

Оценка углеводородного потенциала Крымского полуострова: состояние и перспективы

Р.О. Самсонов, М.Ю. Карпушин, О.В. Крылов, А.А. Суслова*, Т.О. Колесникова, А.Н. Стафеев,
Р.С. Сауткин, Е.А. Краснова, Я.А. Шитова

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В настоящее время на территории Крыма расположено 36 месторождений углеводородов: 12 месторождений природного газа, 9 – нефти, 4 – нефтегазовых, 2 – нефтегазоконденсатных и 9 – газового конденсата. Несмотря на то, что многие месторождения являются небольшими по запасам углеводородов и некоторые из них уже разрабатывались, необходимо пересмотреть их потенциал и оценить возможность ввода в эксплуатацию. Во второй половине XX в. комплексные поисково-разведочные работы были практически полностью прекращены из-за выявленных незначительных запасов углеводородов на разбуренных структурах. Применение современных технологий и подходов позволит открыть новые ресурсы углеводородов, которые остаются неразведанными, особенно в нижних стратиграфических комплексах. Большая часть ловушек мезозойско-кайнозойского разреза связана с различными разломными нарушениями, которые затрудняют открытие крупных залежей. Проведенное бассейновое моделирование показало потенциал и недостаточный учет вклада более глубоких пермско-триасовых и юрских толщ в формирование современных скоплений углеводородов. Правильная постановка геологоразведочных задач и проведение современных региональных и в последующем локальных сейсморазведочных работ значительно повысят возможности открытия новых месторождений углеводородов.

Ключевые слова: Крымский полуостров, нефтегазоносность, моделирование, нефтегазоматеринская толща, месторождения углеводородов, глубокие горизонты

Для цитирования: Самсонов Р.О., Карпушин М.Ю., Крылов О.В., Суслова А.А., Колесникова Т.О., Стафеев А.Н., Сауткин Р.С., Краснова Е.А., Шитова Я.А. (2023). Оценка углеводородного потенциала Крымского полуострова: состояние и перспективы. *Георесурсы*, 25(2), с. 64–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.5>

Введение

Изучение нефтегазоносного потенциала Крымского полуострова, особенно его сухопутной части, прекращается примерно в конце 60-х – начале 70-х годов XX в. Последние 50 лет геологоразведочные работы практически не производились, велась только масштабная разработка в основном уже открытых нефтяных месторождений различными частными компаниями, в том числе с иностранным капиталом. Все заключения о сегодняшнем нефтегазоносном потенциале мы можем основывать лишь на комплексных работах, проведенных до 70-х годов и ранее. Весь материал, использованный в настоящей статье для оценки потенциала Крымского региона, взят из различных региональных геологических фондов. Изучены уже открытые месторождения углеводородов, свойства их пород-коллекторов и флюидов. Составлены региональные разрезы, проанализированы свойства нефтематеринских толщ, их генерационная способность, проведено региональное бассейновое моделирование. Большой энергетический потенциал и значительный прирост запасов связывают с реализацией шельфовых проектов Азовского и Черного морей. Следует уделить особое внимание оценке уже разведанных в 70-х годах

XX в. месторождений на суше, их доразведке с применением современных технологий для выявления новых интервалов нефтегазоносности, а также рассмотрению возможности снижения водоотдачи за счет пересмотра геологических моделей и оптимизации схем разработки.

Несмотря на более чем 100-летнее изучение, геология Крыма, и особенно его горной части, еще не достаточно ясна. Изучение сложно построенного региона является важной задачей для реконструкции и понимания нефтегазоносности региона.

Современная нефтегазоносность Крымского региона

В Крыму месторождения нефти, газа и конденсата обнаружены на Керченском полуострове, в пределах центральной части равнинного Крыма, на Тарханкутском полуострове и в других частях (рис. 1). На шельфе Черного и в акватории Азовского моря, а также на суше Крымского полуострова расположены одно газоконденсатное, одно нефтегазоконденсатное, одно нефтяное и четыре газовых месторождений, причем одно из газовых месторождений переведено в подземное хранилище газа (ПХГ).

Всю сухопутную часть территории Республики Крым можно разделить на три нефтегазоносные области: Причерноморско-Крымская (запад и центральная часть равнинного Крыма), Западно-Предкавказская и Западно-Кубанская. Каждая из областей имеет свою геологическую специфику и разные оценки ресурсного потенциала.

* Ответственный автор: Анна Анатольевна Суслова
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



Рис. 1. Месторождения Крымского полуострова и его шельфа

Изученный интервал нефтегазоносности приурочен к мел-кайнозойским отложениям (рис. 2), основные известняки нефтематеринские толщи также отмечаются в этом же стратиграфическом диапазоне (табл. 1).

Для оценки перспектив нефтегазоносности проведено бассейновое моделирование по двум региональным 2D-профилям: I-I' и II-II'. Положения профилей показаны на рис. 3. Профили простираются с юга на север и пересекают основные структурные элементы (рис. 3–5).

Для достоверного расчета тепловых характеристик модели проведена ее калибровка по замеренным температурам и давлениям скважин, расположенных в Индоло-Кубанском и Сивашском прогибах (рис. 6).

Моделирование позволило оценить степень зрелости нефтематеринских пород в разных структурно-тектонических зонах (рис. 7). Наибольшей зрелости породы достигают в Индоло-Кубанском прогибе, который, по всей видимости, является основным очагом генерации углеводородов в регионе. В наиболее глубокопогруженных зонах все нефтегазоматеринские породы от мела до миоцена вышли из главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и вошли в главную зону газообразования (ГЗГ) (рис. 8), то есть на данный момент генерируют газовые углеводороды. Этим фактом можно объяснить то, что количество газовых месторождений в регионе преобладает. В Сивашском прогибе практически все меловые нефтегазоматеринские толщи вошли в ГЗН, а аптские нефтегазоматеринские породы только начали входить в ГЗГ (рис. 9). В пределах Азово-Майкопской системы поднятий все нефтематеринские толщи находятся в главной зоне нефтеобразования (рис. 10), то есть в данный момент генерируют нефтяные углеводороды. Большинство нефтематеринских пород в пределах Молдавско-Северо-Черноморской системы прогибов являются незрелыми, однако в западной части меловые нефтематеринские породы могут входить в ГЗН, где они наиболее погружены (рис. 11).

