



**А.С. Немченко-Ровенская**  
док. г.-м. наук,  
ГЕОХИ РАН



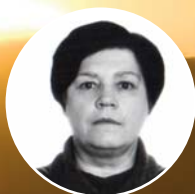
**А.В. Рыльников**  
док. г.-м. наук,  
ТюмГНГУ



**Ф.З. Хафизов**  
док. г.-м. наук, ГП НАЦ  
РН им. В.И. Шпилемана



**В.С. Севастьянов**  
док. г.-м. наук,  
ГЕОХИ РАН



**Г.С. Коробейник**  
канд. г.-м.-наук,  
ГЕОХИ РАН



**Т.Н. Немченко**  
канд. г.-м.-наук,  
nemchi@geokhi.ru

# Геолого-геохимические показатели прогноза нефтегазоносности

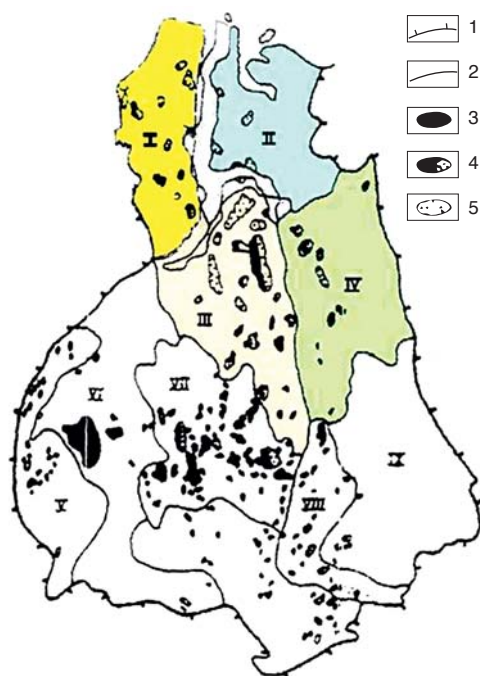
на больших глубинах северных районов Западной Сибири

*Дана характеристика нефтегазоносности региона. На основе геолого-геохимических критериев дана оценка продуктивности глубоких горизонтов.  
The characteristic of region oil-and-gas content is given. On the basis of geological-geochemical criterions the estimation of efficiency of deep horizons is given.*

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, нефтегазоносность, глубокие горизонты, перспективы продуктивности.  
**Keywords:** Western Siberia, oil-and-gas content, deep horizons, prospects of efficiency.

**П**роблема выявления закономерностей размещения залежей нефти и газа на больших глубинах (4000-5000 м и более) не является новой. Нефтегазоносность на глубинах 4000-6000 м и даже более в различных бассейнах мира (США, Ближний и Средний Восток, Россия и др.) уже установлена. Другое дело – Западная Сибирь, где на этих глубинах пока не открыто ни одного месторождения.

Север Западной Сибири включает четыре нефтегазоносных области (НГО): Ямальскую, Гыданскую, Надым-Пурскую и Пур-Тазовскую, а с учетом границ Ямало-Ненецкого АО – также самые северные части Приуральской, Фроловской, Среднеобской, Васюганской и Пайдугинской НГО. В осадочном чехле этих НГО выделяются десять нефтегазоносных комплексов: палеозойский, триасовый, нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-альбский, сеноманский и турон-сенонский. На **рис. 1** приведена схема размещения НГО и месторождений Севера Западной Сибири.



**Рис. 1.** Обзорная схема Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

1 – границы провинции;  
2 – границы нефтегазоносных областей (НГО);  
3 – нефтяные месторождения;  
4 – газонефтяные месторождения;  
5 – газовые и газоконденсатные месторождения.  
НГО: I – Ямальская; II – Гыданская; III – Надым-Пурская; IV – Пур-Тазовская; V – Приуральская; VI – Фроловская; VII – Среднеобская; VIII – Васюганская; IX – Пайдугинская; X – Каймысовская.

В пределах Ямальской НГО (площадью 107 тыс. км<sup>2</sup>) известно 20 газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (Бованенковское, Харасавейское и др.). Область содержит около 21% ресурсов газа всей Западной Сибири, в сеноманских и аптских отложениях в крупных мегавалах, в неокомских и юрских отложениях открыты залежи нефти. На Новопортовском месторождении установлена нефтегазоносность доюрских (палеозойских) отложений.

