

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ВОСПОЛНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Изучен состав нефтей и битумоидов из разновозрастных отложений осадочного чехла и пород фундамента в зонах возможного подтока углеводородов на центральных площадях Ромашкинского месторождения. Результаты сравнительных исследований позволили прийти к заключению о формировании нефтеносности Ромашкинского месторождения за счет поступления и смешения углеводородных флюидов из разных источников.

Ключевые слова: нефть, восполнение запасов, глубинный подток, глубинные углеводороды, геохимические исследования.

Выявление особенностей формирования нефтеносности продуктивных разновозрастных комплексов Ромашкинского месторождения, а также исследование процесса возобновления запасов нефти представляется важной и актуальной задачей, решение которой затрагивает фундаментальные аспекты нефтегазообразования и имеет практическое значение, с одной стороны для изучения перспектив нефтеносности глубоких горизонтов, с другой – для оценки сроков выработки промышленных запасов (Дмитриевский, 1997; Муслимов и др., 2004).

Комплексные геолого-геофизические и геохимические исследования кристаллического фундамента (КФ) и осадочной толщи Южно-Татарского свода и прилегающих территорий позволили установить разломно-блоковое строение КФ и палеозойского чехла, развитие мощных трещиноватых зон в теле КФ (Муслимов и др., 1996; Плотникова, 2004; Трофимов, 2006; Трофимов, Корчагин, 2002) геохимические аномалии в доманиковом горизонте и в некоторых пластах пермских отложений (Готтих и др., 2004), указывающие на признаки привноса глубинного вещества в бассейны осадконакопления.

Битуминологические и пиролитические исследования, выполненные ранее различными исследователями (Галиева, 2008; Гордадзе, 2007; Каюкова и др., 2006; 2009; Плотникова, 2004; Шарипова и др., 2008), позволили установить, что в структурно-вещественных комплексах допалеозойского фундамента Южно-Татарского свода и прилегающих территорий широко развиты миграционные битумоиды. Признаки перемещения более легких углеводородов вверх по разрезу фундамента были выявлены на основе исследования битумоидов кристаллических пород из скважины 20000-Миннибаевской и 23161-Алькеевской (Каюкова, 2009). Определяющее влияние глубинных восстановленных систем, несущих углеводороды, на формирование нефтяных залежей осадочного чехла была доказана на основе исследования микроэлементного состава нефтей и органического вещества осадочных и кристаллических пород (Готтих, 2004).

Анализ геолого-промысловых данных (ГПД) многолетней работы эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения, выполненный в ТатНИПИнефть под руководством И.Ф. Глумова, позволил предположить наличие современного поступления углеводородов в промышленную нефтяную залежь пашийского горизонта Ромашкинского месторождения (Муслимов и др., 2004) и существование локализованных участков подтока новых порций УВ. В ходе

анализа ГПД был разработан ряд критериев, позволивших из всего числа эксплуатационных скважин выделить те, в которых процесс подтока УВ был зафиксирован с наибольшей вероятностью. Такие скважины получили название аномальных (Муслимов и др., 2004).

На основе вышеуказанных данных в Татарстане под руководством Р.Х. Муслимова были начаты исследования гипотезы подтока УВ из глубинных зон земной коры в промышленные залежи палеозойского осадочного чехла. Одним из направлений этих исследований стало изучение геохимических особенностей нефтей из аномальных скважин и выявление степени сходства и различия этих нефтей как с обычными скважинами (в которых признаки глубинного подтока не зафиксированы), так и с битумоидами кристаллического фундамента и осадочного чехла. Если гипотеза о периодическом подтоке глубинных углеводородов, в том числе и в настоящее время, верна, то нефти аномальных скважин должны иметь черты отличия от нефтей скважин, расположенных вне зон предполагаемого подтока.

