

А. Е. Лукин

ИСКУССТВЕННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ИХ СОЗДАНИЯ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНАХ УКРАИНЫ

В умовах неухильного зростання обсягів споживання в якості енергоносія природної вуглеводневої сировини особливого, а для України — життєво-важливого значення набуває проблема створення штучних нафтових і газових родовищ (покладів). У порівнянні з підземними газосховищами це більш високий рівень освоєння природних ресурсів (створення штучних родовищ (покладів) — поява зародкових ноосферних елементів у техносфері). Ідеологічною базою вирішення даної проблеми є геосинергетична концепція нафтидогенезу, що, на відміну від осадово-міграційної теорії, відкриває великі можливості для моделювання процесів активізації субстратів природних вуглеводнево-генеруючих систем: скупчень важких нафт і бітумів, гідрокарбонатних (чорносланцевих) формацій, катагенетично ущільнених колекторів з дисперсним газом (центральнобасейновий газ), вугільного метану та ін. Комплексування різних фізичних і хімічних факторів активізації цих субстратів (у їх сучасному стані - це нетрадиційні та альтернативні джерела вуглеводнів) із застосуванням різних методів теплового, газового, гідродинамічного, електромагнітного впливу на пласт дозволить різко підвищити ефективність і рентабельність робіт зі спорудження штучних родовищ (покладів). Це буде сприяти кардинальному збільшенню прогнозних ресурсів вуглеводнів і створенню їх стратегічних запасів.

The problem of creation of artificial oil and gas fields is gaining in importance (vital importance for Ukraine) under condition of steadily growing of the consumption of natural hydrocarbons as energy-carriers. As compared with underground gas storage artificial petroleum fields correspond to more high of mastering of natural resources (deliberate creation of artificial fields implies the appearance of noosphere elements within technosphere). Geosynergetic conception of oil and gas genesis is able to serve as ideological basis for artificial hydrocarbon fields (pools) creation. Idea of interaction of natural substrata of hydrocarbons generation (heavy oils and bitumens, black shales, deposits with gas of central-basin types, coal methane and so on) with high-enthalpy endogenic fluid-energetic factors makes possible modelling of these natural processes and realization the creation of artificial hydrocarbons fields (pools). Combining of diverse physical and chemical factors of those substrates activation (non-traditional and alternative sources of natural hydrocarbons in their current state) with application of different heat, gas, hydrodynamic and electromagnetic action upon the reservoirs will allow to increase abruptly the effectiveness and profitability of artificial hydrocarbons fields (pools) creation. It will promote to cardinal increase of undiscovered possible resources of natural hydrocarbons and strategic reserves of oil and gas.

Согласно достаточно достоверным прогнозам различных западных и российских экспертов, структура "мировой энергетической корзины" ("world energy consumer basket") [21] в ближайшие 20 лет кардинально не изменится. Правда, ожидается некоторое увеличение роли биогаза и других альтернативных (так называемых восполняемых*) источников энергии. Однако и к 2030 г. в структуре общемирового топливно-энергетического комплекса (ТЭК) будут доминировать нефть, природный газ и уголь (рис. 1). Ожидается, что в 2030 г. гло-

бальное потребление (и соответственно добыча) нефти достигнет 5,6, газа — почти 4 и угля — около 5 млрд т, тогда как ядерная (урановая) энергия, гидроэнергетика, биогаз и все другие энергетические ресурсы в сумме составят не более 0,7 млрд т (все цифры соответствуют нефтяному эквиваленту). К середине XXI ст. в глобальном ТЭК будет доминировать газ, ресурсы которого в глубоких недрах Земли колоссальны. Согласно прогнозу Департамента энергетики США, в 2030 г. его мировое потребление может достичь 4,6 трлн м³, причем роль природного газа как энергоносителя резко возрастет в промышленности.

Разумеется, столь колоссальная роль органического топлива в ТЭК подавляющего большинства стран сулит ряд грандиозных проблем, прежде всего глобально-экологи-

* Термин не вполне корректный, поскольку к восполняемым в той или иной мере относятся и УВ ресурсы недр, что прежде всего относится к месторождениям недавнего и, возможно, современного формирования.

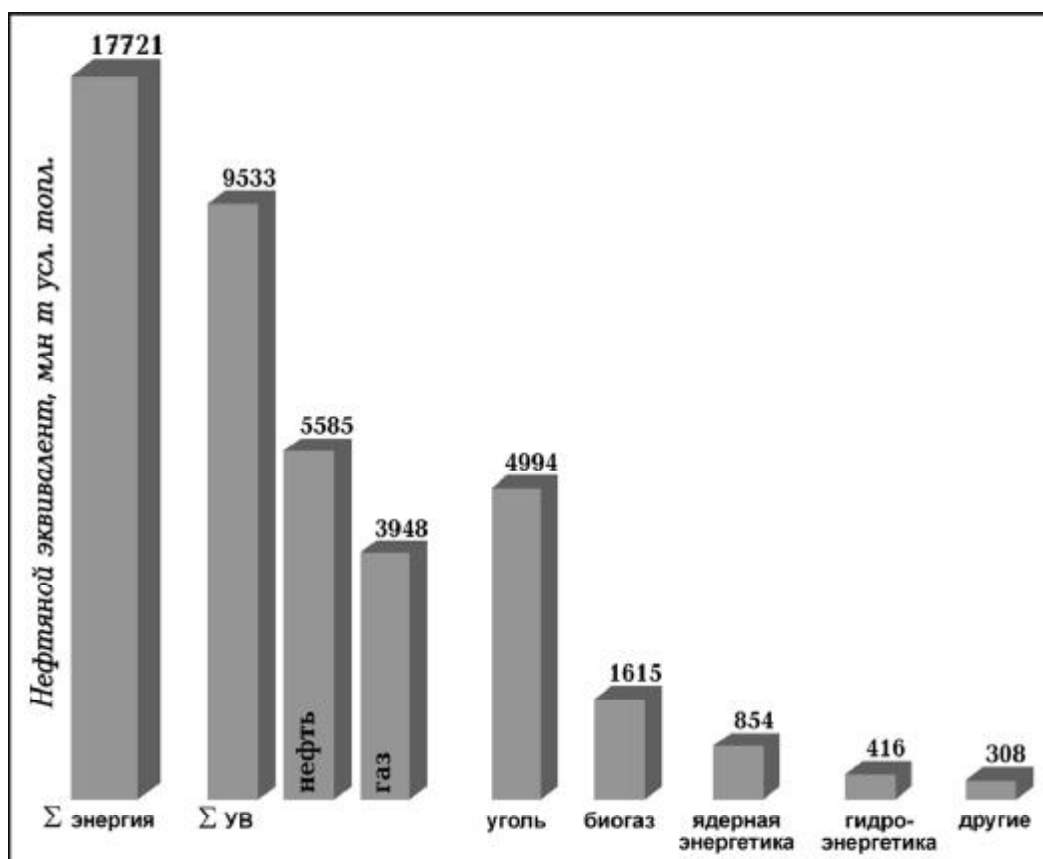


Рис. 1. Прогнозная структура глобального ТЭК к 2030 г. (составлено по табличным данным работы [21])

ческих (хотя газ в этом отношении — гораздо меньшее зло, чем нефть, а тем более уголь) и геополитических. По-видимому, это (а не хаббертовский пик) будет максимумом потребления углеводородного (УВ) сырья человеческой цивилизацией, достижение которого неминуемо приведет к резкому увеличению парциального давления CO_2 в атмосфере и пресловутому глобальному потеплению (на $2 \div 4^\circ\text{C}$). Это, в частности, резко усложнит освоение газовых ресурсов севера Сибири и Арктики, вследствие чего неизбежно возрастет роль в глобальном ТЭК Южно-Иранского и других "газовых полюсов", начнутся войны за передел источников углеводородов — УВ (остается лишь надеяться на решение проблемы освоения источников термоядерной энергии).

