

## Возможность прогнозирования глубинной нефтегазоносности

Месторождения нефти на определенных этапах своего развития подпитываются глубинными углеводородными флюидами и одновременно разрушаются; залежи, независимо от типа, геологического возраста, имеют только им свойственные особенности строения и формирования, отличаются своими специфическими свойствами и условиями. О подпитке нефтегазоносных отложений можно судить, в частности, по геохимическим аномалиям. Современное состояние геологической изученности фундамента позволяет положительно прогнозировать возможность миграции и аккумуляции нефти как в глубинных недрах, так и в осадочном чехле платформы. Геологическое строение кристаллического фундамента предопределяет сложную картину миграции в пространстве, учитывая геодинамические и гидрогеологические особенности высоконапорных флюидов, а также параметры и свойства глубокопогруженных трещиноватых зон.

**Ключевые слова:** кристаллический фундамент, флюид, подпитка, прогноз, миграция, восходящая, вертикальная, скважина, месторождение, залежь.

В последнее время в связи с истощением недр в ряде старых нефтедобывающих регионов всё чаще появляются публикации по поводу возможной вертикальной, восходящей миграции углеводородов (УВ) и периодического подтока нефти в традиционно продуктивные горизонты из условно верхнемантийного уровня недр. Об этом свидетельствуют и скважины-миллионеры, дебиты которых не снижаются, а запасы кажутся неисчислимыми. Так, например, в отдельных скважинах Миннибаевской площади Южно-Татарского свода – в границах Ромашкинского месторождения (всего к изучению было привлечено 263 скважины) начальный дебит вырос примерно в 2,5 раза – в 144 скважинах, в остальных (в условиях разработки с поддержанием пластового давления путём закачки воды в пласт) дебит за 10 лет эксплуатации практически не изменился (Муслимов и др., 2006). Вместе с тем допускается, что месторождения не только подпитываются, но одновременно и разрушаются, поэтому факт подпитки не является повсеместным, а проявляется лишь на определённой стадии «жизни» залежей, причем, не всех. Считаем, что каждая залежь проходит в своем развитии определенные временные циклы, имеющие весьма условные границы – зарождение, формирование, своего рода стабилизация и процесс разрушения. При этом подчеркнем, несмотря на то, что каждая залежь имеет свой режим, свой «пакет» пластовых, промысловых параметров, тем не менее, они представляют собой единый сложный организм месторождения. Поэтому, по нашему мнению, в пределах одного крупного месторождения различные залежи, независимо от геологического возраста, типа, литологии, имеют только им свойственные особенности строения и формирования, т.е. отличаются специфическими гидрогеологическими и геодинамическими условиями, набором параметров физико-химических свойств, пластовой энергии и т.д., и хотя эти различия между ними не настолько резкие, однако глубинный источник возобновления «деятельности» в результате подпитки каждого нефтеносного объекта может иметь определенную неоднородность и своеобразную сложность, а возможно, и полициклическое проявление.

Фундаментальными исследованиями глубинных пород разного возраста (Багдасарова, Сидоров, 2012) уста-

новлен восстановительный характер коровых и мантийных флюидных систем. Они участвуют как в процессах гранитизации, так и в процессах регионального метасоматоза. Флюидные системы образуют очаги плавления. Из них формируются автономные рудоносные флюидные системы, которые в верхних горизонтах коры при выпадении воды в отдельную фазу трансформируются в рудообразующие и нефтеобразующие гидротермальные системы. Разломно-блоковый характер строения кристаллического фундамента (КФ) предполагает наличие многочисленных участков трещиноватости по разрезу, причем эти деструктивные зоны располагаются как по вертикали, так и по горизонтали, отвечая, в основном, внутренней структурно-вещественной неоднородности фундамента.

