

## ТРАППОВЫЕ ФОРМАЦИИ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ИХ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ

А.А. Баренбаум, Т.И. Шиловская, А.П. Шиловский  
ИПНГ РАН, e-mail: azary@mail.ru

### 1. Введение

Обобщение отрывочных геологических материалов, опубликованных в разное время, а также собственных результатов изучения кернового и промыслово-геофизического материалов (Шиловская, Шиловский, 2007, 2008) послужило основанием для переоценки перспектив нефтегазоносности территорий восточной окраины Московской синеклизы и западных территорий Татарстана. Как показывают исследования авторов, перспективы открытия здесь крупных скоплений нефти и газа, исключительно связанных с протерозойским комплексом осадочных пород, на этой территории до настоящего времени практически не изучены бурением. Даже вопрос о наличии на этой территории осадочных пород протерозойского возраста сегодня остается весьма проблематичным, поскольку проводившееся ранее бурение скважин обычно прекращалось по достижении ими магматических пород, считавшихся архейским кристаллическим фундаментом. В результате, протерозойские осадочные отложения пока что удалось вскрыть лишь в единичных случаях.

На геологической карте (рис. 1), обозначены границы развития протерозойских отложений. Скважины, пробуренные внутри выделенной площади, почти повсеместно вскрыли магматические породы основного состава на глубинах от 800 до 1800 м в подошве различных горизонтов среднего девона. За этим контуром скважинами был вскрыт разрез верхнего протерозоя. Что касается реального архейского фундамента, то, по данным пробуренной на юго-востоке скважины, он залегает на глубине 2800 м. Особенности строения разреза описываемой территории показаны на рис. 2.

Наличие магматических пород основного состава и особенности их развития на площади позволяют авторам отнести их к проявлениям траппового магматизма. Породы трапповой формации позднего протерозоя в пределах Волго-Уральского сегмента Восточно-Европейской платформы описаны в статье С.В. Богдановой, А.В. Постникова, Л.П. Поповой и Ю.А. Бокий (2010 г.).