Гыданская НГО (площадью 84 тыс. км<sup>2</sup>) включает 15 месторождений (Антипаютинское, Утреннее, Семаковское и др.) юрско-мелового разреза (в сеноманском, аптском, неокомском комплексах 42% ресурсов, нижне-среднеюрском 29%).

В Надым-Пурской НГО (площадью свыше 150 тыс. км<sup>2</sup>) 75 месторождений, в т.ч. крупнейшие газовые Уренгойское, Ямбургское, Медвежье. Область содержит 47% газовых и 16% нефтяных ресурсов Западной Сибири. Нефтегазоносность установлена в пяти комплексах юры и мела.

В Пур-Тазовской НГО (площадью 170 тыс. км<sup>2</sup>) 45 месторождений нефти и газа (Тазовское, Заполярное, Русское и др.), связанных с антиклинальными структурами (16% ресурсов Западной Сибири) в отложениях юры и мела.

Северная часть Западной Сибири характеризуется широким диапазоном изменения фазового состояния углеводородов. В верхних горизонтах (турон-сенонский, сеноманский, апт-альбский) преобладают газовые скопления, в более погруженных – смешанного состава. При этом на глубинах 3500-4500 м и более преобладают нефтяные (77%), что противоречит распространенной точке зрения об их преимущественной газоносности.

Исследования последних лет [1, 3, 4, 5, 6] позволяют уточнить представления о нефтегазоносности глубоких горизонтов.

Глубокими и сверхглубокими скважинами пройден полный разрез юрских и триасовых отложений общей мощностью более 3000 м. Наибольшие толщины и темпы седиментации отмечаются в вулканогенных образованиях низов триаса (коротчаевская свита), а также в терригенных толщах нижней и средней юры (котухтинская и тюменская свиты). Основными литотипами в отложениях являются мелкозернистые песчаники, алевролиты и глины. В верхнеюрских отложениях (баженовская свита) существенная роль принадлежит (как и в других частях региона) битуминозным, кремнистым глинам. В низах юры и верхах триаса заметную роль играют толщи конгломератов, гравелитов,

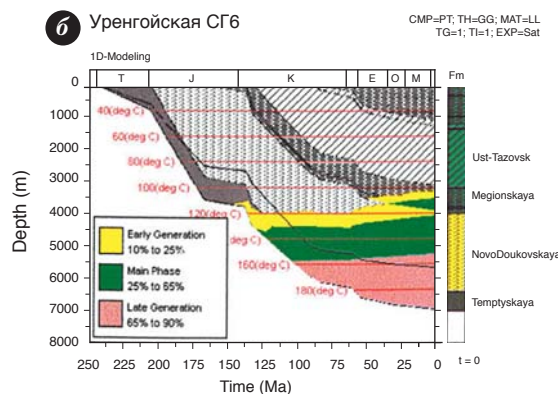
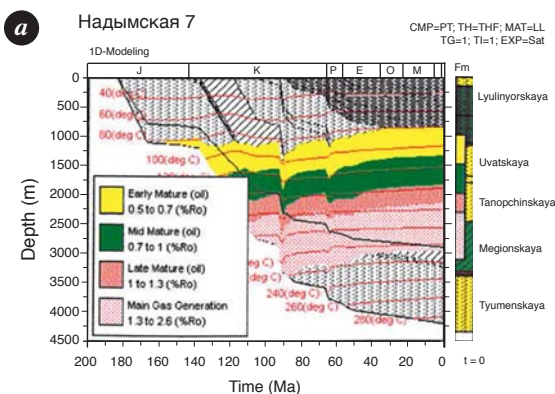
крупнозернистых песчаников, что указывает на высокую вероятность наличия пород-коллекторов на глубинах более 4000-5000 м.