Восходящая миграция УВ-флюидов с наибольшей интенсивностью происходила во время тектоно-магматической активизации рифейских авлакогенов, наблюдавшейся в девоне, и продолжалась в дальнейшем, по-видимому, вплоть до завершающей стадии альпийского тектогенеза, когда в условиях реактивизации глубинных разломов, ограничивающих блоки земной коры и рифейско-девонские авлакогены, миграция флюидов вновь усиливалась. Генерируемые на глубине УВ-флюиды обуславливали достаточно продолжительную и интенсивную подпитку ранее сформированных резервуаров. Без такой подпитки возможность их сохранения, учитывая разрушенность экранирующих пластов-покрышек многочисленными, многократно реактивированными трещинами, а также масштабы геохимических преобразований отложений, перекрывающих залежи, представляется маловероятной (Озол, 2006).

О подпитке глубинным веществом нефтегазоносных отложений можно судить, в частности, по геохимическим аномалиям, возникающим в этих отложениях. На фоне широкого развития процессов окремнения, доломитизации и пиритизации, которые в пределах Ромашкинского месторождения и его сателлитов наиболее четко выражены в верхнедевонских отложениях, наблюдаются геохимические аномалии целого ряда элементов, наиболее индикаторными среди которых являются уран и платиноиды. В качестве примера можно привести данные по f-радиографическим и термобарогеохимическим исследованиям

ВНИИгеосистем (Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий) по образцам из семилукско-бурегских отложений, отобранных в пределах Ново-Елховского месторождения (скв. 8113, интервал 1740-1780,3 м). Порода представлена органогенными комковатыми слоистыми известняками с бурыми водорослями, отмечаются карбонатизированные и кремнистые органические остатки, а также смоляные тела. Зафиксированы следы миграции УВ-систем в виде битумов и УВ-водных включений, законсервированных в карбонатных прожилках, секущих слоистость пород. В верхней части горизонта (1740-1751,4 м) содержание урана в породах повышенное (более  $10 \times 10^{-4} \%$ ) и определяется его накоплением, главным образом, в карбонатной матрице. Это накопление определяется как локально-концентрированное, приуроченное к битуминозному веществу и обусловлено внедрением в породы после их образования УВ-водного флюида, обеспечившего одновременный привнос U и В. Поступление урансодержащих флюидов по ослабленным зонам в осадочный чехол обеспечивает повышенную радиоактивность отдельных интервалов разреза и позволяет использовать диаграммы каротажа ГК для построения карт развития геохимических ореолов, обусловленных дегазацией глубинных зон. О глубинном источнике ураноносных гидротерм свидетельствуют отдельные результаты определения изотопного состава углерода кальцитов, выполняющих трещины в гранитоидах. Так, изотопный состав  $^{13}\text{C}$  кальцита из гранат-биотитового гнейса (скв. 966, интервал 1860-1865 м, площадь Уральская) составляет 7,1 %, изотопный состав  $^{13}\text{C}$  кальцита из гранита (скв. 1326, интервал 1876-1881 м, площадь Крым-Сарайская) составляет 9,2 %.

Есть и иные варианты нефтеобразования, например, флюидотермальный, предложенный Ю.И. Пиковским (2005), в соответствии с которым в результате дегазации мантийных плюмов в литосфере возникают восходящие потоки перегретых газовой-водных масс, представляющие собой дискретные в пространстве и времени флюидные или гидротермальные плюмы. В таких перегретых газовой-водных растворах, в которых растворимость УВ является неограниченной, осуществляется их транспортировка по каналам миграции в земной коре. Внедрение перегретых флюидов, обогащенных УВ, в холодные ловушки с последующей конденсацией, сепарированием и гравитационным расслоением в итоге приводит к формированию нефтяных и газовых залежей в любых типах природных резервуаров. Над флюидным плюмом при наличии необходимых геологических условий формируется крупное месторождение, которое сопровождается средними и мелкими залежами. Если месторождение сохраняет связь с флюидным плюмом, то к нему периодически происходит подток УВ. Если не сохраняет, то месторождение постепенно деградирует.

