

Н.С. Гатиятуллин, А.Р. Баратов, В.Б. Либерман
Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань
tgru@tatneft.ru

НЕФТЕНОСНЫЕ НЕДРА ТАТАРСТАНА В АСПЕКТЕ ГИПОТЕЗЫ ДЕГАЗАЦИИ ЗЕМЛИ

К 40-летию Программы изучения глубинных недр Татарии

Рассмотрены аспекты глубинного строения и осадочного чехла Татарстана. Научная обработка материалов глубоких и сверхглубоких скважин подтвердила теоретические предположения о том, что на значительной глубине кристаллический фундамент не является монолитным массивом, а представляет собой открытую систему, в которой могут циркулировать газонасыщенные растворы. Наибольшими перспективами характеризуется Татарский гранито-гнейсовый купол, пространственно контролирующий нефтеносный район Татарстана.

Ключевые слова: астенолитовый диапир, газонасыщенные растворы, гранито-гнейсовый купол, коровое гранитообразование, кристаллический фундамент, нефтяные месторождения, сверхглубокие скважины, тепло- и массоперенос, энергостокоская система.

Вместо предисловия. Еще в середине прошлого столетия П.Н. Кропоткин опубликовал статью, в которой высказал идею о связи процессов нефтегазонакопления и глубинной дегазации Земли (Кропоткин, 1955). Со временем накопилось ряд весомых аргументов в пользу глубинной природы нефти и газа, которым придавался генетический характер. Так, для большинства нефтегазоносных провинций была установлена пространственная взаимосвязь глубинных структур верхней части земной коры (кристаллического фундамента) с нефтегазоносными месторождениями осадочного чехла, а также зафиксированы многочисленные факты следов миграции УВ (проявления газов и битумов) в метаморфических и изверженных породах фундамента (Дмитриевский, Валяев, 2008). Эти и другие сведения в пользу глубинного генезиса нефти и газа начали с разной периодичностью рассматриваться с 1976 года на научных конференциях, касающихся широкого круга вопросов глобальной дегазации Земли (Дегазация Земли..., 1976; 1985; 1991; 2002-2008).

В 1985 году на II конференции по проблеме «Дегазация Земли и геотектоника» были приведены сведения, что по своим масштабам современная (Г.И. Войтов) и палеодегазация (Б.М. Валяев) на три порядка величин превышала возможности генерации углеводородов в осадочных бассейнах (Дмитриевский, Валяев, 2008). В материалах этой конференции приводились аргументы активной роли глубинных флюидов в изменениях напряженного состояния горных пород, доказывалась взаимосвязь дегазации с эндогенными процессами глобального масштаба, в т. ч. сейсмическими. Впервые прозвучали доводы аналогии нефтегазовых залежей с разного рода флюидизированными очагами, а многопластовых нефтегазовых месторождений с системами флюидизированных очагов. Эти заключения базировались, в основном, на данных глубокого бурения и геофизических исследований нефтегазоносных бассейнов в пределах континентов Земли (Дегазация Земли..., 1976).

В 90-х гг. прошедшего столетия и в первое десятилетие нынешнего тысячелетия были проведены многочисленные исследования по этой проблеме. Выявлен наложенный характер процессов нефтегазонакопления по отношению к разрезам осадочных пород нефтегазоносных бассейнов. В частности по результатам изучения кернов льда Антарктиды и Гренландии стали известны грандиозные

масштабы выноса углеводородных флюидов в атмосферу Земли и воды Мирового океана (сквозной углеводородной дегазации) в геологическом прошлом. Установлен геодинамический и структурно-тектонический контроль глобальных и региональных неравномерностей распространения не только нефтегазовых месторождений традиционного типа, но и нетрадиционных ресурсов углеводородов в скоплениях тяжелой нефти и газогидратов. Получены принципиально новые свидетельства мантийной природы нефтей по данным исследования в них спектров лантаноидов и платиноидов и многие другие данные в пользу ведущей роли эндогенных факторов в генезисе углеводородных флюидов Земли (Дегазация Земли..., 2008).

По мнению академика А.Н. Дмитриевского, «... Разработка идей углеводородной дегазации Земли привносит не только обновление теоретических основ нефтегазовой геологии и геохимии. Из этих идей вытекают важнейшие практические следствия, связанные с оценкой перспектив и прогнозом нефтегазоносности, с выбором новых направлений и со сменой стратегии поисков скоплений углеводородов» (Дмитриевский, Валяев, 2008).

