенко А. И., Соколенко В. И. Закономерности фазовой дифференциации углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине. В кн.: *Условия формирования газоконденсатных месторождений в нефтегазоносных бассейнах СССР*. Москва: Недра, 1981. С. 99—109.

- Лукин А. Е., Довжок Е. И., Книшман А. Ш., Гончаренко В. И., Дзюбенко А. И. Гелиевая аномалия в нефтегазоносных визейских карбонатных коллекторах Днепровско-Донецкой впадины. *Дол. НАН України*, 2012. № 7. С. 97—104.
- Лукин А. Е., Ларин С. Б. Генетические типы трещиноватости пород глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов. *Геол. журн.* 2003. № 3. С. 9—25.
- Лукин А. Е., Пиковский Ю. И. О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании. *Геол. журн.* 2004. № 3. С. 34—45.
- Лукин А. Е., Поляк Р. Я. Формирование коллекторских свойств пород в зависимости от их минералогического состава. В кн.: *Роль минералогических исследований в поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений*. Киев, 1976. С. 112—116.
- Лукин А. Е., Пригарина Т. М., Гончаров Г. Г., Щукин Н. В. Об условиях экранирования углеводородных залежей на больших глубинах (на примере нижнекаменноугольных нефтегазоносных комплексов Днепровско-Донецкой впадины). *Геол. журн.* 2007. № 3. С. 33—44.
- Лукин А. Е., Старковская А. И. Изотопный состав серы нефтей и конденсатов Днепровско-Донецкой впадины в связи с проблемой нефтидогенеза. *Докл. АН Украины*. 1994. № 12. С. 110—115.
- Лукин А. Е., Шпак П. Ф. Глубинные факторы формирования Припятско-Днепровско-Донецкой системы нефтегазоносных бассейнов. *Геол. журн.* 1991. № 5. С. 27—38.
- Лукин А. Е., Щукин Н. В., Лукина О. И., Пригарина Т. М. Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 1. С. 3—27.
- Лукін О. Ю. Вуглеводневий потенціал надр України. *Геол. журн.* 2008. № 1. С. 7—24.
- Лукін О. Ю. Газові ресурси України: сучасний стан і перспективи освоєння. *Вісник НАНУ*. 2011. № 5. С. 40—48.
- Лукін О. Ю. Діапазони нафтогазоносності надр України як показники потужності природного вуглеводневого потенціалу. *Нафта і газ України-2013. Матеріали Міжнар. конф. (Яремне)*. Київ: Вид. Українська нафтогазова академія, 2013. С. 34—36.
- Лукін О. Ю., Щукін М. В. Проблема нафтогазоносності великих глибин. У кн.: *Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів в осадових басейнах України*. Івано-Франківськ: Факел, 2005. С. 18—22.
- Маєвський Б. Й., Окрепкий І. Р. Перспективні зони глибинного нафтогазонагромадження в Передкарпатському прогині. *Нафтова і газова промисловість*. 1997. № 1. С. 7—10.
- Мартьянов В. Г., Керимов В. Ю., Лобусев А. В. Особенности формирования УВ систем на больших глубинах. *Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего — реальность и прогноз. Тез. Междунар. конф.* Баку, 2012. С. 13—16.
- Планета Земля: Энциклопед, справочник. Тектоника и геодинамика (Гл. ред. Л. И. Красный). Санкт-Петербург: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. 648 с.
- Поспелов Г. Л. Парадоксы, геолого-геофизическая сущность и механизмы метасоматоза. Новосибирск: Наука, 1973. 355 с.
- Словарь геологии нефти и газа (Под ред. В. Д. Наливкина). Ленинград: Недра, 1988. 680 с.
- Cox B., 1946. Transformation of organic material into petroleum under geological conditions «The geological fence». *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 30(5), 645—659.

Hydrocarbon potential of great depths and prospects of its mastering in Ukraine

© A. E. Lukin, 2014

Recently hydrocarbon potential of the Earth's interior evaluations grows sharply. Apart from unconventional gas sources (shale gas, etc.) this phenomenon is connected with discovery of a number of oil and gas giants at the depths 4,5—10,5 km. Great depths appear to be the inexhaustible source of natural liquid and especially gaseous hydrocarbons. During 1970—1980 Ukraine (Eastern petroliferous region) hand in hand with USA was among the world's leaders in the development of deep-seated petroliferous complexes and increasing of proved reserves at the depths more than 4—5 km. Many important regularities were revealed in Dnieper-Donets depression with elucidation of the reservoirs and seals nature among them. The bulk of proved reserves of great depths are

concentrated within the central segment of Dnieper-Donets depression (Dnieprovsky basin) which is situated above the apical part of Dnieper-Donets superplume to be discovered by the investigators of the Institute of Geophysics NASU (according to current Earth sciences concepts such superplumes are considered as ascending flows of hypogene fluids which play a crucial role in generation and evolution of petroliferous basins). The main proved reserves and potential resources of Lower Carboniferous are concentrated here. Their abnormal high density just in this segment are caused by the compromise of these hypogenic factors and basin rocks substratum. Many high-output wells can be bored here. Successful mastering of the great depths hydrocarbon potential within the area of Dnieper-Donets central segment will allow to increase gas production essentially (by 20–25 billions m³) within the next few years and then to go over balanced realization of other geological prospecting directions so as to secure the energy self-sufficiency of Ukraine.