В целом нефтегазоносность отмечена практически по всему разрезу мел-кайнозойского осадочного чехла. Промышленные залежи нефти и газа установлены:

- в базальных алевро-песчаниках нижнего мела (Октябрьская, Татяновская площади);
- в вулканогенно-кластических породах среднего и нижней части верхнего альба (Западно-Октябрьская, Задорненская площади и др.);
- в вулканогенно-терригенных отложениях верхней части альба и нижней части сеномана (Татяновская площадь);
- в карбонатных породах верхнего мела: сеноманский ярус (Карлаевская, Родниковская, Октябрьская, Межводненская площади и др.);
- в карбонатных породах верхнего мела: коньякский ярус и нижняя часть сантонского яруса (Серебрянская площадь);
- в карбонатных породах верхнего мела: сантонский и кампанский ярусы (Межводненская площадь);
- в карбонатных породах верхнего мела: маастрихтский ярус (Бакальская площадь);
- в карбонатных отложениях палеоцена (Глебовская, Оленевская, Краснополянская, Кировская, Черноморская, Северо-Серебрянская, Голицинская площади и др.);
- в терригенных толщах эоцена, олигоцена, миоцена и плиоцена (Фонтановская, Джанкойская, Куйбышевская, Южно-Сивашская, Северо-Керченская, Белокаменная, Голицинская, Славянская, Мысовая площади и др.).

Наибольшие скопления на доступных глубинах установлены в отложениях майкопской свиты. На глубинах более 1 км майкопская свита, помимо общеизвестных свойств нефтематеринской толщи и покрывки, может также проявлять и коллекторские свойства (Ульмасвай и др., 2016).

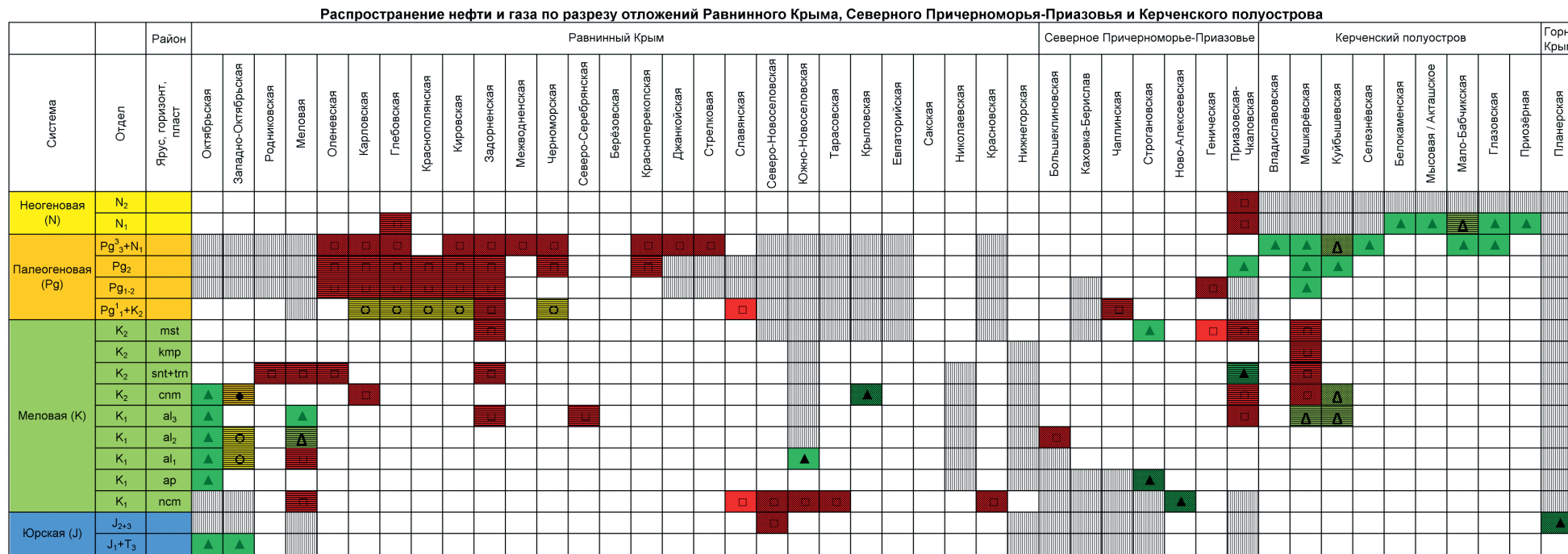


Рис. 2. Распределение открытых и предполагаемых к открытию залежей углеводородов по разрезу и площади (составлено по (Богаец А.Т., Шестопал Б.А. и др., 1973) с дополнениями)

НГМТ	ТОС ₀ , %			Н ₁₀ , мг УВ/г Сорг			Тип ОВ	Кинетический спектр
	Юг	Центр	Север	Юг	Центр	Север		
Р ₃ -N _{1mk}	2%	до 1%		350	300		II-III	Pepper&Corvi(1995)_TIII(DE)
Р ₂	до 1,5-2%			350	300		II-III	Pepper&Corvi(1995)_TIII(DE)
K ₂	до 1%	0,7%	0,7%	350	250	250	II-III	Pepper&Corvi(1995)_TIII(DE)
K _{1al}	1, до 1,5-2%	1%	1%	450	350		II	Pepper&Corvi(1995)_TII(B)
K _{1ap}	2%	2-3%	1%	400	450	350	II	Pepper&Corvi(1995)_TII(B)

Табл. 1. Основные характеристики нефтегазоматеринских пород Крыма (по данным (Шестопал, 1975; Дистанова, 2007; Пешков и др., 2016))

Стоит обратить особое внимание на майкопские отложения, приуроченные к Сивашскому прогибу, где они находятся гипсометрически выше, чем в Индо-Кубанском прогибе, и, соответственно, миграция сгенерированных углеводородов майкопскими нефтематеринскими толщами идет вверх по восстанию слоев в сторону Азово-Майкопской системы поднятий и далее в северном направлении (рис. 12). Так, на Джанкойском месторождении в майкопских песчано-алевритовых трещинно-поровых коллекторах обнаружено четыре газоносных горизонта (336–525, 849–892, 627–655, 523–560 м).

Результаты моделирования профиля показали I–I' генерацию и начало аккумуляции в отложениях нижнего мела (рис. 13). Однако большая часть углеводородов осталась в наиболее погруженной части Сивашского прогиба, где заполнены локальные антиклинальные структуры на глубинах около 4 км. Наблюдается в основном латеральная миграция углеводородов вдоль пластов. В южном направлении отмечается и вертикальная миграция вверх

по разрезу, в результате которой произошло заполнение небольших структурных ловушек мела и структурно-литологических ловушек мел-палеогена на глубинах от 1 до 2 км.