В связи с этим должны быть пересмотрены прежние и разработаны принципиально новые положения по изучению нефтеносности глубинных недр Татарстана.

Состояние изученности проблемы в Татарстане. Юго-восток Татарстана благодаря нефтеносным недрам выделяется среди других регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции высокой степенью геолого-геофизической изученности. Обширный фактический материал накоплен не только по палеозойским толщам осадочного чехла, включающим месторождения нефти, но и по геологии кристаллического фундамента региона как дистанционными разнообразными геофизическими методами, так и прямыми наблюдениями в результате поисково-разведочного бурения и комплексного изучения керна и шлама кристаллических пород глубоких и сверхглубоких скважин.

Значительный вклад в изучении и познании геологического строения фундамента региона внесла Программа изучения глубинных недр Татарии, принятая более 40 лет назад в рамках общесоюзного плана исследований земной коры. Благодаря ее реализации расширились наши знания о составе и эволюции древнейших породных комплексов фундамента восточной части Русской плиты. Полно-

Рис. 1. Схема мощности консолидированной земной коры территории Татарстана (по Г.Е. Кузнецову).



та, всесторонность и целенаправленность обработки фактического материала обеспечивалась рядом ведущих профильных организаций страны и координировалась Межведомственным советом по изучению глубинных недр Татари.

В рамках Программы, с проектным заданием вскрыть и углубиться на значительную глубину в кристаллический фундамент были пробурены 21 скважина, из них две сверхглубокие: № 20000 Миннибаевская и № 20009 Ново-елховская. 12 скважин, помимо палеозойских отложений, вскрыли полные разрезы пород верхнепротерозойского возраста и углубились в кристаллический фундамент до нескольких сотен метров. Дополнительно было произведено уг-

лубление некоторых поисковых и разведочных скважин на первые сотни метров в фундамент в пределах технической достижимой глубины. Таким образом, было пробурено 42 скважины различных категорий, испытано 92 интервала при бурении и 41 после спуска обсадной колонны.

Основной акцент при проведении нефтепоисковых работ по фундаменту был сделан на изучение тектонического фактора контроля нефтеносности, а именно на разбуривание выступов фундамента различной генетической принадлежности (горсты, взбросы, эрозионные положительные структуры и др.) и зон разломов.

