

34. Хуторской М. Д., Антипов М. П., Волож Ю. А., Поляк Б. Г. Температурное поле и трёхмерная геотермическая модель Прикаспийской впадины // Геотектоника. 2004. № 1. С. 63–72.
35. Хуторской М. Д., Вискунова К. Г., Подгорных Л. В. и др. Геотемпературная модель земной коры Баренцева моря: исследования вдоль геотраверсов // Геотектоника. 2008. № 2. С. 36–54.
36. Хуторской М. Д., Тевелева Е. А., Цыбуля Л. А., Урбан Г. И. Тепловой поток в солянокупольных бассейнах Евразии – сравнительный анализ // Геотектоника. 2010. № 4. С. 3–19.
37. Хуторской М. Д., Ахмедзянов В. Р., Ермаков А. В. и др. Геотермия арктических морей. М.: ГЕОС. 2013. 258 с.
38. Цыбуля Л. А., Левашкевич В. Г. Тепловой поток в Припятском прогибе и причины его неоднородности // Геол. журн. 1990. № 4. С. 20–38.
39. Цыбуля Л. А., Левашкевич В. Г. Тепловое поле Баренцевоморского региона. Апатиты, 1992. 114 с.
40. Bayer U., Scheck, M., Rabbal W. et al. An integrated study of the NE-German Basin // Tectonophysics, 1999. Vol. 314. P. 285–307.
41. Clausen O. R., Pedersen P. K. The Triassic structural evolution of the southern margin of the Ringkobing-Fyn High, Denmark // Marine and Petroleum Geology, 1999. Vol. 16. P. 653–665.
42. Drachev S. S., Malyshev N. A., Nikishin A. M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview // Petroleum Geology Conf. Ser. 2010. Vol. 7. P. 591–619.
43. Dziewonski A. M. Mapping the lower mantle: Determination of lateral heterogeneity in P-velocity up to degree and order 6 // J. Geophys. Res. 1984. Vol. 89. P. 5929–5952.
44. Dziewonski A. M., Anderson D. L. Seismic tomography of the Earth's interior // Amer. Sci. 1984. Vol. 72, N 5. P. 483–494.
45. Majorowicz J. A., Čermak V., Šafanda J. et al. Heat flow models across the Trans-European Suture Zone in the area of the POLONAISE-97 seismic experiment // Physics and Chemistry of the Earth. 2003. N 28. P. 375–391.
46. Mazur S., Scheck-Wenderoth M. Constraints on the tectonic evolution of the Central European Basin System revealed by seismic reflection profiles from Northern Germany // Netherlands J. of Geosciences – Geologie en Mijnbouw (84 – 4), 2005. P. 389–401.
47. Thibo H., Janik T., Omelchenko V. D. et al. Upper lithosphere seismic velocity structure across the Pripyat Trough and Ukrainian Shield along the EUROBRIDGE'97 profile // Tectonophysics. 2003. Vol. 371. P. 41–79.
48. van Wees J. D., Stephenson R. A., Ziegler P. A. et al. On the origin of the Southern Permian Basin, Central Europe // Marine and Petroleum Geology. 2000. Vol. 17. P. 43–59.

УДК 553.041

## **К ИНТЕГРАЦИИ БИОГЕННОЙ И АБИОГЕННОЙ КОНЦЕПЦИЙ НЕФТЕГЕНЕЗА: АНАЛИЗ СОВОКУПНОСТИ ЭМПИРИЧЕСКИХ ДАННЫХ, РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОИСКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**М. В. Родкин**

Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН,  
ул. Профсоюзная 84/32, 117997 Москва, Российская Федерация  
Институт проблем нефти и газа РАН,  
ул. Губкина 3, 119333 Москва, Российская Федерация; rodkin@mitp.ru

Практические нужды поиска новых месторождений углеводородов (далее УВ) обуславливают затребованность моделей, могущих служить надёжным ориентиром

