

УДК 553.982:550.84

С.Б. Остроухов¹, Ф.Ф. Носова¹, И.Н. Плотникова¹, В.В. Емельянов²,
И.Г. Газизов², А.Д. Салихов², Н.В. Пронин¹, Г.Т. Салахидинова¹, Т. Латипа¹

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, e-mail: irena-2005@rambler.ru

²ОАО «Татнефть» НГДУ «Прикамнефть», г.Елабуга, e-mail: zgeo_pn@tatneft.ru

Потенциал прироста запасов нефти на юго-востоке Северо-Татарского свода и геохимические критерии выявления таких перспективных зон

В статье рассмотрены геохимические аспекты исследования нефтей с целью выявления критериев, указывающих на восполнение залежей нефти за счет поступления газоконденсатной составляющей. Отражена возможность осуществления прироста запасов нефти на уже разрабатываемых месторождениях юго-восточной части Северо-Татарского свода за счет залежей нефти в косьвинском горизонте визейского яруса нижнего карбона.

Проведены геохимические исследования нефти тиманского горизонта Комаровского месторождения, а также нефтей тиманского и косьвинского горизонтов Первомайского месторождения. Для оценки состава нефти была использована программа SynOil, позволяющая установить характер молекулярно-массового распределения n-парафинов и других соединений, имеющих гомологические ряды широкого состава. Проведено сравнение нефтей тиманского и косьвинского горизонтов по биомаркерным параметрам. Результаты геохимического анализа нефти Комаровского месторождения дают основание предполагать наличие вертикальной миграции нефти из тиманских отложений в косьвинские. Предложен принципиально новый подход поиска залежей нефти в косьвинско-радаевских отложениях на основе геохимических исследований нефтей тиманского горизонта.

Ключевые слова: восполнение запасов нефти и газа, нефть, миграция, клиноформы, неантиклинальные ловушки, косьвинский горизонт, геохимические исследования, n-алканы, газожидкостная хроматография, биомаркеры, газоконденсатная составляющая, поиск залежей.

Введение

Проблема многостадийности формирования нефтяных залежей нефти и современного восполнения ее запасов за счет легкой газоконденсатной составляющей углеводородных флюидов уже 15 лет является предметом научных исследований и дискуссий и неоднократно рассматривалась на страницах научных журналов (Аширов, 1960; 1967; Бочкарев и др., 2011; 2012; Касьянова, 2009; Муслимов, Плотникова, 2012; Муслимов и др., 2004; 2005; Остроухов, 2006; Остроухов и др., 2011; Плотникова и др., 2011; Плотникова, 2004; Усманов и др., 2013; Хисамов и др., 2012; Plotnikova, 2006; 2008). Наряду с геолого-промысловыми критериями, указывающими на наличие подтока глубинной нефти в пределах участков Ромашкинского месторождения (Муслимов и др., 2004; 2005; Плотникова и др., 2014; Хисамов и др., 2012) разрабатываются геохимические критерии, которые могут стать основой для экспрессного геохимического картирования зон геодинамической активности и восполнения запасов на нефтяных и газоконденсатных месторождениях, находящихся на различных стадиях разработки (Каюкова и др., 2012; Остроухов, 2006; Остроухов и др., 2011; Плотникова, 2004; Плотникова и др., 2013; 2014; Носова и др., 2013). Геохимические критерии являются наиболее мобильными и доступными методами регистрации, локализации, изучения процесса восполнения запасов, позволяющими вести контроль за поступлением новых порций УВ в район добывающей скважины, а также фиксировать поступление в нее нефтей, не затронутых ранее разработкой (возможно из линз, тупиковых и не охваченных заводнением участков).

До сих пор наиболее изученной с позиции восполнения запасов являлась территория Ромашкинского месторождения и в первую очередь его Миннибаевская площадь. Расширение региона геохимических исследований

нефти позволило выявить еще один интересный район Татарстана – юго-восточный склон Северо-Татарского свода, в пределах которого успешно продолжается открытие новых нефтяных залежей (Емельянов и др., 2014).

Объектом проведения геохимических исследований явились нефть тиманского горизонта (скв. № 890) Комаровского месторождения, тиманского (скв. № 1391) и косьвинского (скв. № 1469) горизонтов Первомайского месторождения, а также нефти пашийского горизонта Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения.

Методика исследований

Геохимические исследования проводились в лаборатории геохимии горючих ископаемых Казанского (Приволжского) федерального университета. Первым этапом было обезвоживание нефтей, затем проводилось выделение полярных компонентов нефтей – масел, смол и асфальтенов. Масляная фракция нефти была получена методом элюентной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле.

Нефти разделялись на ряд относительно однородных в химическом отношении аналитических групп, объединяющих близкие по физическим и химическим свойствам соединения – масла, смолы и асфальтены. Масляная фракция нефтей была получена методом элюентной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле.

