

В. С. Куриленко

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРНОГО ОМАНА И ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЕЕ ПЕРСПЕКТИВ С ПРИМЕНЕНИЕМ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

(Рекомендовано чл.-кор. НАН Украины В. И. Лялько)

Описано геологію та нафтогазоносність Північного Оману — одного з найперспективніших нафтогазоносних регіонів світу. У його будові виділено три тектонічні зони з різними рівнями перспективності: платформна і складчаста зони на суші та акваторія Оманської затоки. В комплексі пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ важливе місце посідають аерокосмічні методи дослідження завдяки відносно невисокої вартості та великим можливостям у постійному накопиченні й опрацюванні інформації.

It is a description of geology and petroleum potential of Northern Oman as most perspective region of all the world. There are three tectonics zones with different level of prospect: the platform zone and the folded zone on land and the area of water of the Oman bay. The aerospace surveys take significant place along geological methods of oil and gas exploratory works owing to the fact that they cost comparatively cheap and have broad means to accumulate and monitor information.

Введение

Одним из путей решения топливно-энергетической проблемы Украины может быть активное участие частного бизнеса и отечественных специалистов-нефтяников в освоении природных богатств других государств на лицензионной основе. Одним из таких государств, предоставляющих свои богатейшие углеводородными ресурсами недра для освоения и разработки их на взаимовыгодных условиях, является Султанат Оман.

Интересующий нас район занимает территорию п-ова Оман, расположенного на востоке Аравийского субконтинента, и прилегающую к нему с северо-востока акваторию Оманского залива. В тектоническом отношении это зона сочленения докембрийской Африкано-Аравийской платформы (точнее, Нубийско-Аравийской плиты) и Альпийско-Гималайских складчатых сооружений Оман и Загрос. В нефтегазоносном отношении район расположен на восточной окраине Персидской нефтегазоносной провинции, бывшей на протяжении второй половины XX в. и остающейся на начало XXI ст. одной из основных поставщиц углеводородного сырья в мире. Известно, что ресурсы Персидского бассейна оценивают в 625 млрд баррелей сырой нефти и 1720 трлн футов³ природного газа (в пересчете на метричес-

кие показатели при усредненной плотности нефти 0,85 т/м³ — 75,8 млрд т нефти и 48,2 трлн м³ газа), что составляет 64 и 34% мировых ресурсов, соответственно [12]. Здесь открыто около 350 нефтяных и газовых месторождений, из которых 40 с запасами от 100 млн т до 1 млрд т и 13 с запасами более 1 млрд т нефти.

Краткий геологический очерк

Все месторождения нефти и газа Персидского бассейна сгруппированы в 13 основных ареалах (зонах) нефтегазонакопления [4]. Исследуемый район охватывает Предоманский ареал нефтегазонакопления, расположенный на восточном борту синеклизы Руб-Эль-Хали и в Предоманском прогибе, а также прилегающие с севера и востока складчатый массив Оман и акваторию Оманского залива (рис. 1, А). Соответственно выделяют три тектонические зоны, имеющие различный генетический характер и, как следствие, неравнозначную оценку их перспектив на нефть и газ: платформенную и складчатую зоны на суше и акваторию. На рис. 1, Б показан схематический профильный разрез региона, отражающий обдукционно-коллизийную природу его формирования, а на рис. 1, В — обобщенный литолого-стратиграфический разрез. Как следует из рис. 1, Б и В, на метаморфизованном (кристаллическом?) фундаменте залегают докембрийские

© В. С. Куриленко, 2010

(вендские) отложения (свита Хукф), представленные в основном терригенным кластическим материалом, в меньшей мере карбонатами и в верхней части — галогенными образованиями. Накопление солей происходило в условиях рифтинга, сформировавшего соленосные бассейны с северо-восточным простиранием.

Палеозойский разрез формировался в континентальных аридно-ледниковых, озерно-речных и прибрежно-морских условиях. Сложен преимущественно кластитами (свита Хайма, соответствующая по возрасту кембрию, ордовика и раннему силуру), глинистыми сланцами и алевролитами (свита Мисфар по возрасту девонская), выше — снова в основном кластитами (свита Хауши, отложившаяся в позднекаменноугольную и раннепермскую эпохи); увенчан разрез карбонатами и эвапоритами свиты Кхуф (поздняя пермь). Разрез характеризуется длительными перерывами в осадконакоплении и глубокой эрозией, вызванными общим подъемом региона и складкообразованием во время герцинского орогенеза, коллизией вдоль северных и восточных границ Нубийско-Аравийской плиты [3, 12, 13].