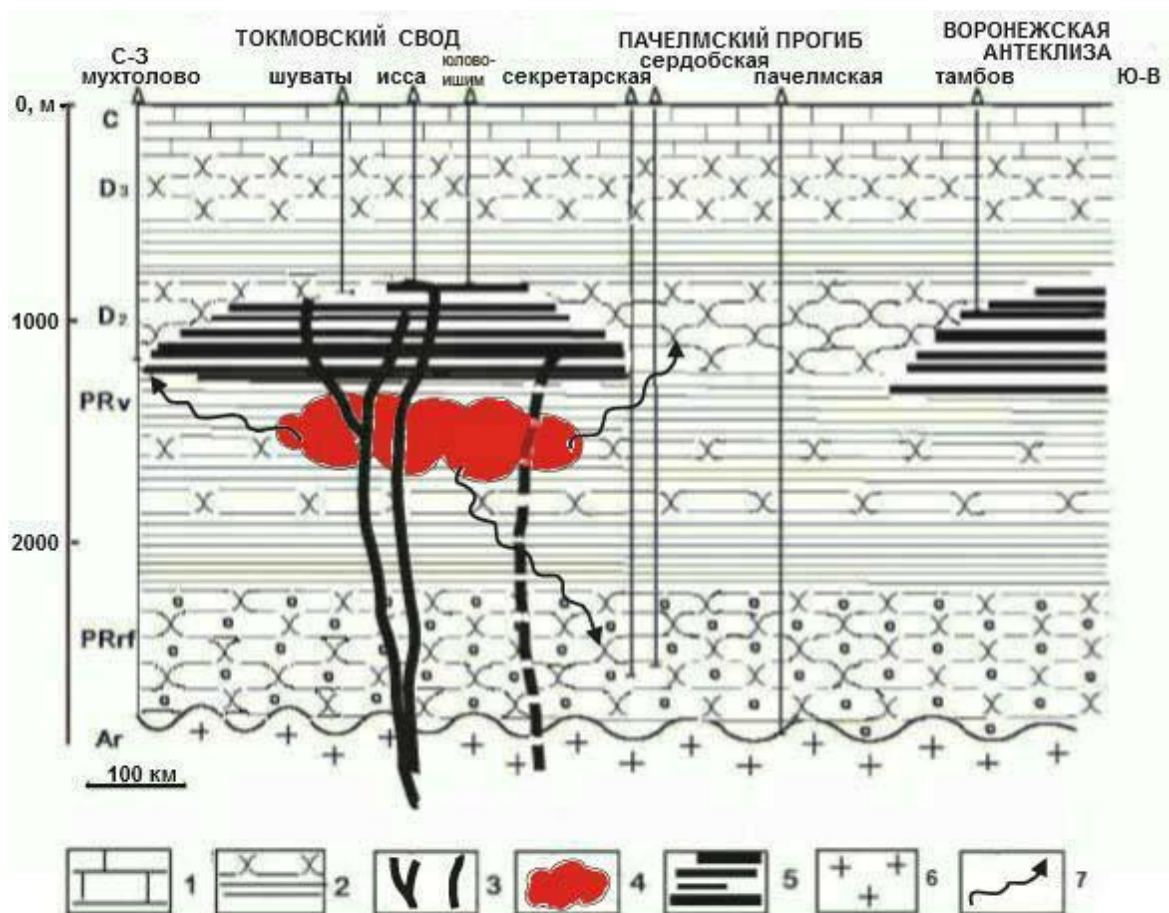


Рис. 2. Пример осадочного разреза Московского осадочного бассейна: 1 – известняки; 2 – песчаники, алевриты и глины; 3 – каналы поступления магматического вещества в траппы; 4 – зона генерации углеводородов; 5 – траппы; 6 – гранитогнейсовый фундамент архейского возраста; 7 – пути миграции углеводородов

## 2. Ситуация с траппами на Восточно-Европейской платформе

В отличие от Восточной Сибири, где отложения траппов выходят на поверхность, на Восточно-Европейской платформе они могут быть установлены лишь бурением. Так, скважины, пробуренные на северном и восточном склонах Токмовского свода, в подошве живетского яруса на глубине 1154 м вскрыли порфирит, характерный для магматических пород основного состава. Сведений о составе пород, вскрытых в забое других пробуренных в этом районе скважин, не имеется.

В настоящее время считается, что многочисленные локальные поднятия на Восточно-Европейской плите, включая Токмовский свод и Котельнический выступ, являются выступами гранитного фундамента архейского возраста. Вместе с тем геологическое изучение этой территории, приведенное в отчете Л.М. Бириной (1954 г.),

свидетельствует, что в докембрии Котельнический выступ, как и Токмовский свод отсутствовали.

Результаты более поздних геологических и геофизических исследований приводят к выводу, что указанные локальные поднятия представляют собой не выступы фундамента, а внедрения в осадочные породы средне- и верхнедевонского возраста магматических расплавов основного состава (Шиловский, 2002). Основной состав и площадной характер развития магматических пород в основании различных горизонтов средне- и верхнедевонских осадочных отложений позволяют считать эти магматические образования трапповыми формациями девонского возраста.

Комплексный анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует о широком развитии трапповых формаций на территориях Московской и Мезенской синеклиз, а также Татарстана. По данным авторов, трапповые формации девонского возраста полностью перекрывают площадь Токмовского свода, северо-западную часть Мелекесской впадины и Заволжскую территорию Татарстана (см. рис. 1). Почти на всей территории, покрытой траппами, последние вскрыты бурением на глубинах 1500–1800 м. При этом забой этих скважин находится в разных горизонтах среднего и верхнего девона.

Толщина трапповых формаций, вероятно, сильно меняется. Например, Нижне-Пешская скважина, пробуренная в центральной части Мезенской синеклизы, являющейся северным продолжением Московской синеклизы, вскрыла толщу переслаивания долеритов и терригенных отложений толщиной 560 м. Между подошвой долеритов и фундаментом находится значительная толща додевонских осадочных пород (рис. 3).

Долгое время кровля траппов принималась за поверхность архейского гранито-гнейсового фундамента. При этом считалось, что кристаллический фундамент бесперспективен для поисков промышленных скоплений нефти и газа. Поэтому бурение поисковых нефтегазовых скважин на большие глубины на этой территории не производилось.

Нельзя обойти молчанием вопрос о строении наиболее изученной в геологическом отношении территории Южно-Татарского свода, где сконцентрированы крупнейшие нефтяные и газовые месторождения Татарии. В настоящее время считается, что Южно-Татарский свод является выступом кристаллического фундамента, подобным структурам Белого Тигра на Зондском шельфе и горста Хургада на борту Суэцкого грабена (Сидтикова, Изотов, 2002).