Биомаркерные параметры и генетические коэффициенты нефти были изучены по данным хроматографического разделения насыщенной части масляной фракции углеводородов. Хроматографические исследования проведены на приборе «Кристалл 2000М» методом капиллярной ГХ в режиме программирования температуры от 100°С до 300°С. В диапазоне температур от 100°С до 150°С скорость определения исследуемого вещества изменяет-

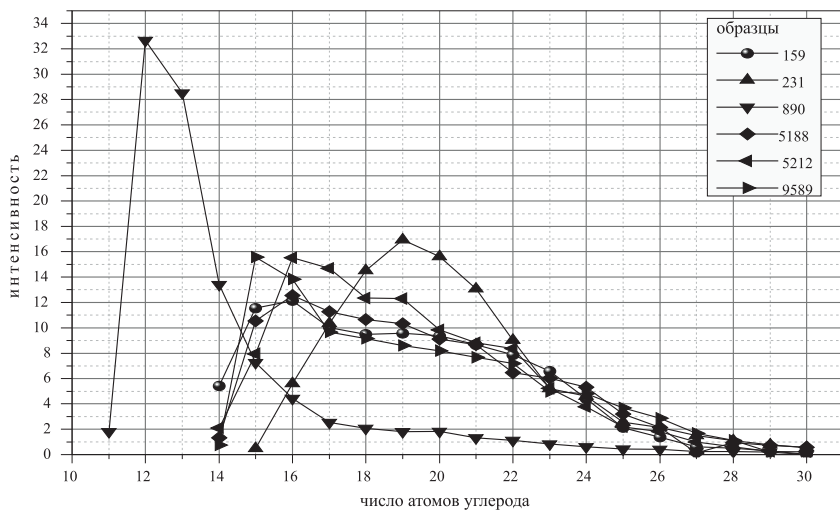


Рис. 1. Молекулярно-массовое распределение нефтей.

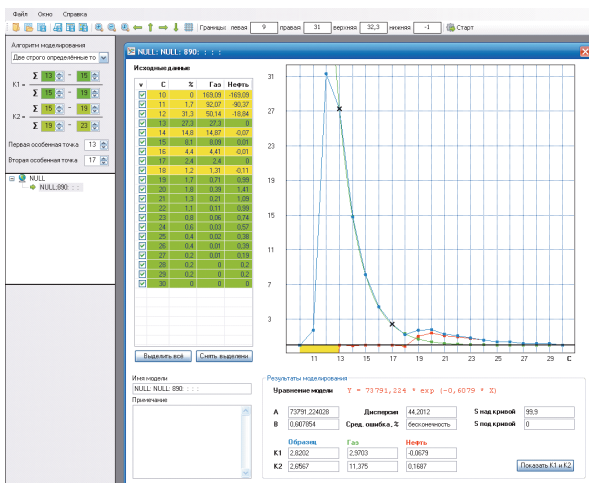


Рис. 2. Диалоговое окно при имитированном разделении нефти при помощи программы SynOil.

ся с шагом 10°C в минуту и в диапазоне от 150°C до 300°C – 3°C в минуту, соответственно (в качестве газа-носителя используется водород).

Исследование содержания растворенных газов состава C_1 – C_6 в нефти проводилось на газовом хроматографе Clarus-500 с автоматическим дозатором паровой фазы Turbomatrix headspace sampler HS 40.

Определение элементного состава нефтей проведено на элементном CHN-анализаторе 2400 SeriesII фирмы PerkinElmer (USA). Процентное содержание S определено на анализаторе рентгенофлуоресцентной энергодисперсионной серы в нефти и нефтепродуктах Спектроскан S, исполнение SL.

Результаты исследований

На рисунке 1 представлено молекулярно-массовое распределение членов гомологического ряда *n*-парафина состава C_{11} – C_{30} нефтей Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения и Комаровского нефтяного месторождения Северо-Татарского свода. Характер поведения членов углеводородного ряда указывает на их неоднородность, выраженную в наличие двух зон с определёнными закономерностями распределения.

Начало гомологического ряда *n*-парафинов для основной части исследованных нефтей начинается с состава C_{14} . Отсутствие низкомолекулярных *n*-парафинов до C_{14} связа-

но с полным отсутствием легкой части данных нефтей. На это указывает и начало их кипения в интервале 180 – 200°C . Однако, особое внимание на себя обращает образец 890 (нефть из скв. 890), имеющий другое молекулярно-массовое распределение *n*-парафинов. Отличие его заключается в равномерном снижении концентрации членов ряда с увеличением их молекулярного веса начиная с C_{12} . При этом на область C_{12} – C_{14} данной нефти приходится значительная её доля в отличие от других образцов. Присутствие нефти с таким молекулярно-массовым распределением *n*-парафинов в составе месторождения вызывает интерес и требует исследования на предмет установления её связи с другими нефтями.

Для оценки состава нефти из скв. № 890 на начальном этапе была использована программа SynOil, позволяющая установить характер молекулярно-массового распределения *n*-парафинов и других соединений, имеющих гомологические ряды широкого состава (Остроухов, 2006; Остроухов и др., 2011).

Для оценки состава нефти № 890 на начальном этапе была использована программа SynOil, позволяющая установить характер молекулярно-массового распределения *n*-парафинов и других соединений, имеющих гомологические ряды широкого состава (Остроухов, 2006; Остроухов и др., 2011). На рисунках 2 и 3 приведены диалоговое окно используемой программы и результаты имитированного разделения в графическом виде.