Подток новых порций УВ-флюида осуществляется нефтеподводящим каналом (или, что более вероятней – сгущенным пучком вертикально рассеянных проницаемых зон, существование которых можно считать практически доказанным), который активизируется только на разрабатываемых месторождениях, причем, особенно на поздней стадии, когда ловушка в значительной мере освобождается от нефти и появляется предпосылка (по принципу «восстановления баланса») для подтока новых порций. На неразрабатываемых месторождениях существует равновесие меж-

ду давлением подтока и пластовым, в результате чего вся система остается практически неподвижной. На поздней стадии разработки нефтяных месторождений, очевидно, устанавливается своеобразное равновесие между объемами добываемой нефти и величиной ее подтока. Вместе с тем, современные способы разработки, сопровождающиеся закачкой в пласт значительных объемов воды, препятствуют подтоку новых порций нефти. Таким образом, новые порции нефти, попадающие в ловушку с высоким содержанием воды, растекаются по ней, и их извлечение связано с большими усилиями и затратами, тем более что залежь и УВ-флюид в ней получают иные физико-химические свойства.

От рассмотрения восходящей, вертикальной миграции УВ-флюидов перейдем к боковой, латеральной. Как известно, на территории Республики Татарстан изученность кристаллического основания глубоким бурением (т.е. скважинами, вскрывшими КФ на различную глубину под палеозойскими отложениями – площадью развития рифейско-вендских отложений можно пренебречь, поскольку она занимает только 5,5 % территории республики) составляет около 0,7 % от всего фонда пробуренных скважин различной категории. При этом восточная половина РТ разбурена по известной причине в десятки-сотни раз больше, чем вся остальная территория. Тем не менее, мы вправе рассуждать о достаточно высокой степени изученности, поскольку само по себе поисково-разведочное бурение непременно предполагает применение различных геолого-геофизических, геохимических, технологических полевых и скважинных методов детального изучения недр в больших объемах. По крайней мере, в настоящее время состояние изученности позволяет положительно прогнозировать возможность миграции и аккумуляции нефти в породах КФ и осадочного чехла. Следует заметить, что мощные осадочные образования верхнего протерозоя и палеозоя в областях Предуральского прогиба, Прикаспийской и Днепровско-Донецкой впадины, Камско-Бельского, Сергиевско-Абдулинского (Рис. 1, 2), Рязано-Саратовского авлакогенов и других крупных структур отрицательного знака при переходе к бортовым участкам платформы и сводовым сооружениям на самой платформе испытывают весьма значительное сокращение мощности – из разрезов частично или полностью выпадают рифейско-вендские отложения, терригенная толща девона, а залегающие выше осадочные образования трансгрессивно ложатся непосредственно на КФ, как, например, среднефранские карбонаты в некоторых районах Урало-Поволжья или отложения карбона на склонах Днепровско-Донецкой впадины. Подобные зоны сочленения отрицательных и положительных тектонических структур характеризуются резким изменением гипсометрии поверхности КФ и контактом мощных толщ осадочных образований и пород КФ. Характер подобных взаимоотношений можно проиллюстрировать следующими примерами: перепад высот между Башкирским сводом и Камско-Бельским авлакогеном составляет около 4000 м, между Северо-Татарским сводом и тем же Камско-Бельским авлакогеном – 3500 м, ЮТС – Предуральский прогиб – 7500 м, ЮТС – Сергиевско-Абдулинский прогиб – 4500 м, Оренбургский свод – Предуральский прогиб – более 9000 метров и т.д.