Участь промышленно развитых, но не обладающих значительными собственными УВ ресурсами стран в грядущей геополитической ситуации середины текущего столетия будет весьма незавидной. Украина может избежать этой участи лишь при условии

резкого увеличения объемов геологоразведочных работ и всемерного развития нефтяной и газовой промышленности [14]. При этом важным самостоятельным стратегическим направлением является создание системы искусственных месторождений УВ сырья. Знаменательно, что этому направлению стратегии управления УВ ресурсами придается большое значение в такой стране, как Россия, с ее колоссальными природными ресурсами нефти и особенно газа. Для Украины же, как показали события недавней "газовой войны", это жизненно важная проблема, для успешного решения которой имеются все предпосылки (соответствующие особенности геологического строения, развитая инфраструктура и т. п.).

Типизация этих объектов и соответствующая терминология слабо разработаны. Здесь отметим, что понятие "техногенное УВ скопление" существенно шире, чем "искусственное УВ месторождение" (залежь). К ним, наряду с целенаправленно созданными аналогами природных залежей и мес-

торождений, относятся разнообразные результаты технического несовершенства разработки и транспортировки УВ. Это прежде всего различные последствия их рутинных и аварийных утечек: от разнообразных нефтяных "пятен" и линз легких нефтепродуктов над грунтовыми водами [17] до возникающих при неуправляемых техногенных межпластовых перетоках по открытому стволу или заколонному пространству скважин [1]. Разумеется, все эти техногенные аккумуляции могут (и должны) утилизироваться. Однако речь идет не о последствиях несовершенства технологии или "человеческого фактора", а о результатах разумных целенаправленных действий — появлении своего рода "ноосферных элементов" в техносфере. В качестве таковых можно рассматривать подземные хранилища газообразных и жидких УВ и собственно искусственные нефтяные и газовые месторождения или залежи (ИМ)*. Главный критерий их разграничения заключается в источнике УВ. В подземных газохранилищах (ПГХ) хранится газ, добываемый из традиционных месторождений (залежей) различных регионов, в то время как формирование ИМ происходит за счет УВ, которые технологически извлекаются путем мобилизации и (или) синтеза УВ из различных нетрадиционных и альтернативных источников.

Подземные газохранилища — модели природных газовых залежей

Подземные хранилища УВ многообразны по фазовому состоянию и химическому составу (метан, сжиженный метан, нефть и ее производные), природе резервуара (различные породы с естественной пустотностью — пористостью, трещиноватостью и кавернозностью, соль с полостями искусственного выщелачивания), типу ловушки, глубине залегания и др. [4, 18, 19]. Наиболее близки к природным залежам ПГХ в песчаных пластах на глубинах от 200 до 1200 м и более.

Как и естественные залежи, ПГХ можно типизировать по природе коллектора, типу

ловушек и способу их заполнения. При достаточно надежных покрышках роль коллекторов в ПГХ могут играть в принципе любые породы с эффективной пустотностью и фильтрационно-емкостными свойствами, достаточно высокими для быстрого формирования искусственной залежи и при необходимости столь же высоких темпов отбора газа. Подавляющее большинство ловушек (резервуаров), используемых для формирования ПГХ, это брахиантиклинальные ловушки, образованные различными деформациями (скрытосолянокупольные структуры, штамповые складки, структуры облекания и др.) толщ переслаивания, преимущественно сложенных чередованием песчаников и глин. Поэтому наиболее типичными коллекторами ПГХ являются пористые песчаники высокой проницаемости (коллекторы I—II классов классификации А. А. Ханина [20]). Существуют два основных способа образования ПГХ в пористых (преимущественно песчаных) пластах: 1) заполнение нагнетанием в водоносные пласты с вытеснением воды и замещением ее газом; 2) заполнение резервуаров полностью или частично выработанных нефтяных и газовых залежей [4]. Оба эти типа ПГХ аналогичны (а нередко практически идентичны) природным газовым залежам, в связи с чем есть все основания рассматривать их как натурную модель природного газонакопления. При этом предпочтительнее сооружение ПГХ в истощенных нефтяных и газовых залежах, поскольку они наиболее дешевы и удобны (использование уже готовых коммуникаций и обустроенных нефте- и газопромыслов)*. В тех районах, где месторождения отсутствуют, а резервы газа необходимы, создают ПГХ в водоносных пластах. Для этого необходимо наличие пластов-коллекторов с достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (I-II классы), их пликтивных деформаций (брахиантиклинальные ловушки), выдержанность пластов, достаточная для оттеснения воды за пределы ловушки. Кроме этого, вполне возможно заполнение га-

* Под аббревиатурой ИМ далее подразумевается словосочетание "искусственные месторождения" (залежи) нефти и газа.

* Целесообразность сооружения ПГХ в истощенных залежах определяется также тем, что при закачке газа в такие резервуары путем ретроградного растворения мобилизуется остаточная нефть (газ, конденсат). Это именно тот случай, когда трудно разграничить ПГХ и ИМ.

зом разнообразных комбинированных и неантиклинальных ловушек. Более того, существует метод хранения газа в горизонтальных или пологопадающих водоносных песчаных пластах вообще без наличия ловушек [18]. Он основан на том, что газовый объем в водонасыщенной пористой среде в (суб)горизонтальном (углы менее 1—2°) пласте расплывается достаточно медленно и может храниться без существенных потерь десятки лет. Кстати, это натурная модель особого типа газовых (газоконденсатных) и нефтяных залежей, которые могут удерживаться капиллярными силами вне антиклинальных структур (на моноклиналях, в межструктурных пространствах и синклиналях) в хорошо выдержанных песчаных пластах.

Наращивание запасов газа в ПГХ является одним из важнейших стратегических направлений развития ТЭК промышленно развитых стран, к которым относится и Украина. Первые ПГХ (Олишевское и Червонопартизанское) были сооружены здесь в 60-е годы прошлого столетия. В настоящее время ТЭК Украины располагает 13 ПГХ общим объемом свыше 60 млрд м³. Они расположены в Предкарпатском прогибе (Бильче-Волицкое, Угерское, Дашавское, Опарское, Богородчанское и др.), на крайнем северо-западе Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) (упомянутые Олишевское, Червонопартизанское), в восточном сегменте южной прибортовой зоны ДДВ (Пролетарское), на северных окраинах Донбасса (Краснопоповское, Вергунское), а также в Равнинном Крыму (Глебовское).

ПГХ Западного региона (включая уникальное Бильче-Волицко-Угерское объемом 31 млрд м³) приурочены к кайнозойским терригенным коллекторам истощенных газовых месторождений, в то время как ПГХ Восточного региона сформированы в мезозойских водоносных песчаных пластах на брахиантиклинальных структурах.

Разумеется, необходимо дальнейшее наращивание объемов ПГХ, расширение и диверсификация их системы (включая сооружение ПГХ в искусственных полостях внутри многочисленных в ДДВ соляных штоков; преимущества таких ПГХ заключаются, во-первых, в герметичности соли, а во-вторых, в более высоких темпах как за-

качки, так и, в особенности, отбора газа). Однако закачка добытого на месторождениях в различных регионах газа в водоносные песчаники и внутрисоляные техногенные полости, при всем значении для рационального недропользования и пролонгирования использования разведанных запасов, это не решение проблемы истощения природных ресурсов УВ.

Искусственные месторождения (залежи) УВ

Наряду с подземными хранилищами возможно создание скоплений новообразованных из природных источников УВ, еще более близких к природным месторождениям (залежам), формирование которых основано на моделировании процессов нефтидогенеза. Здесь сразу же возникает вопрос о том, какая концепция нефтидогенеза должна служить идеологической основой создания ИМ. Парадигмой современной нефтидологии по-прежнему остается осадочно-миграционная теория, согласно которой источником УВ является кероген осадочных пород на определенных катагенетических стадиях его созревания и термической деструкции в процессе прогибания осадочных бассейнов и трансформации их в нефтегазоносные бассейны [16, 19]. Следует, однако, подчеркнуть, что характерное время этих процессов должно быть достаточно высоким для того, чтобы противостоять потерям при диффузии и особенно фильтрации (раскрытие литогенетических и тектонических трещин, связанное с циклами активизации геодинамических напряжений различной длительности). С этой точки зрения осадочно-миграционная теория [19] — с ее представлениями о катагенетических факторах "созревания" керогена и его термической деструкции, о весьма проблематичной с физической точки зрения первичной миграции, длительных (миллионы лет) процессах формирования месторождений (залежей) и их возрастной близостью к вмещающим комплексам — не может служить теоретическим обоснованием формирования газовых, а тем более нефтяных ИМ.