Проведённое исследование (Рис. 4) показало наличие в молекулярно-массовом распределении *n*-парафинов состава C_{11} – C_{30} определённых закономерностей в поведении членов в ряду. В первую очередь это касается наличия участков с распределением соединений, описываемых и не описываемых математическим уравнением. Так, для образца нефти 890 наблюдается участок, представленный соединениями состава C_{12} – C_{18} с равномерным снижением их содержания с увеличением молекулярного веса, описываемый экспоненциальным уравнением:

$$N = Ae^{BC},$$

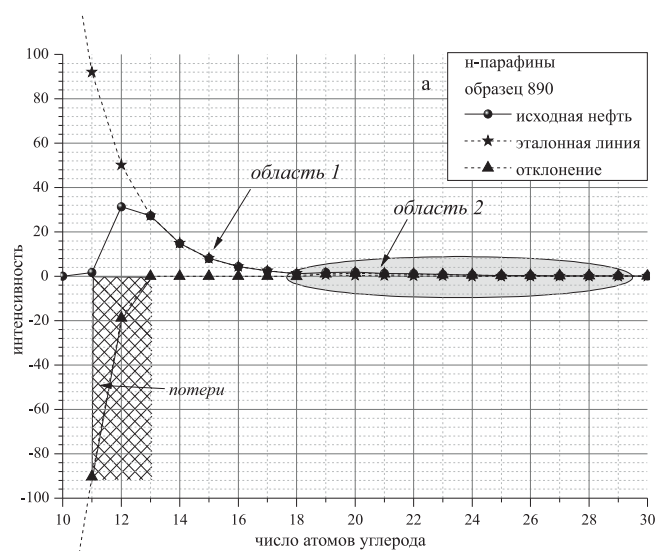


Рис. 3. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов по результатам имитированного разделения нефти № 890.

где A и B – коэффициенты; C – число атомов углерода в молекуле.

На рисунке 4а это выражается полным совпадением значений n -парафинов нефти в области состава C_{13} - C_{18} с теоретическими значениями, представленной эталонной кривой. Но начиная с состава C_{19} и выше наблюдается отклонение значений n -парафинов исходной нефти от значений эталонной кривой (Рис. 4б). Группа соединений состава C_{19+} имеет другой характер распределения членов ряда не описываемый математическим уравнением. Таким образом, по результатам моделирования состава нефти образца 890 в гомологическом ряду n -парафинов просматриваются две области, отражающие процессы при формировании её состава.

При изучении процесса образования и преобразования нефтяных залежей могут быть использованы и другие группы соединений с широким составом гомологических рядов. В первую очередь этот относится к высокомолекулярным циклическим соединений, имеющих циклогексановое (алкилциклогексаны) или бензольное (алкилбензолы) кольцо. На рис. 4 в графическом виде представлены результаты имитированного разделения высокомолекулярных алкилциклогексанов (АЦГ) и алкилбензолов (АБ) нефти образца 890 с использованием программы SynOil. При этом характер полученных молекулярно-массовых кривых имеет схожесть с распределением в ряду n -парафинов данной нефти.

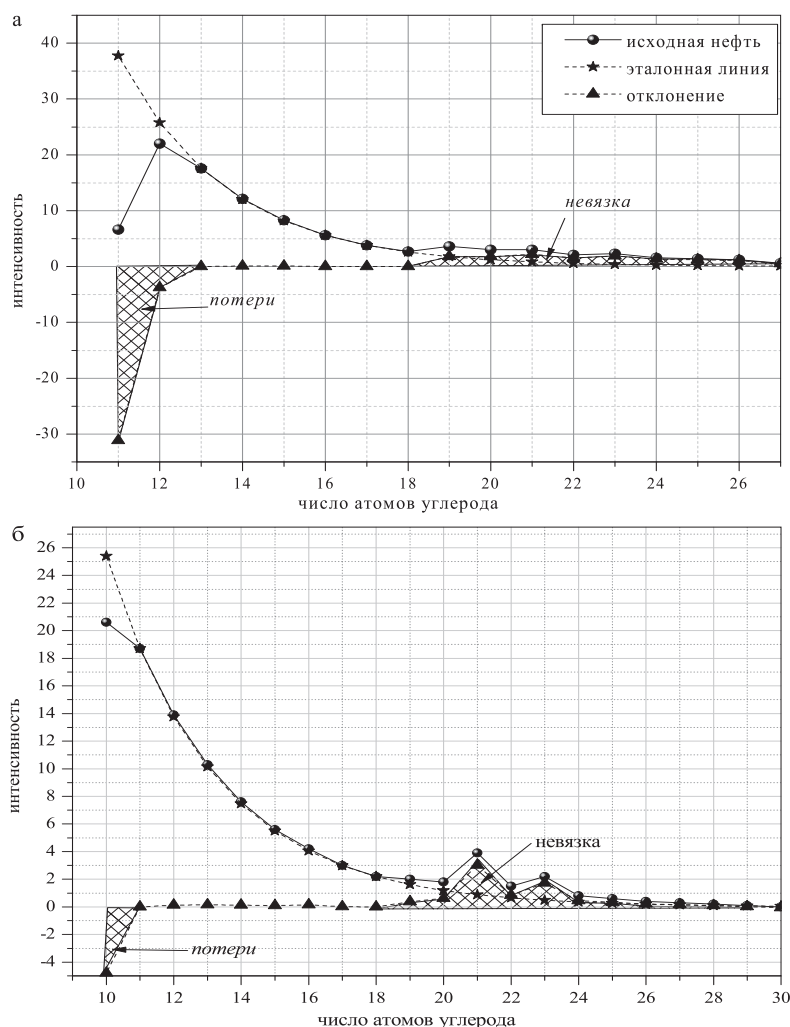


Рис. 4. Молекулярно-массовое распределение алкилциклогексанов (а) и алкилбензолов (б) по результатам имитированного разделения нефти № 890.