В числе потенциально нефтегазоносных толщ следует рассматривать терригенные отложения пермо-триаса, широко представленные в основании мезозойского осадочного комплекса (Казанцев, 1982). Например, в Предкавказье из аналогичных отложений получены притоки газа на Каневской, Староминской и Челбасанской площадях. В пределах Симферопольского поднятия, в окрестностях г. Симферополя на Белоглинской площади в мелких скважинах № 6, 7 и 10 на глубинах 268–350 м из пород нижнего мела и юры при бурении отмечалось газирование. Кроме того, в скв. № 6 в этом же диапазоне наблюдалась пленка нефти. Поскольку чехол мел-неогеновых пород здесь незначительный (до 100–500 м), углеводороды, скорее всего, на этих глубинах могут быть связаны с нижележащими более древними палеозой-юрскими



Рис. 3. Положение профилей, по которым было проведено региональное бассейновое 2D-моделирование формирования углеводородов

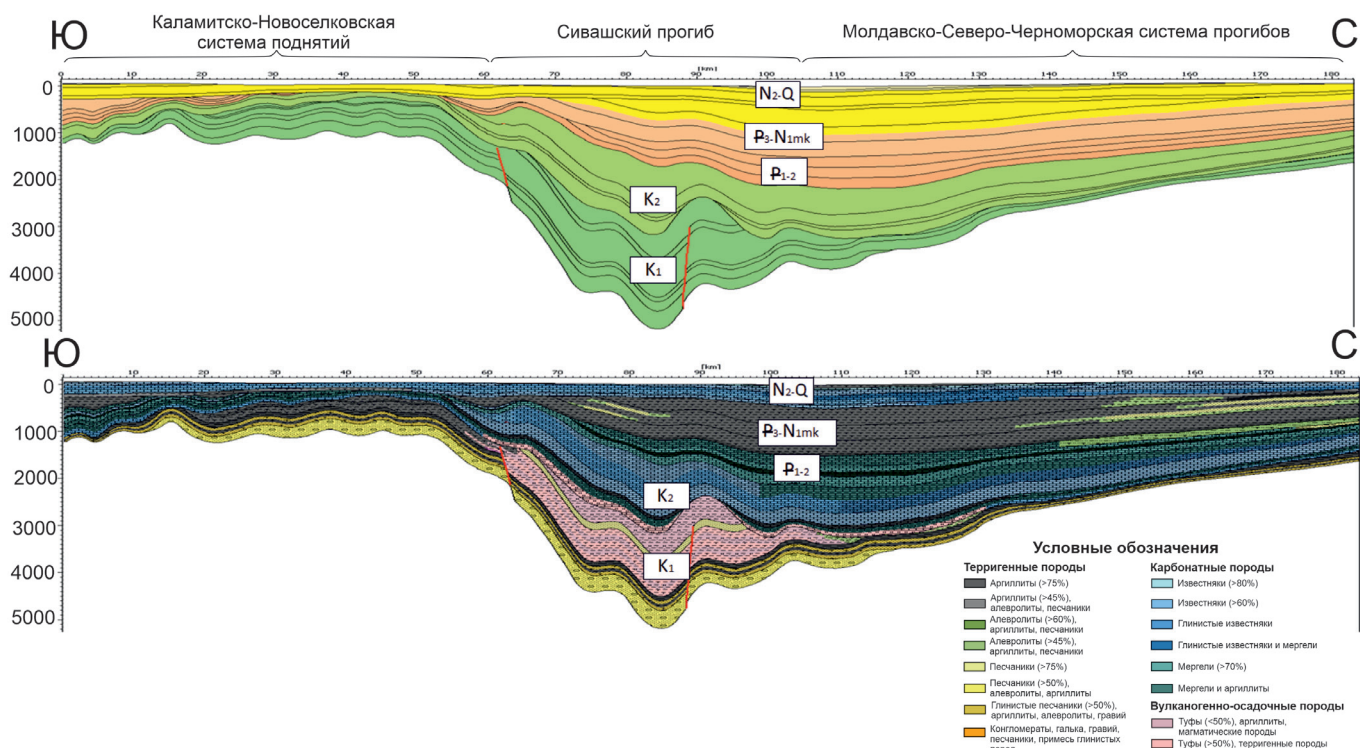


Рис. 4. Профиль I-I': верхний профиль – стратиграфическая модель; нижний профиль – литологическая модель (положение профиля показано на рис. 3)

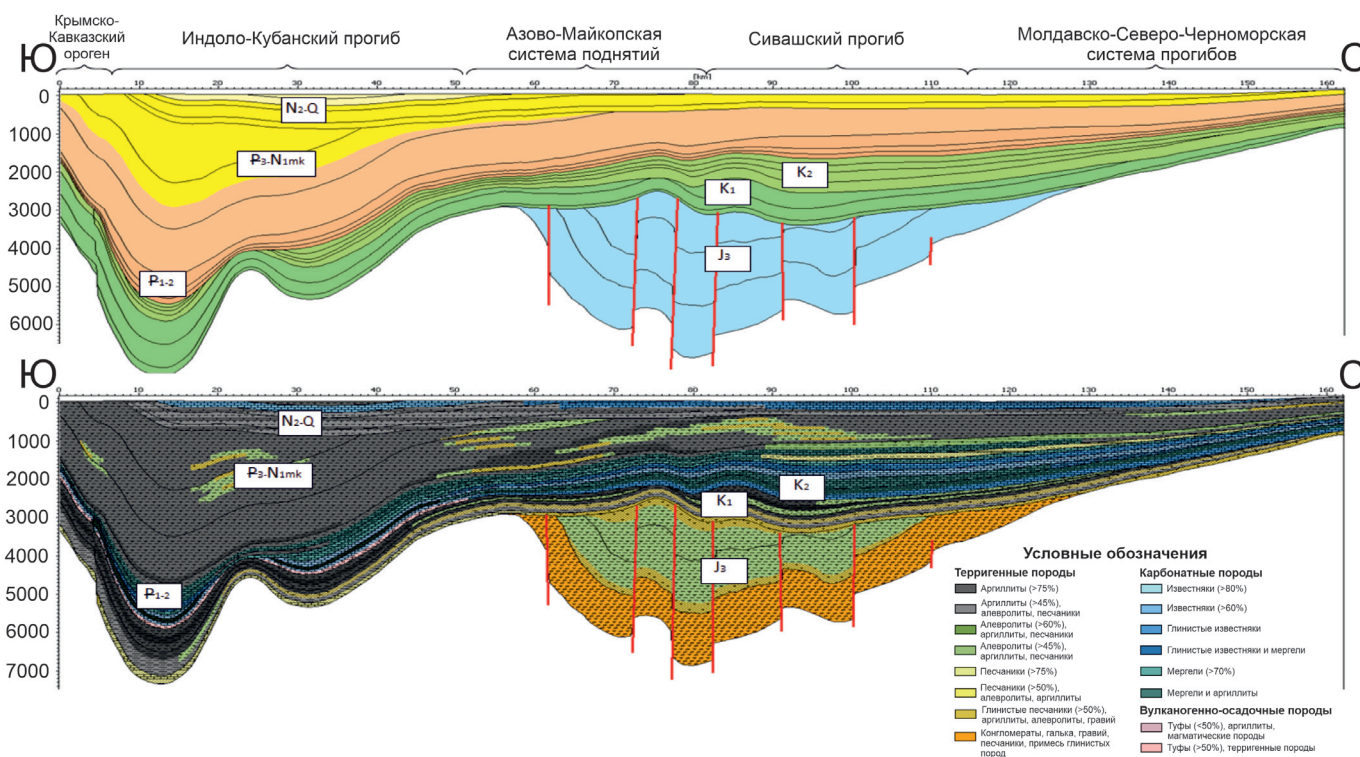


Рис. 5. Профиль II-II': верхний профиль – стратиграфическая модель; нижний профиль – литологическая модель (положение профиля показано на рис. 3)

отложениями, слагающими свод Симферопольской антиклинали. Существуют и другие описания нефтегазопроявлений, но они не всегда четко привязаны на местности.