Динамичность процессов нефтегазообразования и

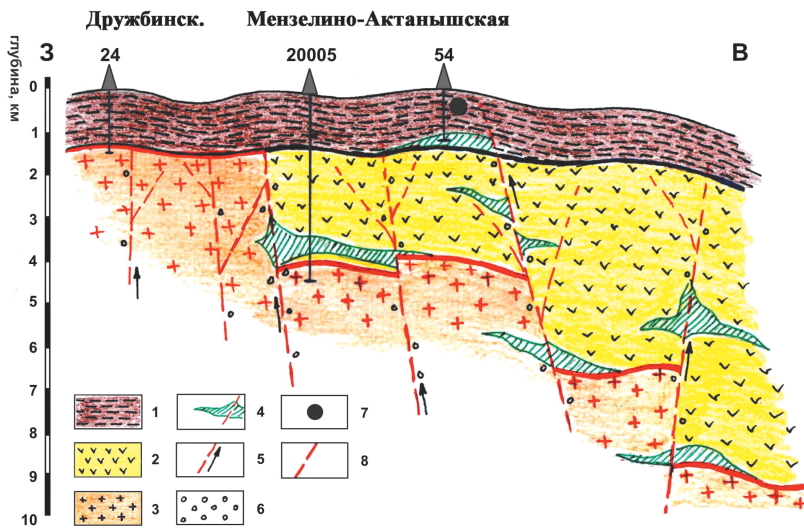


Рис. 1. Схема миграции подвижных веществ юго-западной бортовой части Камско-Бельского авлакогена. 1 – фанерозой; 2 – верхний протерозой; 3 – кристаллический фундамент; 4 – интрузивные тела основного состава; 5 – возможное направление миграции; 6 – предполагаемые проницаемые зоны; 7 – нефтенасыщение; 8 – разломы.

миграции в условиях высоких температур и давлений, господствующих в глубоких впадинах платформы, определяет сложную систему распределения давления с убывающим градиентом от осадочных пород к КФ. В условиях глубинных контактов этих пород подобное распределение давления вполне реально, так же, как и разгрузка избыточных подвижных веществ из впадин. Система перекрещивающихся глубинных разломов, дифференцированный характер вызванных разломами блоковых перемещений КФ, длительность геологической истории привели к сильной раздробленности пород архейско-протерозойского основания. Тектонические воздействия на породы наблюдаются при микроскопическом изучении, они выражаются в дроблении минералов, особенно кварца, деформации двойников плагиоклазов, разгнейсованности, вторичном

окварцевании и т.п. Наличие большого количества трещин, зеркал скольжения фиксируется макроскопически, они распространены очень широко и, особенно, в зонах глубинных разломов, движение по которым вызывало дробление пород КФ. Весьма интенсивно процессы катаклаза протекали на контактах с интрузиями, где также наблюдается дробление, милонитизация, образование трещин. Более сложное, по сравнению с покрывающей его осадочной толщей, геологическое строение КФ предопределяет и более сложную картину миграции в нем флюидов и газов (взять хотя бы отсутствие обычного для осадков напластования). Вопрос о возможности дальней миграции нефти по породам КФ не является новым, такую возможность предусматривал еще в 1955 г.

В.А. Соколов, хотя впоследствии он считал, что боковая, латеральная миграция возможна главным образом на глубинах 1,5-2 км, а на больших глубинах преобладающей формой является вертикальная миграция по разломам, разрывам и зонам повышенной трещиноватости с последующим возникновением очагов накопления УВ-флюидов и газов в зонах развития коллекторов, залежей с давлением, превышающим гидростатическое. Хотя прорывы и вдавливание газа, нефти и воды из участков высокого давления в участки пониженного возможны и в боковом направлении – как в породы компетентного осадочного комплекса, так и в прилегающие образования КФ. Другими словами, боковая миграция определяет проникновение нефти и газа на определенные расстояния от впадин (современные исследования в принципе отвергают возможность латеральных передвижений УВ-флюидов на значительные расстояния, так что эту возможность мы ограничиваем пределами структурно-тектонического элемента второго, редко – первого порядков), а вертикальная в виде диффузий и перетоков по системам дизъюнктивных нарушений – в верхние стратиграфические этажи. По данной схеме решающим фактором являются только фи-