Признаки проявления повышенного катагенетического преобразования (Т-ПА) дают основание ряду исследователей сомневаться как в существовании пород-коллекторов с оптимальными свойствами, так и в перспективах их нефтегазоносности. Однако признаки катагенеза (конформные, шиповидные и подобные структуры) в песчаных породах мезозоя развиты и на умеренных глубинах (2-4 км). Кроме того, результаты исследования различных авторов свидетельствуют о неравномерном и разнонаправленном воздействии катагенеза на песчано-алевритовые породы и о сохранении последними оптимальных свойств на глубинах более 5000 м. Важен и гранулометрический состав пород. В конгломератах и гравелитах триаса открытая пористость достигает 18-20%, а проницаемость – 10-15 мд. Чрезвычайно важным является тот факт, что породы-флюидоупоры на рассматриваемых глубинах сохранили свойства глин (по составу, плотности, сорбционной емкости и др.). Наличие в них смектитовых образований, неустойчивых в жестких термобарических условиях, не согласуется с представлениями о глубоком катагенетическом преобразовании отложений, о чем свидетельствует также распределение форм железа и углерода в породах: закисное железо алюмосиликатов и карбонатов от 2 (пурская свита) до 33 (тогурская пачка) крат превышает окисное (преобладание в диагенезе восстановительной геохимической обстановки, способствующей сохранности исходного органического вещества (ОВ). Диагенетические потери ОВ (оценка по редукции железа) изменяются от 0,21-0,23 исходной массы (баженовская свита) до 0,47 (пурская свита). По имеющимся данным, продукты стадии катагенеза ОВ в отложениях верхней и средней юры соответствуют главной зоне нефтегазообразования, а в отложениях нижней юры и триаса – глубинной зоне

газообразования. Обращает на себя внимание то, что в отложениях юры и триаса на глубинах более 5000 м концентрации парамагнитных центров в керогене пород иногда возрастают до 30-40 спиновых единиц (1018 спин/г Сорг), что сопоставимо со значениями в таком, во многом уникальном объекте, как баженовская битуминозная толща, залегающая в центральных районах региона на глубинах 2800-3000 м, где она является нефтесодержащей.

Анализ имеющихся материалов по геологии, лито- и гидрогеохимии свидетельствует о благоприятных условиях накопления углеводородов в глубокопогруженных горизонтах осадочного чехла севера Западной Сибири.

Наиболее дискуссионным в проблеме оценки нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов является генетический аспект. Его исследование проводилось с использованием как уже устоявшихся подходов (изучение типов ОВ, его концентраций, катагенетической преобразованности, степени битуминозности и т.д.), так и новых способов (пиролиз ОВ по типу RocK-Eval и др.). Наиболее общим является вывод о существенно низком уровне нефтематеринского потенциала осадочных пород (РОВ), залегающих в интервале глубин 3800-7500 м (верхняя юра-пермь). Относительно повышенные значения генерационного потенциала (сумма S1+S2) характерны для баженовских глин (4,90-32,0 мг/УВ/г породы). В других возрастных интервалах верхней юры (георгиевская, васюганская свиты) этот параметр заметно снижается (0,60-6,15 мг/УВ/г), а в отложениях нижней-средней юры и триаса – характеризуется как бедный и истощенный. Поразительно, что неокомские отложения центральных районов Западной Сибири характеризуются, с одной стороны, невысокими концентрациями ОВ (0,6-1,0%), с другой – относительно высокими значениями генетического потенциала (3-5). Но именно эти отложения содержат основной объем ресурсов нефти всей провинции. Кроме того,



**Рис. 2.**  
Историко-генетические модели углеводородных систем глубоких скважин севера Западной Сибири (2): а) Надымская 7; б) Уренгойская СГ6.

## Концентрация углеводородных газов и изотопный состав углерода

Таблица 1

Месторождение	Номер скважины	Глубина, м.	Возраст	Концентрация, %					$\delta^{13}\text{C}$ , %					
				$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{i-C}_4\text{H}_{10}$	$\text{n-C}_4\text{H}_{10}$	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{i-C}_4\text{H}_{10}$	$\text{n-C}_4\text{H}_{10}$	
Новопортовское	151	2769-2774	$J_1$							-40,02	-24,38	-25,39	-26,16	-24,84
Новопортовское	124	1970-1976	$K_1$							-35,22	-25,1	-24,39	-24,3	-24,27
Новопортовское	133	1972-1976	$K_1$							-43,21	-26,46	-25,9	-27,68	-26,5
Арктическое	7	2350-2360	$K_1$							-38,48	-25,35	-24,59	-25,17	-24,41
Бованенковское	69	1360-1365	$K_1$							-41,11	-24,62	-23,31		
Бованенковское	54	2111-2116	$K_1$							-35,41	-26,76	-26,23		
Тасийское	146	2308-2312	$K_1$							-36,22	-26	-26,09	-26,33	-25,06
Ен-Яхинское	СГ-7	4950	$J_2$							-38,2	-26,4	-24,9	-27,8	-26,16
Ен-Яхинское	СГ-7	5700	$T_3$							-33,9	-24,4	-25,41	-28,55	-27,99
Ен-Яхинское	СГ-7	7163	$T_1$	92,93	0,67	0,2	0,03	0,17		-19,4	-22,1	-30,8	-30,9	-30,5

необходимо учитывать, что в настоящее время мы имеем дело с остаточным генетическим потенциалом.

