УДК 556.382.041: 628.173

А.С. Немченко-Ровенская
д-р геол.-мин. наук
ГЕОХИ РАН
nemch@geokhi.ru

Е.Г. Арешев
д-р геол.-мин. наук
профессор
академик РАЕН
ФБУ ГКЗ
заместитель
генерального директора

Т.Н. Немченко
канд. геол.-мин. наук
ГЕОХИ РАН

О.Н. Яковлев
канд. геол.-мин. наук
ГПА СПб

Углеводородные системы Восточной Сибири – главный объект поисково-разведочных работ

Геохимические исследования углеводородов и геолого-математическое моделирование позволяют оценить нефтегазовый потенциал Восточной Сибири – главного объекта поисково-разведочных работ для наращивания запасов и ресурсов нефти и газа России в XXI веке

Geochemical studies of hydrocarbons, the simulation software package based on Basin Modeling, allowed us to estimate its oil and gas potential Eastern Siberia – the main object of exploration to further increase reserves and oil and gas resources of Russia in XXI century

Ключевые слова: Восточная Сибирь, нефтегазовый потенциал, моделирование
Keywords: Eastern Siberia, the oil and gas potential, modeling

Ресурсы углеводородов (УВ), выявленные в Восточной Сибири, позволяют говорить об этом регионе, как о главном объекте поисково-разведочных работ для дальнейшего наращивания ресурсов и запасов нефти и газа России (***рис. 1***). Крупные месторождения открыты в Непско-Ботуобинской области Лено-Тунгусской нефтегазовой провинции (Среднеботуобинское, Марковское, Верхнечонское, и др.). В Юрубчено-Тахомской зоне нефтегазонакопления Лено-Тунгусского бассейна открыты Юрубченское и Орнорinское месторождения с запасами более 1 трлн м^3 газа и около 300 млн т нефти. Углеводородные скопления Восточной Сибири преимущественно связаны с трещиноватыми карбонатами нижне-палеозойского и в меньшей степени – рифейского возраста.

Значительный вклад в изучение проблемы нефтегазоносности докембрия Сибирской платформы внесли исследования Н.Б. Вассоевича, А.А. Трофимука и А.Э. Конторовича [2, 3]. Однако в целом территория изучена недостаточно и весьма неравномерно, что негативно сказывается на перспективах ее