Что касается абиогенно-мантийной гипотезы, то уровень разработки пока не позволяет рассматривать ее как теоретическую

основу решения данной проблемы. Даже если будет доказана реальность струйной миграции абиогенной нефти и газа по разломам, то, учитывая импульсный характер и морфологические особенности каналов миграции, управление этим процессом будет весьма сложной задачей.

Из существующих в настоящее время концепций нафтидогенеза на роль идеологического базиса формирования ИМ может претендовать геосинергетическая концепция природных УВ-генерирующих систем [12]. Ранее было показано, что формирование природных залежей нефти и газа, вопреки постулатам учения о главных фазах нефте- и газообразования, это сравнительно быстрый (мгновенный с геологической точки зрения — с характерными временами $0,01 \cdot n$ — $1000 \cdot n$ лет) импульсный процесс, который должен обеспечиваться сравнительно кратковременными фазами лавинообразной генерации УВ [10]. Последняя может быть обусловлена взаимодействием высокоэнтропийных восстановительных флюидов (флюидо-энергетические импульсы эндогенной природы) с определенным литогенетическим типом субстрата. Это прежде всего обогащенные органическим веществом (ОВ) различной природы породы разновозрастных гидрокарбонатных (доманикиты, баженины, монтерииты и т.п., а также их плиоцен-четвертичные аналоги в виде сапропелевых илов), угленосных, соленосных, карбонатных, вулканогенно-осадочных формаций, депрессионные отложения с дисперсными УВ (включая так называемый "центральнобассейновый газ", сосредоточенный в малопроницаемых тонкопористых терригенных отложениях в определенном диапазоне градаций шкалы катагенеза), более древние скопления высоковязких нефтей, мальт и битумов, кристаллические породы с УВ-содержащими газом-жидкими включениями, а также некоторые другие субстраты природных УВ-генерирующих систем [10, 12]. Присутствие магматических пород, пневматолитовых и гидротермальных рудоносных образований с эндогенным углеродом и УВ, а главное — открытие инъекций углеродисто-полиминерального вещества в трещинах естественного гидроразрыва и брекчиях дробления [8], свидетельствуют о принципиальной

возможности существования, наряду с вышеуказанными, сугубо эндогенных УВ-генерирующих систем. При этом принцип самого процесса остается неизменным: деструктивная гидрогенизация и мобилизация УВ при воздействии на субстрат сначала безводного сверхсжатого поликомпонентного флюида, а затем гидротермальных растворов [11].

В технологическом отношении проблема создания ИМ тесно связана с методами интенсификации добычи нефти и конденсата, разработки залежей высоковязких нефтей и битумов. Кроме того, в какой-то мере она связана с подземной газификацией и, в еще большей мере, — гидрогенизацией угольных пластов. Форсированное воздействие на субстрат — источник новообразованных и (или) мобилизованных УВ сочетается здесь с нагнетанием их в породы-коллекторы, которые, как и в случае подземных хранилищ, могут быть представлены водоносными пористыми песчаниками, а также резервуарами другого типа (каверно-трещинные карбонатные породы, техногенные полости в каменной соли и т.п.). При этом, в зависимости от конкретных условий, возможны различные соотношения интенсивности генерации УВ, объемов их депонирования и потребления. Наиболее благоприятными для формирования ИМ являются такие геологические условия, когда УВ-генерирующий субстрат либо сам превращается в коллектор, либо залегает в непосредственной близости от него.

Тяжелые высоковязкие нефти и битумы (мальты, асфальты и др.) среди нетрадиционных источников нефтяных УВ занимают особое место, обусловленное, во-первых, общностью условий залегания с обычными нефтями (заполнение терригенных и карбонатных коллекторов), а во-вторых, колоссальными ресурсами. Как уже отмечалось [14], в Украине есть все геологические и палеогидрогеологические предпосылки для формирования крупных скоплений тяжелых нефтей, мальт и асфальтов. Но степень их разведанности в целом очень низкая. Весьма значительны перспективы нефте-, битумоносности северного и южного бортов Днепровско-Донецкого авлакогена (включая северную и южную окраины Донбасса), Западного (Во-

лыно-Подолія, Предкарпат'є) і Южного (Придніпровський прогіб, Керченський п-ов і др.) регіонів. Однак уже зараз в Україні відомий ряд місцезнаходжень з заляганнями важких нафтів, мала і асфальтенов, які можна розглядати як додаткові джерела нафти (центральна частина ДДВ — Яблунівське, Бугріватівське, Решетняківське і др., північно-західна частина ДДВ — Бахмацьке, Тваньське, Холмське і др., Предкарпат'є — Коханівське і др., Керченський п-ов — Войківське і Приозерне). Успішний досвід розробки значущих нафтобитумних залягань в потужних алювіальних пісчаниках середнього карбону на Яблунівському нафтогазоконденсатному місцезнаходженні дозволяє розглядати всі ці (і інші, не згадані в даному переліку) місцезнаходження як першочергові об'єкти для інтенсифікації отримання синтетических нафтичних УВ. При цьому слід передбачити можливість формування нафтичних ІМ в водоносних пісчаниках і вичерпаних нафтичних і газоконденсатних заляганнях.

При розробці залягань важких нафти і битумів в Канаді, США, Китаї і Росії застосовуються різні методи. Найбільш поширеним є закачка в резервуар перегретого водяного пару і гарячої води. В значно меншій масштабі застосовуються різні способи електричного і електромагнітного впливу на залягання. Розробка деяких битумних залягань здійснюється з допомогою підземного горіння, а також хімічними методами (щелочні реагенти і т. п.). Тут доречно підкреслити, що важкі високовязкі нафти і битуми є одним з найбільш важливих типів субстратів формування природних залягань УВ відповідно до геосинергетическої концепції [10]. Це дозволяє розглядати можливість застосування для переробки цих залягань в звичайні нафти і газоконденсати шляхом нагнітання високоентальпійного флюїда на метаново-водородній основі. Її вплив обумовлює не тільки інтенсивне розчинення важкої нафти і битумів, але і гідрогенізацію. Тому вихід синтетических УВ повинен значно перевищувати такий за порівнянням з основними застосовуваними в даний час

методами нагнітання пару і гарячої води. Виникають при обробці і окисленні цього робочого флюїда перегреті водні розчини, судячи з найновішими експериментальними даними [5], також мають значно вищу (за порівнянням з паром і гарячою водою) фізико-хімічну активність і перетворюють важкі нафти і битуми в гетерогенно-фазову систему: вода — нафта — газ. Таким чином, можлива повна трансформація залягань важких нафти і битумів в пісчані і карбонатні колектори, залягань на різних глибинах, в штучні нафтогазові, нафтогазоконденсатні і газоконденсатні залягання значно більшого об'єму.

Гидрокарбопелитові формації (типу доманікітов, баженітов, монтерейтов і др.) є, за порівнянням з важкими нафтами (битумами), менш якісним сировиною для отримання синтетических УВ. Однак їх УВ потенціал, враховуючи об'єми відповідних формацій, значно вище (світові розвідані запаси важких нафти і битумів перевищують 500 млрд т, а потенціальні ресурси синтетических УВ з гідрокарбопелитів повинні становити багато трильйонів м³).

