

35. Quigley D. C., Hornafius J. S., Luendyk B. P. et al. Decrease in natural hydrocarbon seepage near Coal Oil Point, California, associated with off shore oil production // *Geology*.— 1999.— № 11.— P. 1047–1050.

36. Starostenko V., Buryanov V., Makarenko I. et al. Topography of the crust- mantle boundary beneath the Black Sea // *Tectonophysics*.— 381.— P. 211–233.

Вперше доведено, що в західній частині Чорного моря практично всі відомі газові факели розташовані в районах каньйонів палеорічок Дунаю, Дніпра, Дністра, Когильника і Каланчака, які розвивалися по ослаблених зонах в земній корі. Показано, що переважна кількість метану є глибинного походження. Розломи різного порядку правлять за канали його доставки на дно моря.

For the first time it is proved that in the western Black Sea practically all known gas plumes are situated in the area of the of the paleorivers canyons of Danube, Dnieper, Dnestr, Kogilnik. Kalanchak, associating with weakness zone in the Earth's crust. It is proved the most part of methan is hypogene. Faults of different ranks serve as pathways for gas migration to the sea floor.

УДК 553.98.04:551.351] (262.5+262.54)

Н. И. Евдошук¹

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АЗОВО-ЧЕРНОМОРСКОГО БАССЕЙНА

В статье рассмотрены основные современные представления о геотектоническом развитии и геологическом строении бассейна. Приведены общие, необходимые и достаточные критерии для прогнозирования перспектив нефтегазоносности, а также качественная оценка фонда структур.

Теоретический спор между сторонниками двух научных концепций (фиксистской и мобилистской) в течение многих лет вызывает особенно острые дискуссии при решении задач нефтегазовой геологии на региональном уровне. Азово-Черноморская нефтегазоносная территория оказалась в центре спора сторонников этих концепций.

При этом противоречия в понимании глубинного строения, исходящие из разногласий общетеоретического плана, негативно влияют на эффективность проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ Азово-Черноморского бассейна.

Выполненные к концу 90-х годов прошлого столетия научные, в т. ч. геофизические исследования, а также материалы глубокого бурения Миро-

© Н. И. Евдошук¹:

¹ Миятопэнерго Украины.

вого океана обусловили ослабление фиксистских представлений о глубинном строении земной коры, в частности уникальной субокеанической Черноморской глубоководной впадины. Новые геофизические данные усилили необходимость переосмысления накопленной информации, развития мобилистской, в том числе создания неомобилистской концепции и перехода на качественно новый уровень понимания как региональных, так и локальных геологических процессов.

Использование мобилистской методологии для Азово-Черноморского региона позволило выделить разновозрастные микроплиты земной коры с определением положения и кинематики разделяющих их коллизионных швов разного возраста, сохранившихся фрагментов как пассивных, так и активных окраин палеомикроконтинентов и палеоостровных дуг [1]. Каждый из этих фрагментов характеризуется определенным составом литодинамических комплексов и преобладающими формами структур [1].

Принимая во внимание уникальность Черноморской глубоководной впадины как высокоперспективной площади для концентрации крупных скоплений углеводородов (УВ) в связи с ее геотектоническим планом, аналогичным Североморской, Баренцевоморской и Каспийской депрессиям, супергигантская нефтегазоносность которых установлена, к концу XX столетия активизировалось изучение этой потенциально нефтегазоносной территории, исходя из современных геодинамических представлений [3, 5–7].

На основе анализа влияния комплекса литологических, геодинамических, термобарических, гидрогеологических факторов, изменяющихся на различных этапах истории развития структуры, предполагается существование геологических предпосылок для формирования и сохранения в Азово-Черноморском бассейне крупных и средних по запасам скоплений углеводородов.

В рамках выполнения проекта “Нефть и газ” национальной программы исследований и использования ресурсов Азово-Черноморского бассейна, охватившей обширную площадь периферии северо-западного сектора Черного моря на внешнем шельфе и материковом склоне, получены материалы геолого-геофизических исследований одиночных и групповых газовыделений. При этом особое внимание уделялось характеристике геологических условий формирования газовых источников [7].

