

## ЗАДАЧА И ВОЗМОЖНОСТИ СОЗДАНИЯ КОМПЛЕКСА ПРИЗНАКОВ ГЛУБИННОЙ НЕФТЕНОСНОСТИ

М. В. Родкин<sup>1,2</sup>, Т. А. Рукавишникова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН,  
ул. Профсоюзная 84/32, 117997 Москва, Российская Федерация; rodkin@mitp.ru

<sup>2</sup>Институт проблем нефти и газа РАН,  
ул. Губкина 3, 119333 Москва, Российская Федерация

Месторождения углеводородов, обеспечивавшие долгое время основные потребности в нефти и газе, постепенно истощаются. Прирост вновь открытых запасов не компенсирует добычу. В качестве варианта решения проблемы часто называют глубокие месторождения. Однако обычные методы поисков месторождений углеводородов, которые были достаточно эффективны на небольших глубинах, в этих случаях не срабатывают. В рамках модели массивованного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора [1, 2] как зоны массивованного нефтегенеза указываются зоны глубинных надвигов. Большие объёмы тектонически сконцентрированного органического вещества здесь промываются интенсивными восходящими потоками слабоминерализованных вод, образующихся в ходе реакций дегидратации, протекающих в глубинных частях зон надвигов. Потоки флюида выносят нефть в верхние горизонты, где она и сохраняются в течение длительного времени. В рамках такой модели находят объяснение как проблема концентрации рассеянного органического вещества в месторождениях углеводородов, так и проблема его преобразования в более энергонасыщенные углеводороды. Эта модель весома подкрепляется также результатами анализа микроэлементного состава нефтей и иных каустобиолитов, указывающих на тесную связь микроэлементного состава нефтей с породами нижней коры. На этой основе представляется возможным сформулировать затребованные практикой геологоразведочных работ прогнозные признаки вероятного развития глубинной нефтеносности.

**Ключевые слова:** критерии поиска углеводородов на больших глубинах; модель массивованного нефтегенеза; микроэлементный состав углеводородов.

Hydrocarbon fields that had supplied the main demand for oil and gas for a long time are gradually being depleted. Newly discovered reserves do not compensate for production. Deep deposits are often indicated as a resource of resolving of the problem. However, the usual methods of searching for hydrocarbon deposits, which were effective at shallow depths, do not work for larger depths. Within the framework of the model of massive oil generation according to the scheme of a flow-through nonequilibrium reactor [1, 2], zones of deep thrust faults are zones of preferred genesis of oils. Large volumes of tectonically concentrated organic matter are reworked here by intense ascending flows of low-mineralized waters formed in dehydration reactions occurring in the deep parts of thrust zones. Fluid flow carries oil to the upper horizons, where it can store for a long time. This model permits to explain both the problem of the concentration of dispersed organic matter in hydrocarbon deposits and the problem of transformation of organic matter into more energy-saturated hydrocarbons are explained. This model is supported also by the results of the analysis of the trace element (TE) composition of oils and other caustobiolites, which indicate a close relationship between the TE content of oils and the chemical composition of the Lower crust. On this basis, it seems possible to present the set of predictive signs of the probable existence of deep oil fields that is demanded by the practice of geological exploration.

**Key words:** criteria for the search for hydrocarbons at great depths; model of massive oil genesis; trace element composition of hydrocarbons.

**Введение.** В связи с истощением длительно эксплуатируемых крупных и гигантских месторождений актуальна задача разведки новых месторождений и пополнения запасов [3]. В России в настоящее время прирост запасов систематически отстаёт от уровня добычи. При этом можно полагать, что относительно неглубокие месторождения, тем более крупные, уже

в основном известны, и основной прирост запасов может достигаться только открытием новых месторождений на шельфе, в особо труднодоступных регионах и в глубоких горизонтах литосферы, в частности, в породах фундамента. Ниже рассматривается аспект глубоких месторождений, как в фундаменте, так и в осадочных породах; мы не касаемся здесь вопроса изученности шельфа и труднодоступных территорий.