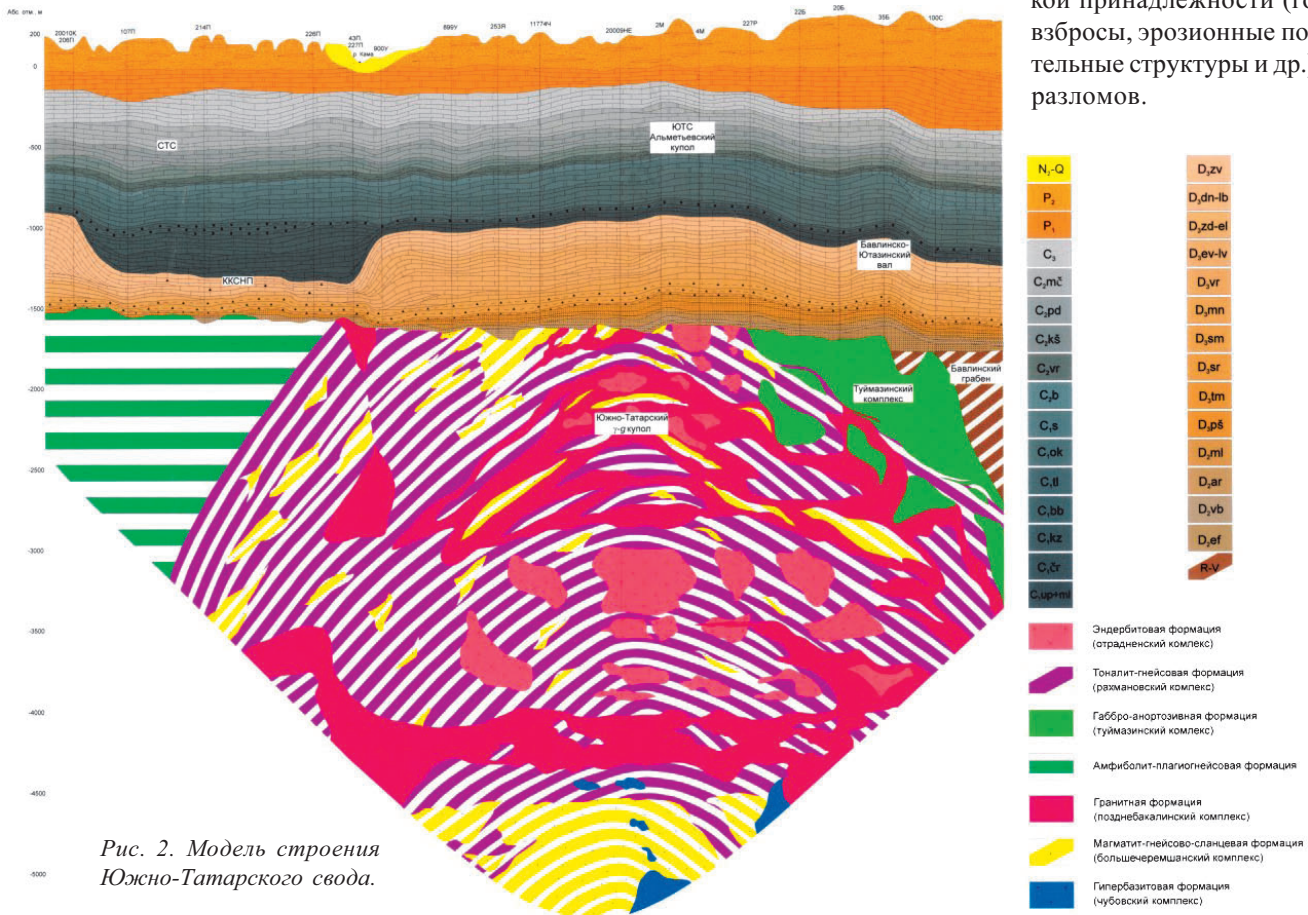


Рис. 2. Модель строения Южно-Татарского свода.

В Программе изучения глубинных недр Татарии проходке сверхглубоких скважин № 20000 Миннибаевской и № 20009 Ново-елховской уделялось особое значение. Именно по ним впервые были получены прямые фактические сведения о геологическом строении докембрийского основания Южно-Татарского свода. Уникальность скважин подчеркивается в т.ч. и глубоким вскрытием кристаллического фундамента в платформенных условиях, соответственно 3215 м Миннибаевской скважиной (забой 5099 м) и 4078 м Ново-елховской (забой 5881 м). Обе скважины внесены в официальный реестр сверхглубоких скважин России. Весьма детально был исследован керн и шламовый материал скважин, изучены петрографические и минералогические особенности пород, геохимия породообразующих, редких и рассеянных элементов. Эти исследования показали, что в разрезах фундамента Миннибаевской и Ново-елховской

скважин отсутствуют принципиальные различия по набору пород и их геологическим взаимоотношениям. Изотопные датировки по образцам из этих скважин U-Pb, Sm-Nd и K-Ar методами указывают на то, что эндрбиты, и это не противоречит установленным взаимоотношениям, являются архейскими образованиями (2,7-3,1 млрд. лет), а высокоглиноземистые гнейсы возникли не позднее рубежа раннего протерозоя и архея (Доплатформенные комплексы..., 1992; Кристаллический фундамент Татарстана..., 1996).

Испытания скважин позволили выявить на значительных глубинах в разрезе фундамента динамически активные флюидонасыщенные зоны с высокими содержаниями газовых компонентов. При этом было отмечено возрастание количества газодонасыщенных пачек с глубиной.

Таким образом, научная обработка материалов проходки глубоких скважин подтвердила теоретические предположения о том, что на значительной глубине кристаллический фундамент не является монолитным массивом, а представляет собой открытую систему, в которой могут циркулировать газонасыщенные растворы.

Южно-Татарский свод как геологическая структура земной коры мантийно-коровой энергостокковой системы. Пока по результатам глубокого и сверхглубокого бурения прямых признаков нефтеносности кристаллического фундамента не обнаружено. Испытанные по данным ГИС перспективные интервалы как в процессе бурения, так и в обсадной колонне оказались либо беспригодными, либо только повышенными газопоказаниями характеризовали пластовый флюид. При этом необходимо отметить, что полученные за последние годы результаты бурения и опробования интервалов кристаллического фундамента все чаще указывают на пониженные пластовые давления разуплотненных зон, что, с одной стороны, подтверждает их современное развитие, с другой – значительно затрудняет получение пластового флюида и его всестороннее изучение.