Объектом исследования явились нефти из продуктивных разновозрастных комплексов отложений Абдрахмановской, Миннибаевской, Альметьевской, Азнакаевской, Зеленогорской и Павловской площадей Ромашкинского месторождения, в том числе из аномальных скважин, расположенных в зоне предполагаемого подтока (Рис. 1). Скважины для исследований были выбраны на основе анализа ГПД Ромашкинского месторождения, выполненного в ТатНИПИнефть (2005 г.). Также объектом исследования были битумоиды (ХБА) из отложений осадочного чехла и пород фундамента Ромашкинского месторождения, выделенные смесью органических растворителей (хлороформ, бензол, изопропиловый спирт), взятых в соотношении 1:1:1. Для сопоставительных исследований использован комплекс геохимических показателей, характеризующих соотношение различных классов углеводородов (н-алканы, ациклические изопреноиды, стераны и тритерпаны), которые несут значимую информацию о термобарической обстановке недр, типе органического вещества в породах и литолого-фациальных условиях процессов нефтеобразования (Дахнова, 2007; Каюкова, 2009).

Результаты проведенных исследований показали, что исследованные нефти из 10 аномальных скважин, независимо от их пространственного расположения, достаточно легкие (плотность 0,8495-0,8639 г/см³) и однотипные по компонентному составу. Содержание углеводородов в аномальных нефтях изменяется от 72,54-80,50 %, в них низкое

содержание асфальтенов (0,98-2,33 %), смол (18,5-25,13 %) и общей серы (1,31-2,01 %). Содержание спирто-бензольных смол составляет 3,7-4,83 %. Самым низким содержанием асфальтенов и смол отличаются нефти из аномальных скважин №№ 1112 и 702-Б соответственно Абдрахмановской и Павловской площадей. Исключением является нефть из аномальной скважины Алькеевской площади, образец которой был сильно обводнен. Эта нефть отличается повышенной плотностью (0,9247 г/см³), более высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (31,5 %) и общей серы (2,63 %).

Как следует из таблицы 1, по усредненным значениям исследованных параметров нефти из аномальных скважин практически не отличаются от нефтей из нормальных скважин. Различия между ними обусловлены, главным образом, наличием или отсутствием взаимосвязей между параметрами их компонентного состава.

Так, для нефтей из аномальных скважин выявляется достаточно высокая корреляционная связь ($r = 0,78$) между содержанием УВ и показателем См./Асф. (Рис. 2). Для нефтей из обычных скважин, так же как и для битумоидов из пород фундамента, аналогичная связь отсутствует.

Также в нефтях из аномальных скважин наблюдается высокая корреляционная связь плотности с содержанием общей серы ($r = 0,87$). Наблюдается также высокая корреляционная связь между плотностью нефтей и содержанием в них углеводородов ($r = 0,87$). В нефтях из обычных скважин (в которых признаки подтока не выявлены) аналогичные связи очень слабые и практически отсутствуют. Следовательно, можно предположить, что нефть из аномальных скважин представляет собой закономерную систему углеводородных и гетероатомных компонентов, не нарушенную в заметной степени вторичными природными и тех-

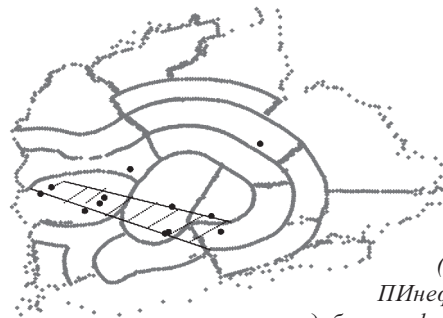


Рис. 1. Схема расположения добывающих скважин с пятью признаками «аномальности» на площадях Ромашкинского месторождения (по данным ТамНИ-ПИНефть): – накопленная добыча нефти более 0,5 млн. т; – дебит нефти более 100 т/сут в течение 5 лет; – продолжительность работы не менее 40 лет; – накопленный водонетяжной фактор не более 0,5 м³/м; – растущий дебит в течение 5 лет при падающей добыче нефти по площади.

ногенными факторами. Несомненно, длительный срок разработки Ромашкинского месторождения, высокая степень выработанности продуктивных пластов терригенного девона и обводнения продукции определяют закономерные изменения нефти наложенными процессами. Поэтому наличие в пласте практически неизменной нефти может рассматриваться в качестве критерия поступления в залежь новых, пока не измененных масс УВ.