Не стоит исключать из рассмотрения и более глубокопогруженные (8–10 км) палеозойские комплексы отложений. В мезозойском осадочном комплексе отмечаются многочисленные олистолитовые глыбы каменноугольно-пермского возраста. Они могут быть свидетельством

присутствия полого-складчатого, возможно, локально метаморфизованного палеозойского комплекса отложений. В пользу того, что палеозойский комплекс не сильно метаморфизован и в нем могли сохраниться все свойства нефтематеринских пород, свидетельствуют и сами олистолиты, внутренняя структура которых часто не нарушена и в которых сохранены определяемые палеонтологические формы. Аналогичные палеозойские

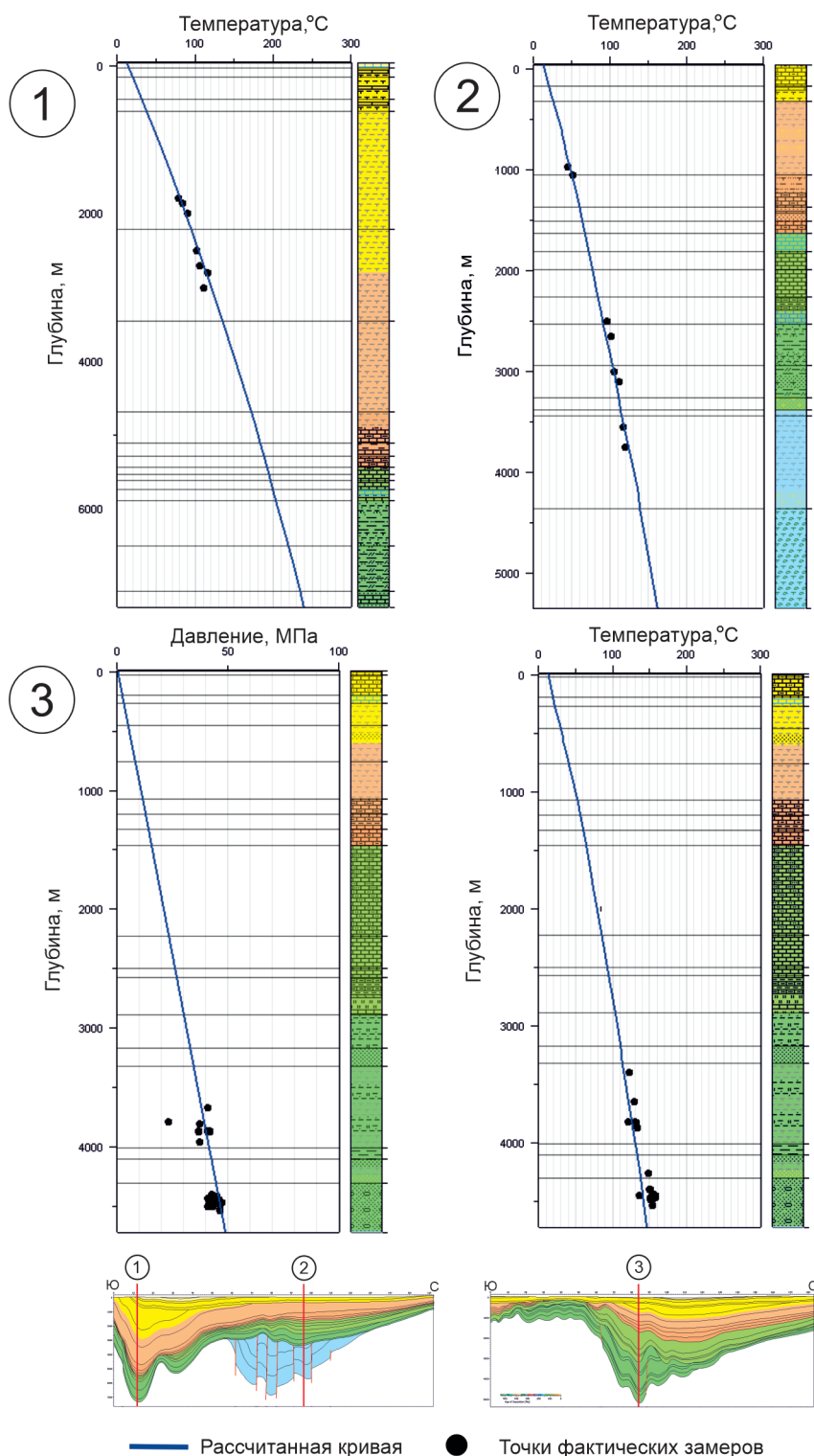


Рис. 6. Калибровочные графики соответствия замеренных температур и давлений, снятых со скважин Индоло-Кубанского (1) и Сивашского прогибов (2, 3), расчетным показателям модели (по (Богачев и др., 1973))

комплексы также выделяются и в восточном продолжении субширотных структур в Предкавказье. Как известно, на западе в Преддубружье с палеозойскими отложениями связаны основные перспективные нефтегазоносности.

Достоверно датированные образования палеозойского возраста известны в пределах западной (Тарханкутское и Новоселовское поднятия, северный борт Альминского прогиба) и в центральной (Симферопольское поднятие) областях Крыма. Кровля палеозойских образований по данным бурения встречена в интервале глубин от 325 м

(скв. 753, Симферопольское поднятие) до 1760 м (скв. 321 Новоселовское поднятие). Как правило, они представлены сланцами кремнисто-глинистыми (тальково-хлоритовыми) с прожилками кальцита и известняками серыми, плотными, мраморовидными с прослоями аргиллитов, песчаников и конгломератов. Вскрытая мощность оценивается от 15 до 1198 м (Гордиевич и др., 1963).