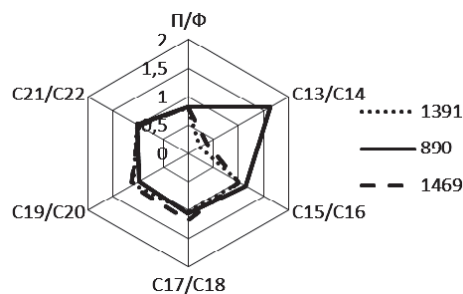


Рис. 5. Звездная диаграмма, отражающая особенности группового состава нефти по скважинам № 890 Комаровского месторождения и №№ 1391, 1469 Первомайского месторождения.

Анализ природы наблюдаемого экспоненциального распределения членов в рядах n -парафинов, АЦГ и АБ указывает на влияние массообменного процесса между газовой и жидкой средами в недрах. Ни один из процессов каталитического или термического воздействия на органическое вещество пород в недрах не позволяет получить данную зависимость. При этом данный процесс реализуется при участии большого объема газовой среды. При данных условиях соединения, находящиеся в составе жидкой среды в широком концентрационном и структурном диапазоне, переходят в газовую среду, имея в ней порядочный характер распределения в рядах. Как правило, n -парафины (как и других гомологических рядов циклических соединений) в газовой среде имеют экспоненциально-убывающий характер с ростом молекулярной массы, описываемый выше приведенной формулой. Данное распределение соединений свойственно исключительно для газоконденсатов, у которых все значения n -парафинов совпадают с эталонными значениями.

Исходя из этого, наличие линии эталонных значений указывает на присутствие в составе нефти конденсатной составляющей, а наблюдаемое отклонение – на наличие в ней нефтяной или битумной составляющей. Исходя из этого, мы имеем углеводородную смесь из соединений разной генетической природы, условий генерации или этапности формирования залежи.

Таким образом, количественные и качественные значения составных частей имитированного разделения углеводородных серий нефти образца № 890 указывают на его конденсатный характер с включением в его состав до 5% тяжелых углеводородов. При этом необходимо отметить, что природа конденсатной составляющей и нефтяных включений различна.

Логично предположить, что газоконденсатная и нефтяная составляющие нефти были сформированы на различных этапах формирования залежи. При этом газоконденсатная часть, являясь более молодой и вторичной по отношению к нефтяной, отражает новую стадию формирования данного участка месторождения и указывает либо на недавний подток легких углеводородов, либо на хорошую экранирующую способность флюидоупора, обусловившего продолжительную сохранность легкой и миграционно подвижной газоконденсатной составляющей.

Результаты геохимического анализа нефти из скв. 890 являются основанием для предположения наличия миграционных процессов, которые имеют место в осадочном чехле месторождений

Первомайско-Бондюжского вала и могут сформировать новые промышленные скопления углеводородов в вышележащих горизонтах осадочного чехла за счет вертикальной восходящей миграции. Возраст и периодичность этих процессов пока остается в области дискуссий, однако высокое содержание газоконденсатной части в нефти из скв. 890 указывают на недавнее (и, возможно, современное) ее образование.

Доказательством этого предположения являются открытия нефтяных залежей в косьвинском горизонте на территории Первомайского месторождения. Несмотря на то, что возвратных горизонтов на территории Первомайского месторождения официально нет, в разрезе осадочного чехла над терригенными и карбонатными отложениями все-таки неоднократно фиксировались следы и признаки нефтеносности в косьвинско-радаевском комплексе. К примеру, залежь нефти в косьвинско-радаевских отложениях была открыта случайно в 1964 году. И уже в 1965 году, целенаправленно бурится короткая скважина №740, которая вскрыла косьвинский пласт, охарактеризованный как терригенный коллектор с остаточной нефтенасыщенностью. При освоении получен приток нефти 10,5 т/сут. В 1990 году вблизи данной скважины пробурены две скважины №1469, 4527, которые также вскрыли косьвинский коллектор и дали приток нефти. В соседних скважинах данный пласт выделялся либо как водоносный, либо являлся неколлектором. На сегодняшний день, из указанных скважин лишь одна №740 находится в простое, на которой проведенные исследования ГИС выявили наличие затрубной циркуляции с нижележащих толщ. Из двух других скважин ведется добыча, в том числе скважина №4527 работает с установкой ОРД. Накопленный отбор по всем трем скважинам составляет более 40 тыс. тонн.

Для выяснения источника нефти косьвинско-радаевских залежей наряду с изучением нефти из скв. 890 были выполнены специальные геохимические исследования нефтей из косьвинского (скв. № 1469) и тиманского (скв. № 1391) горизонтов Первомайского месторождения.

В основу работ была положена методика, использованная ранее для сопоставления биомаркерных параметров нефтей и органического вещества пород (Плотникова и др., 2013; 2014; Носова и др., 2013). При анализе использовались параметры, полученные по результатам газожидкостной хроматографии: относительное распределение n-алканов, П/н-С17 и Ф/н-С18, К1 и К2 – показатели зрелости, а также следующие коэффициенты, рассчитанные по данным хроматомасс спектрометрии: GAM/HOP, DIA/DIA REG, STER/PENT, C19-C30, C21-C22, Ts/(Ts+Tm), C31HSR, C32HSR, MOR/MOR+HOP, C29SSR, C29BBAA.