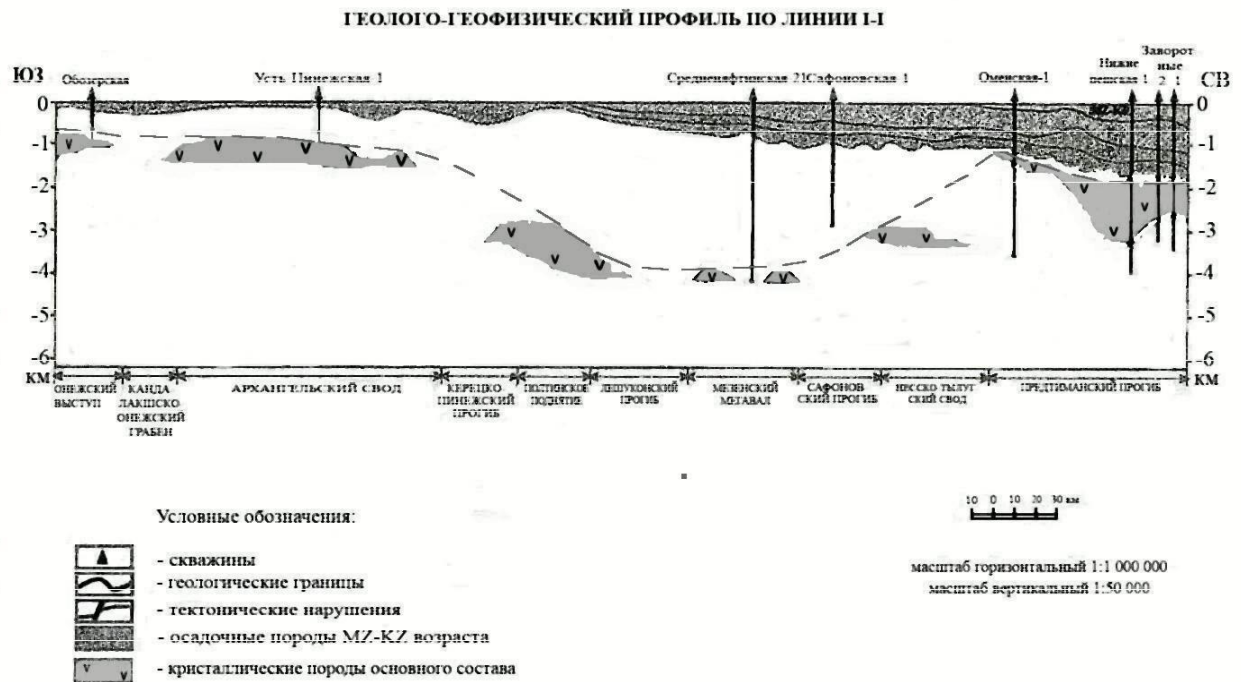


Рис. 3. Геолого-геофизический профиль (Мезенская синеклиза); пунктиром обозначена предполагаемая поверхность девонских траппов

По мнению авторов, область трапповых излияний полностью формирует Южно-Татарский свод. Кровля траппов здесь, как и на большей части Восточно-Европейской платформы, приурочена к глубинам 1500–1800 м.

В настоящее время, в отличие от других площадей Московской синеклизы, где между настоящим фундаментом и траппами имеется значительная толща осадочных пород, на Южно-Татарском своде, опираясь на данные бурения сверхглубоких скважин Минибаевской 20000 и Ново-Елховской 20009, зазор между псевдо- и обычным фундаментом не наблюдается. Поэтому всю толщу кристаллических пород, не вдаваясь в детали, относят к архейскому фундаменту (Муслимов и др., 2004; Плотнокова, 2004).

Авторами предлагается другая интерпретация имеющихся данных. Керновый материал по всем глубоким скважинам, пробуренным на Южно-Татарском своде, свидетельствует, что в своей верхней части «фундамент» сложен породами преимущественно основного состава, что по мнению авторов, свойственно траппам. Тогда как на глубинах свыше 3000 м фундамент представлен гранито-гнейсами (Сидтикова, Изотов, 2002), что характерно для архейского фундамента. Между подошвой траппов и гранито-гнейсами архейского фундамента, по данным геологов Татарии, имеются некие

«зоны разуплотнения», крайне слабо освещенные керновым материалом и промыслово-геофизическими исследованиями. По мнению И.Н. Плотниковой (2004), эти зоны могут играть роль путей миграции УВ флюидов, питающих вышележащие месторождения нефти и газа. Обращаем внимание и на то, что эти «зоны разуплотнения» фундамента встречены разными скважинами примерно на одной глубине (Плотникова, 2004), что свойственно залеганию пород-коллекторов, характерных для осадочной толщи.