Но многие косвенные данные свидетельствуют о существовании «УВ-дыхания» фундамента, которое вероятно даже в современное геологическое время «подпитывает» нефтяные месторождения осадочного чехла углеводородами глубинного происхождения и, тем самым, определяет высокий нефтегазовый потенциал недр региона. Некоторые из факторов следующие (Муслимов, 2003):

- генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса ЮТС и битумоидов фундамента;
- приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте;
- четко выраженная тенденция возрастания газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и появления гелия с увеличением глубины;
- явное несоответствие НПР Татарстана, а уже более 3 млрд. т нефти извлечено, с оценкой нефтематеринского потенциала всей осадочной

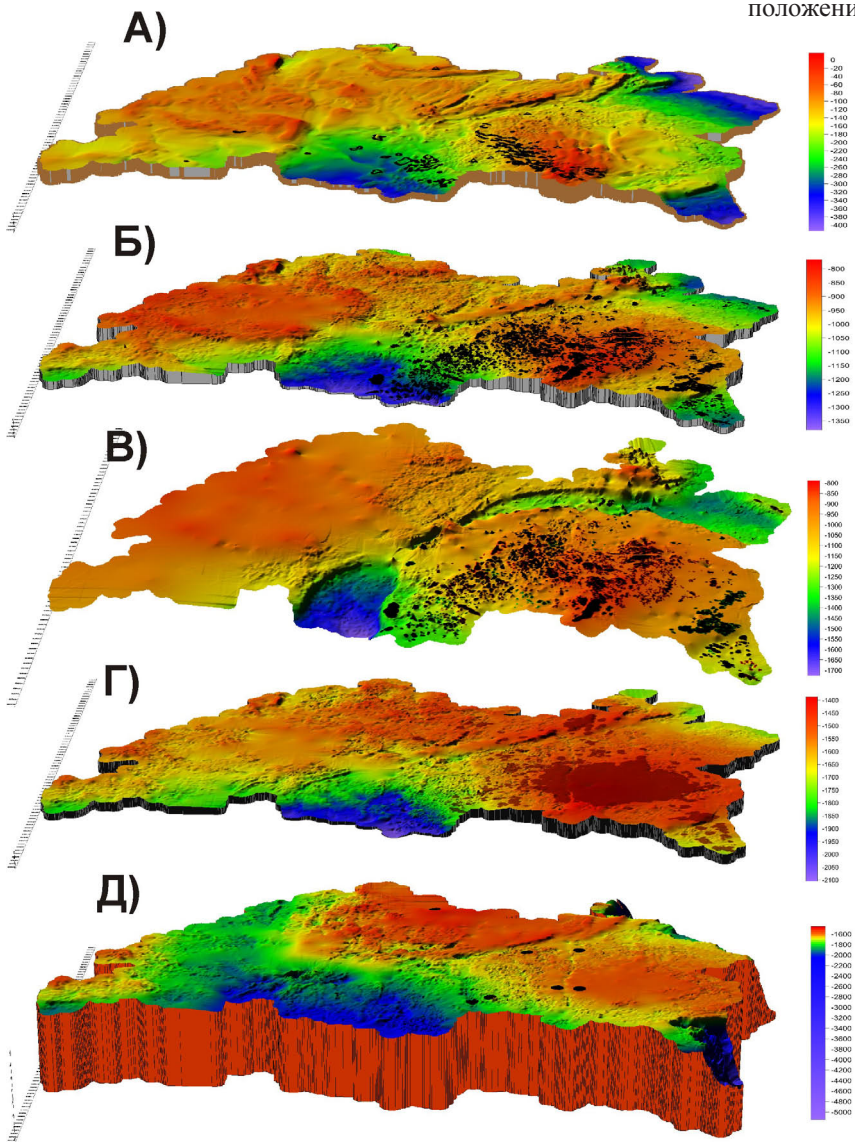


Рис. 3. Республика Татарстан. Распределение залежей нефти по основным маркирующим горизонтам осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента (составлена с использованием материалов сейсморазведки «ТНГ-Групп»). А) кровля ассельского яруса и залежи нефти СВН пермской системы; Б) кровля тульского горизонта: отражающий горизонт «У» и залежи нефти в отложениях среднего, нижнего карбона; В) эрозионная поверхность турнейского яруса (горизонт «С») и залежи нефти в отложения карбона и карбонатного девона; Г) кровля терригенного девона (горизонт «Д») и залежи нефти в терригенном девоне; Д) поверхность кристаллического фундамента (отражающий горизонт «А»).