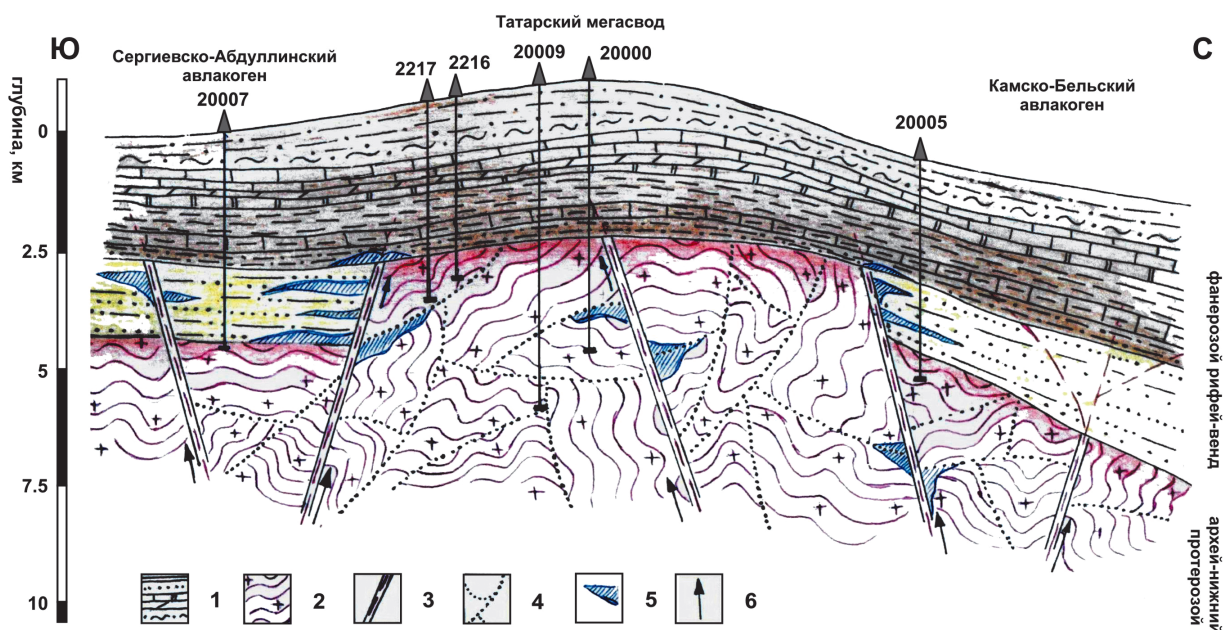


Рис. 2. Схема современной структуры (геодинамическая модель) Татарского мегасвода. 1 – осадочные породы; 2 – метаморфические и магматические породы; 3 – зоны разломов; 4 – локальные зоны трещиноватости, разуплотнения (деструкции); 5 – интрузивные тела; 6 – направление возможного проникновения УВ.

зические параметры пород и распределение пластовой гидравлической энергии (Лобов, 1970). Тем не менее, эта проблема осложняется тем, что, например, восходящий поток УВ из-под кристаллического фундамента, по сути, возможен как в рамках абиогенной, так и биогенной концепций нефтеобразования.

Интересен факт открытия в 1959-1960 годах на севере Кировской области месторождения девонской нефти на Сырьянской структуре. Повышенное внимание вызвала приуроченность к нижней части пашийского горизонта значительной по мощности вулканогенной толщи (Эллерн и др., 1962). Установлено, что скважины №№ 5 и 6 пробурены в непосредственной близости от жерла вулкана, о чем свидетельствовали туфо-брекчии, туфо-песчаники, а также ляпилли, вулканические бомбы, обломки сливных кварцитов и т.д. Всё указывало на то, что вулканическая деятельность протекала со взрывами, выбросами лавы и пепла. А макроскопически среди пород вулканогенной карбонатной толщи обнаружены многочисленные вкрапления твёрдого битуминозного и органического вещества. По генезису битуминозного вещества в то время было высказано три предположения:

- битум образовался за счет метаморфизации нефти;
- битум представляет собой продукт возгонки органических веществ под действием повышенных температур;
- битум имеет неорганическое происхождение.

Более того, в областях активной вулканической деятельности (например, в Италии) установлены не только вкрапления нефти, но и открыты промышленные месторождения и залежи нефти и газа, во многих лабораториях установлен мантийный генезис УВ из газово-жидких включений магматических пород. При этом высокотехнологичные исследования ОВ в породах и нефтях в залежах на генетическом уровне дали возможность подтвердить их тождество. А значит, следует признать, что в природе существуют и биогенные и абиогенные УВ (конечно, имеется в виду не количественное соотношение), следовательно, существуют и их смеси.