Найбільший інтерес з точки зору формування ІМ представляють те битуминозні "чорні сланці" (black shales), в яких процеси катагенетического перетворення керогену не завершені і протікають в даний час, а головне — помітною є близькість сучасних пластових температур і віртуальних (палео)температур катагенезу, т. є. здійснюється природне термостативне катагенетическі процеси перетворення ОВ. Через це суттєво знижується енергетический поріг техногенного перетворення ОВ і мобілізації УВ з такого "пласта-реактора" (цей термін в свій час використовував Г.Л. Стадніков, а потім В.Б. Порфир'єв застосовуючи до гіпотетического джерела нафти — гомогенним скопленням сапропелевого ОВ на великих глибинах). Це породи з великим вмістом (10—25%) керогену, знаходяться на стадіях МК₁ — МК₃, в яких кероген існує з легкою нафтою і (або) конденсатом в різних співвідношеннях. Найбільше

ярким примером таких черносланцевых формаций является баженовская свита, распространенная в центральной части Западно-Сибирской плиты на площади более 1 млн км², залегающая на глубинах 2,5—3,5 км. Пластовые температуры варьируют от 80 до 134°C и близки к температурам современной катагенетической зональности свиты. Большинство исследователей считает характерные для нее аномально высокие (с коэффициентом аномалийности до 1,75) пластовые давления и интенсивное внутрипластовое трещинообразование (тонкое "расслоение", листоватость, мелкооскольчатость) признаком современного нефтеобразования в условиях затрудненного оттока нефтяных (и газообразных) УВ. Однако основные очаги нефтеобразования в баженовской свите, совпадающие с очагами дилатансии, расположены в тех местах, где на породы свиты накладываются субвертикальные динамически напряженные зоны, установленные в Западной Сибири, В. И. Белкиным, Р. М. Бембелем, Р. И. Медведским и другими исследователями [6]. Это подтверждает представления о ведущей роли гипогенного аллогенеза в нефтегазообразовании [8], в то время как роль катагенеза заключается в подготовке УВ-генерирующего субстрата, взаимодействующего с глубинными факторами [10].

И. И. Нестеров, основываясь на многолетнем изучении нефтегазоносности регионально продуктивной баженовской свиты Западной Сибири, предлагает проводить "преобразование керогена в нефть в пластовых условиях по принципиально новой технологии, основа которой заключается в применении мощного электромагнитного поля за счет гидроразрыва пластовой системы нефтью, щелочными растворами и фобизированным проппантом или созданием трещиноватости пород закачкой кремнезема, насыщенного порошком алюминия или раствором перекиси водорода, или его заменителем, или взрывчатым веществом, не детонирующим при давлении до 100 МПа и температуре до 150°C" [16, с. 428]. Таким образом, для создания ИМ предполагается весьма форсированное воздействие высокоэнергетических факторов, что близко к идеологии геосинергетической концепции УВ-генерирующих сис-

тем. Сам И. И. Нестеров стоит на позициях биоорганической природы нефти и газа ("органическое вещество — исходный продукт формирования залежей нефти и газа" [15, с. 115]), но при этом отрицает существенную роль струйной или диффузионной миграции УВ в формировании залежей и, подобно К. П. Калицкому, считает, что залежи залегают на месте своего образования. Последнее, по мнению И. И. Нестерова, обусловлено созреванием керогена в определенном интервале мезокатагенеза (главная фаза нефтеобразования) и осуществляется за счет "энергетического потенциала органических молекул", который определяется концентрацией парамагнитных центров ("чем больше катагенез, глубинный молекулярный вес керогена, тем больше парамагнитных центров", тем выше "спиновая энергия") [15, с. 116]. Независимо от этих интересных (несмотря на некоторую путаницу и нечеткость сугубо физических понятий), но дискуссионных представлений о причинах нафтидогенеза, все сказанное хорошо иллюстрирует реальность лавинообразного выделения УВ при импульсном воздействии на субстрат-мультипликатор (в данном случае баженовская свита) высокоэнергетических физических и физико-химических факторов. Экспериментальная проверка этих положений была осуществлена на Салымской площади, где 45 лет назад был открыт баженин как особый тип коллектора, из которого в некоторых скважинах были получены супервысокие (2,5÷5,0 тыс. м³/сут) дебиты нефти. В 1997 г. здесь была пробурена специальная скважина, в которой по результатам традиционных испытаний не было зафиксировано нефтегазопроявлений. После закачки в пласт проппанта (воды с песком и глинистой суспензией) скважина начала фонтанировать чистой нефтью с дебитом 60 м³/сут, а затем 26 м³/сут. В этом режиме скважина работала 1,5 года. Повторная обработка не проводилась. И. И. Нестеров полагает, что это — искусственная нефть (образовавшаяся из керогена при воздействии на пласт) и считает необходимым проводить для ее получения неоднократную закачку проппанта. Однако в новейших публикациях по проблеме освоения УВ потенциала баженовской свиты отмечено, что "добыча УВ из кероген-

на" при применении указанного метода "практически отсутствует" [5, с. 38], т. е. экстрагируется естественная нефть из баженитов.

Недавно в СМИ появились не вполне внятные сообщения о разработках "белорусского изобретателя Ивана Вераксо", который "вывел формулу искусственного формирования газа и нефти. Для этого нужна лишь вода и залежи черных пород с двухвалентным железом" [2, с. 1]. Речь идет о верхнедевонских черносланцевых толщах и пачках, в частности, вскрытых в Солигорске на 5-м калийном руднике, где "уже на глубине 200 м пошла черная глина и толщина первого темного пласта 250 м. Если двухвалентного железа в пласте 5%, то один км² такого пласта дает 1 млрд м³ газа (а если добывать топливо с глубин ниже 1000 м, то и нефть будет своя). В марте 2006 г. скважины, пробуренные в зону пород, после закачки воды дали газ" [2, с. 1]. На этом основании сделан оптимистический вывод, вынесенный в заголовок сообщения: "Беларусь обеспечена собственным газом на десятки лет вперед".

Таким образом, хотя говорить о реальных результатах пока преждевременно, перспективность освоения УВ ресурсов черносланцевых формаций не вызывает сомнений (по расчетам И. И. Нестерова, кероген баженовской свиты "можно преобразовать в 1973 млрд м³ нефти, общая извлекаемая ее часть составит 580 млрд м³, а по доступным технологиям — 174 млрд м³" [16, с. 428]). Однако не меньший промышленный интерес представляют и некоторые другие гидрокарбонатные формации.

Разновозрастные гидрокарбонатные формации с большим содержанием ОВ и высокой степенью его битуминизации широко распространены в пределах нефтегазоносных регионов Украины (менилитовая свита палеогена и спасская свита мела Предкарпатского прогиба, ХІІа м.-ф. горизонт виле ДДВ и другие палеозойские черносланцевые толщи в нижнем карбоне и верхнем девоне Днепровско-Донецкого авлакогена, майкопская серия прикерченско-го шельфа и др.). Все они характеризуются условиями природного термостатирования катагенетических процессов и признаками дилатантного разуплотнения. При разра-

ботке нефтяных и газоконденсатных залежей в терригенных и карбонатных резервуарах, залегающих в парагенезе (парастерезе) с этими отложениями, отмечены признаки подтока нефти, газа и конденсата из смежных гидрокарбонатных отложений [8].

Первоочередными объектами в этом отношении являются месторождения, где обычные нефтяные, газоконденсатные, газовые и гетерогенно-фазовые залежи залегают в указанных гидрокарбонатных формациях. Одним из них является недавно открытое месторождение Субботина, где значительные по запасам нефтяные залежи приурочены к специфическому, весьма проблемному типу коллекторов, освоение которого требует особого подхода [13]. Тонкое переслаивание алевропесчаного и глинистого материала, обилие фрамбоидального пирита и часто выраженная низкоомность коллекторов, пониженная прочность создают большие проблемы при диагностике, вскрытии и последующей разработке нефтяных залежей. В то же время при успешном, с применением адекватных методов интенсификации, их освоении ресурсы УВ майкопской серии могут существенно возрасти за счет вовлечения в разработку малопроницаемых ритмитовых коллекторов. Более того, именно здесь целесообразно применение методологии создания ИМ, что позволит вовлечь в разработку не только ритмиты, но и майкопские темноцветные глины с большим содержанием ОВ и высокой степенью его битуминизации (градации МК₁ — МК₂ катагенеза). Обилие дисперсного пирита во всех литологических разностях (песчаники — алевролиты — ритмиты — глины) позволяет рассчитывать на то, что при закачке пластовой или морской воды здесь будет происходить интенсивное выделение водорода вследствие электролитических и химических окислительно-восстановительных процессов. Еще больший эффект может дать применение тех уже упоминавшихся методов и реагентов, которые предложены И. И. Нестеровым для баженовской свиты Западной Сибири и частично апробированы им на Салымском месторождении. Однако большинство из предлагаемого им комплекса методов (см. выше) мобилизуют уже