толщи в объеме 709 млн. т, рассчитанной на основе геохимического анализа доманикитов и др.

Эти данные аргументируют наличие вертикальной миграции УВ, достаточный источник которых в осадочном чехле, по крайней мере в пределах ЮТС, отсутствует.

По данным сейсмического профилирования установлено, что

земная кора в регионе состоит из трех консолидированных слоев (Геология Татарстана..., 2003):

- нижнего, гранулитно-базитового с интервалами продольных упругих волн > 6,8-7,0 км/сек ;
- промежуточного, условно диоритового (инверсионного), скорость продольных упругих волн 6,2-6,8 км/сек;
- верхнего, гранитно-метаморфического, скорость продольных волн до 6,3 км/сек.

Каждый из слоев земной коры представляет автономную динамическую систему. Эти системы не являются независимыми, так как существует механизм передачи возбуждений одной системы другой, вышележащей. При этом каждый из слоев способен латерально перемещаться относительно смежных, что определяет, в свою очередь, их взаимоотношение и составляет основу геодинамических построений по принципу всеобщей относительной подвижности (Хаин, 1989).

Наибольшая мощность земной коры в Татарстане характерна для территории Южно-Татарского свода (ЮТС) в современных границах, чем определяет его изостатическое состояние, относительно менее мощных блоков земной коры других структурно-тектонических элементов первого порядка, таких как Северо-Татарский свод (СТС), Мелекесская впадина (МВ) и др. (Рис. 1).

При этом максимальное погружение поверхности Мохоровичича (М) и нижнекоровой границы Конрада (К₂) фиксируется в