Из осадочно-миграционной теории генезиса углеводородов следует, что их скопления могут существовать длительное время. Это подтверждается данными о распределении скоплений нефти и газа в отложениях, существенно отличающихся по возрасту (средний и верхний палеозой Волго-Урала, мезозой Западной Сибири, нижний палеозой Восточной Сибири, третичные образования Кавказа и др.). Приводимые ниже результаты подтверждают эти представления.

Историко-генетическое моделирование по материалам глубоких скважин (Уренгойская СГ-6, Уренгойская 402, Уренгойская 405, Надымская 7, Бованенковская 97, Медвежья 1) позволило выявить различия в генетической зональности в пределах отдельных НГО [2]. Сокращенная зональность катагенеза – повышенные геотермические градиенты, минимальные мощности осадочного чехла (1-3-5 км) – характерны для западной части Надым-Пурской НГО и северной части Ямальской НГО (рис. 2а). В этих районах на больших глубинах прогнозируются зоны преимущественного развития газовых и газоконденсатных систем (глубинная стадия генерации газа). Обширная территория в пределах Пур-Тазовской и восточной части Надым-Пурской НГО характеризуется растянутой зональностью катагенеза (рис. 2б), относительно низкими геотермическими градиентами, максимальными (более 10 км) мощностями осадочного чехла. Для таких районов характерны зоны преимущественного развития нефтяных и нефтегазоконденсатных систем (главная стадия генерации нефти).

## Изотопный состав углерода метана и его гомологов по Ен-Яхинской СГ-7

Таблица 2

глубина, м	состав газов, %/ изотопный состав, ‰	метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан
4950	%	92,93	0,67	0,20	0,03	0,17
	$\delta^{13}\text{C}$ , ‰	-19,4	-22,1	-30,8	-30,9	-30,5

Одним из важнейших генетических показателей, определяющих место углеводородных систем в генетической вертикальной и литеральной зональности, является изотопный состав углерода (табл. 1).

Как видно из приведенных данных, характер распределения изотопного состава углерода природных газов из глубоководных горизонтов и продуктивных горизонтов нижнего мела носит различный характер: если для глубоких горизонтов от метана к более высокомолекулярным его гомологам отмечается облегчение изотопного состава (Ен-Яхинское, рис. 3), то для меловых отложений от метана к более высокомолекулярным его гомологам отмечается утяжеление (Арктическое, Бованенковское и др.), в связи с чем представления об устойчивости этого параметра по разрезу вызывают сомнения (вопреки позиции сторонников масштабной вертикальной миграции углеводородов). Не подтверждается и позиция сторонников миграции углеводородных систем из мантийных зон – изотопный состав в этом случае должен быть максимально тяжелым, что имеет место только для метана (табл. 2).

Данные пиролиза методом Rock-Eval по Уренгойской (СГ-6) и Ен-Яхинской (СГ-7)

## Характеристика генерационного потенциала ОВ пород по скв. СГ-6 и СГ-7 и другим районам Западной Сибири

**Таблица 3**

глубина, м	ТОС	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	HI	OI	PI	T <sub>max</sub>
<b>СГ-6</b>							
3796,6-6397	0,27-4,8	0,07-2,9	0,25-16,38	29-344	6-166	0,14-0,49	405-537
<b>СГ-7</b>							
7560-8000	0,05-0,08	0,21-0,16	0,26-4	500-520	12-100	0,28-0,44	395-438
<b>Фроловско-Сургутская зона (центральные районы провинции): а) меловые отложения</b>							
2600-3100		0,45-0,55	0,80-1,15	66-115	8-150	0,40-0,60	380-450
<b>б) юрские отложения</b>							
2600-3100		0,85-1,23	1,95-4,15	78-174	6-160	0,30-70	390-460