Результаты этих исследований укрепили наше мнение об отчетливо проявляющейся связи районов активного газовыделения с разновозрастными микроплитами земной коры, сохранившимися фрагментами пассивных и активных окраин палеомикроконтинентов и палеоостровных дуг, составляющих ныне тектонический коллаж [1].

Главными структурами для нефтегазовой геологии в региональном плане являются фрагменты пассивных окраин палеоконтинента, палеомикроконтинентов, палеотеррейнов и палеоостровных дуг, а также рифтогенные прогибы, сформировавшиеся в результате как общих дивергентных этапов развития региона, так и этапа общего тангенциального сжатия [1].

Формирование нефтегазоносных структур и их высокий нефтегазовый потенциал определяет рифтогенная природа сложнопостроенных прогибов,

отражающих наложение следствий различных этапов их развития. Для каждого этапа характерны собственные структурные формы, литодинамические комплексы, кинематика значительных тектонических разрывов, магматизм.

Ряд геологических, тектонических и геофизических исследований Азово-Черноморского региона свидетельствуют о развитии блоковой структуры, обусловленной меридиональными, широтными и диагональными глубинными разрывными нарушениями. Контуры блоков совпадают в основном с размерами складчатых структур, в том числе нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных [6].

Блоковая структура прослеживается в значительном временном диапазоне и определяет характер структурно-фациальной зональности мезокайнозойских отложений, контролирующей процессы латеральной и вертикальной миграции углеводородов и формирование их промышленных скоплений. При этом значительное распространение разрывных дислокаций способствовало образованию зон трещиноватости, которые служат хорошими коллекторами порово-трещинного типа в литолого-стратиграфических комплексах мезозоя, кайнозоя и, возможно, гетерогенного и гетерохронного фундамента.

Несмотря на значительную продолжительность исследований, изученность региона как геофизикой, так и глубоким бурением остается слабой. Коэффициент освоения прогнозных ресурсов здесь не превышает 3,2%.

В акваториях открыто и разведано более 30 месторождений нефти и газа. Все они по запасам, кроме трех средних, относятся к категории мелких [4].

Исходя из материалов разведанных месторождений, в регионе можно выделить 12 перспективных комплексов, половина из которых требует скорейшего изучения.

Недостаточная изученность региона и низкая результативность геологоразведочных работ вызвана как незначительным объемом проведенных здесь параметрических работ, так и недостаточным научным обоснованием.

Нефтегазоносность локальных объектов, а также зон их территориальной концентрации зависит от комплекса геологических условий, в соответствии с которыми можно определить комплекс критериев поисков прогнозируемых объектов. Комплекс критериев должен отвечать следующим требованиям: направленности на решения задач, соответствию масштабам прогнозируемого объекта, однозначности полученных значений, отражению основных сторон модели формирования скоплений нефти и газа и зонам их концентрации.

В целом каждый критерий в отдельности должен отвечать требованиям необходимости, а комплекс критериев — требованиям достаточности.

К общим критериям относятся: фациально-литологические, структурно-тектонические, гидрогеологические, геохимические и термобарические.

Необходимые критерии определяются, в первую очередь, существованием благоприятных геологических условий для формирования отдельных месторождений нефти и газа (коллектор, крышка, структура-ловушка,

миграция, аккумуляция и консервация скоплений углеводородных флюидов), запасы которых должны обеспечивать их рентабельную разработку.

Достаточные критерии образования месторождений и их зон концентрации существуют в виде комплексов. Благоприятное сочетание комплекса критериев, которые отвечают принципу достаточности, обеспечивает формирование скоплений углеводородов и зон их концентрации.