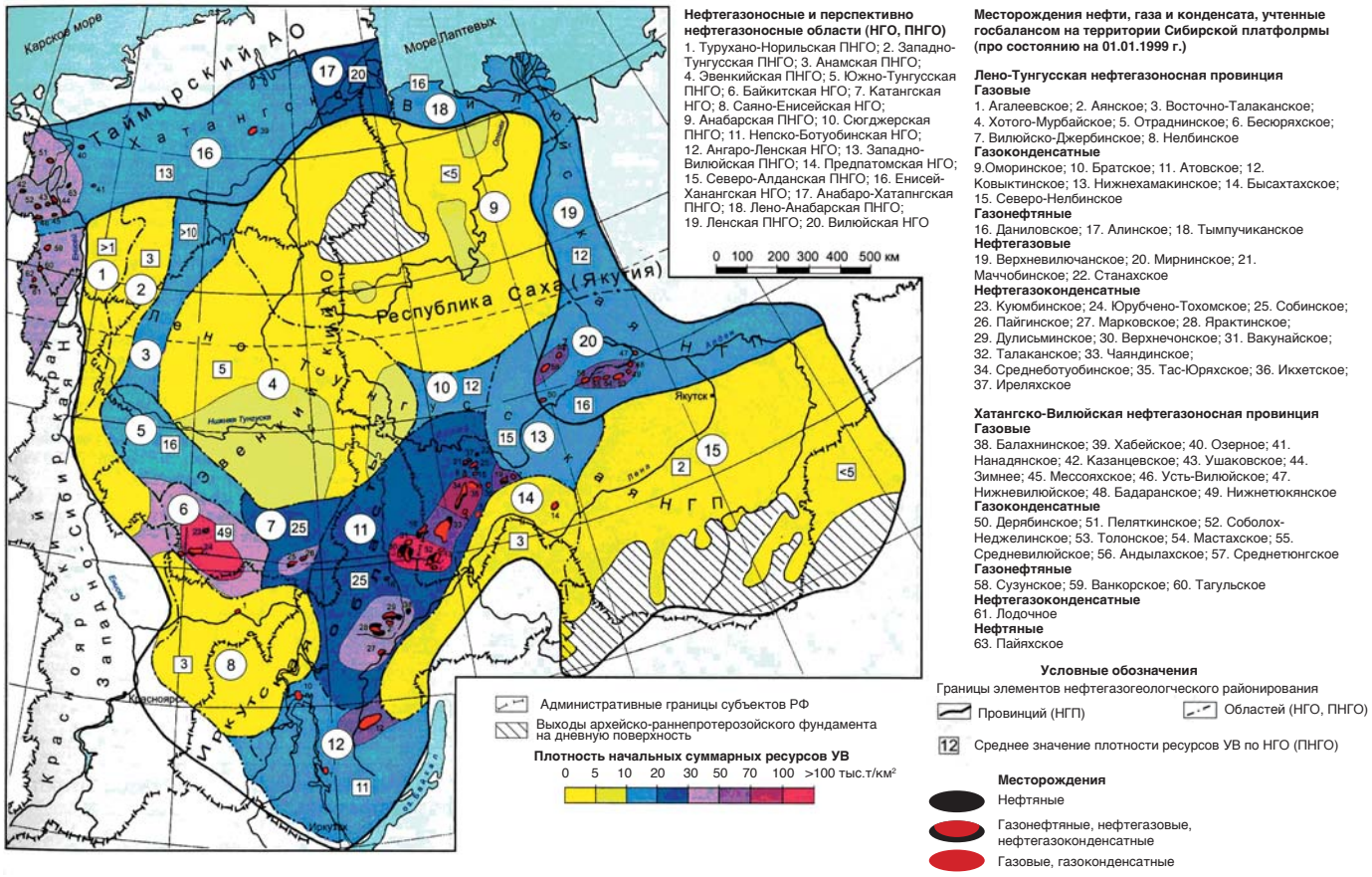

Рис. 1.
Блоковая делимость, нефтегазоносность и сопутствующие полезные ископаемые Сибирской платформы [1]

эффективного освоения в плане поисков нефти и газа.

Оценить и уточнить нефтегазовый потенциал отдельных зон и областей, структурно-стратиграфических комплексов региона Восточной Сибири позволяет разработка моделей процессов генерации и аккумуляции УВ на основе программного комплекса *Basin Modeling*.

Наиболее информативное направление геохимических исследований, позволяющее определять условия осадконакопления нефтематеринских пород, оценивать генетический тип и степень катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ), – изучение углеводородов-биомаркеров.

В насыщенных фракциях древней нефти вендского возраста, отобранной в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы на Верхнечонском месторождении Восточной Сибири, методом хромато-масс-спектрометрии были идентифицированы следующие гомологические ряды углеводородов-биомаркеров: н-алканы и изопреноиды, стераны (с записью ионов m/z 217, 218) и терпаны (с записью ионов m/z 191, 177) (***рис 2***).

В нефти среди н-алканов в максимальных концентрациях присутствуют низкомолекулярные нормальные алканы. Величина отношения н-алканов н-C_{27}/н-C_{17} равна 0,12 (***табл. 1***), что указывает на образование нефти из аквагенного (сапропелевого) ОВ, накапливающегося в морских водоемах. Для изопреноидов характерно преобладание фитана над пристаном (Ph/Pr < 1 = 0,64), что также указывает на захоронение планктоногенного органического вещества нефтепроизводящих пород в морском водоеме и восстановительные условия в диагенезе.