До настоящего времени открытие глубоких месторождений, в особенности, в породах фундамента происходило в значительной степени случайно; и тем не менее, вклад таких месторождений в общий объём эксплуатируемых месторождений уже достаточно заметный [4–6]. Весьма значительна и нефтеносность глубоководных толщ осадочных пород. В качестве иллюстрации можно привести данные по зоне Мексиканского залива, одного из хорошо изученных районов мира. На рис. видно, что месторождения нефти располагаются значительно глубже ранее полагаемого характерного уровня 3–5 км. Нефтеносность на глубинах более 5–6 км здесь весьма значительна; причём более крупные месторождения были выявлены на максимальных глубинах. Максимальная мощность осадочного чехла в Мексиканском заливе достигает 18 км ([7]; см., также [https://wiki.aapg.org/File:Sedimentary-basin-analysis\\_fig4-3.png](https://wiki.aapg.org/File:Sedimentary-basin-analysis_fig4-3.png)); в районе расположения большинства месторождений углеводородов (УВ) мощность осадочного чехла составляет 30–50 тыс. футов (9–15 км); тем не менее, все ли эти месторождения УВ локализованы в осадочном чехле, или часть из них располагается в породах фундамента, не ясно.

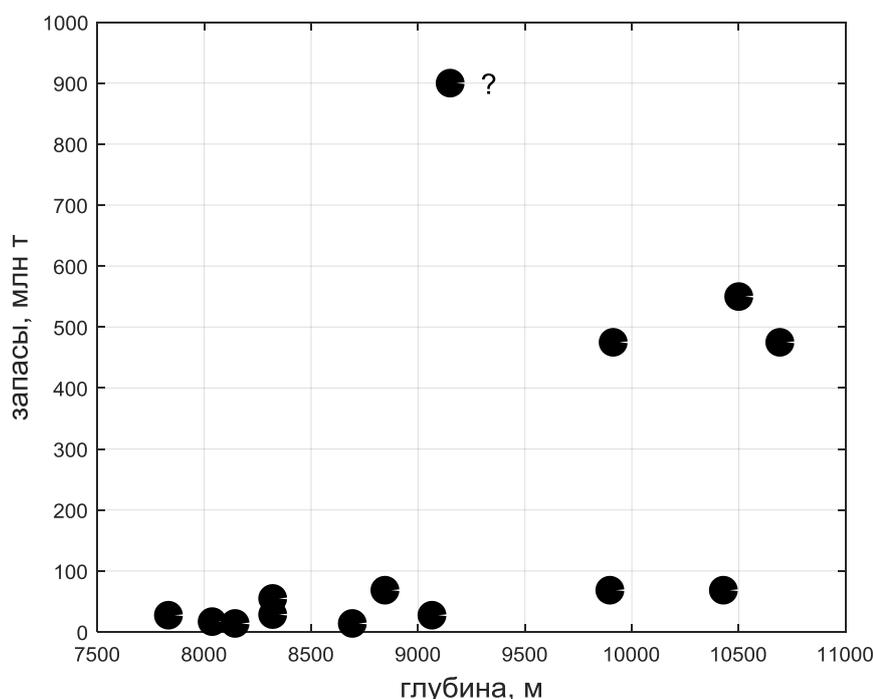


Рисунок – Глубины и запасы УВ месторождений Мексиканского залива (компиляция данных [8])  
 Вопросительным знаком отмечено месторождение Шенандоа с диапазоном объёма запасов 690–2 100 млн т.