Наряду с методами классификации углеводородных систем по физико-химическим свойствам, компонентному, групповому составу, для сравнительных исследований был применен метод ИК-спектроскопии, позволяющий исследовать не отдельную фракцию, а весь образец в целом. По данным этого метода нефти из аномальных скважин (с пятью признаками аномальности) по спектральным показателям не отличаются заметно от нефтей, отобранных из одновозрастных продуктивных комплексов из обычных скважин. Тем не менее в аномальных нефтях показатель ароматичности C_1 не связан с показателями окисленности и осерненности, в то время как корреляционная связь между показателями парафинистости C_4 и окисленности C_2 достаточно высокая ($r = -0,75$). Аналогичные связи в нефтях из обычных скважин проявляются намного слабее, о чем свидетельствуют более низкие коэффициенты корреляции.

Объект исследования	Плотность г/см ³	Сообщ %	Компонентный состав мас. %					СБ/ССБ	Σ смол/Асф.
			УВ	СБ	ССБ	Σ смол	Асф.		
Аномальные нефти	0,862	1,70	74,20	18,88	4,89	23,78	2,03	4,15	13,08
Нормальные нефти	0,867	1,69	73,49	17,97	6,27	24,24	2,27	3,24	13,57
ХБА	-	1,78	47,15	14,37	19,73	34,09	18,76	0,80	2,83
AR-PR	-	3,75	41,83	5,45	38,39	43,85	14,32	0,16	4,78

Табл. 1. Средние значения параметров состава исследованных флюидов. *УВ – углеводороды; СБ – смолы бензольные, ССБ – смолы спирто-бензольные, Асф. – асфальтены.

№ пп	Месторождение, площадь	№ скв.	Интервал отбора, м	Возраст	П/Ф	П/н- C_{17}	Ф/н- C_{18}	$C_{11}-C_{14}/C_{15}-C_{18}$	$C_{16}-C_{22}/C_{23}-C_{29}$	СРІ н- $C_{11}-н-C_{21}$	ОЕР при н- C_{19}	ОЕР при н- C_{24}
1	Абдрахмановская	312*	1596,4-1610,2	D ₃ psh	0,77	0,41	0,66	1,56	1,97	1,19	1,07	1,01
2	Абдрахмановская	717*	1664,0-1669,6	D ₃ psh	0,74	0,38	0,63	1,49	2,25	1,19	1,07	0,91
3	Абдрахмановская	1112*	1664,8-1677,8	D ₃ psh	0,76	0,38	0,63	1,53	2,26	1,20	1,08	0,96
4	Алькеевская	5159*	1645,0-1651,0	D ₃ psh	0,75	0,40	0,69	1,50	2,29	1,19	1,04	0,96
5	Минибаевская	166*	1793,2-1816,2	D ₃ psh	0,78	0,47	0,67	1,35	2,18	1,16	1,13	0,94
6	Минибаевская	152*	1647,5-1650,5 1662,5-1665,0	D ₃ kn+psh	0,73	0,38	0,62	1,51	2,33	1,19	1,03	0,92
7	Минибаевская	209*	1718,0-1726,0	D ₃ psh	0,73	0,42	0,69	1,45	2,25	1,16	1,05	0,89
8	Альметьевская	2341*	1554,8-1574,6	D ₃ psh	0,68	0,30	0,56	1,49	2,25	1,20	1,04	1,15
9	Павловская	702Б*	1703,2-1712,8	D ₃ psh	0,76	0,36	0,56	1,61	2,39	1,25	1,13	0,99
10	Зеленогорская	1633*	1626,0-1631,0	D ₃ psh	0,72	0,37	0,62	1,59	2,33	1,22	1,12	0,89

Табл. 2. Хроматографические показатели нефтей из аномальных скважин с пятью признаками аномальности с центральных площадей Ромашкинского месторождения

