

УДК 553.982.061.33.

© Н.И. Евдошук, 2008

Отделение морской геологии и осадочного рудообразования НАН Украины, Киев

РЕЙТИНГОВАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

Обработка материалов сейсмоисследований, выполненных в 2004-2006 гг. и переобработка на современной методологической основе старых материалов геолого-геофизического изучения недр северо-западного шельфа Чёрного моря позволили уточнить нефтегазогеологическое районирование и геолого-промышленную характеристику основных нефтегазоносных и перспективных стратиграфических комплексов, а также выявить антиклинальные зоны территориальной концентрации месторождений нефти и газа. Определены перспективы нефтегазоносности фундамента, а также направления и стадийность проведения геолого-геофизического исследования региона с учётом рейтинговой оценки перспектив нефтегазоносности для подготовки к освоению ресурсной базы углеводородов в объёме более 880 млн. т условного топлива.

Оценка нефтегазоносности акватории Украины, в том числе северо-западного шельфа Черного моря, проводится с 40-х – 50-х годов прошлого столетия по геологической аналогии с нефтегазоносными районами суши в связи с открытием месторождений углеводородов на прилегающих территориях Крыма.

Основные перспективы связывались с породами палеоцена и майкопа. Интерес представляли также меловые, юрские, триасовые и палеозойские глинисто-терригенные и карбонатные толщи.

В течение всего периода геолого-геофизического изучения недр северо-западного шельфа проведены геофизические и геохимические съемки различных видов и детальности. Переработка старых и обработка новых сейсмопрофилей (2004–2006 гг.) позволили подготовить к глубокому бурению по нижне- и верхнемеловым горизонтам отражения 10 структур.

Таким образом, северо-западный шельф Черного моря хорошо изучен сейсмическими исследованиями, но, к сожалению, не на всех участках с высоким качеством. Почти за 40 лет проведения поискового и в меньшей мере параметрического бурения, здесь разведано восемь газовых и газоконденсатных месторождений.

Нефтегазогеологическое районирование северо-западного шельфа Черного моря включает части двух нефтегазоносных провинций: на запад от Одесского разлома – Балтийско-Преддобруджинской и на восток – Причерноморско-Северокавказско-Мангышлакской.

В границах северо-западного шельфа прослеживается только южная часть Балтийско-Предобруджинской нефтегазоносной области. Основные перспективы в ней связаны с толщиной палеозойских и юрских пород, которые характеризуются благоприятным сочетанием коллекторов и покрышек, широким развитием антиклинальных поднятий и ловушек неантиклинального типа, в том числе рифовых сооружений.

В области выделяются два нефтегазоносных района: Алуатско-Тузловский и Нижнепрутско-Кикийский. В первом из них в пределах прилегающей суши выделяется Саратовская зона нефтегазонакопления с разведанными в карбонатных породах среднего–верхнего девона Восточносаратским и Желтоярским нефтяными месторождениями с общими начальными запасами 35 851 тыс. т, в том числе по классификации кодов 122+222–9 805 тыс. т. Вероятно, Саратовская зона продолжается в прилегающем шельфе (рисунок).

В пределах Нижнепрутско-Кикийского района залежи нефти и газа приурочены к сарматским карбонатным породам восточной периклинали Предкарпатского прогиба – Валенское нефтяное, Викторовское и Еникийское газовые месторождения.

В пределах суши Украины и прилегающей акватории основные перспективы района связаны преимущественно с палеозойскими и юрскими образованиями поднадвиговых структур Нижнепрутского и Кикийского аллохтона с плотностью неразведанных ресурсов менее 5 тыс. тонн условного топлива на 1 км².

В границах Причерноморско-Северокавказско-Мангышлакской провинции северо-западный шельф Черного моря относится к Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области, которая прослеживается и на прилегающей суше Северного Причерноморья и Крымского полуострова.

Она разделяется на районы: Черноморско-Северокрымский и Придунайский нефтегазоносные, Таврийский и Каламитский перспективный, а также Южнокрымский невыясненных перспектив. В пределах первого из них открыто 8 газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе 3 средних за размерами разведанных запасов. Около 70% запасов сконцентрированы в палеоценовых и майкопских отложениях Тарханкутско-Джанкойской зоны нефтегазонакопления. Меньшие запасы выявлены в Голицынской зоне нефтегазонакопления.