Несмотря на то, что палеозойский комплекс сильно погружен и в качестве первоочередного объекта для выявления ловушек его рассматривать пока не стоит, все же он

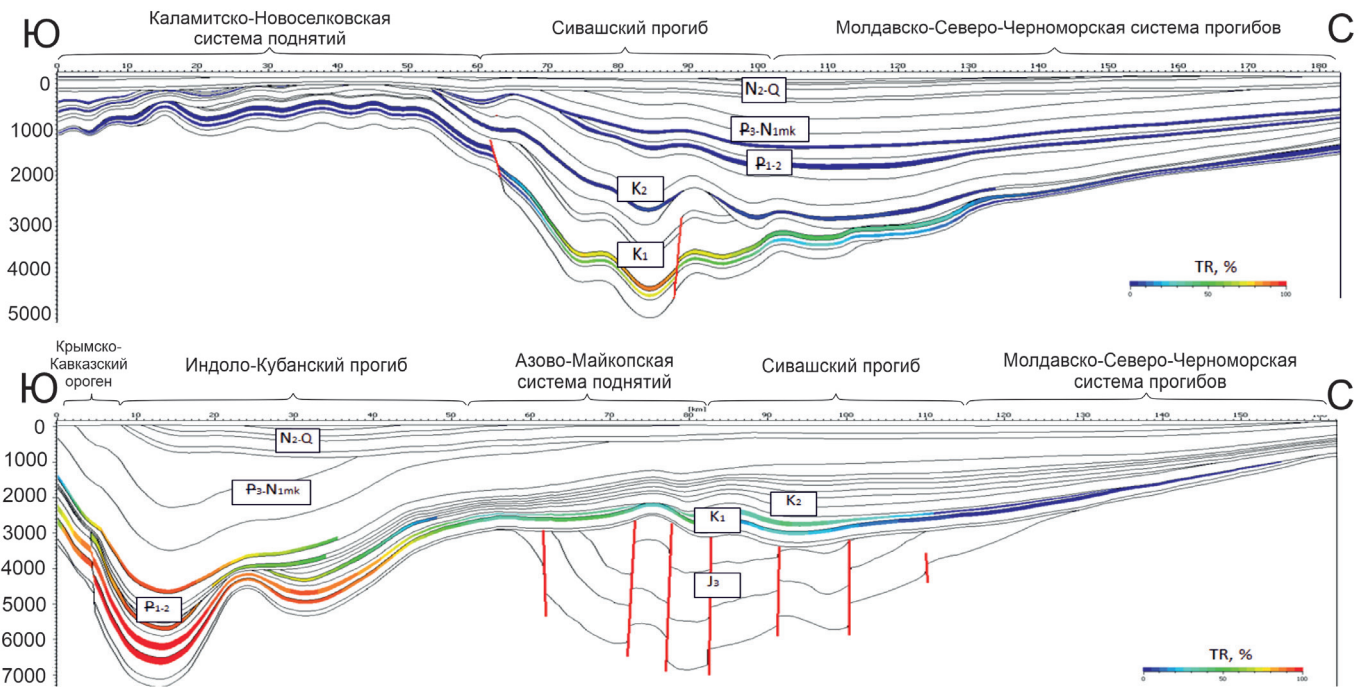


Рис. 7. Профили, отражающие индекс трансформации (TR, %) органического вещества нефтематеринских пород по площади. Верхний профиль соответствует региональному I-I', нижний – II-II'

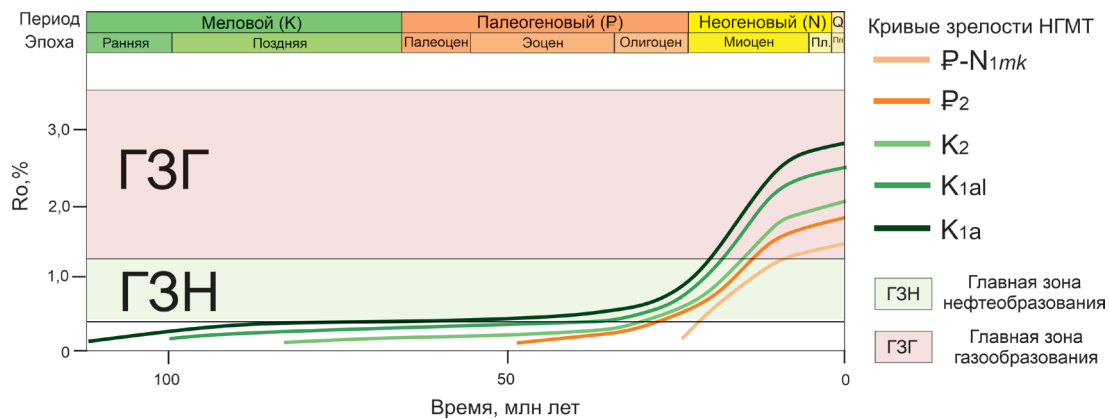


Рис. 8. Катагенетическая преобразованность нефтематеринских пород от времени (R_o , %) в пределах Индоло-Кубанского прогиба

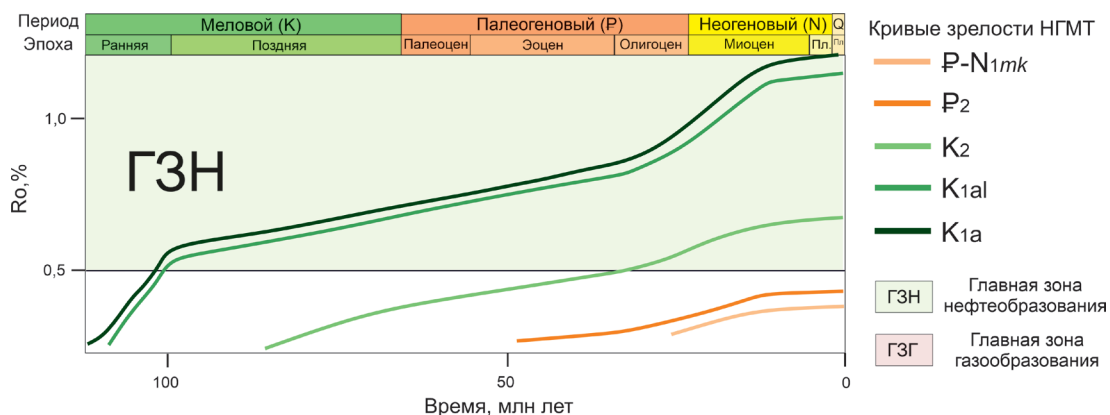


Рис. 9. Катагенетическая преобразованность нефтематеринских пород от времени (R_o , %) в пределах Сивашского прогиба

требует более детального изучения с точки зрения наличия и распространения нефтематеринских толщ, которые могли бы генерировать в течение разных периодов развития бассейна, формировать залежи, которые, в свою очередь, могли впоследствии переформироваться. Например, в породах горного Крыма отмечаются нефте- и газопроявления в ряде скважин (Ялтинская-1, Алуштинская 2-А, 8, 9, 12,

Планерские и др.) и в естественных выходах (источник Аджи-Су). Они могут быть рассмотрены как свидетельства наличия возможных залежей углеводородов на глубине (под аллохтоном горного Крыма), поступающих вверх по многочисленным трещинным зонам (Казанцев, 1982). В олистолитах позднепермских биогермных известняков казанского яруса, которыми сложен остров в центральной