при поиске новых месторождений. С такими моделями, однако, наметился определённый кризис. Долго служившая этой цели осадочно-миграционная модель генезиса нефти и образования месторождений, несмотря на резко улучшившуюся подготовку объектов бурения, всё чаще даёт сбой. В среднем только около трети скважин, пробуренных по рекомендациям этой модели, оказываются продуктивными. Это особенно накладно в связи с высокой стоимостью бурения глубоких скважин на шельфе. При этом, если в локальном масштабе, при поиске ловушек, модель ещё даёт определённые ценные указания, то практически нет рекомендаций по разделению нефтеносных и слабопродуктивных бассейнов. Не вполне понятно и как в рамках этой модели искать месторождения УВ в кристаллическом фундаменте, а таких месторождений (в большинстве случаев, открытых почти случайно) становится всё больше. Не лучше, однако, и с рекомендациями на основе неорганической модели нафтидогенеза. Как известно, пробуренная в Швеции в поисках глубинных неорганических УВ глубокая скважина не дала ожидаемого результата. Отсутствуют в рамках неорганической модели ясные рекомендации по поиску месторождений и в других случаях. Обычно рекомендуется искать положение восходящих потоков глубинных флюидов, но не конкретизируется, где и как искать такие потоки, и не ясна ожидаемая интенсивность таких потоков (даже теоретически). Отметим, что при этом наблюдается отсутствие месторождений УВ в окрестности известных восходящих потоков мантийного вещества (и флюида) маркируемых так называемыми «горячими точками».

Ниже, в рамках ранее предложенной модели нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора [1, 2], дается описание комплекса признаков потенциальной нефтегазоносности, причём признаки эти на разных масштабных (пространственных) уровнях различны. Заметим, что в определённой степени эта модель (и соответствующий ей комплекс прогнозных признаков) могут рассматриваться как конкретизация широко известной флюидодинамической модели формирования УВ месторождений Б. А. Соколова [3]. Естественно, окончательное решение вопроса об эффективности или неэффективности предложенного комплекса признаков может быть получено только со временем, в результате её проверки практикой геологоразведочных работ.

Любая модель нафтидогенеза должна предложить интерпретацию ряда важных, но и как бы противоречивых характерных черт этого процесса. Так отметим, что химический потенциал большинства компонент нефти обычно выше потенциала исходного рассеянного органического вещества (РОВ). Отсюда следует, что такого рода превращения не могут реализовываться (квази)равновесным образом, нефть не может длительно созревать в нефтематеринских толщах, как это часто предполагается в рамках биогенной (осадочно-миграционной) модели нефтегенеза. При этом, однако, значительная часть компонент нефти (так называемые, биомаркеры) несут несомненные указания их связи с исходным веществом РОВ. Значительные трудности в рамках осадочно-миграционной модели нефтегенеза вызывает и проблема объяснения концентрации рассеянных УВ в месторождениях.

Не вполне убедительны и предположения, лежащие в основе абиогенной модели нафтидогенеза. Теоретически и экспериментально доказана возможность синтеза углеводородов в условиях восстановленного флюидного режима и высоких (примерно соответствующих глубинам 100 км) температур и давления [4, 5 и др.]. Однако широкое развитие восстановленного режима в мантии Земли не подкрепляется данными по ксенолитам (хотя восстановленные образцы иногда встречаются). Гипо-

тетична также и возможность подъёма глубинных УВ к поверхности; есть основания полагать, что они должны были бы разлагаться при *PT* условиях, соответствующих кровле верхней мантии. Синтез же углеводородов непосредственно в верхней коре по типу реакции Фишера-Тропша возможен только в присутствии водорода [6]. Однако существование в условиях верхней коры высоких концентраций водорода также не доказано (хотя и представляется возможным, в частности, как эффект компенсации процесса прогрессирующего окисления мантии погружающимися в зонах субдукции коровыми породами [7, 8]). Известно также, что по схеме реакции Фишера-Тропша не может быть получено всё многообразие УВ, встречаемых в месторождениях нефти.