Среди терпанов максимальные концентрации характерны для гопанов и трициклан. Особенностью распределения гопановых УВ вендской нефти является повышенная концентрация гомогопана C_{35} по отношению к гомогопану C_{34} (C_{34}/C_{35} = 0,75), что указывает также на восстановительную обстановку захоронения нефтепроизводящих осадков в диагенезе. Среди гопанов доминирует углеводород состава C_{30}, отношение адиантана к гопану (C_{29}/C_{30}) равно 0,73. Для докембрийской нефти характерна высокая концентрация трициклан (хейлантанов), отношение три/пента циклических УВ равно 1,15.

В составе стеранов C_{27}-C_{29} резко преобладают этилхолестаны (C_{29}) – 61% отн. Повышенное содержание этилхолестанов для ряда протерозойских нефтей обычно связывают с особым источником их образования – докембрийскими мелководными морскими

Основные биомаркерные параметры исследованной докембрийской нефти Восточной Сибири

Таблица 1

№ обр.	Нормальные алканы и изопрены				Терпаны				Стераны			
	Pr/Ph	Ph/n-C_{17}	Pr/n-C_{19}	n-C_{27}/n-C_{17}	T_s/T_m	$Г_{29}/Г_{30}$	$Г_{34}/Г_{35}$	три/пента	Dia/Reg	C_{27}:C_{28}:C_{29}	$K^1_{зр}$	$K^2_{зр}$
1	0,64	0,4	0,9	0,12	0,72	0,73	0,75	1,15	0,15	13:26:61	1,09	2,23

Образец 1 – Верхнечонское месторождение, скв. 112, глубина 1670-1680 м., венд.
Pr/Ph – пристан/фитан,
$K^1_{зр}$ = αα20s/αα20R для C_{29},
$K^2_{зр}$ = ββ20s(20S+20R)/ αα20R для C_{29}
T_s/T_m – 17α(H)22,29,30-трисноргопан/ 18α(H) 22,29,30-трисноргопан
три/пента – трициклический терпан
C_{23}/гопан C_{30}
Dia/Reg – C_{27}20S-диастеран/αααC_{29}20R стеран