готовые УВ из баженина как коллектора. В эксперименте И. И. Нестерова на Салымском месторождении (см. выше) была пробурена специальная скважина (№ 592). Перед экспериментом породы баженовской свиты, залегающие на глубине 2869—2904 м, *"были испытаны традиционными методами и пласт оказался сухим (без признаков нефти и газа). После закачки 180 м³ (150 т) проппанта в пласт при давлении 41—54 МПа скважина была закрыта на 3 суток. Когда ее открыли, то ударил фонтан нефти с дебитом 60 м³/сут, который продолжался около двух недель, после чего дебит снизился до 26—10 м³/сут. Скважина работала больше года и затем затухла"* [15, с. 122]. Таким образом, И. И. Нестеров полагает, что при закачке проппанта (воды с песком и глиной) гидроразрыв пласта сопровождается деструкцией керогена и синтезом нефтяных (и газообразных) УВ. Последние заполняют образующиеся вследствие деструкции ОВ (до 15% и больше от объема пород) вторичной пустотности и образуют искусственную нефтяную залежь. Конечно, сам по себе проппант не может вызвать столь интенсивных процессов деструкции ОВ и синтеза УВ. И. И. Нестеров полагает, что здесь играют роль гидроразрывы пласта, при которых *"возникают электромагнитные поля"*, вызывающие, в свою очередь, *"появление потока электронов"*, а также локальный разогрев пород [15, с. 119]. Опыт изучения природных флюидоразрывов, наиболее ярко выраженные среди которых широко распространены в глубокозалегающих кварцито-песчаниках, карбонатных коллекторах и нефтегазоносных зонах разуплотнения кристаллического фундамента [8], подтверждает реальность указанных процессов. Однако интенсивность их проявления при техногенном гидроразрыве обычным низкотемпературным проппантом в породах с пониженной прочностью на сравнительно небольших глубинах несопоставима с природными гипогенно-аллогенетическими процессами. К указанным И. И. Нестеровым факторам можно было бы добавить генерацию водорода при взаимодействии воды проппанта с обильным дисперсным пиритом пород баженовской свиты. Однако интенсивность всех этих техногенных процессов недостаточна для

превращения ОВ в нефть. Промышленный приток в первоначально сухой скв. 92 на Салымском месторождении обусловлен появлением здесь техногенных трещинных коллекторов, что совместно с естественными коллекторами-баженитами способствовало более полному дренированию Салымского нефтеносного резервуара, а также дополнительной экстракции природных УВ из первоначально плотных пород.

Для интенсивной деструкции керогена и синтеза УВ, как и для природного функционирования УВ-генерирующей системы на гидрокарбонепелитовом, в частности баженовском субстрате [10], требуются другие факторы. В последнее время А.А. Боксерманом разработана более эффективная методика термогазового освоения баженинов, основанная на закачке в пласт водо-воздушной смеси, при физико-химической трансформации которой в пластовых условиях формируется *"высокоэффективный смешивающийся с пластовой нефтью вытесняющий газовый агент"* [5, с. 38]. Однако на основе геосинергетической концепции возможно изобретение еще более эффективных методов, позволяющих вовлечь в разработку не только нефть пустотного пространства, но и кероген. Согласно экспериментальным данным, в ряду "пироллиз — аквапироллиз — гидроаквапироллиз (аквапироллиз с одновременной продувкой водородом)" многократно возрастает выход синтетических УВ из таких пород [10]. Технически наиболее доступным методом создания ИМ в баженовской свите и других гидрокарбонепелитовых формациях, по мнению автора, является циклическая закачка: проппант — горячая вода — перегретый водяной пар. Еще более возрастает выход синтетических УВ при гидрировании ОВ пород. Учитывая общее содержание и характер локализации последнего в породах (округлые макро- и микровключения, линзы, пропластки и т. п.), можно рассчитывать, что при его деструкции, как и при естественных процессах, будет формироваться трещинно-каверно-поровый резервуар искусственной залежи. Такая методика должна быть эффективна для любого гидрокарбонепелитового субстрата, включая наиболее перспективные в этом отношении формации олигоцена (менилитовая свита, майко-

пская серия) нефтегазоносных регионов Украины.

Перспективы создания ИМ в Украине

В нефтегазоносных регионах Украины отмечены все предпосылки для успешного развития этого стратегически важного направления освоения УВ потенциала недр [14]. В настоящее время здесь можно выделить следующие группы объектов, благоприятных для создания ИМ.

1. Менилитовая свита олигоцена Предкарпатского прогиба Бориславско-Покутской зоны. В пределах этого крупного сложнопостроенного тектонического покрова [3] менилитовые отложения, благодаря своим тектонофизическим свойствам (наиболее некомпетентная толща в составе покрова, наличие высокобитуминозных слоев с выделением углеводородной гидрофобной "смазки" при тектонических деформациях в условиях интенсивного сжатия), интенсивно дислоцированы. Особый интерес с точки зрения данной проблемы представляют менилитовые "сланцы" ядерных частей линейно вытянутых асимметричных антиклинальных складок, с которыми в основном связаны месторождения Бориславско-Покутской зоны (рис. 2, А). Хотя наиболее продуктивными здесь являются эоценовые и палеоценовые песчаники, наибольшее количество (около 40) преимущественно нефтяных залежей открыто в менилитовой свите. Как известно, коллекторы палеогена, благодаря структурно-текстурным и другим литолого-формационным особенностям (тонкое переслаивание песчаного, алевроитового, глинистого материала, большая роль матрикса в цементе песчаников, интенсивная редукция первичного порового пространства в сочетании с интенсивной тектонической трещиноватостью скальвания), являются проблемными и характеризуются в целом весьма низкой нефтеотдачей. При этом особенно острой является проблема разработки менилитовых залежей, для которых коэффициент нефтеотдачи, несмотря на применение традиционных методов воздействия на пласт, *"не превышает 20—25%"* [3, т. 4, с. 34]. Таким образом, целесообразно применение нетрадиционных методов (см. выше), сочетаю-

щих улучшение коллекторских свойств с мобилизацией и дополнительной генерацией УВ менилитовыми сланцами. Выбор (среди Южно-Стинавского, Стинавского, Мельничанского, Северо-Долинского, Струтинского и ряда других месторождений с нефтяными залежами в интенсивно дислоцированной менилитовой свите) первоочередного объекта для проведения опытно-методических работ по формированию ИМ требует комплексного рассмотрения геологических, географических и нефтегазопромысловых условий.

2. Майкопская серия прикерченского шельфа. Открытие значительных промышленных нефтяных залежей в стратиграфическом (олигоцен) и формационном (мощная флишоидная песчано-алевроглинистая темноцветная турбидит-контурит-отстойно-депресссионная толща со специфической биотой, повышенным содержанием ОВ и признаками интенсивного метано-сероводородного заражения седиментационного палеобассейна) аналоге баженовской свиты на антиклинальном поднятии Субботина существенно повысило перспективы нефтегазоносности Черного моря. Однако тонкое переслаивание алевропесчаного и глинистого материала, структурно-текстурные особенности пород-коллекторов, их пониженная прочность создают особые трудности при освоении этих залежей. Поэтому, как уже отмечалось [13], необходима программа разработки нефтяных залежей месторождения Субботина и его возможных аналогов на прикерченском шельфе и сопредельных районах. Более того, целесообразно проведение не только традиционных методов освоения этих проблемных коллекторов, но и специальных работ (см. выше) по мобилизации и синтезу УВ, формированию искусственных коллекторов в битуминозно-глинистых породах и созданию комбинированных природно-техногенных резервуаров (залежей). В перспективе это не только позволит освоить проблемные коллекторы майкопской серии, но и получить существенный прирост запасов за счет как повышения нефтеотдачи самих алевропесчаных коллекторов, так и притока УВ из вмещающих отложений.