Мезозойский разрез представлен мелководными карбонатными и терригенными отложениями: доломитами свиты Акдар среднетриасовой эпохи, известняками свит Сахтан и Дайяб юрского, Тамама и Вазия раннемелового возрастов, глинистыми сланцами позднемеловой свиты Фика. Здесь также известны перерывы в осадконакоплении, самый длительный из которых охватывает время от среднетриасового до раннеюрского. Накопление карбонатов обусловлено общим опусканием региона и превращением его в бассейн Хавасина в результате раскалывания континентальной окраины серией листрических разломов на разновеликие блоки, проседания и соскальзывания этих блоков в Неотетис.

В сеноман-туронское время произошла полная палеогеографическая реорганизация региона в связи с обдукцией океанической коры и надвиговыми процессами. Континентальная окраина преобразуется в передовую прогиб (бассейн Мути), интенсивно заполняемый терригенным обломочным и глинистым материалом (свита Фика), блоками мелководных известняков, брекчи-

ями и вулканитами (свиты Арума и Хайби). В кампан-маастрихтское время формируется Оманский обдукционный ороген, сложенный покровом Хавасина, напоздшим на пассивную континентальную окраину и, в свою очередь, перекрытым офиолитовым комплексом Семайл. Общая толщина аллохтона — более 20 км, размеры по площади — 475x80 км. Покров Хавасина сложен в основном окремненными турбидитными известняками [10, 11, 14]. В составе офиолитов Семайл выделяют шесть литостратиграфических комплексов, наиболее объемный из которых (до 50%) — массив мантийных тектонитов (гарцбургиты и дуниты); остальные комплексы, расположенные выше, петрографически представлены габбро, перидотитами, диабазами и базальтами [3].

Кайнозойский разрез сложен морскими карбонатными и терригенными отложениями (меланж Батинах палеоген-миоценового возраста) и континентальными молассами плиоцена — четвертичного периода. В целом его рассматривают как неавтохтонный структурный этаж слабдеформированных пород [3, 10].

Перспективы нефтегазоносности

Промышленная нефтегазоносность доказана пока только в платформенной зоне (Предоманский ареал нефтегазонакопления). Структурно-тектонический план этой зоны предопределен активным галокинезом докембрийских солей в сочетании с вертикальными подвижками блоков фундамента и надвиговыми процессами со стороны Загросско-Оманского складчатого пояса. Комплекс пород от кембрийских до допермских, преимущественно терригенных, а также карбонатный комплекс возраста от позднепермского до позднемелового образуют систему надвигов, интенсивность проявления которых максимальна в горной зоне (горизонтальное смещение до 30 км) и уменьшается в юго-западном направлении. Складки субмеридионального (от северо-западного до северо-восточного) простирания, почти параллельны трансформному разлому Маради, разделяющему Аравийскую плиту и передовую Предоманский прогиб.