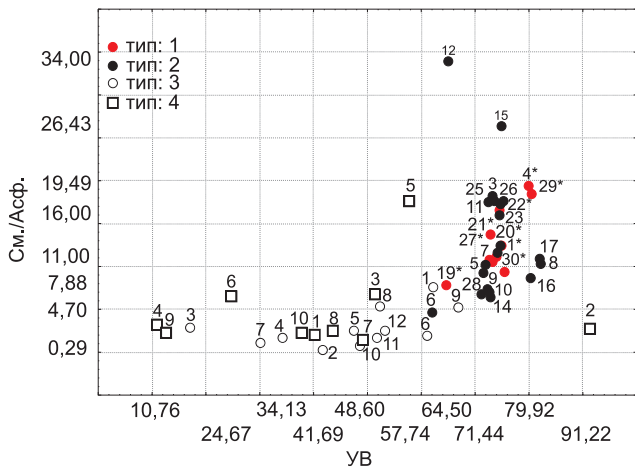


Рис. 2. Зависимость между содержанием углеводородов (УВ) и величиной отношения $S_{смол}/A_{асф}$ для нефтей и ХБА пород осадочного чехла и фундамента. Тип 1 – аномальные нефти, $r = 0,79$, $y = -39,01 + 0,70*x$; Тип 2 – нормальные нефти, $r = -0,13$; Тип 3 – ХБА, $r = 0,49$; Тип 4 – AR-PR, $r = 0,19$.

Сравнительный анализ газохроматографических параметров исследованных флюидов показал, что нефти из аномальных скважин с различных площадей Ромашкинского месторождения близки между собой по многим геохимическим показателям, характеризующим общие генетические условия их образования (Табл. 2). Об этом также свидетельствует одномодальный тип распределения n-алканов в нефтях, с максимумами в низкомолекулярной области при n-C₁₁, n-C₁₃ и n-C₁₅, значения отношения П/Ф меньше единицы, а также величина отношения П/n-C₁₇ < 0,5.

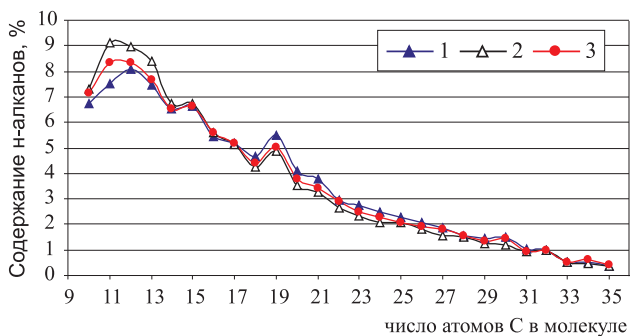


Рис. 3. Кривые распределения n-алканов состава C₁₀-C₃₅ в нефтях из аномальных скважин 166, 152 и 209 Миннибаевской площади: 1 – скв. 166, D₃psh (1793,2-1816,2 м); 2 – скв. 152, D₃kp+psh (1647,5-1650,5 и 1662,5-1665,0 м); 3 – скв. 209, D₃psh (1718- 1726 м).

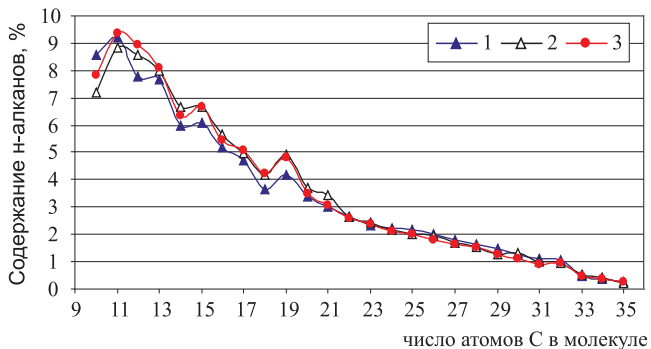


Рис. 4. Кривые распределение n-алканов состава C₁₀-C₃₅ в нефтях из аномальных скважин 312, 117 и 1112 пашийских отложений Абдрахмановской площади: 1 – скв. 312 D₃psh (1596,4-1610,2 м); 2 – скв. 117, D₃psh (1664,0-1669,6 м); 3 – скв. 1112, D₃psh (1664,8-1677,8 м).

Нефти пашийского горизонта из аномальных скважин с пятью признаками нефтеносности №№ 166, 152, 209 Миннибаевской и 312, 717, 1112 Абдрахмановской площадей характеризуются близкими кривыми молекулярно-массового распределения n-алканов и состава C₁₀-C₃₅ (Рис. 3, 4).

Значительное сходство большинства нефтей пашийских отложений из аномальных скважин Миннибаевской (209, 9501, 9505) и Абдрахмановской (312, 717, 1112) площадей отражено на звездных диаграммах, построенных по 11-ти парам характерных пиков, одинаковых для всех исследуемых образцов в диапазоне хроматограмм n-алканов состава C₁₀-C₁₆ (Рис. 5). Исключение составляют аномальные скважины 159 и 166 Миннибаевской площади, расположенные в ее западной части и, по сравнению с другими аномальными скважинами, наиболее близко расположенные к Алтунино-Шунакскому прогибу.