Основываясь на современном толковании определенных исследований, а также ряда фактов по геологической истории формирования месторождений УВ, можно утверждать следующее. Утверждение, что нефть при миграции должна двигаться только вверх (или по восстанию пласта), сегодня не трактуется столь категорично. Различные исследователи указывают на то, что миграция (поступление) может происходить как вверх, так и вниз по разрезу, в зависимости от того, в каком направлении легче осуществляется разгрузка высоконапорных флюидов и, в частности, в разреженные трещиноватые зоны КФ, учитывая реологические свойства.

На наш взгляд, можно пока уверенно констатировать, что оценка нефтегазоносности КФ, как одна из наиболее

актуальных проблем геологии в новом столетии, находится, по сути, в гипотетическом состоянии, поскольку нет способов идентификации биогенного и абиогенного компонентов в природных скоплениях УВ, даже при наличии многих открытых нефтяных месторождений в КФ. А тот факт, что нефть проникает в ловушку и сверху, и снизу, и с боковой стороны (эти направления проникновения можно считать условными, поскольку образования КФ в объёмно-пространственном измерении располагаются чаще всего хаотично, следуя, прежде всего, своим петрофизическим особенностям и тектоническому наложению), что она может выбрать осадочные, вулканогенные, метаморфические толщи пород, коры выветривания – это уже относится к известному утверждению о многообразии природного мира.

## Литература

- Багдасарова М.В., Сидоров В.А. Современная геодинамика глубинных разломов и формирование полезных ископаемых. *Мат-лы Всеросс. конфер. по глубинному генезису нефти*. М. 2012. С. 222-230.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ. *Георесурсы*. № 4(21). 2006. С. 6-11.
- Лобов В.А. Геологическое обоснование возможной аккумуляции нефти и газа в породах кристаллического фундамента Русской платформы. *Тр. Геол. ин-та КФАН СССР*. Казань. № 30. 1970. С. 3-25.
- Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании и развитии месторождений углеводородного сырья. *Мат-лы Междуна. конфер. «Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ*. Казань: изд-во КГУ. 2006. С. 3-9.
- Озол А.А. Актуальные проблемы нефтегазо- и рудообразования на платформах. Казань: изд-во КГУ. 2006. 260 с.
- Пиковский Ю.И. и др. Блоковая структура земной коры – геологическая основа поисков месторождений нефти и газа в нетрадиционных коллекторах. *Мат-лы научн. конфер. «Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов»*. Казань: изд-во КГУ. 2005. С. 214-216.
- Трофимов В.А., Петров А.П., Волгина А.И. Прогнозирование нефтеподводящих каналов по геофизическим данным. *Мат-лы научн. конфер. «Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов»*. Казань: изд-во КГУ. 2005. С. 275-276.
- Эллерн С.С. и др. Ассоциация гидротермального карбоната, битума и сульфидов в девонских отложениях северной части Казанско-Кировского прогиба. *Докл. АН СССР*. 1962. Т. 145. № 5. С. 1123-1126.

## Сведения об авторах

*Накип Салахович Гатиятуллин* – доктор геол.-мин. наук, Руководитель Татарстанской нефтяной секции ЦКР Роснедр по УВС.

*Владимир Викторович Баранов* – канд. геол.-мин. наук, ведущий геолог Информационно-аналитического центра.

Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского 23/25.

Тел: (843) 292-67-71.

## Prediction of deep oil and gas potential

*N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov*

*Tatar Geological Exploration Department PJSC Tatneft, Kazan, Russia, e-mail: tgru@tatneft.ru*

**Abstract.** Oil fields at certain stages of development are fed by deep hydrocarbon fluids and destroyed at the same time; deposits regardless the type and geological age tend to

have only particular structure and formation and are distinguished by their specific properties and conditions. Oil and gas deposit replenishment can be judged, in particular,

Окончание статьи Н.С. Гатиятуллина, В.В. Баранова «Возможность прогнозирования глубинной нефтегазоносности»

by geochemical anomalies. The current geological knowledge of the basement positively predicts migration and accumulation of oil in depths and the sedimentary cover of the platform. Geological structure of the crystalline basement determines complex migration in space, considering geodynamic and hydrogeological parameters of high-pressure fluids, as well as properties of deep fractured zones.