Скопления углеводородов (УВ) приурочены к типичным соляным куполам и брахи-

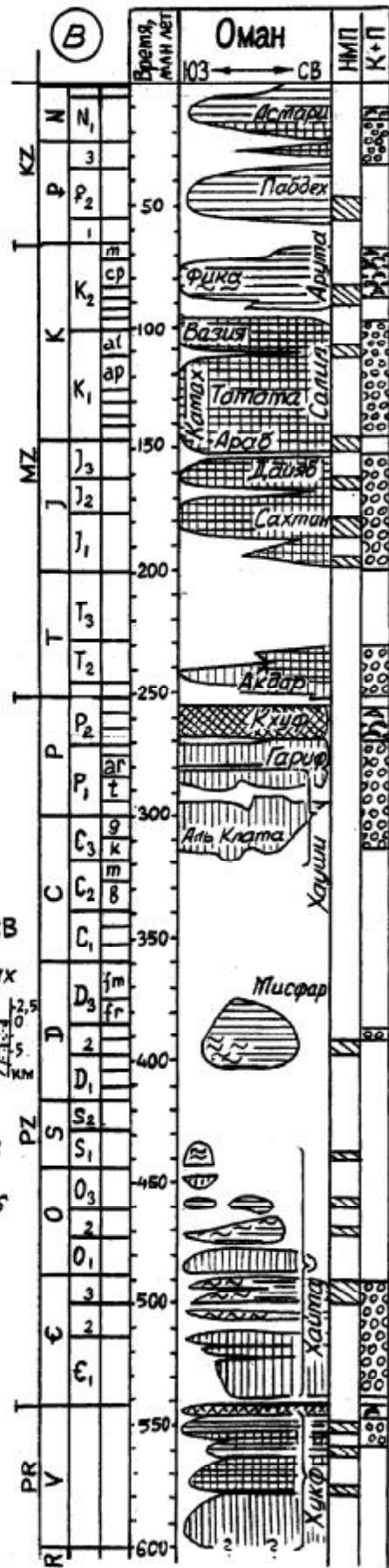
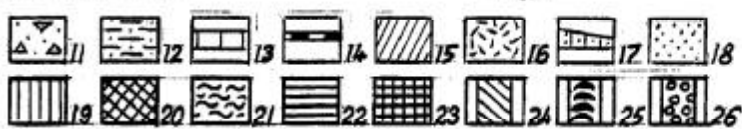
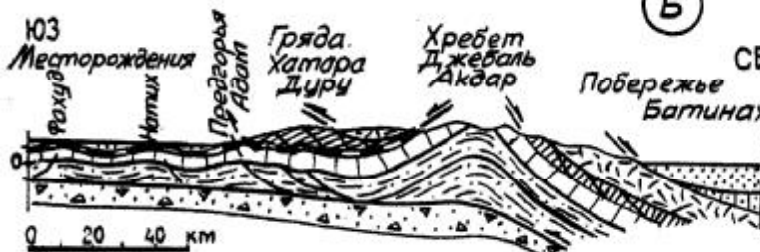
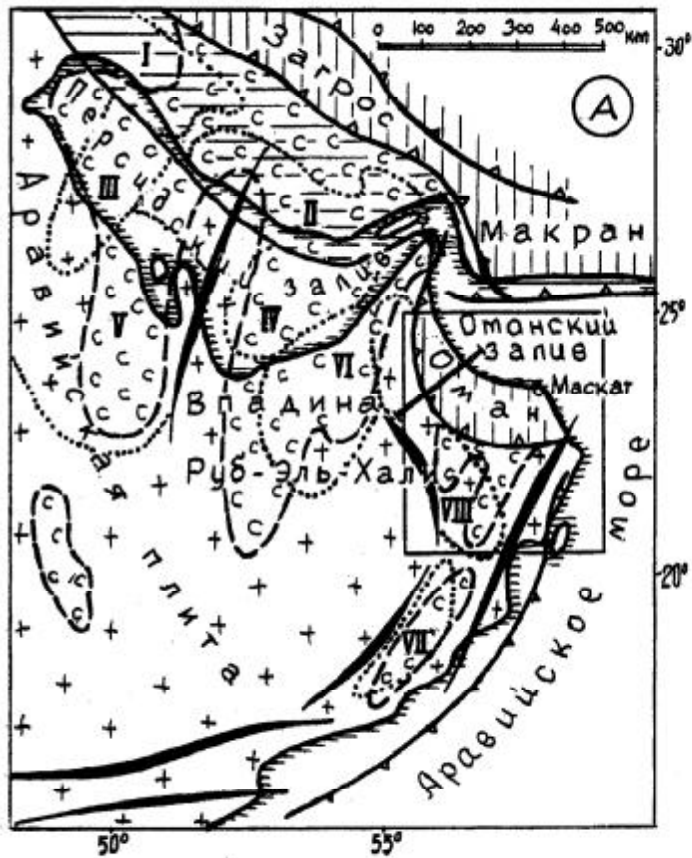


Рис. 1. Схема тектонического строения восточной части Персидской нефтегазоносной провинции (А), схематический геологический профиль через исследуемый участок (Б) и сводный литолого-стратиграфический разрез (В). Схема и разрез составлены по данным работ [4, 5, 11—13], профиль заимствован из работы [10]

1 — Аравийская плита и ее краевые склоны; 2 — горные сооружения Загрос, Макран и Оман; 3 — Месопотамский краевой прогиб; 4 — крупные линейные поднятия; 5 — глубинные разломы; 6 — докембрийские соленосные бассейны; 7 — зоны нефтегазоаккумуляции: I — Бушир-Ахвазский, II — Бушир-Кешминский, III и IV — севера и юга Персидского залива, V — Газа, VI и VII — северная и южная впадины Руб-Эль-Хали, VIII — Предоманский; 8 — современная береговая линия; 9 — контур исследуемого участка; 10 — положение схематического геологического профиля. На профиле: автохтонный комплекс: 11 — докембрийские осадочные породы, 12 — палеозойские доверхнепермские отложения, 13 — компетентные отложения Аравийской плиты (возраст P_2+K_2t), 14 — свита Арума (K_2sn); аллохтонный комплекс: 15 — покров Хавасина (K_2c+t), 16 — офиолиты Семайл (K_2cp+m); неоавтохтонный комплекс: 17 — меланж Батинах ($E+N_1$), 18 — континентальные молассы (N_2+Q). На разрезе: 19 — преимущественно континентальные кластические породы; 20 — эвапориты (соль, гипс, ангидрит); 21 — аванделтовские, прибрежно-морские и мелководно-морские преимущественно кластические отложения; 22 — мелководно-морские и лагунные отложения (в основном глины); 23 — карбонаты (известняки, доломиты, мел, мергели); 24 — основные нефтегазогенерирующие толщи; 25 — региональные покрывки; 26 — коллекторы (породы, содержащие залежи нефти и газа); НМП — нефтематеринские породы; К+П — коллекторы и покрывки