В связи с проверкой гипотезы подпитки залежей глубинными углеводородами особый интерес представляло выявление природы связей нефтей из аномальных скважин различных площадей Ромашкинского месторождения с битумоидами из пород фундамента и осадочного чехла тех же площадей. Результаты геохимических исследований нефтей и органического вещества пород осадочного чехла, выполненные в последнее десятилетие, позволили получить новые и неожиданные выводы. Во-первых, на основе пиролитических методов было установлено, что ОВ доманикитов верхнего девона, традиционно считавшихся нефтематеринскими породами для большинства нефтей Волго-Уральского региона, характеризуется низкой степенью катагенетической зрелости. Эти породы не погружались на глубины более 2,5 км и не вошли в главную зону нефтегазообразования на большей части своего распространения в пределах Татарстана, что соответствует основной территории Северо- и Южно-Татарского сводов с прилегающими областями прогибов и впадин.

Но более веским аргументом, указывающим на отсутствие генетической связи между доманиковыми отложениями и нефтями пашийского горизонта Ромашкинского месторождения, явились исследования биомаркерных параметров, указывающих на фациальные условия осадконакопления. Согласно современным представлениям, повышенные значения параметров DIA/REG и Ts/Tm обусловлены образованием диастеранов (C₂₇20Sβα-диастеран) и C₂₇18α(H)-трисноргопана (Ts) в результате скелетных пе-

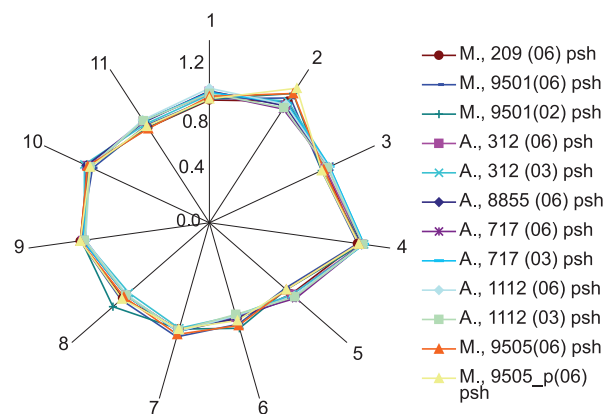


Рис. 5. Сравнение звездных диаграмм нефтей из пашийских отложений Абдрахмановской и Миннибаевской площадей Ромашкинского месторождения. А – Абдрахмановская площадь; М – Миннибаевская площадь.

регруппировок регулярных стеранов ($C_{29}20\alpha\alpha\alpha$ -стерана) и менее стабильного $C_{27}17\alpha(H)$ -трисноргопана (Тм) катализируемых глинистыми минералами. Поскольку в карбонатных породах эти процессы чаще всего незначительны, во всех исследованных битумоидах из верхнедевонских доманиковых отложений отмечены сравнительно низкие значения отношений DIA/REG (0,12-0,42) и Ts/Tm (0,14-0,33), что характерно для углеводородов, генетически связанных с органическим веществом карбонатных пород. Нефти из пашийского горизонта аномальных скважин имеют более высокие значения DIA/REG (0,58-1,21) и Ts/Tm (0,34-0,47), что указывает на отсутствие генетической связи с доманикитами.

Этот вывод свидетельствует, прежде всего, о том, что источником подтока УВ в залежи Южно-Татарского свода (ЮТС) не являются карбонатные породы семилукско-мендымских отложений, расположенных южнее ЮТС в зоне вхождения этих пород в стадию катагенеза МК₁-МК₂, как предполагалось в работе (Ананьев и др., 2007). Источник УВ следует искать ниже кровли осадочного чехла, и определение его глубинности требует постановки специальных геохимических исследований в геобсерваториях – глубоких скважинах, вскрывших кристаллический фундамент на глубину не менее 1000 м и предназначенных для мониторинга эндогенных процессов.

К сожалению, многие материалы по исследованию генетических черт сходства и различия нефтей аномальных скважин с битумоидами фундамента и осадочного чехла остались за рамками данной статьи, однако изложенные данные однозначно свидетельствуют о следующем.