Из вышесказанного можно заключить, что перспективность поиска нефти в глубоких горизонтах земной коры особых сомнений не вызывает. Проблема в большей степени заключается в отсутствии эффективных методик геологоразведочных работ (ГРР) на больших глубинах. Методики, нацеленные на поиск антиклинальных ловушек, коллекторов и изолирующих покрышек хорошо работают при поисках месторождений УВ в верхних горизонтах, где велики литологические контрасты величин трещиноватости, пористости и проницаемости горных пород. С глубиной, по мере развития процессов катагенеза и метаморфизма, эти различия всё более нивелируются. Породы имеют тенденцию становиться более однородными

по своим физическим характеристикам. Соответственно классические поисковые признаки становятся всё менее эффективными.

Впрочем, теоретическая обоснованность прогнозов и планирования ГРП, по крайней мере, на региональном масштабе, довольно проблематична и для неглубоких горизонтов земной коры. Ведь так пока и не удаётся выявить явную связь между объёмами достаточно прогретого рассеянного органического вещества (РОВ) и выявленными запасами УВ; соответственно, отсутствуют веские теоретические указания какие осадочные бассейны будут богаты запасами УВ, а какие нет.

Впрочем, было бы и странно ожидать высокой эффективности ГРП, учитывая отсутствие общепризнанной теории нефтеобразования, которая и должна была бы давать базу для методик поиска месторождений. Уже более столетия продолжается спор между сторонниками органической и неорганической концепций нефтеобразования. И хотя время от времени и делаются заявления о полной победе одной из этих концепций (см., например, [9] или сайт <http://www.deeroil.ru>), конца этому спору пока не видно. Ни одной из этих концепций не удаётся выстроить логическую схему, описывающую все основные закономерности геологии нефти и газа.

Между двумя крайними позициями, естественно, есть и промежуточные подходы. Была предложена модель полигенеза нефти [10], предполагающая возможность формирования месторождений нефти различным образом. К этой позиции примыкает комплекс представлений, подчёркивающих важнейшую роль глубинного флюидного режима в процессах нефтегенеза [1, 2, 11–13 и др.]. Ниже обсуждается одна из этих гибридных моделей.

*Флюидодинамическая модель массивованного нефтегенеза.* Модель неравновесного проточного реактора [1, 2, 13] лежит в русле гибридных моделей нефтегенеза, когда принимается как доминирующая роль захороненного РОВ как основного ресурса углеродистого вещества для нефте- и газообразования, так и роль глубинных воздействий, в данном случае, в виде учёта решающей роли восходящих потоков молодых низкоминерализованных флюидов. Заметим, что эта модель может трактоваться как вариант развития и детализации флюидодинамической модели нефтеобразования Б. А. Соколова [11].

Истоки модели [1, 2, 13] вполне древние. Ещё со времен Д. И. Менделеева (см., например, [14]) известно, что химический потенциал большинства компонент нефти выше химического потенциалы вещества РОВ. Отсюда теоретически невозможен процесс созревания нефти из РОВ в термодинамически равновесной ситуации в замкнутом объёме (как это предполагается в рамках осадочно-миграционной модели нефтегенеза). Такое превращение не запрещено, однако, в модели проточного неравновесного реактора, когда образующиеся термодинамически неравновесные компоненты нефти выносятся из области генерации в верхние горизонты литосферы, где в условиях пониженных температур они могут сохраняться длительное время. Такой вынос, однако, может реализовываться, по-видимому, только потоком низкоминерализованного  $\text{CO}_2\text{--H}_2\text{O}$  флюида, в котором нефть может переноситься в заметных количествах.

Условие низкой минерализации хорошо отвечает типичным гидрогеологическим условиям молодых месторождений нефти; приконтурные воды которых относительно низкоминерализованы [15]. Но глубинными и одновременно низкоминерализованными могут быть только молодые свежемобразованные флюиды, образующиеся при дегидратации горных пород. Обычные глубинные флюиды обладают очень высокой степенью минерализации. Процессы дефлюидизации локализованно реализуются в земной коре в зонах глубинных надвигов (в частности, в зонах субдукции), где значительные массы исходно приповерхностных водосодержащих горных пород погружаются в глубокие горизонты земной коры и претерпевают процессы прогрессирующей дегидратации. Более рассеяно и менее интенсивно эти процессы протекают в породах осадочного чехла и кристаллического фундамента быстропогружающихся бассейнов осадконакопления.