антиклиналям с глубоко погруженным соляным ядром. Складки обычно нарушены разрывами значительных амплитуд, а потому, помимо сводовых ловушек, залежи могут находиться в тектонически экранированных ловушках. Именно в таких ловушках содержится нефть месторождения Фахуд — одного из крупнейших в регионе, с запасами свыше 100 млн т (рис. 2, А). Кроме того, здесь открыты месторождения Йибал, Натих, Салех-Нахайда, Карн-Алам и др. Залежи УВ находятся в трещинно-кавернозных известняках верхнего (свита Вазия) и нижнего мела (свита Тамама), а также в песчаниках пермского возраста (свита Гариф). Пористость меловых известняков — 25—32%, проницаемость — $(10—20\ 000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [11]. Покрывкой служат глины свиты Фика (верхний мел).

С позиций осадочно-миграционной теории нефтегазопродуцирующими породами считаются глинисто-алевролитистые сланцы докембрийского (свита Хукф), девонского (свита Мисфар) и мелового (формация Нар Умр) возрастов. В качестве иллюстративного материала приведен график погружения известняков свиты Вазия в геологическом времени, на котором показаны также сопутствующие диа- и катагенетические изменения в коллекторе и процесс формирования залежей нефти месторождения Фахуд (рис. 2, Б).

Перспективы промышленной нефтегазоносности платформенной части региона оцениваются очень высоко, особенно в передовом Предоманском прогибе [4, 6, 12].

Вопреки многолетним исследованиям, многие структуры, в том числе с доказанной нефтегазоносностью, до сих пор изучены недостаточно. На периферийных (крыльевых) участках этих структур, а также в глубокозалегающих горизонтах следует ожидать открытия значительных скоплений УВ в тектонически экранированных, литологически ограниченных и более сложно построенных (комбинированных) ловушках в широком стратиграфическом диапазоне и больших интервалах глубин. Хотя здесь также существуют проблемы, связанные с открытием и освоением новых месторождений, свойственные всем старым нефтегазоносным провинциям мира. Это увеличение глубин скважин, усложнение геолого-технологических и технических задач, ухудшение с глубиной фильтрационно-емкостных свойств коллекторов — вместилищ углеводородных залежей.

В складчатой зоне (рис. 1, А) развиты два тектонических покрова с продвижением на юго-запад на расстояние не менее 120 км. Складчатый массив Оман и многочисленные останцы (клиппы) к юго-западу от него сложены реликтами океанической коры и верхней мантии. Перспективы этой зоны малы, если полагаться на реальность механизма фильтр-прессинга на фоне общего компрессионного процесса надвигания, сопровождавшегося сверхвысокими давлениями и закритическими температурами для нефтегазообразования [9]. Однако вдоль фронта аллохтона в теле автохтона на погребенном (внутреннем) крыле Предо-