3. Средневизейские (XIIa м.-ф. горизонт) гидрокарбонатные отложения

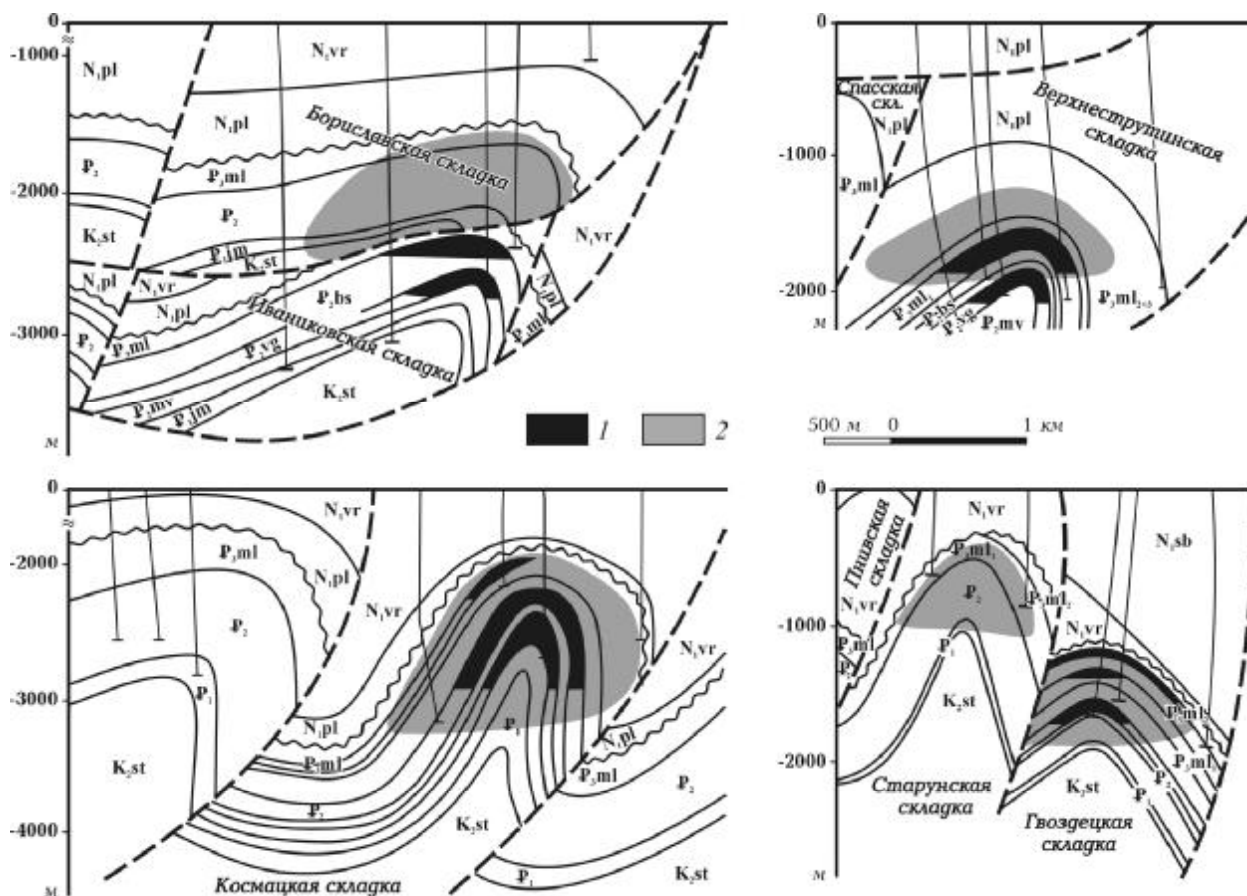


Рис. 2, А. Благоприятные для формирования ИМ геологические объекты в пликативно-деформированной менилитовой свите Бориславско-Покутского нефтегазоносного района Карпатской провинции (по работе [3], с изменениями)

1 — нефтяные и газоконденсатные залежи; 2 — возможные резервуары ИМ. Остальные услов. обозн. см. в работе [3]

центральной части ДДВ. Это мощная (до 1,5 км и более) толща темноцветных глинистых пород с терригенными отложениями мутьевых потоков (турбидиты), контурных течений (контуриты) и разнообразных аккумулятивных тел. Нижняя часть этой толщи (рудовские слои), перекрывающая рифогенно-карбонатные ловушки нижнего визе и разнообразные погребенные структуры с многочисленными газоконденсатными, а также нефтяными залежами, характеризуется большим фациально-палеоэкологическим, литологическим и геохимическим (включая состав стабильных изотопов ОВ и др.) сходством с баженовской свитой Среднеширотного Приобья [9]. Поэтому, учитывая наличие здесь целого ряда месторождений с залежами как в песчаных коллекторах внутри самой черносланцевой толщи, так и в залегающих непосредственно под ними карбонатных и терригенных ре-

зервуарах (рис. 2, Б), целесообразно поставить и здесь опытно-методические работы по освоению огромных потенциальных ресурсов УВ рудовских слоев. В этом отношении в качестве первоочередного объекта можно рассматривать Рудовско-Червонозаводское газоконденсатное месторождение с большим количеством залежей в линзовидных и клиноформенных песчаных телах внутри рудовских гидрокарбопелитов (рис. 2, В). Проведение здесь работ по формированию в них техногенно-вторичных коллекторов типа баженинов, мобилизации и синтезу УВ из ОВ рудовских слоев позволило бы, во-первых, существенно повысить эффективность разработки уже известных залежей в терригенных коллекторах (горизонты В-23 ÷ В-21), а во-вторых, прирастить здесь запасы в результате создания ИМ за счет мобилизации потенциальных ресурсов визейских гидрокарбопелитов. Ра-

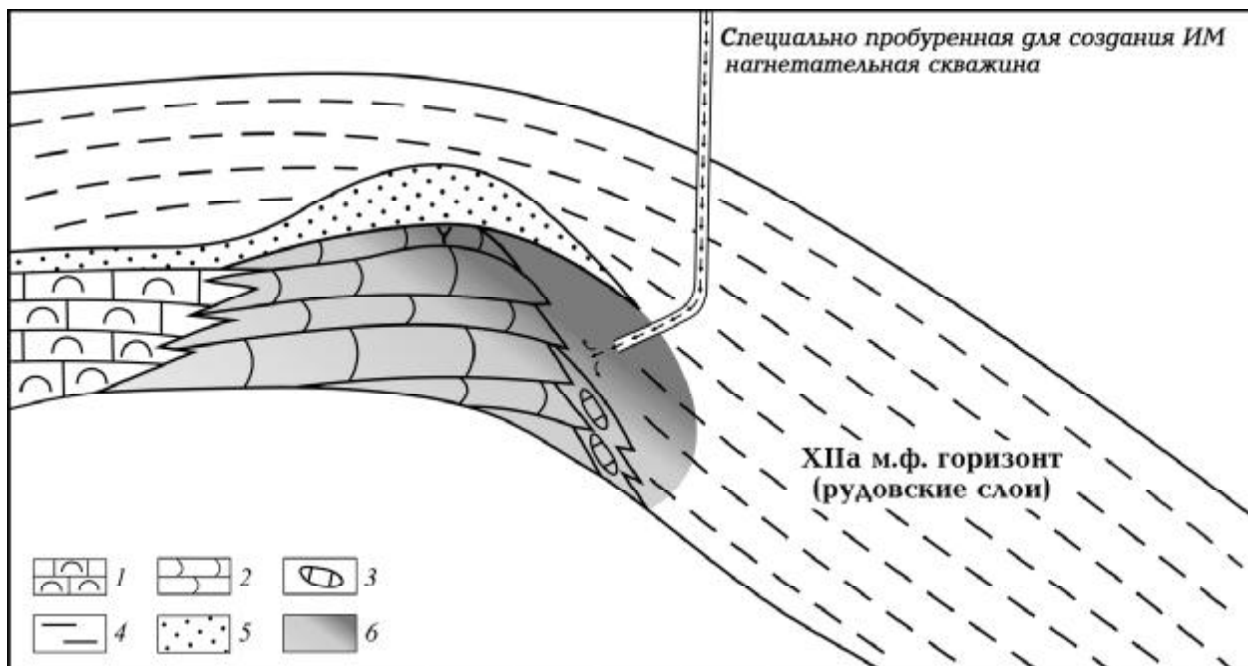


Рис. 2, Б. Принципиальная схема благоприятного для формирования ИМ геологического объекта в центральной части ДДВ (Сребненская депрессия)