Модель связи областей интенсивного нефтегенеза с зонами быстрого погружения и зонами глубинных надвигов позволяет объяснить и другой парадокс нефтегенеза – колоссальную концентрацию нефтей в месторождения. В зонах надвига всё новые порции РОВ подаются в реакционную зону нефтегенеза как по конвейерной линии. Связь месторождений нефти с зонами разломов хорошо известна. Примеры детализации этой тенденции в плане связи именно с зонами надвигов приведены в работах [1, 2, 13, 16]. Далее кратко обсудим некоторые геохимические свидетельства в пользу обсуждаемой модели.

*Микроэлементный (МЭ) состав каустобиолитов и нефтей.* Свидетельства глубинных аспектов процесса нефтегенеза [17, 18 и др.]. Для МЭ-состава нефтей типичны характерные для нижней коры химические элементы и Eu-аномалия. Иначе, чем участием нижнекорových флюидов объяснить эти особенности МЭ-состава трудно [19].

Этот качественный результат был подкреплён результатами корреляционного анализа [16, 20, 21]. Нестандартным моментом нашего расчёта коэффициентов корреляции было использование не значений собственно концентраций, а логарифмов концентраций. При очень малых значениях концентрации многих МЭ их вклад по линейной шкале фактически бы не учитывался, а переход к логарифмам обеспечил использование данных о концентрациях элементов даже и с очень малыми значениями концентрации. В работах [16, 20, 21 и др.] было показано, что МЭ-состав различных нефтей наиболее тесно корреляционно связан со средним химическим составом нижней континентальной коры (а не верхней и не средней коры). При этом МЭ-состав глин, углей, горючих и чёрных сланцев ожидаемо имеет более тесную связь с химическим составом верхней континентальной коры.

Корреляционная связь МЭ-состава нефтей с живым веществом статистически высокозначима, но оказалась много слабее, чем для углей и сланцев и слабее корреляции МЭ-состава нефтей с химическим составом нижней коры (табл.). Корреляционные связи для нефтей, в целом, оказались существенно слабее, чем для углей, чёрных и горючих сланцев и глин, что указывает на более сложный характер процесса нефтегенеза. В качестве модели химического состава земной коры были использовались результаты [22], где кора представлена состоящей из верхней, средней и нижней коры. В качестве модели химического состава разных видов биоты (растения и животные, наземные и водные) использованы данные [23]. Исключением из приведённой закономерности (выполняющейся и для отдельных НГБ территории России [20, 21]), являются результаты анализа МЭ-состава молодых нефтепроявлений в кальдере вул. Узон [24]. Для МЭ-состава нефтей и нефтепроявлений Камчатки более тесной оказалась связь не с нижней, а с верхней или средней корой. Это исключение, однако, только подкрепляет предлагаемую модель. В условиях напряжённого теплового режима Камчатки условия дегидратации достигаются на меньших глубинах; соответственно образующийся восходящий поток низкоминерализованных флюидов несёт метку меньших глубин.

Таблица – Коэффициенты корреляции среднего МЭ-состава глин, углей, сланцев и нефтей с химическим составом континентальной земной коры и биоты

Параметры	Глины	Угли	Горючие сланцы	Чёрные сланцы	Нефти
Верхняя кора	0,92	0,84	0,84	0,82	0,60
Средняя кора	0,85	0,76	0,76	0,84	0,58
Нижняя кора	0,84	0,78	0,79	0,80	0,63
Средний состав живого вещества	0,85	0,81	0,81	0,78	0,56