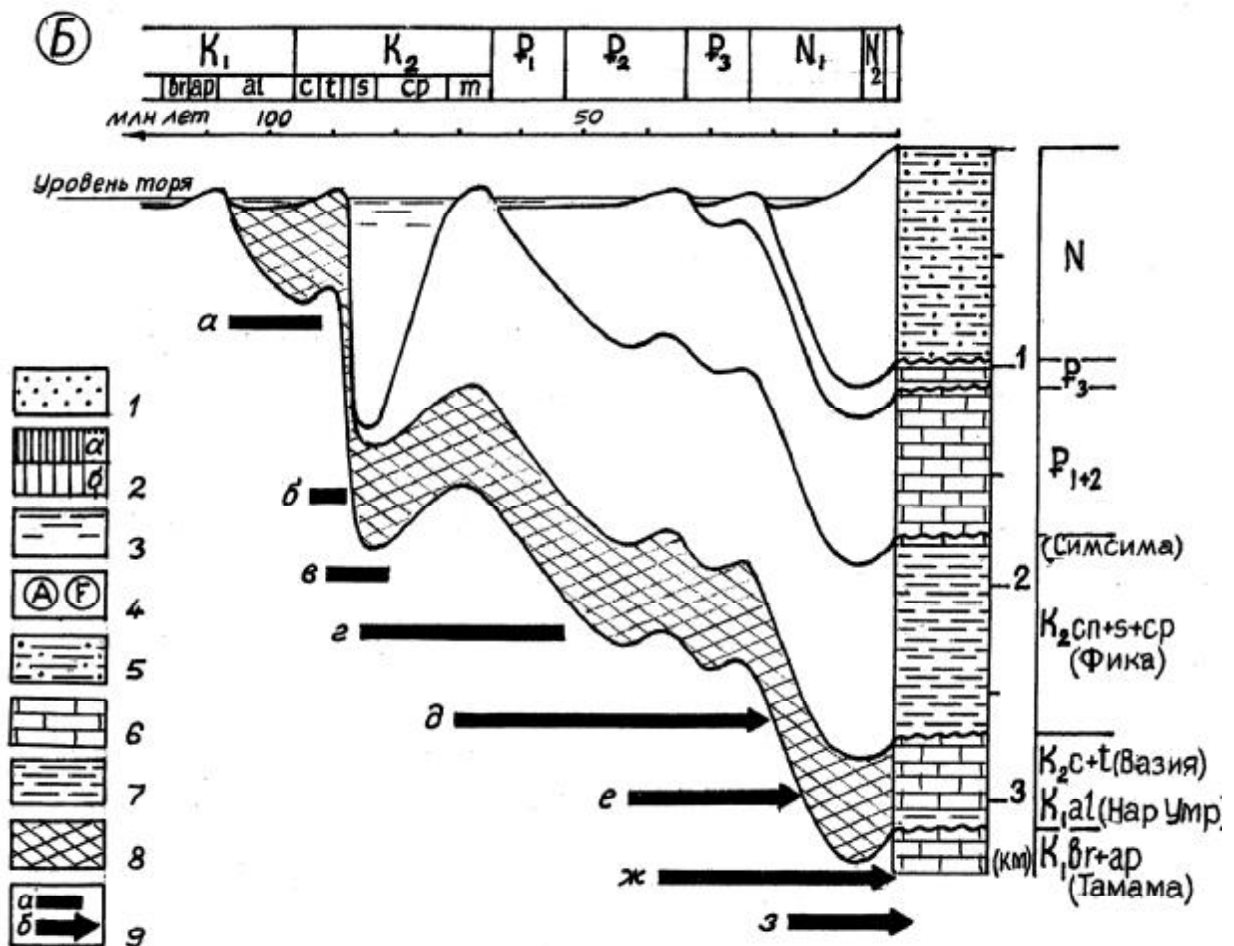
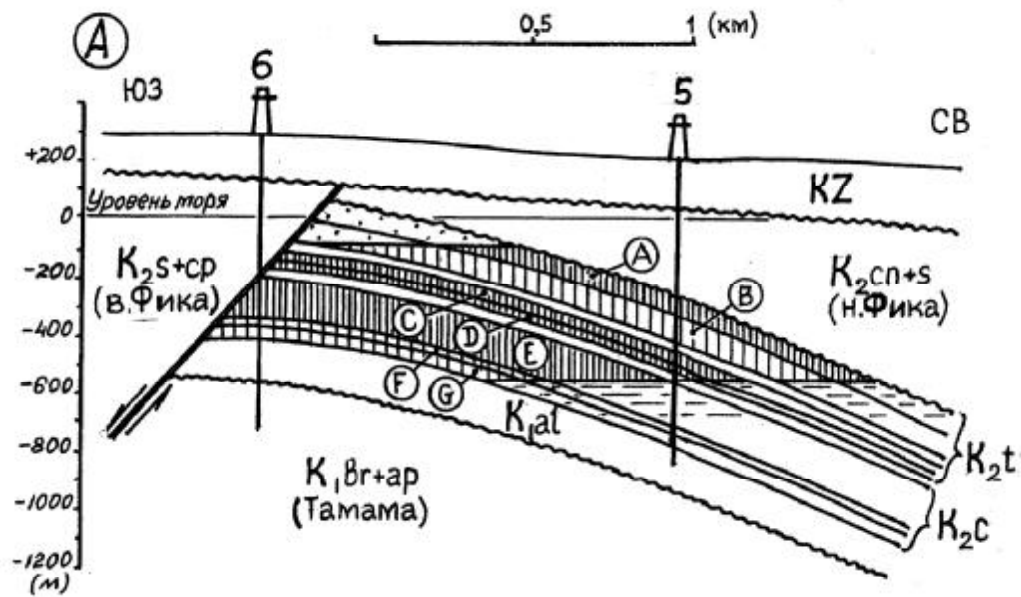