При практическом прогнозировании должны использоваться показатели эталонных (существующих) скоплений углеводородов и территориальных зон их концентрации, которые характеризуются такими геологическими критериями: концентрацией месторождений и структур-ловушек; однотипностью месторождений по фазовому состоянию углеводородов; типом структур-ловушек и залежей; однородной стратиграфической горизонтной и глубинной приуроченностью залежей и перспективных горизонтов; близкими средними значениями параметров продуктивных пластов.

В практике прогнозирования и выявления локальных нефтегазоносных объектов и зон их концентрации важное значение приобретают геофизические критерии:

- наличие кондиционных структурных карт по подошве и кровле продуктивной толщи или конформных либо отражающих горизонтов;

- надежное отражение и трассирование в плане экранирующих элементов (идентификация от профиля к профилю, взаимосогласованность интерпретации в границах модели);

- прогноз наличия коллекторов и их распространения методами прогнозирования геологического разреза, фациального, литофизического, палеогеоморфологического, палеотектонического, сейсмостратиграфического анализов;

- создание сейсмического образа перспективного объекта при помощи сейсмического моделирования и данных геофизических исследований скважин;

- действительность стратиграфической привязки отражающих границ.

Использование геологических и геофизических критериев необходимо для прогнозирования перспектив нефтегазоносности.

Кроме этого, бесспорно важнейшим для определения наличия залежей углеводородов в акваториях Черного и Азовского морей является изучение одиночных и групповых газовыделений для установления закономерности взаимосвязи их размещения с геофлюидодинамическими процессами в пределах отдельных тектонических элементов, осложненных разрывными нарушениями.

В настоящее время акватории украинской части Черного и Азовского морей занимают около 100 тыс. км². Потенциальные геологические ресурсы углеводородов составляют 2512,8 млн т. Неразведанные ресурсы углеводородов украинских акваторий составляют 1472 млн т условного топлива, то есть 29,5% от общих ресурсов (см. карту на цветной вклейке).

По состоянию на начало 2004 года:

I. Фонд выявленных перспективных объектов составляет: Украина (суша) — 202; Украина (акватории) — 59.

II. Фонд объектов, подготовленных к параметрическому поисково-разведочному бурению: Украина (суша) — 125; Украина (акватории) — 19; из них:

— к параметрическому соответственно: 12; 2

— к поисково-разведочному соответственно: 113, 17. Общая площадь, км²: 1692,25; 799,8.

III. Фонд объектов, находящихся в параметрическом и поисково-разведочном бурении: Украина (суша) — 157; Украина (акватории) — 7, в том числе:

— в параметрическом соответственно: 6; 1 (совместно).

— в поисково-разведочном соответственно: 151; 6.

IV. Фонд объектов, находящихся в опытно-промышленной разработке (в том числе совместно с поисково-разведочным бурением): Украина (суша) — 88 (39); Украина (акватории) — 2.

V. Фонд объектов, находящихся в консервации:

A. Подготовлены:

Фонд подготовленных объектов в консервации: Украина (суша) — 4 с площадью 77,5 км².

Б. Переведены из параметрического и поисково-разведочного бурения: Украина (суша) — 85; Украина (акватории) — 7, в том числе соответственно:

— месторождений: 34; 1.

— других объектов: 51; 6.

Распределение фонда нефтегазоперспективных объектов в акваториях Украины на 01.01.2004 г.:

Черное море: выявленных (в резерве) — 43, подготовленных (в резерве) — 14, из них 12 подготовлено к поисково-разведочному бурению и 2 к параметрическому бурению.

В бурении и опытно-промышленной эксплуатации — 5: из них 3 — в поисково-разведочном бурении, 1 — в параметрическом (совместно), 1 — в опытно-промышленной эксплуатации.

Азовское море: выявленных (в резерве) — 16, подготовленных (в резерве) — 5, из них 5 подготовлено к поисково-разведочному бурению; в поисково-разведочном бурении — 4; в опытно-промышленной эксплуатации — 1; в консервации в подразделе “другие объекты” — 4.