*Комплекс прогнозных признаков массивированной, в т. ч. глубинной, нефтеносности.* Всё вышеизложенное, хорошее согласие геологических и геохимических данных, совокупно свидетельствующих в пользу модели неравновесного проточного реактора [1, 2], дают основание предложить затребованный практикой ГРП на нефть и газ комплекс прогнозных признаков массивированной, в т. ч. глубинной нефтеносности. На региональном уровне наиболее перспек-

тивными представляются пояса потенциальной нефтегазоносности, отвечающие современным и древним зонам субдукции (возрастом примерно до 100–200 млн лет). При этом весьма полезными для уточнения потенциальной нефтеносности окажутся детальные палеорекострукции, которые позволят оценить объёмы субдуцированной литосферы, в особенности важны объёмы водосодержащих осадков, определяющие запасы затянутого в зону субдукции органического вещества. Важную роль при этом могут играть детальные палеомагнитные данные, в настоящее время не используемые в практике прогноза нефтеносности.

На субрегиональном уровне перспективными признаются глубинные надвиги, особенно те их участки, где в процесс погружения вовлекались большие объёмы РОВ.

Естественно, эффективность предложенного комплекса требует тщательной проверки.

*Выводы.* Модель массивированного нефтегенеза по схеме неравновесного проточного реактора находит убедительные подтверждения широким набором геологических, геофизических и геохимических данных. В рамках этой модели представляется возможным предложить набор прогнозных признаков вероятного массивированного развития процессов нефтегенеза, в частности, практически особенно затребованных признаков существования месторождений нефти на значительных глубинах.

Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН, тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)» (№ 0139-2019-0009, система «ПАРУС») и при финансовой поддержке РФФИ (грант № 19-05-00466).

### Библиографические ссылки

1. Родкин М. В. Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании месторождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах // Дегазация Земли и генезис углеводород. флюидов и месторождений. М. : ГЕОС, 2002. С. 221–253.
2. Родкин М. В. Происхождение нефти: старый спор – новые аргументы // Наука России. 2004. № 5. С. 29–33.
3. Шмаль Г. И. Воспроизводство минерально-сырьевой базы – важнейшая задача государства и нефтяных компаний // Углеводород. и минерально-сырьевой потенциал кристалл. фундамента : материалы Международ. науч.-практ. конф. Казань : Ихлис, 2019. С. 4–6.
4. Кенинг Т. Поисковые работы на нефть и газ в Азии и Африке в естественно-трещиноватых коллекторах фундамента: лучший мировой опыт и усвоенные уроки // Углеводород. и минерально-сырьевой потенциал кристалл. фундамента : материалы Международ. науч.-практ. конф. Казань : Ихлис, 2019. С. 20–24.
5. Муслимов Р. Х. Роль кристаллического фундамента в формировании ресурсной базы углеводород Республики Татарстан // Углеводород. и минерально-сырьевой потенциал кристалл. фундамента : материалы Международ. науч.-практ. конф. Казань : Ихлис, 2019. С. 7–11.
6. Тимурзиев А. И. Фундаментная нефть осадочных бассейнов – альтернатив «сланцевому» сценарию развития ТЭК России (на примере Западной Сибири) // Углеводород. и минерально-сырьевой потенциал кристалл. фундамента : материалы Международ. науч.-практ. конф. Казань : Ихлис, 2019. С. 12–15.
7. Davis R. A. Sediments of the Gulf of Mexico [Электрон. ресурс] // In: Ward C. (eds) Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill. New York, NY : Springer, 2017. P. 165–215. URL: [https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3447-8\\_3](https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3447-8_3) (дата обращения: 1.12.2021).
8. Иванов К. С. О возможной максимальной глубине нахождения месторождений нефти // Изв. Урал. гос. горного ун-та. 2018. Вып. 4(52). С. 41–49.
9. Карцев А. А., Лопатин Н. В., Соколов Б. А., Чахмахчев В. А. Торжество органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в. // Геология нефти и газа. 2001 № 3. С. 2–5.
10. Дмитриевский А. Н. Полигенез нефти и газа // Докл. Акад. Наук. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.