Имеется еще один известный авторам факт, не получивший, однако, широкой огласки. Привятская скважина, пробуренная на северном склоне Южно-Татарского свода, пройдя значительную толщу магматических пород, вскрыла осадочные отложения. Данный факт также свидетельствует о том, что под толщей девонских траппов могут быть обнаружены осадочные породы додевонского возраста, как и в целом на всей Восточно-Европейской платформе.

В настоящее время среди геологов Татарии популярны представления, согласно которым поставщиками нефти и газа в земную кору служат глубинные резервуары углеводородов. Из этих резервуаров УВ газы и флюиды по субвертикальным нефтегазоподводящим каналам (разломам) мигрируют к поверхности, где, встречая флюидоупоры, испытывают дифференциацию и в виде нефти, газа и конденсата заполняют геологические ловушки, имеющиеся в земной коре (Корчагин, 2001; Трофимов, Корчагин, 2002).

Авторы придерживаются иной точки зрения на образование промышленных скоплений нефти и газа. Первыми ее высказали Б.А. Соколов и А.Н. Гусева (1993 г.). «Нефть и газ, – заявили они, – представляют собой возобновляемые природные ископаемые, и их освоение должно строиться, исходя из научно обоснованного баланса объемов генерации УВ и возможностей отбора в процессе эксплуатации месторождений». К такому же выводу склоняются и другие авторитетные геологи-нефтяники (Гаврилов, 2008).

Феномен восполнения запасов УВ на эксплуатируемых месторождениях нефти и газа получил необходимое теоретическое объяснение в биосферной концепции нефтегазообразования (Баренбаум, 2004, 2010, 2014, 2015, 2017). По представлениям В.И. Вернадского, согласно этой концепции нефть и газ являются необходимыми продуктами геохимического круговорота углерода на планете, циркулирующего через земную поверхность в трех основных циклах. Наряду с двумя геологическими циклами

круговорота углерода, учитываемых соответственно «органиками» и «неорганиками», в процессах нефтегазообразования очень важную роль играет 40-летний биосферный цикл, который охватывает биосферу целиком, включая ее подземную часть. Благодаря этому циклу углекислый газ из атмосферы переносится метеогенными водами под земную поверхность, где в породах осадочного чехла восстанавливается до УВ, заполняющих в виде нефти и газа пласты-коллекторы.

Этим механизмом авторы объясняют наблюдаемые на Ромашкинском месторождении вариации дебитов «аномальных» скважин, быстрые изменения свойств и состава их нефтей (Муслимов и др., 2004), а также ряд других широко известных и мало понятных сегодня фактов.

Таким образом, месторождения нефти и газа авторы рассматривают как ловушки, постоянно заполняемые, в том числе циркулирующим через земную поверхность подвижным углеродом биосферы.

Необходимыми резервуарами – накопителями углерода, по убеждению авторов, вполне могут оказаться осадочные отложения, перекрытые региональными покрывками – трапповыми формациями девонского возраста, широко развитыми на Восточно-Европейской платформе (Баренбаум и др., 2009; Шиловский, 2009).

### **3. Перспективы нефтегазоносности юго-восточной части Восточно-Европейской платформы**

Итак, исследования авторов показывают, что обычно располагающиеся на Восточно-Европейской платформе на глубинах 1500–1800 м магматические разности пород, ныне принимающиеся за поверхность гранито-гнейсового архейского фундамента, по-видимому, являются кровлей трапповых формаций девонского возраста, перекрывающие осадочные отложения верхнего протерозоя (Шиловский, 2009).

Толщина трапповых формаций на Восточно-Европейской платформе, вероятно, сильно варьирует. Подобный вывод можно сделать и по результатам интерпретации сейсмических данных по субширотному профилю через Мелекесскую впадину, выполненного ФГУ ГНПП «Спецгеофизика» (Горюнова, 2007). Кстати, Мелекесская впадина, таким образом, не является впадиной фундамента, а представляет собой промежуток в трапповых полях.