Таким образом, по степени освоенности (3,2% прогнозных ресурсов), количеству неразведанных ресурсов (1472 млн т усл. топл.), нефтегазоперспективных объектов, наличию прямых показателей нефтегазоносности (одиночные и групповые газовыделения) и соответствию общих, необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности предъявляемым требованиям к прогнозированию и освоению нефтегазового потенциала Азово-Черноморский бассейн требует первоочередного изучения.

1. Герасимов М. Е., Юдин В. В. Эволюция Азово-Черноморского региона и его нефтегазоносность с геодинамических позиций // Сборник научных трудов. Материалы 5-ой Международной конференции “Нефть и газ Украины — 98”. — Полтава, 1998. — 1. — С. 285–286.

2. Євдошук М. І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ. — Київ: Наук. думка, 1997. — 277 с.

3. Евдошук Н. И., Иванова В. Д., Бондарчук Г. К. Перспективы нефтегазоности Южного региона Украины // Сборник научных трудов. Материалы 5-ой Международной конференции "Нефть и газ Украины — 98". — Полтава, 1998. — 1. — С. 289–290.

4. *Нафтогазоносні провінції світу* / Б. Маєвський, М. Євдошук, О. Лозинський. — Київ: Наук. думка, 2002. — 406 с.

5. Савчак О. З., Павлюк М. І. Геодинамічні умови формування структур-пасток нафти і газу південного нафтогазоносного регіону України // Матеріали 8-ї Міжнародної науково-практичної конференції "Нафта і газ України — 2004". — Судак, 2004. — УНГА. — 1. — С. 238–239.

6. Чебаненко І. І., Євдошук М. І., Клочко В. П., Токовенко В. С. Тектоніка і нафтогазоносність Азово-Чорноморського регіону та його місце в системі осадових басейнів Альпійсько-Гімалайського поясу // Сборник научных трудов. Материалы 5-ой Международной конференции "Нефть и газ Украины — 98". — Полтава, 1998. — 1. — С. 308–309.

7. Шнюков Е. Ф., Пасынков А. А., Клещенко С. А. и др. Газовые факелы на дне Черного моря. — Киев: НАН Украины, 1999. — 134 с.

У статті розглянуті основні сучасні уявлення про геотектонічний розвиток та геологічну будову басейну. Наведені загальні, необхідні та достатні критерії для прогнозування перспектив нафтогазоносності, а також якісна оцінка фонду структур.

In the article basic contemporary concepts about geotectonic development and geological structure of the field are examined. Are given the general, necessary and sufficient criterias for oil and gas-bearing capacity, and also the qualitative assessment for the fund of structures.

УДК 552.313.8(262.5)

Е. Е. Шнюкова¹, И. Б. Щербаков¹

ПЕТРОГРАФИЯ ПИРОКЛАСТИЧЕСКИХ И ВУЛКАНОГЕННО-ОСАДОЧНЫХ ПОРОД ФОРОССКОГО ВЫСТУПА КОНТИНЕНТАЛЬНОГО СКЛОНА ЧЕРНОГО МОРЯ

Драгированием изучена вулканогенно-осадочная толща, обнажающаяся на Форосском выступе континентального склона на глубинах от 500 до 1500 м и сложенная туфами, туфопесчаниками и туфоалевролитами. Среди пирокластических пород преобладают среднеобломочные литокристаллокластические туфы, литокласты в которых представлены преимущественно кислыми, реже средними и редко основными эффузивами, а кристаллокласты — свежим средним и основным плагиоклазом и магнезиальной роговой обманкой. Среди вулканогенно-осадочных пород наиболее распространены среднезернистые полимиктовые туфопесчаники с тем же составом обломков плюс кварц, биотит и глауконит. Туфы датированы по фауне фораминифер нижним мелом. От наземной альбской туфовой толщи района Балаклавы изученные туфы отличаются отсутствием клинопироксена

© Е.Е.Шнюкова¹, И.Б.Щербаков¹:

¹ Институт геохимии, минералогии и рудообразования НАН Украины.