1. Комплексное изучение нефтей из аномальных скважин показало, что эти нефти имеют определенные черты отличия от нефтей обычных скважин, следовательно, гипотеза современной подпитки залежей нефти углеводородами состоятельна и специальные исследования данного процесса должны быть продолжены.

2. Предполагаемое (по биомаркерным параметрам) отсутствие генетической связи между нефтью поддоманиковых продуктивных горизонтов (пашийский, тиманский, ардаатовский и воробьевский) и ОВ доманикитов указывает на необходимость поиска источников генерации нефти и подтверждает состоятельность гипотезы глубокого происхождения УВ и их поступления в осадочный чехол через кристаллический фундамент.

3. Нефти из аномальных скважин должны стать объектом специальных исследований в режиме мониторинга, направленных на изучение изотопных систематик Sr и Nd, изотопных характеристик гелия, углерода, водорода, азота в растворенных газах. Постановку этих исследований необходимо связать, в первую очередь, с сейсмическими событиями, продолжающимися на территории Татарстана, поскольку связь изменения изотопного состава углерода с сейсмическими событиями ранее уже была установлена (Готтих и др., 2004). Также при условии периодического поступления новых порций глубинных УВ логично предположить изменение изотопного состава элементов растворенного газа.

Литература

Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-

Уральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*. 2007. №1. 32-39.

Галиева А.М. Состав и распределение полициклических углеводородов-биомаркеров в нефтях Ромашкинского месторождения. *Автореф. дис. на соиск. уч. ст. к.хим.н.* Казань. 2008. 20.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Романов Ю.А., Плотникова И.Н. Парагенез аномальных геофизических и геохимических полей и углеводородных скоплений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Южно-Татарского свода). *Геология нефти и газа*. 2004. 20-27.

Гордадзе Г.Н. Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана. *Нефтехимия*. 2007. Т. 47. № 6. 422-431.

Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов. *Геология нефти и газа*. 2007. № 2. 81-89.

Дмитриевский А.Н. Фундаментальные исследования в геологии нефти и газа. *Геология нефти и газа*. 1997. № 9. 4-10.

Каюкова Г.П., Миннегалиева, Романов А.Г. и др. Дифференциация нефтей Ромашкинского месторождения по биомаркерным параметрам. *Нефтехимия*. 2006. Т.46. № 5. 341-351.

Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. М.: ГЕОС. 2009. 487.

Муслимов Р.Х., Галдин Н.Е., Гвоздь С.М. и др. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Казань: Дента. 1996. 486.

Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа* (специвыпуск). 2004. 43-49.

Плотникова И.Н. Геолого-геофизические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. С.-Петербург: Недра. 2004. 171.

Трофимов В.А. Особенности строения земной коры и нефтеносность (первые результаты глубинных сейсмических исследований МОВ ОГТ по геотранверсу, пересекающему Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию). *Доклады РАН*. Москва. 2006. Том 410, №5. 651-656.

Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Казань. *Георесурсы*. №1(9). 2002. 18-23.

Шарипова Н.С., Смелков В.М., Успенский Б.В., Каюкова Г.П. Новые данные о возможной генерации углеводородов в старых нефтедобывающих регионах (на примере Абдрахмановской площади). *Мат-лы между. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов»*. Казань: ФЭН. 2008. 495-500.

G.P. Kayukova, G.V. Romanov, I.N. Plotnikova. **Geochemical aspects of the oil deposits replenishment process research.**

On the example of petroleum analysis of the Romashkino field of the Republic of Tatarstan (Russia) geochemical agents indicating the existence of current oil deposits replenishment process by means of the deep hydrocarbons inflow to the sedimentary cover are reviewed.

Key words: petroleum, oil deposits replenishment process, deep inflow, deep hydrocarbons, geochemical research.

Галина Петровна Каюкова

Ведущий научный сотрудник лаборатории химии и геохимии нефти, д.хим.н.

Тел.: (917)228-51-12

Геннадий Васильевич Романов

Профессор, д.хим.н., член-корр. АН РТ, академик РАЕН, заведующий отделом химии нефти.

Тел.: (843)273-18-62

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН. 420088, Россия, Казань, ул. Арбузова, д. 8.