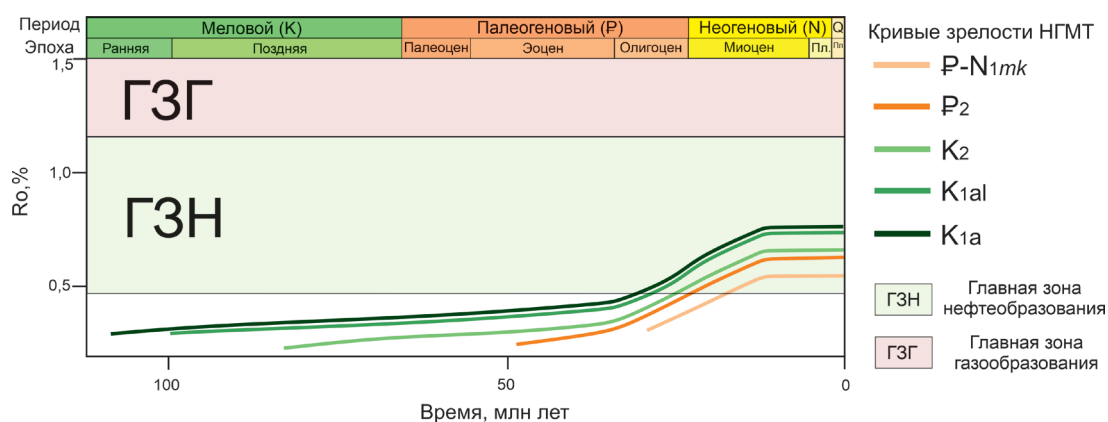


Рис. 10. Каталитическая преобразованность нефтематеринских пород от времени (Ro, %) в пределах Азово-Майкопской системы поднятий

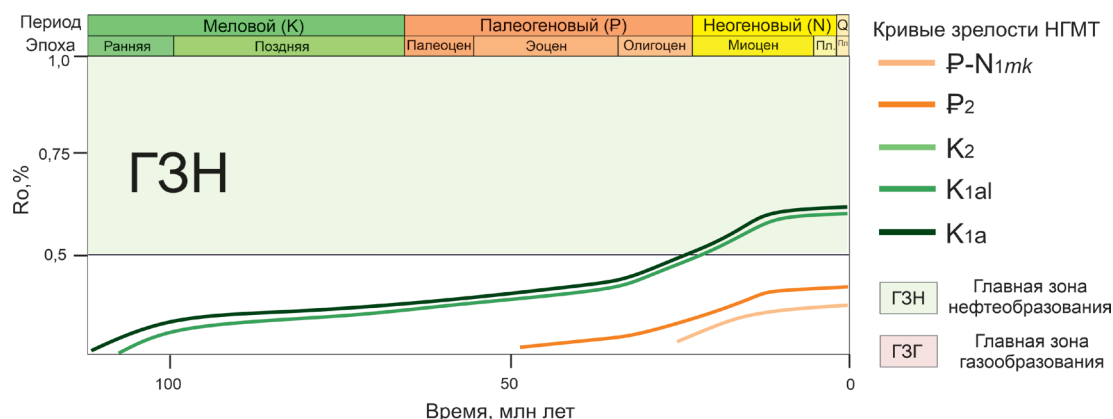


Рис. 11. Каталитическая преобразованность нефтематеринских пород от времени (Ro, %) в пределах западной Молдавско-Северо-Черноморской системы прогибов (в районе профиля I-I')

части Симферопольского водохранилища, обнаружены редкие мелкие примазки и стяжения битума-антраксолита. Отдельные разности каменноугольно-пермских известняков в глыбах Симферопольского меланжа имеют темный цвет и характерный запах при раскалывании (Юдин, 2003).

Помимо палеозойских олистолитов, выделяется также серия юрских преимущественно карбонатного состава. Согласно проведенному анализу сейсморазведочных данных и материалов бурения в Юго-Западном Крыму крупные олистолиты верхнеюрских известняков есть не только у поверхности, но и в самой глинистой толще матрикса олистостромов. Ассоциация трещинных коллекторов в известняках и глинистой покрывки при благоприятных условиях может рассматриваться как новый структурно-литологический тип ловушки, более вероятный в восточной части Предгорного Крыма (Юдин, 1997).

В равнинной части Крыма юрские отложения приурочены к Новоселовскому, Симферопольскому поднятиям и северной части Альминского прогиба (Сакская структура), а также установлены в районе г. Феодосии (Шубинская, Тамбовская, Видненская, Гончаровская площади). По своему составу это глинистые, иногда углистые сланцы с прослоями известняков (рифовых в районе г. Феодосии), аргиллитов, песчаников, конгломератов с дайками и пластами габбро-долерита. В верхней части юрского разреза встречены красноцветные глины и песчаники, которые, скорее всего, являются корой выветривания. Мощность вскрытых отложений в западной части равнинного Крыма меняется от 18 м (скв. 1023, с. Белоглинка) до 543 м

(скв. 643, Сакская структура) (Гордиевич и др., 1963), и значительно увеличивается в восточной, по сути, предгорной части от 455 м (скв. 1, Тамбовская площадь) до 1040 м (скв. 5, Гончаровская площадь) (Самарский и др., 1982). Интервал глубин вскрытия кровли также значительно варьирует от 120 м в пределах Симферопольского поднятия до 4073 м в районе Тамбовской площади (Самарский и др., 1982).

Отметим, что на территории Крымского полуострова встречаются многочисленные надвиговые структуры, с которыми могут быть развиты ловушки на различных структурных уровнях.

В акваториальной части Азовского и Черноморского шельфов в качестве перспективных интервалов стоит рассматривать палеоцен-миоценовые отложения, для которых уже установлено наличие нефтегазоносных комплексов. Так, начиная с 1975 года, в пределах Западно-Черноморского шельфа Крыма открыто восемь месторождений углеводородов: два газоконденсатных (Голицинское и Штормовое) и шесть газовых (Одесское, Безымянное, Южно-Голицинское, Шмидтовское, Архангельское и Крымское) (Минеральные ресурсы..., 2001).