Результаты геохимических исследований, отображенные на рисунках 5-8, показали, что нефти косьвинского и тиманского горизонтов весьма похожи между собой и имеют один источник генерации. Об этом говорят особенно-

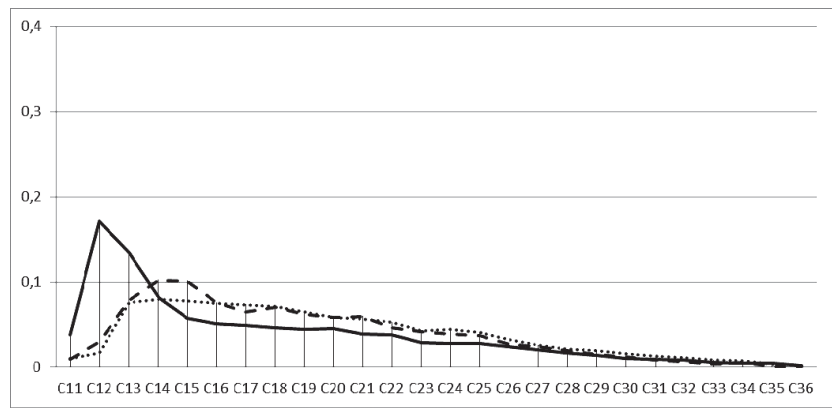


Рис. 6. График относительного распределения n-алканов в нефтях Елабужского месторождения (условные обозначения см. на рис. 4).

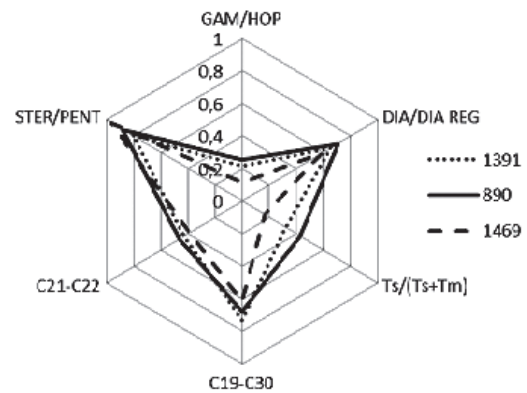


Рис. 7. Звездная диаграмма биомаркерных параметров нефтей, указывающая на условия осадконакопления и типа исходного органического вещества.

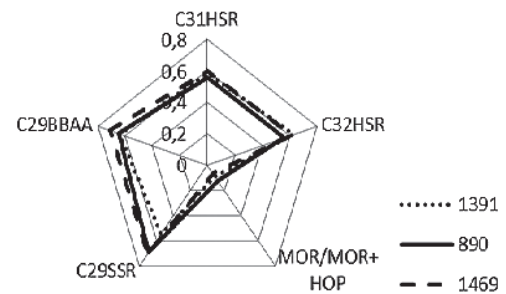


Рис. 8. Звездная диаграмма распределения геохимических коэффициентов, характеризующих термальную зрелость нефтей.

№ п/п	Исходные данные для расчета	Ед. изм.	После
1	Количество скважин	скв.	5
2	КРС	тыс. руб.	2 000,0
3	Услуги проката оборудования	тыс. руб.	293,8
	- СК-6	тыс. руб.	110,3
	- НКТ	тыс. руб.	97,6
	- Штанги	тыс. руб.	74,5
	- ШГН	тыс. руб.	11,4
4	Прирост добычи нефти	тн / сут	5,00
5	Цена нефти	руб./т	9 703,0
6	Условно-переменные затраты на добычу нефти	руб./т	175,8
7	Ставка НДС	руб./т	4 971,2
8	Норма дисконтирования	%	10,0
9	Налог на прибыль	%	20,0

Табл. 1. Техничко-экономическое обоснование перехода на добычу нефти из косьвинского горизонта. Исходные данные для расчета.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	1 год
	Инвестиционная деятельность		
1	Кап.вложения:	тыс. руб.	
Операционная деятельность			
2	Доп. добыча нефти	т	9 125
3	Увеличение затрат на прокат оборудования	тыс. руб.	1 469
4	КРС	тыс. руб.	10 000
5	Выручка от реализации доп. добычи	тыс. руб.	88 540
6	Условно-переменные затраты на добычу нефти	тыс. руб.	1 604
7	НДПИ	тыс. руб.	45 362
8	Валовая прибыль	тыс. руб.	30 105
9	Налог на имущество	тыс. руб.	
10	Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	30 105
11	Налог на прибыль	тыс. руб.	6 021
12	Чистая прибыль	тыс. руб.	24 084
13	Поток наличности	тыс. руб.	24 084
14	Коэффициент дисконтирования	тыс. руб.	1,000
15	Дисконтированное сальдо	тыс. руб.	24 084
16	Чистый доход дисконтированный накопленный	тыс. руб.	24 084
17	ЧДД за срок мониторинга	тыс. руб.	24 084
18	Дисконтированный срок окупаемости с момента финансирования	год	менее 1 года
19	Притоки	тыс. руб.	88 540
20	Притоки дисконтированные	тыс. руб.	88 540
21	Оттоки	тыс. руб.	64 456
22	Оттоки дисконтированные	тыс. руб.	64 456
23	Индекс доходности дисконтированный		1,37

Табл. 2. Технико-экономическое обоснования перехода на добычу нефти из косьвинского горизонта. Расчет эффективности.

сти распределения нормальных алканов в нефтях, их группового состава, уровня термальной зрелости и характера соотношения биомаркерных параметров.