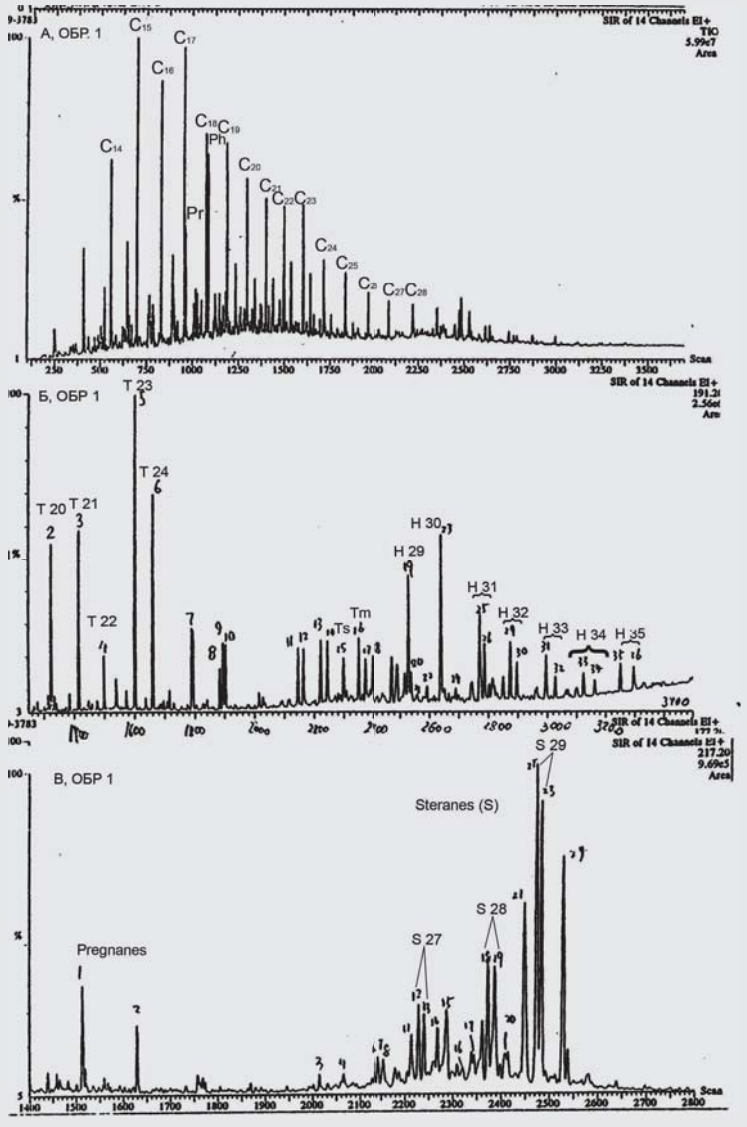

Рис. 2.
Масс-фрагментограммы алканов (а), терпанов (б) и стеранов (в) насыщенных фракций нефти Сибирской платформы (образец 1 – Верхнечонское месторождение, скв. 112, глубина 1670–1680 м, венд)

водорослями (синезелеными и диатомовыми) [4–6]. В фанерозое (начиная с верхнего палеозоя) такое распределение характерно для «неморских» нефтей, имеющих своим источником липиды высшей наземной растительности. В нефти отмечается преобладание регулярных стеранов по сравнению с перегруппированными (Dia/Reg = 0,15). Изомерные соотношения в стеранах (коэффициенты $K^1_{зр}$ и $K^2_{зр}$, рассчитанные для этилхолестанов, равны, соответственно, 1,09 и 2,23) и значения T_s/T_m = 0,72 указывают на катагенную зрелость нефти.

Исследования показали, что нефтепроизводящие толщи докембрия накапливались, несомненно, в морских водоемах при резко восстановительной обстановке диагенеза.

При построении историко-генетической модели формирования бассейна, определении времени и динамики генерации углеводородов использовался программный комплекс *Basin Modeling*, позволяющий дать качественную и количественную характеристику нефтегазоматеринских отложений, выявить уровень преобразованности ОВ и степень истощенности первоначального нефтематегазоматеринского потенциала.

Его основное назначение – построение «моделей прогрева», включающих историю погружения пород, изменение термобарических условий и эволюцию катагенетической зональности. Метод дает возможность прогнозировать положение части осадочного разреза, находящегося в зоне ГФН – главной фазы нефтегазообразования («нефтяного окна»), и определять временной интервал нахождения нефтематеринских свит в условиях, оптимальных для процессов нефтеобразования. В сочетании с геолого-геохимическими исследованиями результаты моделирования позволяют выяснить условия формирования

углеводородов, получить характеристики нефтематеринских толщ.

Путем анализа «моделей прогрева» определяется начало и продолжительность ГФН в изучаемом районе. По мере моделирования накопления и погружения осадков в шкале геологического времени воссоздается качественная и количественная картина последовательного прохождения конкретными нефтематеринскими толщами различных температурных зон. В соответствующих изотермах проявляется глубинный интервал, отвечающий зоне проявления ГФН. Вертикальные линии, проведенные через точки пересечения этих изотерм с выделенными нефтематеринскими толщами, позволяют установить время вхождения определенных свит в зону ГФН, длительность пребывания их в этой зоне и момент выхода из нее. Таким образом устанавливается пространственно-временное положение нефтепроизводящих свит для конкретного участка бассейна.

Комплексный анализ геолого-геофизических, геохимических термобарических показателей позволил построить историко-генетические модели для месторождений основных зон нефтегазонакопления Восточной Сибири.

По историко-генетической модели формирования залежей Юрубченского нефтегазоконденсатного месторождения (***рис. 3***) можно отметить, что продуктивные пласты рифейских отложений относятся к поздней стадии генерации нефти. Это соответствует физико-химической характеристике нефти, генерируемой на этой стадии (легкая конденсатоподобная нефть).