Основой для выделения на юго-западе шельфа самостоятельного Придунайского нефтегазоносного района служат новые геолого-геофизические данные о строении Краевого уступа, нефтегазоносность участка Лебада (Румыния), а также промышленный приток горючего газа из среднеэоценовых карбонатных отложений и проявления нефти из нижнепалеоценовых карбонатов Олимпийской площади.

Разбуренность осадочного чехла составляет: в Черноморско-Северокрымском нефтегазоносном районе (НГР) – 4,9 м/км², или 565,6 км²/скв., в Каламитском НГР – 1,9 м/км², или 1200 км²/скв. и в Придунайском НГР – 0,9 м/км², или 3550 км²/скв. Пока что изучались преимущественно отложения, залегающие до глубины 3 км. Скважины глубиной около 5

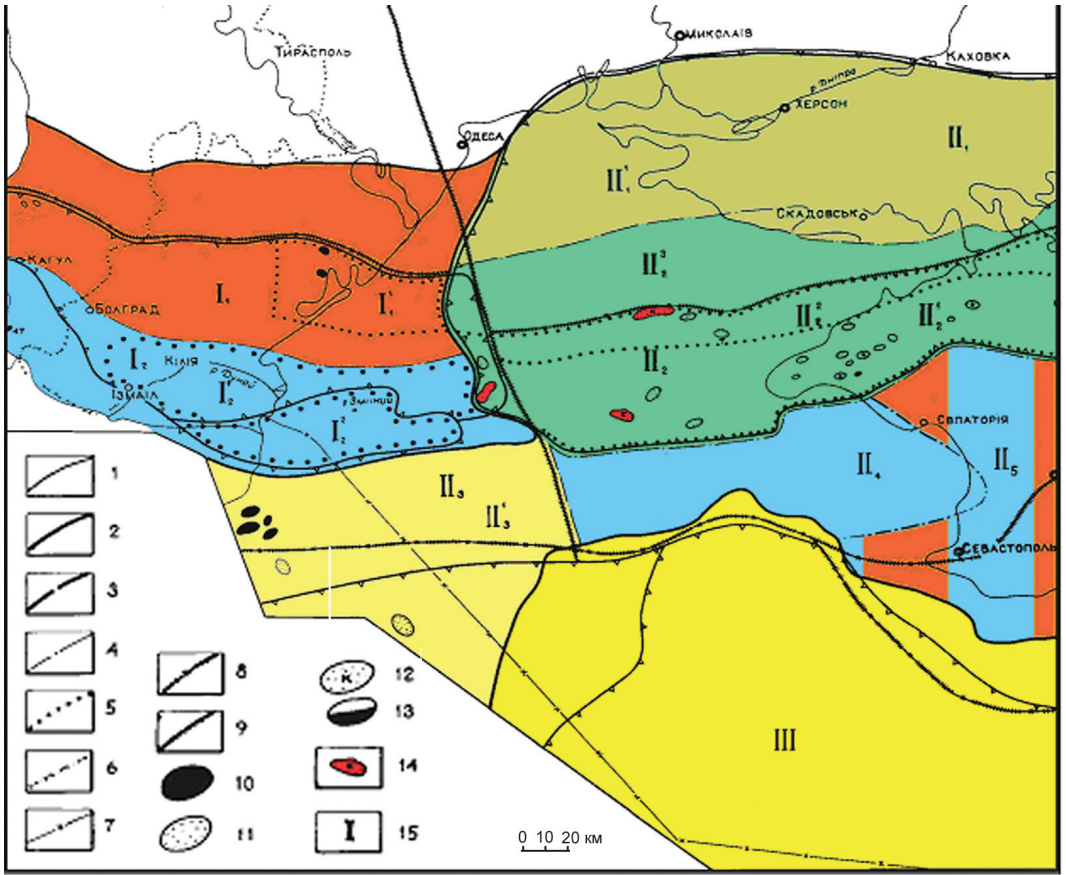


Схема нефтегазгеологического районирования северо-западного шельфа Черного моря. [1, рис. 3.1]

Границы: 1 - основных тектонических элементов; 2 - нефтегазоносных провинций; 3 - нефтегазоносных областей; 4 - нефтегазоносных районов; 5 - зон нефтегазонакопления; 6 - государственная граница Украины; 7 - зоны экономических интересов Украины. Разрывные нарушения: 8 - региональные, что разделяют надпорядковые тектонические структуры; 9 - важнейшие глубинные разломы, сутурные зоны. Месторождения: 10 - нефтяные; 11 - газовые; 12 - газоконденсатные; 13 - нефтегазовые; 14 - средние по разведанному запасам. 15. Перечень элементов нефтегазгеологического районирования:

Балтийско - Преддобруджинская нефтегазоносная провинция

I Преддобруджинская нефтегазоносная область. I₁ Алуатско - Тузовский нефтегазоносный район:

I₁¹ Саратовская зона нефтегазонакопления; I₂ Нижнепрутско-Килийский нефтегазоносный район:

I₂¹ Вилковская зона прогнозируемого нефтенакпления; I₂² Губкинско-Змеиная малоперспективна зона.