1 — известняки органогенно-детритусовые (C_{1v1} , XIII м.ф. горизонт); 2 — известняки биоморфно-рифогенные (C_{1v1} , XIII м.ф. горизонт); 3 — предрифовый шлейф; 4 — битуминозные гидрокарбонелиты-эвксиниты; 5 — аккумулятивное песчаное тело; 6 — резервуар ИМ (в процессе формирования)

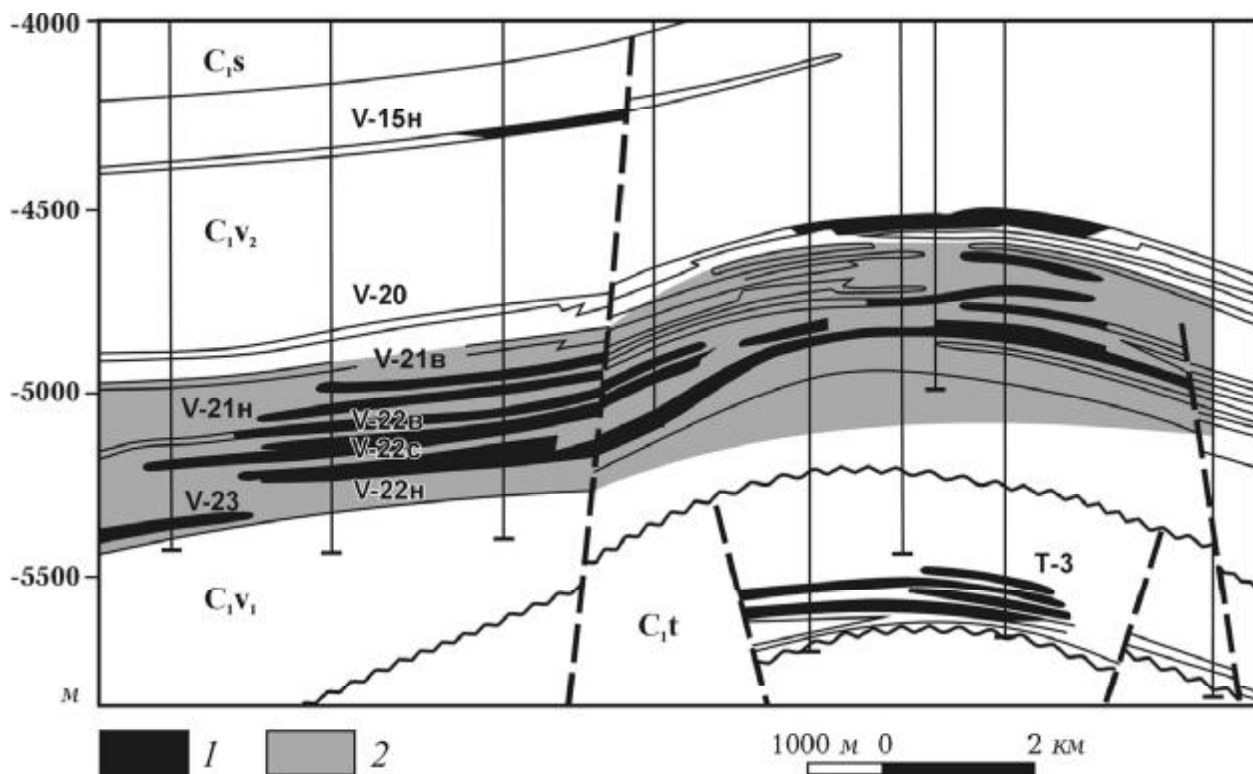


Рис. 2, В. Рудовско-Червонозаводское газоконденсатное месторождение (центральная часть ДДВ) как объект, благоприятный для формирования ИМ в отложениях XIIa м. ф. горизонта (интервал продуктивных горизонтов В-23 ÷ В-21в)

1 — газоконденсатные залежи; 2 — возможные резервуары ИМ. Остальные услов. обозн. см. в работе [3]

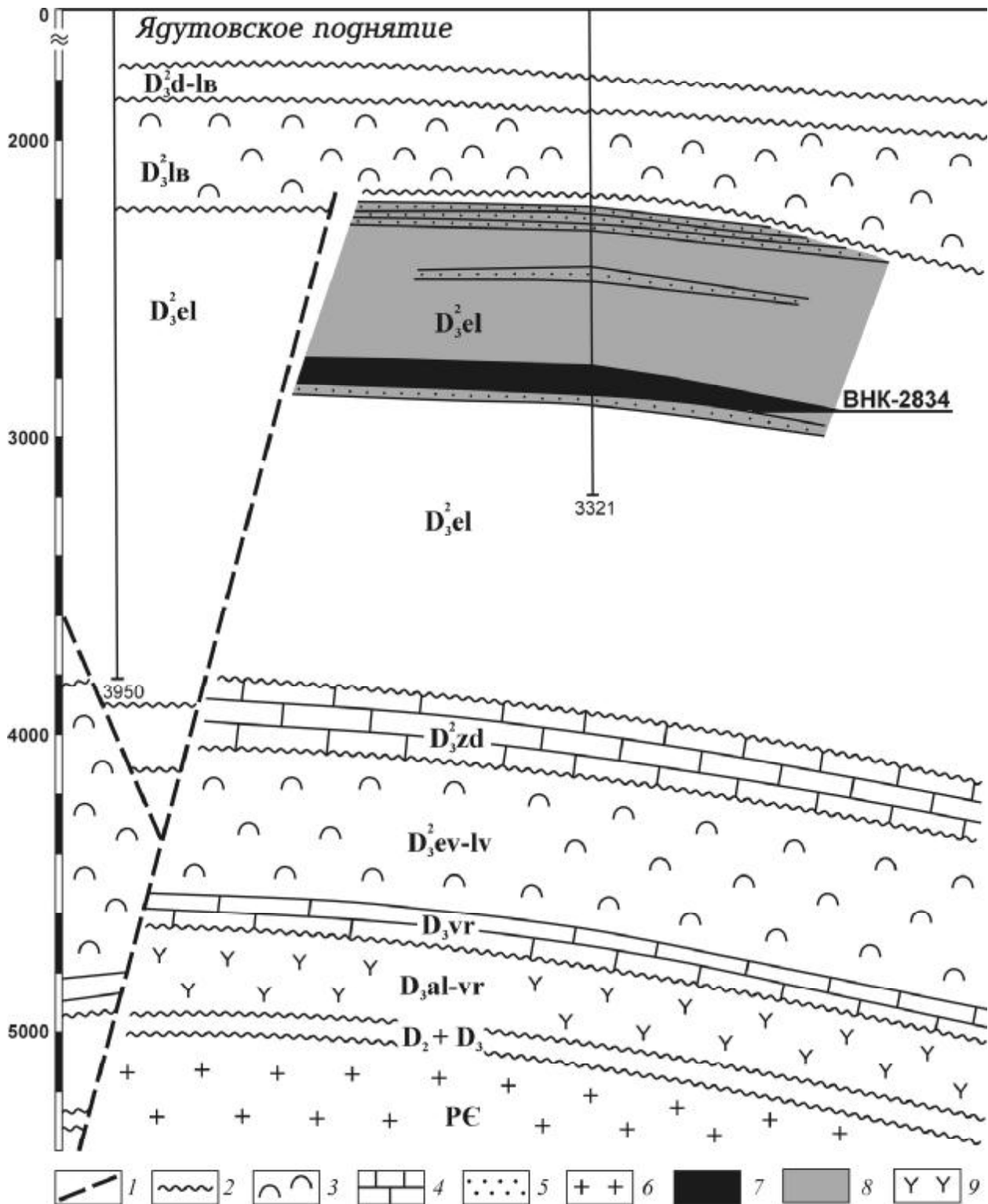


Рис. 2, Г. Ягутовская структура (крайний северо-запад ДДВ) как возможный объект формирования ИМ (показано на фрагменте геологического профиля, составленного М. Б. Полищуком, с изменениями)

1 — разрывные нарушения; 2 — поверхности несогласия; 3 — соль; 4 — известняки; 5 — песчаники; 6 — докембрийский фундамент; 7 — нефтяная залежь в полимиктовых флишеидных песчаниках елецкого горизонта межсолевого верхнего девона; 8 — возможный резервуар ИМ; 9 — вулканиты

боты эти, в случае их успешного проведения на указанном объекте, могут иметь большие перспективы, учитывая огромные объемы этих отложений и присутствие большого количества газоконденсатных залежей в залегающих внутри них песчаных телах (Свистунковское, Червонолуцкое, Скоробогатьковское, Мехедовско-Голотовщинское и другие месторождения).