**Keywords:** crystalline basement, hydrocarbons, fluid, replenishment, forecast, migration, upstream, vertical, well, field, deposit.

### References

- Bagdasarova M.V., Sidorov V.A. Sovremennaya geodinamika glubinykh razlomov i formirovaniye poleznykh iskopaemykh [Modern geodynamics of deep faults and the formation of natural resources]. *Mat-ly Vseross. konfer. po glubinnomu genezisu nefiti* [Proc. All-Russian Conf. «Deep genesis of oil»]. Moscow. 2012. Pp. 222-230. (In Russian)
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I. K voprosu o formirovanii neftematerinskiykh tolsch [On the formation of oil source rocks]. *Georesursy* [Georesources]. № 4 (21). 2006. Pp. 6-11. (In Russian)
- Lobov V.A. Geologicheskoye obosnovaniye vozmozhnoy akkumulyatsii nefiti i gaza v porodakh kristallicheskogo fundamenta Russkoy platformy [The geological study of possible accumulation of oil and gas in the rocks of the crystalline basement of the Russian platform]. *Tr. Geol. in-ta KFAN SSSR* [Proc. Geol. Institute KFAN USSR]. Kazan. № 30. 1970. Pp. 3-25. (In Russian)
- Muslimov R.Kh. The determining role of the basement of sedimentary basins in the formation and development of hydrocarbon deposits. *Mat-ly Mezhd. konf. «Uglevodorodnyy potentsial fundamenta molodykh i drevnikh platform* [Proc. Int. Conf. «Hydrocarbon potential

of the basement of young and ancient platforms»]. Kazan: Kazansk. Universitet Publ. 2006. Pp. 3-9. (In Russian)

Ozol A.A. Aktual'nye problemy neftegazo- i rudooobrazovaniya na platformakh [Actual problems of oil, gas and ore formation on the platforms]. Kazan: Kazansk. Universitet Publ. 2006. 260 p. (In Russian)

Pikovskiy Yu.I. et al. Block structure of the Earth crust – geological basis for oil and gas exploration in unconventional reservoirs. *Mat-ly nauch. konf. «Netraditsionnye kollektory nefiti, gaza i prirodnykh bitumov»* [Proc. Sci. Conf. «Unconventional reservoirs of oil, gas and natural bitumen»]. Kazan: KGU Publ. 2005. Pp. 214-216. (In Russian)

Trofimov V.A., Petrov A.P., Volgina A.I. Prediction of the oil-bearing channels by geophysical data. *Mat-ly nauchn. konfer. «Netraditsionnye kollektory nefiti, gaza i prirodnykh bitumov»* [Proc. Sci. Conf. «Unconventional reservoirs of oil, gas and natural bitumen»]. Kazan: KGU Publ. 2005. Pp. 275-276. (In Russian)

Ellern S.S. et al. Association of hydrothermal carbonate, bitumen and sulphides in the Devonian deposits of northern part of the Kazan Kirov deflection. *Dokl. AN SSSR* [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. 1962. V. 145. № 5. Pp. 1123-1126. (In Russian)

### Information about authors

*Nakip S. Gatiyatullin* – Doctor of Science (Geol. and Min.), Head of the Tatar Division of Central Committee on Oil and Gas Development of Russia (TsKR Rosnedr)

*Vladimir V. Baranov* – PhD (Geol. and Min.), Leading Geologist of the Information and Analysis Center, Tatar Geological Exploration Department PJSC Tatneft

420111, Russia, Kazan, Chernyshevsky St. 23/25  
Phone: +7 (843) 292-67-71, e-mail: tgru@tatneft.ru