Между «псевдофундаментом», который по развиваемым авторами представлениям является девонскими отложениями траппов и настоящим архейским гранито-гнейсовым фундаментом, залегающим на большей части Восточно-Европейской платформы на



глубинах 2500–3000 м, находится значительная толща осадочных пород додевонского возраста, содержащих мощные прослои терригенных коллекторов.

Структура порового пространства коллекторов показана на рис. 4. По имеющимся керновым данным, открытая пористость этих прослоев может составлять ~ 20%. Коллекторы пропитаны нефтью. По результатам люмобактериологического анализа (ЛБА) содержание битума «А» достигает 2.96% (Шиловская, Шиловский, 2008). Указанные коллекторы, перекрытые траппами девонского возраста, обладающими высокими изоляционными свойствами, могут служить надежными региональными ловушками УВ.

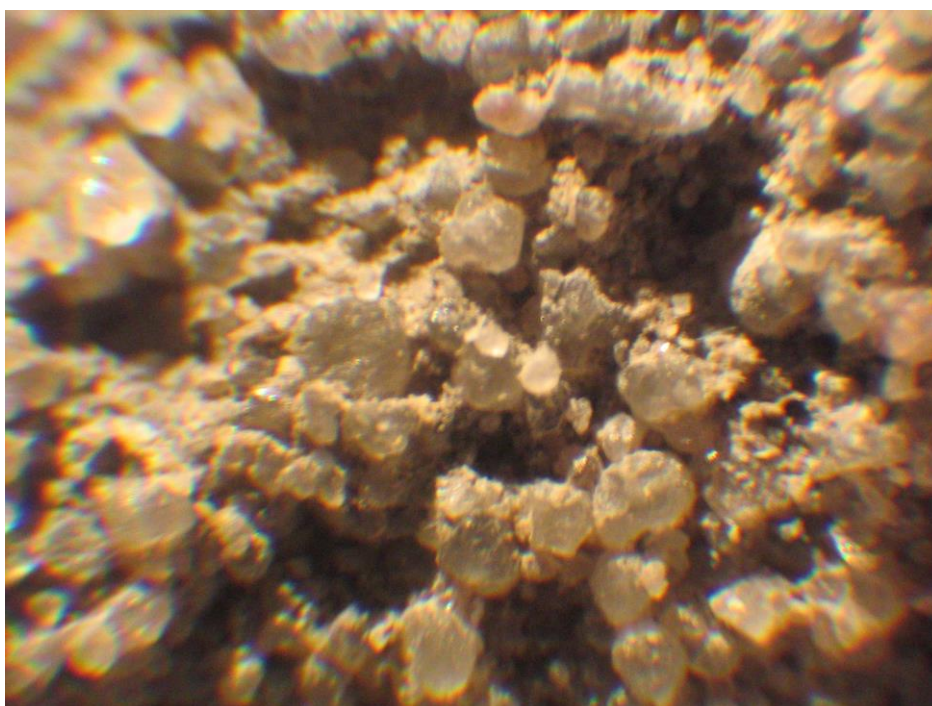


Рис. 4. Структура порового пространства верхнерифейских песчаников, вскрытых скважинами на территории юго-востока Восточно-Европейской платформы

Однако в зонах нарушения изоляционных свойств покрышки разломами, как это имеет место на Южно-Татарском своде, УВ из подтрапповых отложений устремляются в верхние горизонты осадочного чехла, где перехватываются и накапливаются в виде нефти в породах-коллекторах девонского и каменноугольного возраста. По мнению авторов, месторождения Татарстана пополняются УВ не за счет притоков УВ из глубинных мантийных резервуаров, а прежде всего из околоповерхностных подтрапповых осадочных пород.

Именно неглубоким залеганием источников УВ авторы объясняют (Баренбаум и др., 2006; Баренбаум, 2017) быстрые вариации состава и свойств нефтей на Ромашкинском



месторождении, подчиняющихся климатической (~5 лет) и солнечной (~11 лет) периодичности (Муслимов и др., 2004).

### **Заключение**

В «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» ставится задача значительно увеличить добычу нефти и газа в нашей стране. Вопрос в том, каким образом можно добиться поставленной цели. Главный упор ныне делается на разработку месторождений на шельфе северных акваторий России, что, однако, требует огромных капиталовложений.