Причерноморско-Северокавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция

II Причерноморско-Крымская нефтегазоносная область

II₁ Таврийский перспективный район:

II₂ Нижнеднепровская зона прогнозируемого нефтенакпления; II₂ Черноморско-Северокрымский нефтегазоносный район:

II₂¹ Тарханкутско-Джанкойская зона нефтегазонакопления; II₂² Голицинская зона нефтегазонакопления.

II₂³ Южнокаркинитская зона прогнозируемого нефтенакпления; II₃ Придунайский нефтегазоносный район:

II₃¹ Южнозмеиная зона прогнозируемого нефтенакпления. II₄ Каламитский перспективный район.

II₅ Южнокрымский район невыясненных перспектив.

Черноморская перспективная провинция

III Западночерноморская перспективная область.

км вообще на морских акваториях Украины отсутствуют, а степень освоения значительных начальных суммарных ресурсов осадочного чехла и гетерогенно-гетерохронного фундамента северо-западного шельфа Черного моря составляет около 9%.

В исследуемом регионе выделяются или прогнозируются осадочные формации, которые связаны с развитием байкальского, варисцийского и киммерийского тектонических циклов [1]. Четко прослеживается и хорошо изучен формационный ряд альпийской тектонической эпохи, что позволило в его составе выделить формации тафрогенного и таласогенного этапов.

Добайкальские формации в границах Восточноевропейской платформы (ВЕП) входят в состав кристаллического фундамента. Южнее фундамент более молодой, гетерогенный и гетерохронный.

Анализ геолого-геофизических материалов дает возможность определить альпийскую тектоническую эпоху как доминирующую в формировании структурного плана и образовании региональных и локальных структур северо-западного шельфа Черного моря. С учетом глобального строения Альпийско-Гималайского складчатого пояса и новых материалов исследования этого региона, выделяются два надпорядковых структурно-тектонических элемента: южная окраина древней Восточноевропейской платформы и западная часть Мизийско-Скифской эпиорогенной зоны (Скифской плиты). Шовная зона сочленения этих структур определяется западнее Одесского разлома, по которому она смещается на юг к Южноолицынскому субширотному разлому и трассируется в район Каркинитского залива, севернее Бакальской косы.

Палеотектонические реконструкции локальной складчатости по методам изопахических схем, профилей выравнивания и других построений позволяют проследить и объяснить особенности распределения углеводородных залежей по разрезу, определить критерии их нефтегазоносности и перспективные горизонты [3,6,7].

Формационный и литолого-фациальный анализ пород северо-западного шельфа Черного моря [2], а также общих и необходимых критериев оценки перспектив нефтегазоносности в разрезе осадочного покрытия [3,4,6] позволил выделить восемь нефтегазоносных и перспективных комплексов: силурийско-нижнекаменноугольный, пермско-триасовый, юрский, нижнемеловой, верхнемеловой, палеоценово-эоценовый, майкопский и среднемиоценово-плиоценовый. Перспективы их нефтегазоносности связываются с различными тектоническими зонами юга Украины, включая и северо-западный шельф Черного моря.

Первые два, наиболее древние комплексы, представляют нефтегазопроисловый интерес только в границах суши и прилегающего шельфа Преддобруджинской НГО в пределах Крыловской депрессии и частично Молдавской моноклинали.

Перспективы нефтегазоносности северо-западного шельфа Черного моря в значительной степени определяются благоприятным сочетанием условий нефтегазонакопления и истории формирования локальных скла-

док. В пределах Каркинитско-Северокрымского прогиба к нижнемеловым – палеогеновым отложениям приурочена цепочка брахиантклинальных и куполовидных локальных складок, которые группируются в субширотно вытянутые антиклинальные зоны территориальной концентрации выявленных месторождений нефти и газа, а также являются объектами поиска залежей углеводородов. Месторождения нефти и газа открыты не во всех разбуренных поднятиях. Одной из причин, очевидно, является различная история их формирования, время завершения образования ловушек и связь этих процессов с миграцией углеводородов.