Заключение

Крымский регион обладает значительным потенциалом, с точки зрения открытия новых месторождений. Основные ресурсы связываются с акваториальным сектором, при этом стоит также провести пересмотр и переоценку сухопутных активов. Постановка региональных

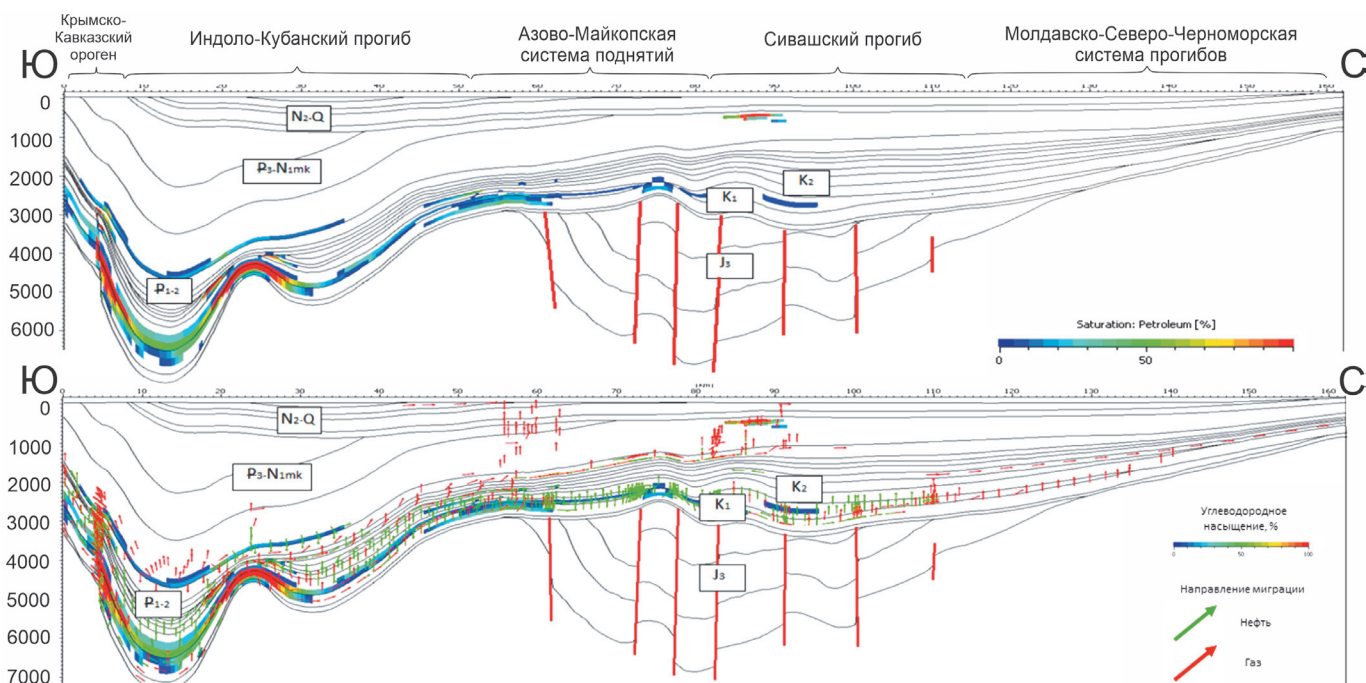


Рис. 12. Результаты моделирования профиля II-II': на верхнем профиле показано углеводородное насыщение (%); на нижнем – направление миграции углеводородов (положение профиля показано на рис. 3)

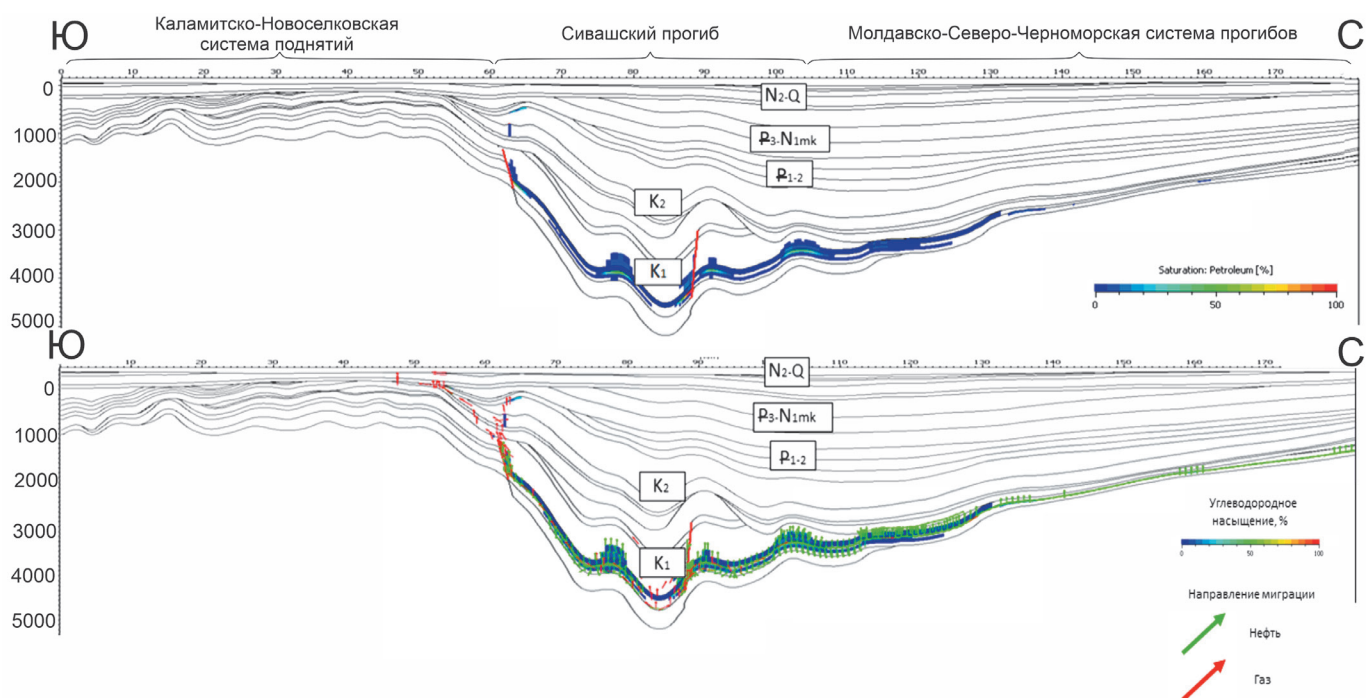


Рис. 13. Результаты моделирования профиля I-I': на верхнем профиле показано углеводородное насыщение (%); на нижнем – направление миграции углеводородов (положение профиля показано на рис. 3)

геологоразведочных работ в регионе крайне необходима для полноценного обеспечения как собственных энергетических потребностей, так и для реализации нефтепродуктов на экспорт. Одним из потенциальных направлений использования добываемого сырья является производство масел, в том числе продуктов перегонки нефтяных нефтей. Наличие развитой транспортной инфраструктуры, горнодобывающей промышленности, сельского хозяйства позволяют рассматривать различные способы использования природного газа, добываемого на малых месторождениях.