Выводы

Анализ вышеизложенного позволяет констатировать перспективность поиска нефтяных залежей в косьвинском горизонте на территории разрабатываемых месторождений нефти в пределах Первомайско-Бондюжского вала. Планируемые геолого-разведочные мероприятия должны включать в первую очередь исследование керна, геохимические исследования нефтей и органического вещества пород-доманикитов (саргаевский, семилукский, речичский горизонты), пересмотр и переинтерпретацию данных ГИС в интервале от тиманских до косьвинских отложений (поскольку наличие промышленных скоплений нефти возможно также и в карбонатных отложениях франского и фаменского ярусов), специальные геофизические исследования для изучения блоковой структуры фундамента и осадочной толщи и выявления зон разломов и путей возможной вертикальной миграции нефти. Только по самым скромным подсчетам минимальный прирост извлекаемых запасов нефти по косьвинскому горизонту может составить 1,5-2 млн. тонн.

Все это позволяет считать косьвинско-радаевские отложения весьма перспективными с точки зрения поиска новых объектов для увеличения ресурсной базы визейского терригенного комплекса на разрабатываемых нефтя-

ных месторождения НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть». Учитывая, что данные месторождения и перспективные для поиска участки разбурены достаточно плотной сеткой скважин на терригенный девон и имеется большой фонд скважин, обеспечивших полную выработку девонских запасов нефти, появится возможность без существенных затрат, произвести переход на вышележащий горизонт. Технико-экономическое обоснование такого перехода представлено в таблицах 1 и 2. Согласно выполненным расчетам приблизительный чистый дисконтированный доход от ввода пяти скважин составит порядка 24 млн. руб. в год.

Принципиально новым подходом к выделению перспективных зон для поиска залежей нефти в косьвинско-радаевских отложениях является локализация зон подтока легких УВ, которая может быть осуществлена путем геохимических исследований нефтей тиманского горизонта (из добывающих скважин). Плотная сетка добывающих скважин позволит провести детальную дифференциацию нефтей по наличию в них газоконденсатной составляющей и локализовать участки наиболее активного подтока, что в свою очередь позволит уточнить наличие путей миграции нефти и ее возможной аккумуляции в ловушках над тиманским горизонтом.

Литература

- Аширов К.Б. К вопросу о времени формирования нефтяных и газовых залежей Среднего Поволжья. *Геология нефти и газа*. 1960. № 6. С. 23-26.
- Аширов К.Б. Условия и масштабы миграции нефти и газа, существовавшие при формировании месторождений Среднего Поволжья. *Генезис нефти и газа*. М.: Недра. 1967. С. 467-476.
- Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Бочкарев А.В., Крашакова А.В. Условия формирования углеводородных скоплений месторождения Укатное Северного Каспия. *Геология, геофизика и разведка нефтяных и газовых месторождений*. 2011. № 11. С. 4-13.
- Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Крашакова А.В. Изучение возможности полного извлечения трудноизвлекаемой нефти. *Вестн. Волгогр. Ун-та*. Серия 10. Вып. 7. 2012. С.57-61.
- Емельянов В.В., Газизов И.Г., Салихов А.Д., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В. Перспективы прироста запасов нефти на месторождениях НГДУ «Прикамнефть», находящихся в завершающей стадии разработки, за счет открытия возвратных горизонтов в косьвинско-радаевских отложениях. *Нефтяное хозяйство*. № 10. 2014.
- Касьянова Н.А. История развития взглядов на влияние новейших и современных геодинамических процессов на нефтегазонасность недр. *Геология, география и глобальная энергия*. 2009. № 2(33). С.27-32.
- Каюкова Г.П., Романов Г.В., Плотникова И.Н. Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей. *Георесурсы*. № 5 (47). 2012. С. 37-40.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Возобновляются ли запасы нефти? *ЭКО*. 2012. № 1. С. 29-34.
- Муслимов Р.Х., Постников А.В., Плотникова И.Н. К вопросу о роли эндогенного фактора в формировании и распределении нефтегазонасности осадочных бассейнов (на примере Татарстана). *Георесурсы*. 2005. № 1 (16). С. 37-39.
- Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н. и др. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа*. № 10. 2004. С. 43-49.

Остроухов С.Б. Программный комплекс по оценке фазово-генетической характеристики пластового флюида. *Вестник ВолгГАСУ. Серия: Технические науки. Информатика, вычислительная техника и управление*. Вып. 6 (20). 2006. С. 198-203.

Остроухов С.Б., Остроухова А.С., Петренко В.И. Оценка состава пластового флюида на основании n-парафина. *Сборник статей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ВолгоградНИПИморнефть». Геология и разработка месторождений Нижнего Поволжья и Северного Каспия*. 2011. Вып.70. С. 206-215

Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н., Усманов С.А., Шарипов Б.Р. Геоинформационные подходы к изучению геодинамики Ромашкинского месторождения. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*. № 7. 2011. С. 63-69.

Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты. *Георесурсы*. 2004. № 1. С. 40-41.

Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2013. № 1. С. 33-35.

Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т., Носова Ф.Ф. и др. Геохимические критерии локализации участков восполнения нефтяных залежей. *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 3. С. 84-87.

Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Плотникова И.Н. и др. Комплексный подход к геохимическим исследованиям нефти и органического вещества пород для оптимизации поиска, разведки и разработки месторождений. *Нефтяное хозяйство*. 2013. № 7. С. 72-75.

Усманов С.А., Шарипов Б.Р., Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н. Современная геодинамика Южно-Татарского свода (на примере Ромашкинского месторождения нефти). *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*. № 1. 2013. С. 15-21.

Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Слесарева С.С. Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи Ромашкинского месторождения (на примере Миннибаевской площади). *Георесурсы*. 2012. № 5(47). С. 48-51.