Key words: hydrocarbon potential, petroliferous basins, great depths, reservoirs.

References

- Aliev A. I., Aliev Je. A., 2012. Deep depressions major oil and gas basins of the globe. *Hydrocarbon potential of the great depths: energy resources of the future — the reality and predictions: Proc. Int. conf. Baku*, P. 131—133 (in Russian).
- Areshev E. G., Gavrilov V. P., Pospelov V. P., Shnip O. A., 1997. Granite layer of the earth's crust as new oil and gas floor lithosphere. *Neftjanoe hozjajstvo* (1), 11—13 (in Russian).
- Gedberg H. D., 1996. Geological aspects of the origin of oil. Moscow: Nedra, 124 p. (in Russian).
- Gozhik P. F., Krajushkin V. A., Klochko V. P., Guseva Je. E., Masljak V. A., 2010. Oil and natural gas on the continental slope in Europe. *Geologija i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* (1), 5—39 (in Russian).
- Korzhinskij D. S., 1969. Theory of metasomatic zoning. Moscow: Nauka, 57 p. (in Russian).
- Korobov A. D., Korobova L. A., 2011. Pulsating stress as reflected tektonogidrotermalnoy activation and its role in the productive reservoirs cover (on the example of Western Siberia). *Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij* (6), 4—12 (in Russian).
- Lukin A. E., 1989. Genetic types of secondary transformation and oil and gas accumulation in aulacogene pools. Working paper. Kiev: Ukrainian Academy of Sciences. Inst Geol. Sciences (in Russian).
- Lukin A. E., 2002. Hypogenous-allogenic decompression — a leading factor in the formation of secondary oil and gas reservoirs. *Geologicheskij zhurnal* (4), 15—32 (in Russian).
- Lukin A. E., 1986. Hypogene allogenes and its role in the oil and gas generation at great depths. Moscow: MSU Publ., P. 166—167 (in Russian).
- Lukin A. E., 2005. Deep hydrogeological inversion as synergistic global phenomenon: theoretical and applied aspects. Article 3. Deep hydrogeological inversion and oil and gas. *Geologicheskij zhurnal* (2), 44—61 (in Russian).
- Lukin A. E., 1997. Lithogeodynamic factors in oil and gas basins aulacogene. Kiev: Naukova Dumka, 225 p. (in Russian).
- Lukin A. E., 1971. On the gas-resistant properties of mudstone. *Abstracts of the All-Union Workshop «Provisions improve exploration efficiency at greater depths»*. Lvov, P. 68—69 (in Russian).
- Lukin A. E., 1999a. About geodynamically caused differences in the isotopic composition of hydrogen oils and condensates of oil and gas regions of Ukraine. *Doklady RAN* 369(3), 351—353 (in Russian).
- Lukin A. E., 2011. On the nature and prospects of low-permeability gas-bearing rocks of the sedimentary shell of the Earth. *Dopovidi NAN Ukrainy* (3), 114—123 (in Russian).
- Lukin A. E., 1999b. On the origin of oil and gas (geosinergeticheskaya concept of natural hydrocarbon-generating systems). *Geologicheskij zhurnal* (1), 30—42 (in Russian).
- Lukin A. E., 1999b. About naftidogenesis phases — oil and gas. *Doklady RAN* 369(2), 238—240 (in Russian).
- Lukin A. E., 2012a. About fase-geodynamical zonality of accumulation naphthides. *Georesursy* 5(47), 7—15.
- Lukin A. E., 2012a. On the phase-geochemical zonation naftidonakopleniya. *Georesursy* 5(47), 7—15 (in Russian).
- Lukin A. E., 2012b. Nature of deep oil and gas reservoirs. *Hydrocarbon potential of the great depths: energy resources of the future — the reality and predictions: Proc. Int. conf. Baku*, P. 26—28 (in Russian).
- Lukin A. E., 2009. Native-metal micro-and nanoinclusions formations in oil and gas basins — tracers superglubinnyyh fluids. *Geofizicheskij zhurnal* 31(2), 61—92 (in Russian).