Одно время большие надежды возлагались на изотопные данные. Но эти данные не позволяют пока однозначно решить вопрос об источниках вещества скопленных УВ. Основная неопределённость связана здесь с тектоникой плит и с надвиговой тектоникой, и с обусловленной этим возможностью рециклинга вещества литосферы [1]. Если, как это обычно делается (см., например, [3]), за характеристики глубинного вещества принять изотопные соотношения, свойственные глубинным газам области срединно-океанических хребтов, то возможный вклад глубинных газов в промышленные месторождения будет оценен как пренебрежимо малый. Он будет выше в активизированных областях, связанных с режимом островных дуг и тыловых бассейнов, но и здесь окажется весьма малым. Однако при учёте рециклинга вещества через зоны субдукции и иные глубинные надвиговые структуры приведенный вывод теряет свою категоричность. Рециклированное вещество может являться по своему составу преимущественно верхнекоровым, а по тектоническому положению – глубинным и даже мантийным.

Итак, имеем, вещество РОВ, по-видимому, является важным (возможно доминирующим) источником вещества для нефтеобразования, но процесс превращения РОВ во многие УВ не может быть реализован в термодинамически равновесных условиях. Представления о необходимости трактовки некоторых геологических процессов в рамках теории неравновесных динамических систем (неравновесной термодинамики) широко распространены в современной геофизике. В свете положений неравновесной термодинамики [9], обычный запрет на реализацию химических превращений, приводящих к росту термодинамических потенциалов продуктов реакции, принимает новую форму, такие процессы невозможны только в равновесных условиях, но могут реализовываться в неравновесных условиях. Ниже описана попытка применить основные принципы функционирования неравновесных динамических систем к модели нефтеобразования на основе вещества РОВ, сравнить следствия из такой модели с комплексом имеющихся геолого-геофизических данных и предложить на этой основе комплекс прогнозных признаков.

Процесс образования нефти из вещества РОВ (точнее, из керогена) возможен по схеме проточного неравновесного реактора, когда в реакционный объём поступают вещество и энергия, а из него выносятся продукты реакции. Трактовка процесса нефтегенерации в рамках этой модели позволяет сделать ряд нетривиальных предположений, которые должны реализовываться в случае адекватности такой схемы. Так получаем, что одного наличия богатых РОВ пород, длительное время находящихся при повышенных температурах недостаточно для образования значительного количества нефтяных УВ. Необходимыми условиями генерации нефти являются также поступление в потенциально нефтематеринские толщи потока вещества и энергии, и вынос из них продуктов нефтеобразования. В условиях земной коры, та-

кой процесс может реализовываться только в виде потока флюида, так как наличие расплава предполагает высокие температуры, которые привели бы к распаду сложных УВ. Отсюда следуют: пространственная разобщённость зон образования и аккумуляции нефти, возможность слабой связи состава и объёма нефтей с характеристиками прилегающих осадочных пород; приуроченность очагов нефтеобразования и залежей УВ к зонам глубинных разломов; связь месторождений нефти с эпохами и районами активизации флюидного режима; возможность существования каналов современной подпитки залежей нефти.

Перечисленные особенности подтверждаются практикой и обычно трактуются как указание на реализацию абиогенного нефтегенеза; однако их интерпретация в рамках модели проточного неравновесного реактора представляется более естественной.

Обсудим теперь, в каких геотектонических условиях может быть реализована схема проточного неравновесного реактора. Геотектоническими структурами, отвечающими условиям реализации такой схемы могут являться только те, где имеется интенсивный поток восходящих флюидов. Глубина образования таких потоков при этом не существенна. Надёжными маркерами наиболее глубинных восходящих потоков принято полагать так называемые горячие точки. Было, однако, показано [1], что пространственной корреляции расположения бассейнов нефтегазонакопления и горячих точек не наблюдается. Зато наблюдается приуроченность бассейнов активного нефтегазонакопления к современным и палеозонам субдукции. Такая корреляция подкрепляет предположение о связи процессов нефтеобразования с глубинным рециклингом вещества через зоны субдукции и другие структуры рециклинга меньшей глубинности. Отметим, что в окрестности зон субдукции возможен также дополнительный восходящий поток водорода, компенсационный по отношению к процессу окисления мантии в ходе субдукции [7].