Рис. 2. Нефтегазовое месторождение Фахуд

А — разрез нефтегазовой залежи в трещиновато-кавернозных известняках свиты Вазия [11]; Б — график погружения известняков свиты Вазия (по данным одной из скважин) [11]

1 — газ; 2 — нефть в известняках с хорошей (а) и удовлетворительной (б) проницаемостью (соответственно до $20\,000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и не более $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при пористости 25—32%); 3 — вода; 4 — продуктивные горизонты; 5 — песчано-глинистые породы; 6 — известняки; 7 — глинистые сланцы; 8 — свита Вазия (сложена формациями Мишфир, Маудуд и Нар Умр); 9 — временные интервалы диа- и катагенетических изменений и углеводородных процессов в известняках свиты Вазия (а — завершенных, б — продолжающихся): а — приповерхностная цементация; б — субаэральное выветривание и локальное выщелачивание на островах; в — диагенетическое уплотнение; г — возникновение и распространение незначительной катагенетической трещиноватости; д — развитие катагенетических процессов с образованием, растворением и переотложением минералов, с появлением каверн и вторичной пористости; е — стилолитизация и инъекция темноцветного пелитоморфного полиминерального вещества под воздействием высоконапорных глубинных флюидов; ж — внедрение и аккумуляция УВ из палеозойских и раннемезозойских нефтегазопроизводящих пород, мобилизация (растворение и геохимическое преобразование) РОВ; з — фазовая дифференциация УВ, дегазация залежи (составлено с использованием работ [7, 11])

манского прогиба возможна цепочка вторичных залежей УВ.

Акватория Оманского залива, заполненная постнадвиговыми отложениями от палеогенового возраста до современных, является высокоперспективной зоной нефтегазонакопления. Действительно, акватория представляет собой субокеаническую глубокую депрессию — зону массового захоронения рассеянного органического вещества (РОВ) и генерации УВ, потенциальный уровень аккумуляции которых по основным геологическим критериям сопоставим с таковым Персидского залива или Каспийского моря. Правда, здесь пробурено несколько скважин, оказавшихся "сухими", но ставить точку на перспективах акватории, конечно же, преждевременно.

Таким образом, исследуемый регион, включая все три его тектонические зоны, остается недостаточно изученным. Положительные результаты должно дать комплексное применение новейших технологий и методов геологоразведочных работ, в том числе дистанционное зондирование с помощью аэрокосмических средств, наземные и морские геофизические и геохимические наблюдения, трехмерная сейсмическая съемка в различных модификациях. Комплексная целенаправленная интерпретация разносторонней геоморфологической, гидрологической, геофизической и геохимической информации позволит получить новые и более достоверные данные о структурно-тектоническом строении региона, о вещественном составе и флюидодинамических процессах, протекающих в его недрах, а также осуществить зональный и ло-

кальный прогноз нефтегазоносности на качественно новом уровне.

Возможности аэрокосмических методов при оценке нефтегазоносности

Среди новейших технологий геологоразведочных работ аэрокосмические исследования Земли выгодно отличаются от наземных методов широким обзором снимков, оперативностью и сравнительно невысокой стоимостью их получения, возможностью наблюдать и изучать крупномасштабные природные и техногенные явления и процессы в их развитии. С их помощью успешно решают различные прикладные задачи природопользования как на суше, так и в пределах шельфовых зон. Благодаря своей эффективности аэрокосмические методы стали первоочередной и обязательной частью общего комплекса работ по оценке перспективности, поиску, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

Значительные успехи по комплексной разработке научно-методических основ аэрокосмического зондирования земной поверхности с целью исследования природных ресурсов достигнуты в Украине. Решение разнообразных геологических задач с использованием материалов дистанционной съемки начато здесь с 70-х годов прошлого столетия, но организационно эти работы оформлены в 1992 г. путем образования специализированного Центра аэрокосмических исследований Земли ИГН НАН Украины. Одним из основных направлений

деятельности Центра являются теоретико-методические и практические исследования природных ресурсов с использованием дистанционных методов аэрокосмического базирования [1, 2].