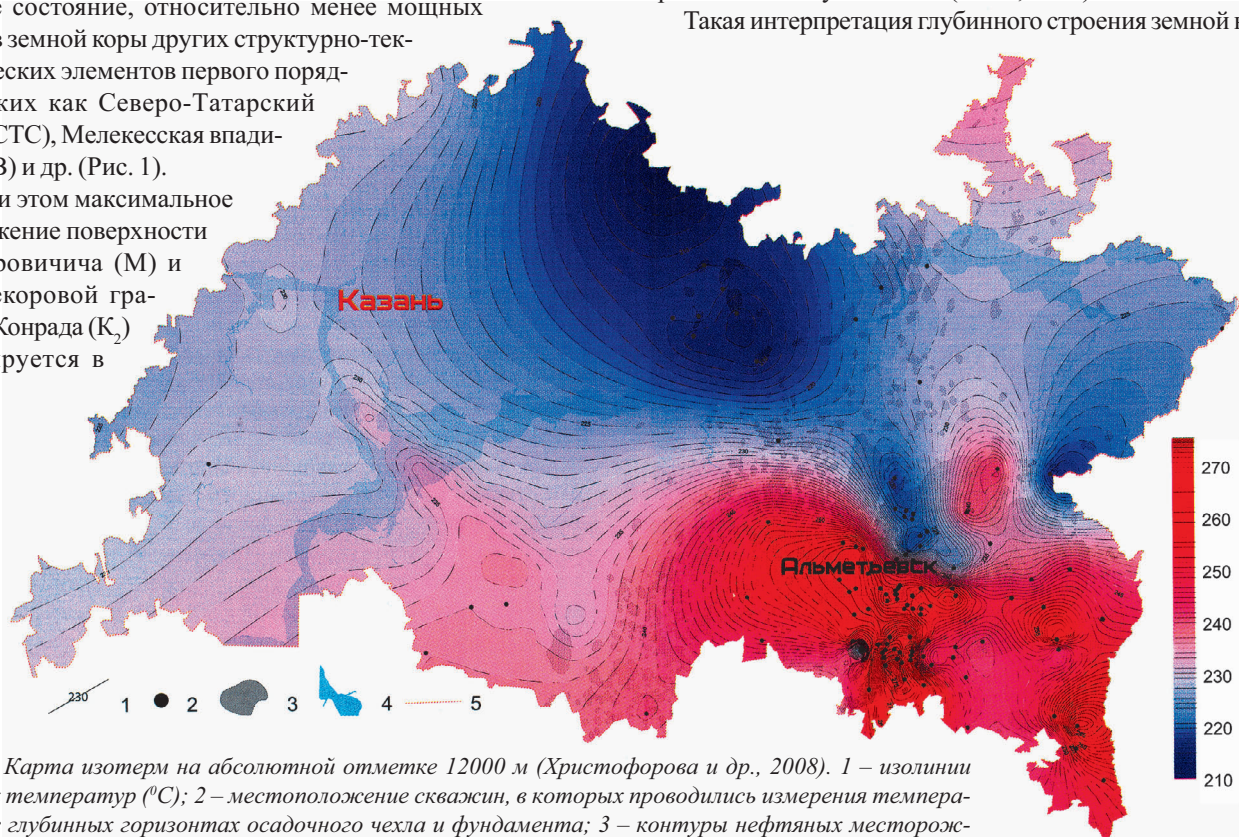


Рис. 4. Карта изотерм на абсолютной отметке 12000 м (Христофорова и др., 2008). 1 – изолинии равных температур (°С); 2 – местоположение скважин, в которых проводились измерения температуры в глубинных горизонтах осадочного чехла и фундамента; 3 – контуры нефтяных месторождений; 4 – гидросеть; 5 – административная граница Республики Татарстан.

Толщи земной коры	Глубина, м	Температура (Т ⁰ С) по тектоническим элементам I порядка			
		Северо-Татарский свод (куп. часть), скв. 20010 Кукморская	Мелекесская впадина		Южно-Татарский свод (куп. часть), скв. 20009 Новелховская
			Вост. борт, скв. 1001 Трудолобововская	Центр. часть, скв.33 Алькеевская	
Осадочный чехол (подошва)	1630	26,2	38,4	49,6	45,0
	1803				
	2065				
	2115				
Кристаллический фундамент	2200	36,5	40,1 (забой)	52,5	54,0
	2500	41,5 (забой)		57,8 (забой)	60,2
	3000				70,1
	4000				90,4
	5000				111,2
	5812				127,9 (забой)

Табл. 1 Температура недр Татарстана по данным параметрического бурения.

пределах Альметьевского выступа ЮТС, где мощность, в основном за увеличения толщины инверсионного слоя, увеличивается в целом до 40-41,5 км (Геология Татарстана ..., 2003). Логически данное явление можно обосновать повышенной пластичностью промежуточного слоя, в котором при наличии упоров или столкновении крупных блоков коры может начаться процесс нагнетания материала и его отслоения от нижележащего гранулитно-базитового слоя или верхнего гранит-метаморфического. Этот процесс обуславливает торшение верхнекоровых пластин и их вспучивание под напором снизу нагнетаемого материала промежуточного слоя. Данное явление приводит к образованию астенولينз в промежуточном слое, региональному метаморфизму с гранитообразованием и ростом гранито-гнейсовых куполов. Нагнетание материала инверсионного слоя фиксируется относительными подъемами земной поверхности, а его отток – современными опусканиями (Хаин, 1989).

Такая интерпретация глубинного строения земной коры

территории Татарстана по данным сейсморазведки хорошо согласуется с прямыми наблюдениями по геологии кристаллического фундамента (верхний гранито-метаморфический слой), полученными по результатам изучения керн и шламового материала глубоких и сверхглубоких скважин. Во вскрытой части фундамента ЮТС был выявлен пестрый породный ряд, складывающийся из метаморфических и магматических пород (Рис. 2). Доминирующими метаморфическими разностями оказались высокоглиноземистые кристаллические сланцы, мигматиты и гранат-кордиеритовые плагиогнейсы, значительно реже фиксировались двупироксеновые кристаллические сланцы и амфиболиты. Среди магматических пород обнаружены граниты нормальной и повышенной щелочности, сопряженными пегматитами, гиперстеновые диориты и кварцевые диориты пониженной щелочности (эндербиты), долериты и ультрабазиты. Выявлены были также «экзотические» скарноподобные метасоматические образования: эулизиты, с типоморфным минеральным парагенезисом магнетита, гиперстена, кварца и граната. По данным ГИС и изучения кернового и шламового материалов данные породы в разрезе скважины упорядочиваются в разновеликие интервалы, сменяющие друг друга без определенной закономерности, местами нарушенными зонами трещиноватости и дробления различной интенсивности. На них накладывается вкрапленность сульфидной рудной минерализации, гидроокислы железа и кварцевое прожилкование.