Предложенная гипотеза о траппах на Восточно-Европейской платформе в значительной степени опровергает имеющиеся представления о бесперспективности этой огромной и, по существу, слабо изученной территории в отношении наличия здесь промышленных скоплений нефти и газа. Авторы полагают, что при проведении необходимых сейсмических работ и поискового разведочного бурения крупные скопления УВ могут быть обнаружены в осадочной толще, перекрытой непроницаемыми девонскими траппами во многих местах Восточно-Европейской платформы. К ним, в первую очередь, относятся западные территории Татарии, северо-западная часть Мелекесской впадины, а также территории Московского и Мезенского осадочных бассейнов. О возможном наличии здесь скоплений УВ, на взгляд авторов, говорит широко известный факт пополнения запасов нефти на месторождениях Татарии.

Открытие подтрапповых залежей УВ в центре густонаселенной европейской части страны, по предварительным оценкам авторов, позволит обеспечить эту территорию значительным приростом запасов энергетических ресурсов, резко удешевив решение стратегической задачи, в том числе и за счет сокращения транспортных затрат.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазоносных осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», № АААА-А16-116022510269-5).*

### **ЛИТЕРАТУРА**

Баренбаум А.А. Механизм формирования скоплений нефти и газа // Доклады АН. 2004. Т. 399, № 6. С. 802–805.

Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М.: ЛИБРОКОМ, 2010. 544 с.

*Баренбаум А.А.* Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. 2014. № 4(59). С. 9–15.

*Баренбаум А.А.* Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере // Георесурсы. 2015. № 1(60). С. 46–53.

*Баренбаум А.А.* О возрасте нефти в залежах // Георесурсы. 2017. Т. 19, № 1. С. 30–37.

*Баренбаум А.А., Шиловская Т.И., Шиловский А.П.* Современное нефтегазообразование // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 2006. С. 34–38.

*Баренбаум А.А., Шиловская Т.И., Шиловский А.П.* Трапповый магматизм на Восточно-Европейской платформе как следствие нагрева астеносферы галактическими кометами [Электронный ресурс] // Вестник Отделения наук о Земле РАН. 2009. № 1(27). – Режим доступа: [http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h\\_dgggms/1-2009/informbul-1\\_2009/planet-8.pdf](http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h_dgggms/1-2009/informbul-1_2009/planet-8.pdf) (Дата обращения 24.10.2018).

*Богданова С.В., Постников А.В., Попова Л.П., Бокий Ю.А.* Трапповая формация востока Восточно-европейской платформы // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя: Материалы XLIII Тектонического совещ. Т. 1. М.: ГЕОС. 2010. С. 74–75.

*Гаврилов В.П.* Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа. 2008. № 1. С. 56–64.

*Горюнова Л.Ф.* Перспективы нефтегазоносности палеозоя Ульяновской области // Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазоносного комплекса России: Тез. докл. 7-й науч.-практ. конф. М.: РГУ нефти и газа. 2007. С. 55–56.

*Корчагин В.И.* Нефтеподводящие каналы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2001. № 8. С. 24–28.

*Плотникова И.Н., Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф. и др.* Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. 2004. Спец. выпуск по материалам межрегионального совещания. С. 43–49.

*Плотникова И.Н.* Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. СПб.: Недра. 2004. 172 с.

*Ситдикова Л.М., Изотов В.Г.* Геодинамические условия формирования деструкционных резервуаров углеводородов глубоких горизонтов земной коры // Георесурсы. 2002. № 4(12). С. 17–22.

*Соколов Б.А., Гусева А.Н.* О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник МГУ. Сер. геол. 1993. № 3. С. 48–56.

*Трофимов В.А., Корчагин В.И.* Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы их обнаружения и способы их активизации // Георесурсы. 2002. № 1. С. 18–23.

*Шиловская Т.И., Шиловский А.П.* Особенности строения разреза осадочной толщи Мезенской синеклизы в связи с перспективами нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 6. С. 4–9.

*Шиловская Т.И., Шиловский А.П.* Новые данные о литологии, стратиграфии и тектонике верхнепротерозойских и палеозойских отложений восточной окраины Московской синеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 7. С. 4–7.

*Шиловский А.П.* Магматизм в осадочной толще Московской синеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 4. С. 37–39.

*Шиловский А.П.* Траппы на Восточно-Европейской платформе // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 8, С. 11–13.