4. Крайний северо-запад ДДВ. Расположенная западнее Ичнянской группы соляных штоков территория ДДВ большинством исследователей считается малоперспективной или даже бесперспективной. Однако здесь на ряде брахиантиклинальных структур (Бахмачское, Холмское, Тванское и др.) известны залежи тяжелых нефтей, мальт и асфальтов.

Кроме того, во многих скважинах на различных площадях крайнего северо-запада были получены нефтяные, газоконденсатные и газовые притоки из карбонатных и терригенных коллекторов верхнего девона (преимущественно межсолевые отложения — аналоги задонского и елецкого горизонтов). В частности, признаки нефтегазоносности рифогенно-карбонатных коллекторов задонского горизонта были установлены в свое время на Борковской, Ивашковской, Седневской, Грибоворуднянской и других площадях. На Петровской площади (южная прибортовая зона) из терригенных отложений елецкого горизонта был получен приток газа, а на Ядутовской площади установлена их нефтеносность. Ее освоению препятствуют низкие коллекторские свойства залегающих среди битуминозных глинистых пород елецкого горизонта граувакковых песчаников. Именно Ядутовское месторождение (рис. 2, Г) следует рассматривать как первоочередной объект для проведения промыслово-экспериментальных исследований по освоению установленных здесь нефтяных залежей и созданию ИМ. Учитывая особенности залегания задонско-елецких отложений — приуроченность к глубоким узким палеопрогибам в северной и южной прибортовых зонах и их осложненность цепочками инверсионных структур, здесь со временем можно будет выделить протяженные нефтегазоносные зоны.

Учитывая большое количество локальных структур — четко выраженных брахиан-

тиклиналей, здесь целесообразно дальнейшее сооружение (наряду с первыми в Украине Олишевским и Червонопартизанским) ПГХ в мощных, экранированных хорошими глинистыми покрывками, мезозойских (юра, триас) песчаниках. Кроме того, целесообразно начать в ближайшие годы разработку залежей тяжелых нефтей и битумов на Бахмачском и Тванском месторождениях, используя современные методы получения из них синтетических УВ. Перспективна также закачка газа в верхнедевонские рифогенно-карбонатные резервуары с явными признаками нефтегазоносности (Борковка, Ивашки, Грибова Рудня и др.) с целью создания своего рода гибридных искусственно-природных газоконденсатных залежей. Таким образом, есть все основания рассматривать крайний северо-запад ДДВ (наряду с Бориславско-Покутской зоной Предкарпатского прогиба) как полигон для испытания и применения новых методов освоения потенциальных ресурсов УВ (рис. 3).

5. Юго-восточная часть ДДВ — Донбасса может рассматриваться как полигон для создания газовых ИМ на основе освоения центральнобассейнового газа и угольного метана. Речь идет не просто о добыче и использовании указанных типов нетрадиционных источников, но и о таком уровне решения данных проблем, когда часть добытого газа можно будет запасать в вышележащих водоносных песчаниках. Однако это особая проблема, которая требует специального рассмотрения.

Выводы

1. В ближайшие десятилетия роль нефти и газа в общемировом ТЭК будет неуклонно возрастать, что потребует, с одной стороны, вовлечение в разработку УВ из нетрадиционных и альтернативных источников, а с другой — создание больших стратегических запасов УВ сырья в системе не только подземных хранилищ, но и рукотворных нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений.

2. Идеологической базой для развития этого важного направления является геосинергетическая концепция нафтидогенеза, в соответствии с которой формирование ИМ основано на моделировании природных УВ-

генерирующих систем. Из них первоочередной интерес представляют те системы, субстратом которых являются залежи тяжелых нефтей и битумов, гидрокарбонатные (черносланцевые) формации, породы с дисперсным газом (депресссионные отложения с центральнобассейновым газом, угольный метан) и др. В отличие от ПГХ (закачка и хранение газа, добытого из традиционных залежей), в ИМ концентрируется УВ из нетрадиционных и альтернативных источников.

3. Комплексование различных физических и химических факторов активизации нетрадиционных и альтернативных источников УВ с применением разных методов теплового, газового, гидродинамического, электромагнитного воздействия на пласты позволит резко повысить эффективность и рентабельность работ по созданию ИМ. Это будет способствовать кардинальному увеличению прогнозных ресурсов УВ и созданию их стратегических запасов, что имеет особое значение для Украины.

1. Агишев А. П. Межпластовые перетоки газа при разработке газовых месторождений. — М.: Недра, 1966. — 204 с.
2. А и Ф в Беларуси. — 2007. — 2 авг. — Вып. 31 (№ 375). — <http://gazeta.aif.ru/online/belorus//375/bel01>.
3. Атлас родовищ нафти і газу України. Західний нафтогазоносний регіон. — Львів: Центр Європи, 1998. — Т. 4. — 328 с; Т. 5. — 705 с.
4. Казарян В. А. Подземное хранение газов и жидкостей. — М.; Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2007. — 432 с.
5. Кокорев В. И. Инновационный термогазовый метод разработки отложений керогена баженновской свиты месторождений Западной Сибири // Нефт. хоз-во. — 2009. — № 4. — С. 37—39.
6. Лукин А. Е., Гарипов О. М. Литогенез и нефтегазоносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья // Литология и полез. ископаемые. — 1994. — № 5. — С. 65—85.
7. Лукин А. Е. Девонские рифогенно-карбонатные комплексы Днепровско-Донецкого авлакогена и перспективы их нефтегазоносности // Геол. журн. — 2008. — № 3. — С. 7—26.
8. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. — Киев: Наук. думка, 1997. — 220 с.
9. Лукин А. Е. О Днепровско-Донецком средне-визейском палеобассейне эвксинского типа // Докл. РАН. — 1995. — Т. 344, № 5. — С. 660—664.
10. Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. — 1999. — № 1. — С. 30—42.
11. Лукин А. Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов — трассеры суперглубинных флюидов // Геофиз. журн. — 2009. — Т. 31, № 2. — С. 61—92.
12. Лукин А. Е. Синергетика нафтидогенеза // Синергетика геологических систем. — Иркутск, 1991. — С. 51—53.
13. 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.
14. Лукін О. Ю. Вуглеводневий потенціал надр України // Там же. — 2008. — № 1. — С. 7—24.
15. Нестеров И. И. Искусственное формирование залежей нефти и газа // Вестн. РАН. — 1994. — Т. 64, № 2. — С. 115—127.
16. Нестеров И. И. Фундаментальные основы формирования залежей нефти и природных газов, их поисков, разведки и разработки // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50, № 4. — С. 425—433.
17. Огняник Н. С., Парамонова Н. К., Наседкина О. И. Определение характеристик слоя легких нефтепродуктов в различных условиях формирования // Геол. журн. — 2006. — № 4. — С. 55—59.
18. Российская газовая энциклопедия. — М.: Большая рос. энцикл., 2004. — 527 с.
19. Словарь по геологии нефти и газа. — Л.: Недра, 1988. — 679 с.
20. Ханин А. А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. — М.: Недра, 1965. — 350 с.
21. Energy Independence with global cooperation: challenges and solutions // J. Petrotech. Soc. — 2008. — № 12. — P. 5—12.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: uknigri@mail.cn.ua

Статья поступила
25.11.09