Таким образом, верхняя часть земной коры в участке ЮТС характеризуется широким спектром проявления метаморфических и магматических формаций, типичных для гранито-гнейсовых куполов. Подтверждение гипотетических представлений о нагнетании материала в среднем инверсионном «диоритовом» слое земной коры можно допустить, если рассматривать эндербиты отрадненского комплекса в качестве их плутогенных новообразований, а перидотиты чубовского комплекса отождествлять с «отторженцами» верхнемантийного астенолита. В осадочном чехле над данным участком фундамента локализовано крупнейшее Ромашкинское месторождение нефти (Рис. 3).

В пределах СТС и МВ кристаллический фундамент по имеющимся материалам геофизических исследований и глубокого бурения менее дифференцирован по вещественному составу слагающих его формаций. Земная кора в целом в современных границах этих регионов имеет сокращенную мощность от 34 до 38 км. Судя по материалам параметрического бурения, вскрывших фундамент СТС более чем на 800 м и МВ до 500 м, там преобладают достаточно однообразные тонко-грубополосчатые мигматиты по кристаллическим сланцам, гнейсам, реже амфиболитам. Лейкосомы мигматитов преимущественно представлена тоналитовым метатектом. Более поздние формации, ведущие к образованию гранито-гнейсовых куполов в данных участках земной коры фактически не проявились. Менее нефтеносным (МВ) или практически «стерильным» (СТС) оказывается и осадочный чехол этих тектонических элементов.

Из вышеизложенного следует, что нефтеносный район Татарстана приурочен к блоку фундамента с развитой сиалической корой, в пределах которого периодически происходило гранитообразование подготовленного гранулитогнейсового субстрата. В результате возник полихронный плутоно-мигматитовый массив (Южно-Татарс-

кий гранито-гнейсовый купол), т.е. локальный ареал неоднократного проявления процессов анатексиса и палингенеза. В этом аспекте любое концентрированное (узловое) и многократное, а не рассеянное, совмещение разновременных гетерогенных магматических и ультраметаморфических формаций можно считать реальным выражением длительно функционирующей стационарной энергостокковой системы (Гатиятуллин, Баратов, 2004).

По этой концепции главным и эффективным источником тепло- и массопереноса служат астенолитовые базитовые диапиры, которые являясь мантийными корнями энергостокковых систем, питают процессы корового гранитообразования. Главным звеном данной модели является то, что единожды возникшая тепловая и структурная аномалия, созданная подъемом базитовых астенолитов, в дальнейшем служит благоприятной средой для повторного и многократного возобновления процессов массотеплопередачи именно в данном участке литосферы, чем на новом месте. По принципу «экономии энергии» в коре возникают относительно устойчивые в пространстве и времени структуры, характеризующиеся повышенным расходом тепловой энергии, обеспечивающей процессы магмообразования, мобилизацию и транспортировку флюидопотоков. Очевидно, что астенолитовые поднятия определяют постархейский структурный план региона и оказывают благоприятное влияние на реализацию интенсивно направленного стока энергии в вышележащие горизонты земной коры. С приведенных позиций Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол, пространственно контролирующий нефтеносный район Татарстан, находится на гребне астенолитового диапира, в фокусе энергостокковой системы (Гатиятуллин, Баратов, 2004).

Вместо заключения. Независимым подтверждением парагенетической связи глубинных процессов тепло-массопереноса с нефтеносностью осадочного чехла служат сведения о геотермических условиях кристаллического фундамента Татарстана, полученные по результатам параметрического бурения и проходки сверхглубокой скв. 20009 Ново-елховской. Высокоточные измерения температуры проведены Н.Н. Христофоровой (КГУ, Казань) в рамках государственных контрактов параметрического бурения, выполнявшихся ОАО «Татнефть» в 2002-2004 гг.

Данные исследования показали, что даже сравнительно небольшой в планетарном масштабе блок земной коры, каким является Волго-Уральская нефтегазоносная область, дифференцирован по абсолютной температуре и геотермическому градиенту в верхней части толщ фундамента, в рамках слагающих его тектонических элементов первого порядка (Табл. 1). Наиболее «холодным» является относительно «стерильный» в нефтеносном отношении Северо-Татарский свод, достаточно разогрета Мелекесская впадина, характеризующаяся нефтеносными недрами, а наиболее «горячим» оказывается Южно-Татарский свод, из горизонтов осадочного чехла которого извлечено более 3 млрд. тонн нефти (Рис. 4).

Литература

Гатиятуллин Н.С., Баратов А.Р. Формации фундамента Южно-Татарского свода и их роль при оценке нефтеносности осадочного чехла (на примере формационного расчленения разреза докембрийских толщ, вскрытых сверхглубокой скв. 20009-Новоелховской). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2004. №11(12). 29-36.