- Lukin A. E., 2006. Native metals and carbides — indicators of deep geospheres. *Geologicheskij zhurnal* (4), 17—46 (in Russian).
- Lukin A. E., 2010. Shale gas and its production prospects in Ukraine. Article 1. Current status of shale gas (in the light of experience of development of its resources in the United States). *Geologicheskij zhurnal* (3), P. 17—33 (in Russian).
- Lukin A. E., 1977. Formation and secondary changes of coal deposits of the Dnieper-Donets Basin. Moscow: Nedra, 102 p. (in Russian).
- Lukin A. E., 2013. Black shale formation Evksinski type — megalovushki natural gas. *Geologija i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* (3), 5—28 (in Russian).
- Lukin A. E., Garipov O. M., 1994. Lithogenesis and oil-bearing Jurassic sediments midlatitude Priobja. *Litologija i poleznye iskopaemye* (4), 32—42 (in Russian).
- Lukin A. E., Dzjubenko A. I., Sokolenko V. I., 1981. Regularities differentiation phase hydrocarbons in the Dnieper-Donets Basin. In: *Conditions of formation of gas condensate fields in the oil and gas basins of the USSR*. Moscow: Nedra, P. 99—109 (in Russian).
- Lukin A. E., Dovzhok E. I., Knishman A. Sh., Goncharenko V. I., Dzjubenko A. I., 2012. Helium anomaly in the oil and gas Visean carbonate reservoirs of the Dnieper-Donets Basin. *Dopovidi NAN Ukrainy* (7), 97—104 (in Russian).
- Lukin A. E., Larin S. B., 2003. Genetic types of rock fracturing of deep oil and gas complexes. *Geologicheskij zhurnal* (3), 9—25 (in Russian).
- Lukin A. E., Pikovskij Ju. I., 2004. On the role of deep and ultradeep fluids in oil and gas generation. *Geologicheskij zhurnal* (3), 34—45 (in Russian).
- Lukin A. E., Poljak R. Ja., 1976. Formation reservoir rock properties, depending on their mineralogical composition. In: *Role of mineralogical studies in prospecting for oil and gas deposits*. Kiev, P. 112—116 (in Russian).
- Lukin A. E., Prigarina T. M., Goncharov G. G., Shhukin N. V., 2007. On conditions for the screening of hydrocarbon deposits at great depths (for example, oil and gas complexes of Lower Dnieper-Donets Basin). *Geologicheskij zhurnal* (3), 33—44 (in Russian).
- Lukin A. E., Starkovskaja A. I., 1994. Sulfur isotopic composition of oils and condensates of the Dnieper-Donets Basin in connection with the problem naftidogenesis. *Doklady AN Ukrainy* (12), 110—115 (in Russian).
- Lukin A. E., Shpak P. F., 1991. Underlying factors of Pripyat-Dnieper-Donets basin petroleum system. *Geologicheskij zhurnal* (5), 27—38 (in Russian).
- Lukin A. E., Shhukin N. V., Lukina O. I., Prigarina T. M., 2011. Oil and gas reservoirs of deep Carboniferous complexes central part of the Dnieper-Donets Basin. *Geofizicheskij zhurnal* 33(1), 3—27 (in Russian).
- Lukin O. Ju., 2008. Hydrocarbon potentials Nadra Ukrainy. *Geologicheskij zhurnal* (1), 7—24 (in Ukrainian).
- Lukin O. Ju., 2011. Gas Resources of Ukraine: current state and prospects of development. *Visnik NANU* (5), 40—48 (in Ukrainian).
- Lukin O. Ju., 2013. Ranges subsurface petroleum potential of Ukraine as indicators of power natural hydrocarbon potential. *Oil and Gas of Ukraine 2013. Of Intern. conf. (Yaremche)*. Kiev: Ukrainian Oil and Gas Academy Publ., P. 34—36 (in Ukrainian).
- Lukin O. Ju., Shhukin M. V., 2005. Problem petrogas great depths. In: *Potential glibokozanurenih horizons in sedimentary basins of Ukraine*. Ivano-Frankivsk: Fakel, P. 18—22 (in Ukrainian).
- Maevs'kij B. J., Okrepkij I. R., 1997. Promising areas of deep oil and gas accumulation in the Carpathian trough. *Naftova i gazova promislovist'* (1), 7—10 (in Ukrainian).
- Martynov V. G., Kerimov V. Ju., Lobusev A. V., 2012. Features of formation of hydrocarbon systems at great depths. *Hydrocarbon potential of the great depths: energy resources of the future — the reality and predictions: Proc. Int. conf. Baku*, P. 13—16 (in Russian).
- Earth: An Encyclopedia. directory. Tectonics and Geodynamics (Ed. L. I. Krasnij), 2004. St. Petersburg: VSEGEI, 648 p. (in Russian).
- Pospelov G. L., 1973. Paradoxes, geological and geophysical nature and mechanisms of metasomatism. Novosibirsk: Nauka, 355 p. (in Russian).
- Dictionary of Petroleum Geology, 1988. (Ed. V. D. Nalivkin). Leningrad: Nedra, 680 p. (in Russian).
- Cox B., 1946. Transformation of organic material into petroleum under geological conditions «The geological fence». *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 30(5), 645—659.