Plotnikova I.N. New data of the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region. *International Journal of Earth Sciences*. 2008. № 97. Pp. 1131-1142.

Plotnikova I.N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of

hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*. 2006. №89. Pp. 335-338.

Сведения об авторах

Сергей Борисович Остроухов – кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геологического моделирования отдела геологического моделирования и подсчета запасов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Фидания Фоатовна Носова – заведующая лабораторией геохимии горючих ископаемых

Ирина Николаевна Плотникова – доктор геолого-минералогических наук, заведующая кафедрой геологии нефти и газа

Никита Владимирович Пронин – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа

Гульмира Тимерхановна Салахидинова – аспирант кафедры геологии нефти и газа

Латипа Туэрханьязян – магистр кафедры геологии нефти и газа

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий

420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Тел: (843)233-79-83

Виталий Владимирович Емельянов – заместитель начальника геологического отдела

Илгам Гарифзянович Газизов – кандидат технических наук, главный геолог

Айрат Дуфарович Салихов – начальник отдела разработки

Нефтегазодобывающее управление «Прикамнефть» (НГДУ «Прикамнефть») ОАО Татнефть им. В.Д. Шашина 423630, Республика Татарстан, Елабуга, пр-т Нефтяников, д. 32, тел./факс: (85557) 25-004

Oil Reserves Increment in the South-Eastern Part of the North-Tatar Arch and Geochemical Criteria for Identification of Promising Areas

S.B. Ostroukhov, F.F. Nosova, I.N. Plotnikova, V.V. Emelyanov, I.G. Gazizov, A.D. Salikhov, N.V. Pronin, G.T. Salakhidinova, T. Latipa

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia

²Oil and Gas Production Department «Priкамneft» JSC Tatneft, Elabuga, Russia

e-mail: irena-2005@rambler.ru, zgeo_pn@tatneft.ru

Abstract. The article considers geochemical aspects of oil in order to identify criteria that indicate replenishment of oil deposits due to gas condensate flow. There is a possibility of oil increment in existing fields of south-eastern part of the North-Tatar arch at the expense of oil deposits in kosvinskian horizon of the Visian Lower Carboniferous. Geochemical studies of oil deposits were conducted in timanian horizon of Komarovskiy field, as well as timanian and kosvinskian horizons of Pervomayskiy field. Program SynOil was used to evaluate oil composition. It established the nature of molecular weight distribution of n-paraffines and other compounds with broad homologous series.

A comparison of oils of timanian and kosvinskian horizons is made according to biomarker parameters. Geochemical analysis of oil of Komarovskiy field gives reason to assume the existence of vertical oil migration from timanian to kosvinskian horizon. Fundamentally new approach is suggested for the search of oil deposits in kosvinskian and radaevskian horizons based on geochemical studies of oil in timanian horizon.

Keywords: replenishment of oil and gas, oil, migration, cliniform, non-anticline traps, kosvinskian horizon, geochemical studies, n-alkanes, gas-liquid chromatography, biomarkers, gas condensate component, search of deposits.