УДК 550.83/556.3:553.98(470.41)

С.Е. Войтович, М.Г. Чернышова, Л.Г. Гаврилина, Р.И. Гатауллин,
Ю.А. Гринько, И.В. Дергунов
Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», Казань
tg-igru@mail.ru

РАЗВИТИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Приведены основные этапы становления и развития геохимических и геофизических исследований, направленные на повышение эффективности геологоразведочных работ при поиске и разведке месторождений нефти и газа. Отмечены результаты и новые направления в области развития методов.

Ключевые слова: геохимические и геофизические исследования, геологоразведочные работы, поиск и разведка месторождений нефти и газа.

В Татарстане после весьма длительного перерыва в несколько десятилетий возобновились полевые геохимические поисковые работы на новом, более высоком уровне исследований. Связано это было с созданием в 1989 году при Казанском комплексном отделе «ТатНИПИ-нефть» геохимической лаборатории под руководством Смерковича Е.С., явившейся первым научно-производ-

ственным коллективом, открывшим новую эпоху в развитии геохимических исследований в Республике Татарстан при поиске и разведке нефтяных месторождений и прогноза нефтегазового потенциала малоизученных территорий (Методические рекомендации по выделению перспективных объектов..., 2011).

На региональном этапе деятельности специалистами

Окончание статьи Н.С. Гатиятуллин, А.Р. Баратов, В.Б. Либермана «Нефтеносные недра Татарстана в аспекте гипотезы дегазации Земли»

Геология Татарстана (стратиграфия и тектоника). Под ред. Б.В. Бутова. Москва: Геос. 2003. 402.

Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. *Сборник статей*. Казань: Таткнигоиздат. 1980. 176.

Дегазация Земли и геотектоника. *Тез. док. II Всесоюз. сов.* М: Наука. 1985. 200.

Дегазация Земли и геотектоника. *Тез. док. III Всесоюз. сов.* Москва. М: Наука. 1991. 262.

Дегазация Земли и геотектоника. *Тез. док. симп.* М: Наука. 1976. 90.

Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. *Мат-лы межд. конф. памяти ак. П.Н. Кропоткина*. Москва. М.: ГЕОС. 2002. 472.

Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. *Тез. межд. конф.* М.: ГЕОС. 2006. 320.

Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. *Мат-лы Всерос. конф.* М.: ГЕОС. 2008. 3-6.

Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеродородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «Дегазация Земли». *Мат-лы Всерос. конф. «Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы»*. М.: ГЕОС. 2008. 3-6.

Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР. Под ред. В.С. Князева, Т.А. Лапинской. М.: Недра. 1992. 305.

Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской. Казань: Дента. 1996. 148-149.

Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти. *Советская геология*. 47. 1955. 104-125.

Муслимов Р.Х. Потенциал фундаментов нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке. *Георесурсы*. 2003. 4(12). 2-5.

Хаин В.Е. Расслоенность Земли и многоярусная конвекция как основа подлинно глобальной геодинамической модели. *ДАН СССР*. Т. 308. № 6. 1989. 1437-1440.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергеманн М.А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений (на примере Республики Татарстан). *Георесурсы*. 3(26) 2008. 10-12.

N.S. Gatiyatullin, A.R. Baratov, V.B. Liberman. Oil bearing Resources of Tatarstan in Terms of the Hypothesis of the Earth Degassing

The aspects of the deep structure and sedimentary cover of Tatarstan are considered. Scientific material handling of deep and ultra-deep wells has confirmed theoretical assumptions that on the significant depth crystalline basement is not a solid massive. It is an open system, in which gas-saturated solutions can circulate. Tatar granite-gneissic dome spatially controlling oil bearing area of Tatarstan is characterized by the maximum perspective.

Keywords: Athenolithic diapir, gas-saturated solution, granite-gneissic dome, crustal granite formation, crystalline basement, oil fields, ultra-deep wells, heat and mass transfer, energy drain system.

Накин Салахович Гатиятуллин

Доктор геол.-мин. наук, начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть»

Тел.: (843) 292-67-71

Азиз Рауфович Баратов

Начальник НПЦ «Геодинамика»

Тел.: (843) 292-15-24

Владимир Борисович Либерман

Начальник Информационно-аналитического центра

Тел.: (843) 292-92-84

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