УВ намного лучше растворяются в слабоминерализованных водах. Именно такие (опресненные) воды типичны для оторочек молодых УВ месторождений [10]. Требование пониженной минерализации восходящего потока флюида зон нефтеобразования накладывает дополнительные ограничения на тектонический режим таких зон, так как глубинные воды обычно сильно минерализованы. Низкоминерализованными могут быть только «молодые» воды, высвобождаемые при дегидратации горных пород. Преимущественными районами образования таких вод являются зоны развития глубинных надвигов, в частности, зоны субдукции. Аналогичные процессы протекают и в осадочных бассейнах, но существенно медленнее (в связи с намного меньшими скоростями осадконакопления по сравнению со скоростями погружения блоков коры в зонах надвига). Отсюда типичной геотектонической ситуацией зон интенсивного нефтеобразования и нефтенакпления представляются окрестности зон надвига – внутрикоровых и сквозькоровых (зоны субдукции).

Приуроченность УВ месторождений к разломным зонам хорошо известна, при этом типичен случай именно надвиговых структур. Это подтверждается и данными глубинных сейсмических исследований [11]; для глубинных сейсмических профилей, пересекающих области крупных УВ месторождений, типично развитие сейсмических аномалий, при этом весьма характерны наклонные сейсмические границы, обычно отождествляемые с зонами надвигов.

Связь УВ месторождений с глубинными восходящими потоками флюидов убедительно подкрепляется анализом микроэлементного (МЭ) состава нефтей. Представленный в [12, 13] анализ свидетельствует о более высокой корреляции МЭ со-

става нефтей со средним химическим составом нижней, а не средней или верхней континентальной коры. Из всех рассмотренных случаев, более высокая корреляция с составом верхней и средней коры была выявлена только для молодых нефтей Камчатки, в частности, для нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон. Такое различие объясняется тем, что в связи с более напряжённым тепловым режимом Камчатки реакции дегидратации реализуются здесь на меньших глубинах, и, соответственно, поднимающийся флюидный поток несет МЭ метку о менее глубоких горизонтах земной коры.

Исходя из вышеизложенной модели, можно предложить следующий комплекс признаков зон высокой нефтегазоносности. На региональном и субрегиональном пространственном масштабе наиболее потенциально богатыми будут широкие пояса, связанные с современными и палеозонами субдукции. Такая связь обусловлена как имевшим здесь место массивным глубинным рециклингом осадочных пород, так и повышенным, в среднем, потоком восходящего водорода (компенсирующим прогрессирующее окисление верхней мантии в ходе субдукции [7, 8]), а также развитием здесь процессов серпентинизации. Дополнительным условием, влияющим на уровень потенциальных запасов УВ, является степень обогащенности погружавшихся осадочных пород органическим веществом, как известно, содержание ОВ в морских осадках различается на порядок и более [14, 15 и др.]. Именно погружением протяжённых зон особо высокой концентрации РОВ могут объясняться полюсы аномально активного нефтеобразования, такие, например, как зона Персидского залива.

На меньшем пространственном масштабе, потенциальные запасы УВ будут определяться наличием данного конкретного глубинного надвига, которым может быть, как собственно зона (палео)субдукции, так и иные глубинные надвиги.

Наконец, на локальном уровне, объёмы запасов УВ будут определяться локальной тектонической структурой, в частности наличием и характеристиками ловушек, способных захватывать и концентрировать восходящие потоки УВ.