К важнейшим достижениям Центра относится создание спутниковой технологии поисков скоплений УВ, не имеющей мировых аналогов. Технология отработана на нефтегазоносных регионах Украины (на суше — Днепровско-Донецкая впадина, на шельфе — северо-западная часть Черного моря, Азовское море), успешно опробована за рубежом (Российская Федерация, Объединенные Арабские Эмираты). Внедрение технологии позволило только в пределах Украины за первые 10 лет выявить несколько десятков перспективных объектов, 20 из которых рекомендованы для постановки глубокого поискового бурения [1]. О высокой эффективности аэрокосмических методов свидетельствуют значения коэффициента подтвержденности перспективных объектов поисковым бурением: на суше — 0,86, на шельфе — 0,76 [2].

Технология работ по выявлению скоплений УВ на суше отличается от соответствующей технологии работ на шельфе набором технических средств и методических приемов. Более того, для каждого географически и геологически обособленного района требуется свой комплекс дистанционных и наземных геолого-геофизических методов с тем, чтобы установить соответствие выявленных аномалий залежам УВ и уже на основании устойчивых критериев строить прогноз. Выбор оптимальной и эффективной технологии является процессом сложным и трудоемким, но с вполне предсказуемым положительным результатом. Обработка аэрокосмических материалов на специальных процессорах (мультиспектральных сканерах, тематических картографах и пр.) в тепловом, инфракрасном, видимом и ультрафиолетовом диапазонах электромагнитных волн позволяет выявлять и оконтуривать поверхностные аномалии, связанные с глубинными скоплениями УВ, диффузией и просачиванием газов, вторичными минеральными изменениями, сезонными растительными изменениями под воздействием вертикального газового потока. Дальнейшее развитие геоиндикацион-

ных исследований позволит перейти от прогнозов залежей УВ по структурно-тектоническим признакам к прогнозу продуктивности ловушек, к прямому прогнозу "аномалий типа залежь" [1, 2].

Весьма перспективна разработанная в Центре методика по выделению малоинтенсивных оптических аномалий растительного покрова над залежами УВ и их интерпретация. Использование данных дистанционной и наземной спектрофотометрии дает возможность получать дополнительные распознавательные признаки исследуемых объектов — спектральное распределение их яркости. Чем уже зоны спектра и чем больше число их используют во время съемок многозональной камерой, тем тоньше спектральная структура поля яркости, а значит, тем точнее можно различать и ранжировать поисковые объекты по их перспективности [2].

На шельфе хорошие результаты дает комплексирование аэрокосмических, гидрокустических и сейсмоакустических методов при выявлении и трассировании разрывных нарушений, вдоль которых отмечаются газовые выделения из глубинных источников УВ или придонных осадков на стадии диагенеза и преобразования РОВ в УВ. Спутниковые радары высотных и гравиметрических данных позволяют описать топографию морского дна и литологию придонных осадков, отметить морфологические особенности подводной поверхности, связанные с соляными интрузиями и грязевым вулканизмом, которые обычно контролируют скопления УВ. Радиоволновой метод выявления аномалий, связанных с пленками нефти на водной поверхности — сликков, и прослеживание их стабильности во времени позволяет намечать перспективные участки для постановки детальных сейсмо-разведочных работ [1, 2, 8].

Однако и здесь есть определенные трудности и ограничения, осложняющие однозначную интерпретацию выявленных аномалий и выделение перспективных объектов. Тепловые аномалии, часть из которых связывают с геофлюидодинамическими процессами в земной коре и залежами УВ, уверенно можно фиксировать только при определенных сезонных и погодных условиях. Обычно же они "размыты" под влиянием сильных гидродинамических факторов (внутренние и поверхностные волны, рельеф дна моря, приб-

режные течения, апвеллинг, атмосферные условия). Нефтяные слики можно обнаружить только при определенном волнении моря, вызванном ограниченной скоростью ветра (в пределах 4—10 м/с [2]). Среди выявленных сликов одни могут быть техногенной природы, а другие вообще не иметь ничего общего с нефтяными пятнами (это природные органические пленки, участки малой скорости ветра, атмосферные и гидродинамические эффекты и пр.). Опытный интерпретатор может правильно классифицировать слики, но для выяснения их истинной природы требуется комплексирование данных радиоволнового, теплового и видимого диапазонов наблюдений, проводимых неоднократно в различных погодных и сезонных условиях. Необходима обработка и анализ этих наблюдений с использованием геоинформационной базы данных гидрофизических и биохимических параметров морской среды, а также о размещении трубопроводов и буровых платформ, об основных транспортных маршрутах движения судов и пр. Кроме того, требуется комплекс проверочно-калибровочных работ для качественной и количественной оценки связей между наблюдаемыми аномалиями на снимках и проявлениями процессов различной природы на поверхности и в толще моря. Для этого проводят специальные "подспутниковые", "контактные" (наземные, надводные) наблюдения [1, 2, 8].