References

- Ashirov K.B. K voprosu o vremeni formirovaniya neftyanikh i gazovykh zalezhey Srednego Povolzh'ya [Time of oil and gas deposits formation of the Middle Volga]. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology]. 1960. № 6. Pp. 23-26.
- Ashirov K.B. Usloviya i masshtaby migratsii nefi i gaza, suschestvovavshie pri formirovanii mestorozhdeniy Srednego Povolzh'ya [Terms and scale of oil and gas migration, existed during the deposits formation of the Middle Volga]. *Genezis nefi i gaza* [Genesis of oil and gas]. Moscow: "Nedra" Publ. 1967. Pp. 467-476.
- Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Bochkarev A.V., Krashakova A.V. Usloviya formirovaniya uglevodorodnykh skopleniy mestorozhdeniya Ukatnoe Severnogo Kaspiya [Conditions of hydrocarbon accumulations formation of the Ukatnoe field, Northern Caspian]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas deposits]. 2011. № 11. Pp. 4-13.
- Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Krashakova A.V. Izuchenie vozmozhnosti polnogo izvlecheniya trudnoizvlekaemoy nefi [Possibility study of complete extraction of hard to recover reserves]. *Vestn. Volgogr. Un-ta* [Bulletin of the University of Volgograd]. Ser. 10. Vol. 7. 2012. Pp. 57-61.
- Emel'yanov V.V., Gazizov I.G., Salikhov A.D., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Pronin N.V. The prospects for increasing of oil reserves on NGDU «Prikamneft» mature oil fields by opening the new deposits in kosvinsko-radaevsky strata. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. № 10. 2014. Pp. 64-68. (In russian)
- Kas'yanova N.A. Istoriya razvitiya vzglyadov na vliyanie noveyshikh i sovremennykh geodinamicheskikh protsessov na neftegazonosnost' nedr [History of opinion development on the impact of new and modern geodynamic processes on the petroleum potential]. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya* [Geology, Geography and Global Energy]. 2009. № 2(33). Pp. 27-32.
- Kayukova G.P., Romanov G.V., Plotnikova I.N. Geochemical aspects of the oil deposits replenishment process research. *Georesursy* [Georesources]. No. 5(47). 2012. Pp. 37-40. (In russian)
- Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. Vozobnovlyayutsya li zapasy nefi [Are the oil reserved renewed?]. *EKO*. 2012. № 1. Pp. 29-34.
- Muslimov R.Kh., Glumov I.F., Plotnikova I.N. et. al. Neftyanie i gazovye mestorozhdeniya – samorazvivayushiesya i postoyanno vobnovlyaemye ob'ekty [Oil and gas fields – a self-developed and permanently renewable objects]. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology]. № 10. 2004. Pp. 43-49.
- Muslimov R.Kh., Postnikov A.V., Plotnikova I.N. K voprosu o roli endogennoogo faktora v formirovanii i raspredelenii neftegazonosnosti osadochnykh basseynov (na primere Tatarstana) [The role of endogenous factors in the formation and distribution of oil and gas potential of sedimentary basins (on the example of Tatarstan Republic)]. *Georesursy* [Georesources]. № 1. 2005. Pp. 37-39.
- Ostroukhov S.B. Programmnyy kompleks po otsenke fazovogeneticheskoy kharakteristiki plastovogo flyuida [Program complex for phase and genetic characteristics of the reservoir fluid evaluation]. *Vestnik VolgGASU* [Bulletin VolgGASU. Series: Engineering]. Vol. 6 (20). 2006. Pp. 198-203.
- Ostroukhov S.B., Ostroukhova A.S., Petrenko V.I. Otsenka sostava plastovogo flyuida na osnovanii n-parafina [Evaluation of fluid composition based on n-paraffin]. *Sbornik statey Filiala OOO «LUKOYL-Inzhiniring «VolgogradNIPImorneft»* [LUKOIL-Engineering Branch «VolgogradNIPImorneft»: Collected papers]. *Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy Nizhnego Povolozh'ya i Severnogo Kaspiya* [Geology and mining of the Lower Volga and North Caspian]. Volgograd. 2011. Vol.70. Pp. 206-215.
- Plotnikova I.N., Akhmetov A.N., Delev A.N., Usmanov S.A., Sharipov B.R. Geoinformatsionnye podkhody k izucheniyu geodinamiki Romashkinskogo mestorozhdeniya [Geoinformation approaches to study of the Romashkinskoye field geodynamics]. *Izvestiya VUZov. Gornyy zhurnal* [News of the Institutions of Higher Learning. Mining Journal]. № 7. 2011. Pp. 63-69.
- Plotnikova I.N. Sovremennyy protsess vobnovleniya zapasov uglevodorodnogo syr'ya: gipotezy i fakty [Modern renewal process of hydrocarbon reserves: hypotheses and facts]. *Georesursy* [Georesources]. 2004. № 1. Pp. 40-41.
- Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. Ob istochnike generatsii nefi pashiyskogo gorizonta Romashkinskogo mestorozhdeniya [About source of Pashiysky horizon the Romashkisky field production]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2013. № 1. Pp. 33-35.
- Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T., Nosova F.F. et. al. Geokhimicheskie kriterii lokalizatsii uchastkov vospolneniya neftyanikh zalezhey [Geochemical criteria for localization of reserve replacement areas]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2014. № 3. Pp. 84-87.
- Nosova F.F., Pronin N.V., Plotnikova I.N. et. al. Kompleksnyy podkhod k geokhimicheskim issledovaniyam nefi i organicheskogo veschestva porod dlya optimizatsii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy [Complex approach to geochemical studies of oil and organic matter of rocks to optimize the search, exploration and development]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2013. № 7. Pp. 72-75.
- Usmanov S.A., Sharipov B.R., Plotnikova I.N., Akhmetov A.N., Delev A.N. Sovremennaya geodinamika Yuzhno-Tatarskogo svoda (na primere Romashkinskogo mestorozhdeniya nefi) [Modern geodynamics of South-Tatar Arch (on example of Romashkinskoe field)]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy Izvestiya VUZov. Gornyy zhurnal* [News of the Institutions of Higher Learning. Mining Journal]. № 1. 2013. Pp. 15-21.
- Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Amerkhanov M.I., Slesareva S.S. Estimation of deep hydrocarbon possible inflow into the developed deposits of the Romashkino field, Tatarstan Republic, Russia (on the example of Minnibayevo area). *Georesursy* [Georesources]. 2012. № 5(47). Pp. 48-51. (In russian)
- Plotnikova I.N. New data of the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region. *International Journal of Earth Sciences*. 2008. № 97. Pp. 1131-1142.
- Plotnikova I.N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*. 2006. № 89. Pp. 335-338.

Information about authors

Sergey B. Ostroukhov – PhD, leading researcher of the Geochemical Modelling Laboratory, Department of Geochemical Modeling and Reserves Estimation, JSC LUKOIL-Engineering Branch «VolgogradNIPImorneft»

Fidaniya F. Nosova – Head of the Fossil Fuels Geochemistry Laboratory

Irina N. Plotnikova – Doctor of Science, Head of the Oil and Gas Geology Department

Nikita V. Pronin – Senior Lecturer of the Oil and Gas Geology Department

Gulmira T. Salakhidinova – PhD student, Oil and Gas Geology Department

Tuerkhan'itsyan Latipa – BSc., Oil and Gas Geology Department

Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga region) Federal University

420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5

Phone: (843)233-79-83

Vitaliy V. Emelyanov – Deputy Head of the Geological Department

Ilgam G. Gazizov – PhD, Chief geologist

Ayrat D. Salikhov – Head of the Development Department

Oil and Gas Production Department «Prikamneft» JSC Tatneft

423630, Tatarstan Republic, Elabuga, pr-t Neftyanikov, 32

Phone: (85557) 25-004