Палеотектонические реконструкции и структурные построения по мел-палеогеновым стратиграфическим горизонтам отдельных антиклинальных складок в пределах акваторной зоны Каркинитско-Северокрымского прогиба указывают на конседиментационный тип антиклинальных поднятий.

Доминирующие продуктивные горизонты сконцентрированы в образованиях, которые накапливались между фазами интенсивного формирования локальной складчатости. В частности значительные залежи УВ связаны с палеоценом–эоценом.

Для определения перспектив нефтегазоносности фундамента использован общий научный критерий региональной нефтегазоносности – структурно-тектонический [2], который включает необходимость изучения:

- интенсивности проявления разломно-блоковой тектоники и амплитудности объекта;
- типа и амплитуды нарушений, которые усложняют объект;
- соотношения толщин покровов, проницаемой части коллектора и амплитуды нарушения;
- обусловленности образования коры выветривания и разуплотненных зон в массиве фундамента вещественным составом и устойчивостью пород к разрушению;
- активности тектонических движений.

На северо-западе Черного моря известно более 100 локальных поднятий, выявленных сейсморазведкой в границах Крымского поднятия. Достоверными структурными построениями сейсморазведки считаются те, которые выполнены по сейсмическим горизонтам, связанным с неогеновыми и палеогеновыми образованиями.

Сейсморазведочные исследования отражающих горизонтов в нижнемеловых и низах верхнемеловых осадочных толщ не обеспечили достоверной информации о тектоническом строении района.

По последним данным локальные поднятия нижнего мела имеют более сложное строение. В большинстве они выражены асимметричными субширотными брахиантклинальными складками площадью 20-70 км² [3,4,6] или антиклиналями (свыше 100км²), длинная ось которых составляет 20-60км, короткая – 2-15км. Структуры обычно осложнены разрывными нарушениями с телами вулканитов (Одесская, Федоровская, Илличевская и др.), группируются в цепь антиклинальных зон.

Сложное строение нижнемеловых поднятий подтверждается результатами бурения на Одесском, Федоровском, Фланговом участках моря.

В фонд выявленных структур включено 21 перспективное поднятие, 7 из которых определены для подсчета локализованных прогнозных ресурсов категории D_1 в отложениях нижнего мела (на основании плотности запасов близких по геологическому строению разведанных месторождений).

Приоритетность локальных объектов акватории в проведении поискового бурения или сейсморазведки определяется их расположением в границах нефтегазоносных зон, районов или перспективных участков, степенью перспективности литолого-стратиграфических комплексов, величиной ресурсов S_3 или D_1 , типом ловушки, ее площадью и глубиной залегания. При подсчете коэффициентов очередности бурения и подготовки объектов принимались наиболее достоверные и существенные для оценки перспектив параметры, тесно связанные с результатами сейсморазведки и бурения. В соответствии с этими факторами, а также геолого-геофизическими и экономическими критериями [3,6] выполнена рейтинговая оценка выявленных и подготовленных объектов в районах нефтегазонакопления черноморского шельфа, в том числе выявленных 9: Губкина, Центральная, Янтарная, Угловая, Рифтовая, Сундучная, Мирная, Бортовая, Дипломная и подготовленных 16: Биостромная, Гордиевича, Восточношмидтовская, Межводненская, Штормовая глубинная, Мирная, Чаривна, Штилевая, Осетровая, Краевая, Нахимовская, Корниловская, Каламитская, Виктория, Форум, Сундучная.

Почти все подготовленные объекты, за исключением ловушек Биостромной и Гордиевича, относятся к складкам антиклинального типа. Отложения нижнего мела по количеству подготовленных объектов (12) занимают третье место после палеоцен-эоценового и майкопского комплексов. Почти все структуры (13) подготовлены при глубинах моря до 100 метров.

Девять структур подготовлены в границах основного Черноморско-Северокрымского нефтегазоносного района, где сконцентрированы все разведанные на сегодня месторождения углеводородов, пять – в Каламитском перспективном районе и одна – в Преддобружинской нефтегазоносной области [2].

Таким образом, поисково-разведочные работы необходимо ориентировать на основные газоносные (палеоцен-эоценовые, майкопские, нижнемеловые) комплексы, обращая особое внимание на литологически ограниченные, стратиграфически и тектонически экранированные ловушки.