Литература

- Богачев А.Т., Шестопал Б.А., Захарчук С.М., Бойчук Г.В., Савицына А.А., Столяр Л.Н., Варганова В.А., Меннес М.А., Самарский А.Д. (1973). Тектоника, коллекторские свойства и нефтегазоносность мезозойских отложений Крыма и Присивашья. Львов: УкрНИГРИ, 228 с.
- Дистанова Л.Р. (2007). Геохимия органического вещества эоценовых отложений (на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона): Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. М.: МГУ, 27 с.
- Казанцев Ю.В. (1982). Тектоника Крыма. М.: Наука, 112 с.
- Пешков Г.А., Барабанов Н.Н., Большакова М.А., Бордунов С.И., Копачев Л.Ф., Никишин А.М. (2016). Нефтегазоматеринский потенциал кумских отложений в Бахчисарайском районе Крыма. Вестник Московского Университета, Серия 4. Геология, 2, с. 44–51.

Ульмасвай Ф.С., Добрынина С.А., Козлов А.В. (2016). Изучение скоплений углеводородов полуострова Крым. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*, (1). <https://doi.org/10.29222/irng.2078-5712.2016-13.art12>
 Хмара Я.А., Хлебников А.Н., Иванова В.Д., Дякович П.И., Капинос Н.Н. (2001). Минеральные ресурсы Крыма и прилегающей акватории Черного и Азовского морей: Атлас. Сборник «Вопросы развития Крыма». Симферополь: Таврия-Плюс, 80 с.

Шестопа Б.А. (1975). Нефтегазообразование в нижнемеловых отложениях Равнинного Крыма в связи с их катагенезом. *Геология нефти и газа*, (7), с. 38–43.

Юдин В.В. (1997) Структурные предпосылки нефтегазоносности Крыма. *Геология нефти и газа*, (7), с. 8–12.

Юдин В.В. (2003). Потенциально нефтегазоносные структуры Предгорного Крыма. *Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона: Сб. докл. IV Межд. конф. Крым-2002*. Симферополь, с. 271–279.

Сведения об авторах

Роман Олегович Самсонов – доктор техн.наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Михаил Юрьевич Карпушин – научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Олег Владимирович Крылов – кандидат геол.-мин. наук, доцент сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Татьяна Олеговна Колесникова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Александр Николаевич Стафеев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры динамической геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Елизавета Андреевна Краснова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник, Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Яна Айратовна Шитова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д.1

Статья поступила в редакцию 11.04.2023;

Принята к публикации 28.04.2023; Опубликована 30.06.2023

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

Assessment of the hydrocarbon potential of the Crimean peninsula: state and prospects

R.O. Samsonov, M.Yu. Karpushin, O.V. Krylov, A.A. Suslova, T.O. Kolesnikova, A.N. Stafeyev, R.S. Sautkin, E.A. Krasnova, Ya.A. Shitova*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Anna A. Suslova, e-mail: a.suslova@oilmsu.ru*

Abstract. The active development of the Crimean region requires the provision of an independent energy system. Currently, there are 36 hydrocarbon fields in Crimea: 12 with natural gas, 9 with oil, 4 with oil and gas, 2 with oil and gas condensate and 9 gas condensate fields (according to www.mygeomap.ru portal by February 10, 2023). Despite the fact that the vast majority of fields are small and some of them were already under the development it is necessary to consider their potential and production possibility at least for selling products on the domestic market within Crimea peninsula. In the second half of the last century, extensive exploration work was almost completely stopped because small deposits in the drilled structures have been found. Most of the traps

of the Mesozoic section are complicated by the faults. The possibility of discovering unexplored yet hydrocarbon resources especially in the lower stratigraphic complexes can be solved due to modern technologies distribution in the area. The contribution of deeper Permian-Triassic and Jurassic complexes to modern hydrocarbon accumulations formation is poorly evaluated and need to be analyzed in more details. Proper setting of geological exploration tasks and conducting modern regional and local seismic surveys will significantly increase the possibility of discovering new hydrocarbon deposits.

Keywords: Crimean peninsula, oil and gas potential, modeling, source rocks, hydrocarbon deposits, deep horizons

Recommended citation: Samsonov R.O., Karpushin M.Yu., Krylov O.V., Suslova A.A., Kolesnikova T.O., Stafeev A.N., Sautkin R.S., Krasnova E.A., Shitova Ya.A. (2023). Assessment of the hydrocarbon potential of the Crimean peninsula: state and prospects. *Georesury* = *Georesources*, 25(2), pp. 64–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.5>

References

- Bogaets A.T., Shestopal B.A., Zakharchuk S.M., Boychuk G.V., Savitsyna A.A., Stolyar L.N., Vartanova V.A., Mennes M.A., Samarsky A.D. (1978). Tectonics, reservoir properties and oil and gas content of the Mesozoic deposits of the Crimea and the Sivash region. Lvov: UkrNIGRI, 228 p. (In Russ.)
- Distanova L.R. (2007). Geochemistry of organic matter of Eocene deposits (on the example of the Kuma Formation of the Crimean-Caucasian region). *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 27 p. (In Russ.)
- Kazantsev Yu.V. (1982). Tectonics of the Crimea. Moscow: Nauka, 112 p. (In Russ.)
- Mineral resources of the Crimea and the adjacent waters of the Black and Azov Seas. Atlas. Authors-compilers: Khmara Ya.A., Khlebnikov A.N., Ivanova V.D., Dyakovich P.I., Kapinos N.N. (2001). In: *Issues of development of the Crimea*. Simferopol: Tavria-Plus, 80 p. (In Russ.)
- Peshkov G.A., Barabanov N.N., Bolshakova M.A., Bordunov S.I., Kopaevich L.F., Nikishin A.M. (2016). Oil and gas source potential of Kuma deposits in the Bakhchisaray region of Crimea. *Bulletin of Moscow University, Geology*, 4(2), pp. 44–51. (In Russ.)
- Shestopal B.A. (1975). Oil and gas formation in the Lower Cretaceous deposits of Plain. Crimea in connection with their catagenesis. *Geology of oil and gas*, (7), pp. 38–43. (In Russ.)
- Ulmasvay, F.S., Dobrynina S.A., Kozlov A.V. (2016). Study of accumulations of hydrocarbons of the Crimean peninsula. *Georesources, geoenergy, geopolitics*, 1(13), 12 p. (In Russ.)
- Yudin V.V. (1997). Structural prerequisites for the oil and gas potential of the Crimea. *Geology of Oil and Gas*, (7), pp. 8–12. (In Russ.)
- Yudin V.V. (2003). Potential oil and gas structures of the Piedmont Crimea. *Proc. IV International Conference Crimea-2002 "Geodynamics and oil and gas structures of the Black Sea-Caspian region"*, Simferopol, pp. 271–279. (In Russ.)
- About the Authors**
- Roman O. Samsonov* – DSc (Engineering), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Mikhail Yu. Karpushin* – Leading Specialist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Oleg V. Krylov* – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Anna A. Suslova* – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Tatiana O. Kolesnikova* – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Aleksandr N. Stafeev* – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Dynamic Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Roman S. Sautkin* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskiye Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Elizaveta A. Krasnova* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Yana A. Shitova* – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 April 2023;

Accepted 28 April 2023; Published 30 June 2023