## Результаты пиролиза Rock-Eval образцов керн готерив-барремских отложений северной части Западной Сибири

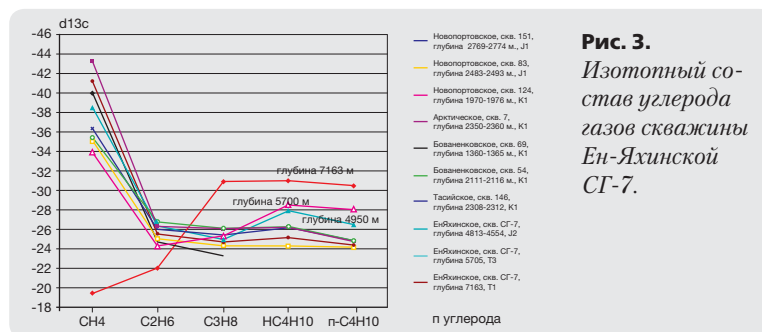
**Таблица 4**

Сорг, %	PP (генерационный потенциал), кгУВ/т	S1 (реализованный генерационный потенциал), кгУВ/т	S2 (остаточный потенциал), кгУВ/т	P1 (индекс продуктивности)	R0 (степень зрелости), %	T <sub>max</sub> , °С
2,75 - 63,34 (в углях)	2,48 - 177,99	0,26 - 11,2	9,89 - 170,1	0,08 - 0,14	0,45 - 0,57 (ПК2-ПК3)	430 - 442

сверхглубоким скважинам и другим районам Западной Сибири приведены на **рис. 4** и в **табл. 3**.

Результаты исследования генерационного потенциала пород верхней части мелового комплекса севера Западной Сибири по данным Rock-Eval указывают на их высокую газогенерирующую способность. Породы характеризуются высоким содержанием Сорг (2,75-63,34% в углях), высоким генерационным (PP 2,48-177,99 кгУВ/т), реализованным (S1 0,26-11,2 кгУВ/т) и остаточным (S2 9,89-170,1 кгУВ/т, P1=0,08-0,14) потенциалами и соответствуют стадии ранней зрелости ПК2-ПК3 (R0=0,45-0,57%) в зоне начала генерации углеводородов (T<sub>max</sub>=430-442°С) (**табл. 4**).

Сравнительный анализ генерационных параметров ОВ в отложениях на умеренных и больших глубинах указывает на более низкие значения практически всех показателей на больших глубинах (**табл. 3, 4**). Однако различия этих параметров не носят принципиального характера, что проявляется при сравнении генетических характеристик глубоководных горизонтов севера региона и отложений Среднего Приобья – зоны максимального развития нефтеносности в бассейне, располагающейся на умеренных глубинах (до 3500 м; данные 80-90-х гг., Зап-СибНИГНИ, Рыльков и др. – **табл. 3**). Из этого



**Рис. 3.**  
Изотопный состав углерода газов скважины Ен-Яхинской СГ-7.

следует: хотя в северных районах региона генерационные параметры на больших глубинах существенно снижаются в сравнении с умеренными глубинами, они в количественном отношении близки тем, которые фиксируются в зонах распространения наиболее крупных скоплений нефти в центральных районах. Снижение потенциала с глубиной является естественным следствием прогрессивного катагенеза ОВ пород с самым различным его содержанием в разнофациальных отложениях. Особенности этих отложений приводят к формированию самых различных количественных параметров потенциала. Таким образом, относительная близость остаточного потенциала ОВ больших глубин остаточному потенциалу умеренных, на которых сформировалась основная нефтеносность Среднего Приобья является веским аргументом