Эффективность геолого-разведочных работ на северо-западном шельфе Черного моря предопределяется наличием благоприятного сочетания поисковых признаков – литофациальные, геохимические характеристики и качественные покрышки в зоне глубинных разломов, в особенности в узловых точках. По этим признакам в осадочном чехле и фундаменте выделяются семнадцать зон: Днестровская, Шатского, Безыменная, Змеиная, Биостромная, Скадовская, Губкина, Краевая, Голицынская, Штормовая, Нахимовская, Дунайская, Лагунная, Глубокая, Британская, Альминская, Севастопольская.

Для полной качественной оценки перспектив нефтегазоносности украинского сектора северо-западного шельфа Черного моря необходимо выполнять геологоразведочные работы на нефть и газ в гетерогенном и гетерохронном фундаменте (разуплотненные зоны и кора выветривания, зоны выщелачивания и палеоэрозионной дезинтеграции) с учетом наличия многоярусной складчатости, множества разрывных дислокаций на активизированных участках в зонах глубинных разломов, в строгом соответствии со стадийностью их проведения. Для этого предлагается поэтапно выполнить бурение параметрических, поисковых, разведочных скважин по трем региональным профилям с проектными горизонтами в осадочных отложениях и породах фундамента: структура Шатского – месторождения Безымянное и Голицынское – Западномеловая структура – месторождения Западнооктябрьское и Октябрьское (суша) – I профиль; структуры Краевая - Корнилова – II профиль; структуры Биостромная – Британская – III профиль. Такая система профилей позволит увязать данные сейсморазведки и получить более полную информацию о глубинном строении и нефтегазоносности этого региона.

Таким образом, уточненная геологическая модель и новая оценка углеводородного потенциала северо-западного шельфа Черного моря при концентрации основного объема геологоразведочных работ на одновременном изучении осадочной толщи и фундамента обеспечит эффективное направление поиска углеводородов в этом регионе и подготовит ресурсную базу углеводородов в объеме более 880 млн. т условного топлива, в том числе нефти – 167 млн. т, конденсата – 32 млн. т, растворенного газа – 34 млрд. м³, свободного газа до 650 млрд. м³.

1. Геология шельфа УССР. Стратиграфия/Под ред. Ю.В.Тесленко. Киев: Наук. думка, 1984.-184 с.
2. Гожик П.Ф., Чебаненко І.І., Евдощук М.І. та ін. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря. К.: ЕКМО, 2007. – 232 с.
3. Евдощук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ. К.: Наук. думка, 1997. – 277 с.
4. Евдощук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні. – Київ, НТП Нафтогаз – прогноз, 1998. – 164 с.
5. Евдощук М.І. Чебаненко І.І., Гаєриш В.К. та ін. Теоретичні основи нетрадиційних методів пошуку вуглеводнів. К.: Нафтогаз-прогноз, 2001. – 287 с.
6. Евдощук Н.И. Нефтегазоносность Азово-Черноморского бассейна. // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2005 – №1 – С. 82-87.
7. Евдощук М.І. Теорія і практика пошуку та розробки вуглеводневих покладів агрегативного типу в Чорному морі. // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2006. – №2 – С. 82-88.

Обробка матеріалів сейсмодосліджень, виконаних у 2004-2006 рр. та переобробка на сучасній методологічній основі старих матеріалів геолого-геофізичного вивчення надр північно-західного шельфу Чорного моря дозволили уточнити нафтогазогеологічне районування, геолого-промислово характеристичну основних нафтогазоносних і перспективних стратиграфічних комплексів, а також виявити антиклінальні зони територіальної концентрації родовищ нафти й газу. Визначено пер-

пективи нафтогазоносності фундаменту, а також напрямки та стадійність проведення геолого-геофізичного дослідження регіону з урахуванням рейтингової оцінки перспектив нафтогазоносності для підготовки до освоєння ресурсної бази вуглеводнів в обсязі понад 880 млн. т умовного палива.

Seismic data processing, acquired in 2004-2006, and re-processing of the old geological and geophysical survey materials of the Black Sea N-W shelf subsurface on the modern methodological basis, has allowed to specify oil and gas geographical demarcation, geological and commercial characteristics of main perspective stratigraphic complexes, and to locate the anticline zones of the territorial concentration of oil and gas fields. The perspectives of oil and gas presence of foundation were identified along with step-by-step approach and consistency for carrying out the geological and geophysical survey of the region with due consideration of rating evaluation of oil and gas presence perspectives for preparation to development of the hydrocarbon resource base, equaled to more than 880 million tons of oil equivalent.