11. Соколов Б. А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология. 1996. № 4. С. 28–36.
12. Валяев Б. М., Дрёмин И. С. Природа процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления: углеводородные флюиды и первичный гелий [Электрон. ресурс] // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2014. Вып. 2(10). URL: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/dremin.html](http://oilgasjournal.ru/vol_10/dremin.html) (дата обращения: 1.12.2021).
13. Родкин М. В., Рукавишников Т. А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 65–70.
14. Kenney J., Kutcherov V., Bendeliani N., Alekseev V. The evolution of multicomponent systems at high pressures: VI. The thermodynamic stability of the hydrogen-carbon system: The genesis of hydrocarbons and the origin of petroleum // Proc. Nat. Acad. Sci. USA. 2002. Vol. 99. P.10976–10981.
15. Зыкин Н. Н. Генезис пластовых вод нефтяных месторождений по данным их изотопного состава // Фундамент. проблемы нефтегазовой гидрогеологии. М. : ГЕОС, 2005. С. 95–98.
16. Родкин М. В., Рундквист Д. В. Геофлюидодинамика. Приложение к сейсмологии, тектонике, процессам рудо- и нефтегенеза. М. : Интеллект, 2018.
17. Готтих Р. П., Писоцкий Б. И., Журавлёв Д. З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Докл. РАН. 2008. Т. 422, № 1. С. 88–92.
18. Готтих Р. П., Писоцкий Б. И. Элементы-примеси как индикаторы геодинамических обстановок нефтенакпления // Докл. РАН. 2010. Т. 433, № 4. С. 1–5.
19. Тейлор С. Р., МакЛеннан С. М. Континентальная кора: её состав и эволюция. М. : Мир, 1988.
20. Родкин М. В., Рундквист Д. В., Пуланова С. А. Об относительной роли нижнекоровых верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031.
21. Родкин М. В., Пуланова С. А. Идеи Д. И. Менделеева и процессы нафтидогенеза // Природа. 2019. № 10. С. 14–21.
22. Rudnick R. L., Gao S. Composition of the continental crust // The Crust. 2003. Vol. 3. P. 1–64.
23. Bowen H. J. Trace elements in biochemistry. London and New York : Acad. Press, 1966.
24. Rodkin M. V, Ngo Thi Lu, Punanova S. A. Results of analysis of trace elements composition in oils and other caustobioliths // Vietnam J. of Earth Sci. 2021. N 43(1), P. 23–31.

УДК 553.98

## **СЛОЖНОПОСТРОЕННЫЕ ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА ХАРАСАВЕЙ-БОВАНЕНКОВСКОГО МЕГАРЕЗЕРВУАРА НА ШЕЛЬФЕ КАРСКОГО МОРЯ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ СУШЕ – ОБЪЕКТ ДЛЯ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ**

**В. Л. Шустер**

Институт проблем нефти и газа РАН,  
ул. Губкина 3, 119333 Москва, Российская Федерация; [tshuster@mail.ru](mailto:tshuster@mail.ru)

Исследованы условия формирования неантиклинальных ловушек нефти и газа Харасавей-Бованенковского мегарезервуара с единой гидродинамической системой, приуроченного к шельфовой зоне южной акватории Карского моря. Предложены виды работ и методы исследований, направленные на прогноз, выявление и поиски скоплений углеводородов в сложнопостроенных ловушках различного типа.

**Ключевые слова:** неантиклинальные ловушки; залежи газа; мегарезервуар; зона нефтегазонакопления; комплекс исследований.

The conditions for the formation of non-anticlinal oil and gas traps of the Kharasaway-Bovanenkov megareservoir with a single hydrodynamic system confined to the shelf zone of the southern water area of the