Перечень задач, стоящих перед дистанционной съемкой, можно продолжить, но все они со временем будут успешно разрешены по мере развития научно-методических основ и технических средств. Безусловно, на сегодняшний день и в будущем самым оперативным и незаменимым средством повышения эффективности геолого-разведочных работ является использование материалов интерпретации аэрокосмических данных с учетом их широких возможностей в постоянном накоплении и переработке информации.

Выводы

На основании изложенного можно утверждать следующее:

1. В геологическом строении Северного Омана выделяют три тектонические зоны, имеющие различный генетический харак-

тер и, следовательно, неравнозначную оценку их перспектив на нефть и газ — платформенную и складчатую зоны на суше и акваторию залива.

2. Наиболее перспективна платформенная часть. Здесь открыты крупные месторождения нефти, и дальнейшие исследования направлены на увеличение глубин поискового бурения и доразведку известных структур. Перспективы складчатой зоны низкие из-за отрицательного компрессионного эффекта надвиговых процессов на нефтегазонакопление. Нефтегазонаосность прилегающей акватории высокоперспективна, но пока не подтверждена бурением.

3. Повышение перспективности поисково-разведочных работ в исследуемом регионе следует связывать с широким использованием материалов аэрокосмической съемки. Относительно невысокая их стоимость и применение компьютерных средств в режиме мониторинга, постоянного накопления и системной обработки информации делают аэрокосмические методы оперативным и незаменимым инструментом при выделении перспективных участков и размещении на них объемов сейсмических и буровых работ.

1. *Аерокосмічні дослідження Землі: тенденції і перспективи*. Спец. вип. по матеріалах конф. 27.05.2002 р. у Києві / Від. ред. Лялько В. І. // *Косм. наука і технологія*. — 2002. — Т. 8, № 2/3. — 296 с.
2. *Багатоспектральні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування* / Ред. В. І. Лялько і М. О. Попов. — К.: Наук. думка, 2006. — 360 с.
3. *Богданов Н. А., Добрецов Н. Л., Книппер А. Л.* Офиолиты и геологическое строение Восточного Омана // *Изв. АН СССР. Сер. геол.* — 1991. — № 9. — С. 3—22.
4. *Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Оленин В. Б.* Нефтегазонаосные бассейны зарубежных стран. — М.: Недра, 1990. — 405 с.
5. *Горная энциклопедия*. — М.: Сов. энцикл., 1989. — Т. 4. — 624 с.
6. *Демидов В. А.* Нефтегазовый потенциал Омана и его основные тенденции прироста // *Геология нефти и газа*. — 1993. — № 6. — С. 33—36.
7. *Лукин А. Е.* Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. — Киев: Наук. думка, 1997. — 224 с.

8. *Лялько В. І., Воробйов А. І., Оголенко В. С., Ярощук П. Д.* Вивчення геофлюїдодинамічних процесів в північно-східній частині Чорного моря методами дистанційного зондування Землі в зв'язку з прогнозом нафтогазоносності // Доп. НАН України. — 2004. — № 10. — С. 130—137.
9. *Паталаха Е. И., Трофименко Г. Л., Трегубенко В. И.* Проблема краевых прогибов и прогноз углеводородов. — Киев, 2002. — 251 с.
10. *Buchem Frans P. S. van; Razin Philippe, Homewood Peter W. et al.* Stratigraphic organization of carbonate ramps and organic-rich intrashelf basins: Natih Formation (middle Cretaceous) of northern Oman // AAPG Bull. — 2002. — Vol. 86, № 1. — P. 21—53.
11. *Harris P. M., Frost S. H.* Middle Cretaceous Carbonate Reservoirs, Fahud Field and Northwestern Oman // Ibid. — 1984. — Vol. 68, № 5. — P. 649—658.
12. *Konert G., Afifi A. M., Al-Hajri S. A. et al.* Paleozoic Stratigraphy and Hydrocarbon Habital of the Arabian Plate // Petroleum Provinces of the Twenty-first Century. — AAPG. — 2001. Memoir 74. — P. 483—515.
13. *Levell Bruce K., Braakman J. Hans, Rutten Kees W.* Oil-Bearing Sediments of Condwana Glaciation in Oman // AAPG Bull. — 1988. — Vol. 72, № 7. — P. 775—796.
14. *Patton T.L. and O'Connor S. J.* Cretaceous Frecsural History of Northern Oman Mountain Foredeep, United Arab Emirates // Ibid. — P. 797—809.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: geoj@bigmir.net

Статья поступила
23.09.09