Анализ графических моделей истории погружения пород и генерации УВ по Юрубчено-Тохомской, Верхнечонской и Ковыктинской зонам нефтегазонакопления Восточной Сибири показал, что источником УВ в залежах является ОВ сапропелевого типа рифейских отложений. Это дает основания считать, что нефтегазообразование в отложениях

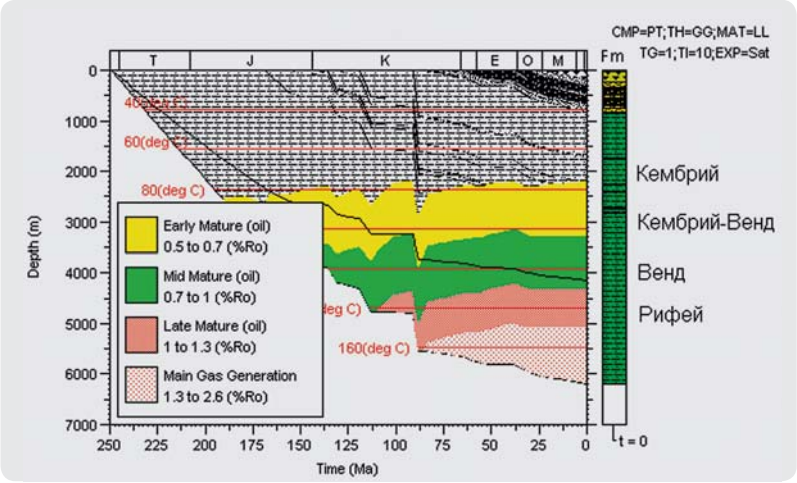

Рис. 3. *Историко-генетическая модель по данным скважины Юрубченская 7*

рифея началось еще в докембрии и продолжалось в нижнем палеозое. Близость биомаркерам (н-алканам и изопреноидам, пристан/фитан, нечетные алканы/четные алканы и др.) ОВ пород и нефти служит доказательством генетической связи нефти и газов с ОВ пород венд-нижнекембрийских отложений.

Историко-генетические модели основных зон нефтегазонакопления позволили сделать вывод об отсутствии вертикальной миграции при формировании залежей УВ и о сингенетичности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в древних рифей-вендских (Юрубчено-Тохомская, Верхнечонская и Ковыктинская нефтегазоносные зоны) и юрско-меловых (газовые и газонефтяные месторождения Якутии и Большехетская зона) толщах.

Графические модели истории погружения пород, генерации и аккумуляции в основных зонах нефтегазонакопления Восточной Сибири позволяют оценить и уточнить нефтегазовый потенциал этого региона, правильно ориентировать направление поисково-разведочных работ на нефть и газ. Опытно-промышленная разработка месторождений Восточной Сибири будет способствовать дальнейшему развитию работ по увеличению добычи УВ в этом регионе.

Литература

1. Арчегов В.Б., Базанов Э.А., Забалуев В.В. и др. Доклады Международной конференции «Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность». СПб., ВНИГРИ. 2001. С. 17–29.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы // Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра. 1981. 552 с.
3. Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Соколов Б.А. и др. К проблеме нефтегазоносности позднедокембрийских отложений // Советская геология. 1970. № 4. С. 66–79.
4. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А. Семейства верхнедокембрийских нефтей Сибирской платформы // Докл. РАН. 2000. Т. 370. № 1. С. 92–95.
5. Ким Н.С. Опыт сравнительного исследования неопротерозойских нефтей Аравийской и Сибирской платформ // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 924–933.
6. Конторович А.Э., Каширцев В.А., Тимошина И.Д., Иванова И.К., Чалая О.Н. Генетические семейства нефтей (нафтидов) Сибирской платформы // Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развитие нефтегазового комплекса России. М., Геос. 2007. С. 9–18.