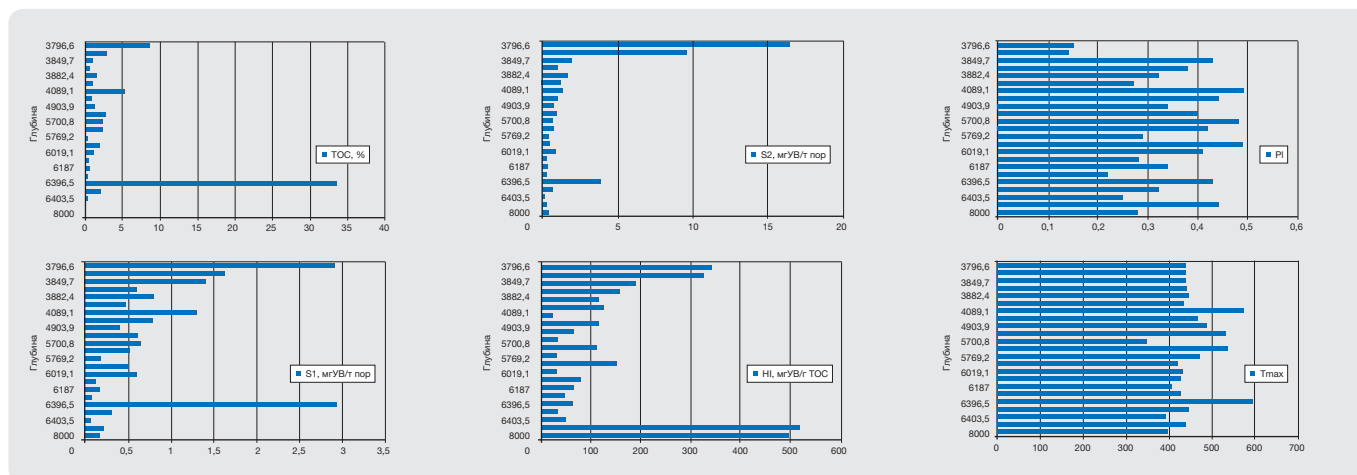


Рис. 4.

Данные пиролиза Rock-Eval глубоких скважин СГ-6 и СГ-7. Здесь и на рис. 5: ТОС – содержание органического вещества; Tmax – температурный максимум генерации УВ (показатель степени преобразования – зрелости – ОВ); HI – водородный индекс ОВ породы; OI – кислородный индекс породы,  $PI = (S1 / S1 + S2)$  – продуктивность ОВ породы; S1, S2 – реализованный и остаточный УВ-генерационные потенциалы породы;  $OI - PP = (S1 + S2)$  – суммарный УВ-генерационный потенциал породы

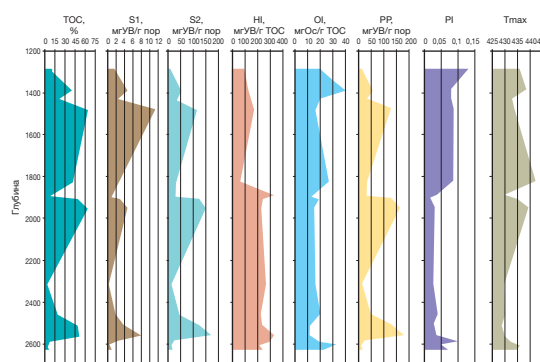


Рис. 5.

Данные пиролиза Rock-Eval образцов керн готерив-барремских отложений севера Западной Сибири

для оценки возможности распространения на больших глубинах не только газоносности, но и нефтеносности. Однако имеющиеся материалы характеризуют в основном только Уренгойский нефтегазоносный район. По мере расширения площадной изученности (особенно к востоку от Уренгоя, в сторону Большехетской впадины, где ожидаются наибольшие глубины залегания осадочных пород на консолидированном фундаменте до 12-15 км) и увеличения детальности исследований по разрезу можно ожидать получение более надежных и учитывающих конкретную геологическую обстановку данных.

Решение задачи оценки нефтеносности региона необходимо активизировать уже

в ближайшее время на основе специальной программы, в которой должны быть объединены усилия специалистов ведомственной, академической науки и научных центров компаний. Максимальные глубины залегания триас-юрско-меловых отложений в наиболее перспективных районах (Надым-Пурская и Пур-Тазовская НГО) достигают 7-9 км, то есть тех глубин, которые доступны современным способам бурения скважин. Усиление комплексирования геологоразведочных работ в этих зонах возможно наземными геохимическими съемками и электроразведкой в новейших модификациях, позволяющих выделять в осадочных разрезах зоны коллекторов. **✎**

#### Литература

1. Брехунцов А.М. и др. Предварительные геологические данные, полученные по результатам бурения Сверхглубокой скважины СГ-7-Ен-Яхинской при забое 5050 м (Западная Сибирь)// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 4-5, 2003, с.20-30.
2. Галимов Э.М. Источники и механизмы образования углеводородных газов в осадочных породах// Геохимия, № 2, 1989, с. 163-179.
3. Матусевич В.М., Ушатинский И.Н., Рьльков В.А., Рьльков А.В. Условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции на умеренных и больших глубинах севера Западной Сибири. – Известия ВУЗов. Нефть и газ, № 1, 2008, с. 4-11.
4. Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М. Происхождение природных газов гигантских газовых месторождений Севера Западной Сибири. Геология нефти и газа, № 1, 1999.
5. Севастьянов В.С. Новые подходы и средства для масс-спектрометрического определения содержания и изотопных соотношений легких элементов (Н, С, N, O) в технологических и природных объектах. Автореферат на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва, ГЕОХИ РАН, 2009.
6. Тюменская сверхглубокая скважина (интервал 0-7502 м). Результаты бурения и исследования в России. Вып. 4. Сборник докладов. Пермь, КамНИИКИГС, 1996, 375 с.