### 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 углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002. С. 221–253.
2. Родкин М. В. Происхождение нефти: старый спор – новые аргументы // Наука в России. 2004. № 5. С. 28–33.
3. Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2000. 384 с.
4. Kenney J. F., Kutcherov J. F., Bendeliani N. A., Alekseev V. A. The evolution of multi-component systems at high pressures: VI. The thermodynamic stability of the hydrogen-carbon system: The genesis of hydrocarbons and the origin of petroleum // Proc. National Acad. Sci. USA. 2002. N 99. P. 10976–10981.
5. Чекалюк Э. Б. К проблеме синтеза нефти на больших глубинах // Журн. Всес. хим. о-ва им. Д. И. Менделеева. 1986. Т. 31, № 5. С. 76–82.
6. Glashby G. P. Abiogenic Origin of Hydrocarbons: An Historical Overview // Resource geology. 2006. Vol. 56, N 1. P. 85–98.
7. Летников Ф. А. Флюидные фации континентальной литосферы и проблемы рудообразования // Вестн. ОГТТГН РАН. 1999. № 4. С. 37–46.
8. Родкин М. В. Проблема глубинных источников углеводородов в свете представлений об эволюции окислительно-восстановительного режима мантии. Дегазация Земли: гео-

динамика, геофлюиды // Нефть, газ и их парагенезы. Материалы Всеросс. конф. М., 2008. С. 421–422.

9. *Пригожин И.* От существующего к возникающему. Время и сложность в физических науках. М.: Наука, 1985. 328с.

10. *Зыкин Н. Н.* Генезис пластовых вод нефтяных месторождений по данным их изотопного состава // Фундамент. проблемы нефтегазовой гидрогеологии. М.: ГЕОС, 2005. С. 95–98.

11. *Булин Н. К., Егоркин А. В.* Региональный прогноз нефтегазоносности по глубинным сейсмическим критериям. М.: Центр ГЕОН, 2000. 194 с.

12. *Родкин М. В., Рундквист Д. В., Пунанова С. А.* Об относительной роли нижнекоровых верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031.

13. *Пунанова С. А., Родкин М. В.* Соотношение биогенных и глубинных процессов по данным анализа микроэлементного состава нефтей // Экспозиция. Нефть газ. 2018, № 6(66), С. 38–42.

14. *Петрова В. П., Батова Г. И., Куршева А. В.* Органо-геохимические исследования донных осадков в районах нефтедобычи (на примере шельфовой зоны о. Колгуев, Печёрское море) // Проблемы Арктики и Антарктики. 2009. № 2(82). С. 60–67.

15. *Романкевич Е. А., Ветров А. А., Пересыпкин В. И.* Органическое вещество Мирового океана // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 401–411.

УДК 550.814: 553.98 (476)

## **СПУТНИКОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР**

**В. Н. Губин**

Белорусский государственный университет, факультет географии и геоинформатики,  
пр. Независимости 4, 220030 Минск, Республика Беларусь; vngubin@mail.ru

Инновации в нефтегазовой геологии во многом определяются применением методов дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса в комплексе геологических работ на нефть [1, 5]. Спутниковые технологии повышают эффективность поисков залежей углеводородов (УВ) в Припятском палеорифтовом бассейне [2], где большое внимание уделяется региональной оценке и локальному прогнозу нефтегазоносности, выявлению новых промышленных месторождений нефти. Анализ результатов структурного дешифрирования космических снимков (КС) совместно с геолого-геофизическими материалами позволяет определить высокоинформативный комплекс космоструктурных критериев нефтегазоносности и установить в пределах Припятского палеорифта нефтеперспективные структуры.

При прогнозировании нефтегазоносности осадочных бассейнов древних платформ особое внимание уделяется дизъюнктивным (от трещиноватости до глубинных разломов) и пликативным (платформенные складки типа поднятий и куполов) дислокациям слоистой структуры платформенного чехла, которым принадлежит ведущая роль в формировании и размещении залежей УВ. В Припятском палеорифтовом бассейне на основе структурно-тектонического анализа данных ДЗЗ установлены активные на неотектоническом этапе: от позднего олигоцена (около 30 млн лет назад) до настоящего времени, системы разломов и кольцевые структуры