УДК 553.98(571.5)

В.Б.АРЧЕГОВ, *канд. геол.-минерал. наук, доцент, grmpi@spmi.ru*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург

V.B.ARCHEGOV, *PhD in geol. & min. sc., associate professor, grmpi@spmi.ru*
National Mineral Resources University (Mining University), Saint Petersburg

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Углеводородные системы – дискретные системы, выраженные через разномасштабные элементы земной коры (блоки!), в которых закономерно размещены углеводородсодержащие полезные ископаемые. Углеводородные системы разделяются на первичные и вторичные. Высокая динамичность Сибирской платформы на всех этапах ее развития определила формы образования и пути миграции нафтидов, а также специфику структурных форм осадочного чехла, вмещающих залежи углеводородного сырья.

***Ключевые слова*:** углеводородные системы, нефть, газ, дериваты нефти, дискретность, Сибирская платформа, блоковое строение, нефтегазоносность.

HYDROCARBON SYSTEMS OF SIBERIAN PLATFORM

Hydrocarbon systems are discrete systems, expressed in terms of different scale elements of the earth's crust (blocks!), in which hydrocarbon-bearing minerals are regularly located. Hydrocarbon systems are divided into primary and secondary. High dynamics of the Siberian platform in all stages of its development determined the forms and migration paths of naphthides and specific structural forms of sedimentary cover, containing hydrocarbon deposits.

***Key words*:** hydrocarbon systems, oil, gas, oil derivatives, discretion, Siberian platform, block structure, oil and gas potential.

Органическое топливо составляет основу топливно-энергетического баланса (ТЭБ) большинства стран мира. Месторождения углеводородного сырья – углеводородные системы (УВС) являются базовыми элементами ТЭБ. Углеводородные системы включают все углеводородсодержащие среды. Самые крупные скопления углеводородов (УВ) в естественном залегании представлены: газогидратами (затем следуют водорастворенные газы → газы и нефти плотных формаций → традиционные ресурсы УВ → газы углей → природные битумы).

Распределение углеводородных ресурсов в земной коре [7] следующее, млрд т условного топлива:

Газогидраты	10^6
Водорастворенные газы	10^5
Газы и нефти плотных формаций	10^4
Традиционные ресурсы УВ	10^3
Газы углей	10^2
Природные битумы	10

К настоящему времени нет единого методического подхода к выделению УВС и их определению. Специалисты акцентируют внимание на разных аспектах, характеризующих УВС. Одни под углеводородными системами понимают совокупность пространственно-временных геологических и геохимических факторов, обусловивших онтогенез УВ. Другие считают, что главными элементами УВС являются ловушки, резервуары, нефтематеринские свиты. Третьи полагают определяющим фактором в выделении углеводородных систем первичные очагово-генетические процессы формирования УВ. Подчеркивается также, что одним из методических подходов в прогнозе ме-

сторождений нефти и газа изначально является выделение УВС. Углеводородные системы – целостные природные образования. Е.И.Грохотов и В.С.Соболев считают [6], что УВС должны объединять базисный (источники УВ, т.е. материнские свиты) и каркасный (нефтегазоносные комплексы – НГК, ловушки, резервуары, экраны) элементы, рассматриваемые в соответствующей геолого-исторической взаимосвязи. Они указывают на фазово-генетическую специализацию нефтегазоносных бассейнов (НГБ), а также на необходимость выделения и идентификации нефтематеринских свит, определяющих генетический код УВС, чему должно способствовать глубокое изучение процессов накопления и последующего преобразования органического вещества.

На Сибирской платформе присутствуют все необходимые элементы для формирования УВС. Последние отчетливо подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относятся те углеводородные системы, которые генетически связаны с происхождением нефти и газа; вторичные – это производные от первичных. При этом в недрах платформы присутствуют разные по физическому состоянию углеводороды: от CH_4 до C_4H_{10} – газы; от C_5H_{12} до $C_{16}H_{34}$ – жидкости и от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$ – твердые (парафины). В составе нефтей присутствуют три основные группы УВ: C_nH_{2n+2} – алканы (метановые, парафиновые УВ), C_nH_{2n} – циклаланы (нафтеновые УВ) и C_nH_{2n-p} – арены (ароматические УВ). Встречаются также и некоторые производные этих УВ, а также соединения, представляющие сочетание различных типов УВ. Обычно преобладают УВ парафинового (метанового) или нафтенового ряда. В меньших количествах встречаются УВ ароматического ряда.

Чтобы сформировалась какая-либо залежь УВ, необходима геологическая среда – порода, обладающая поровым пространством, способным вмещать УВ-флюиды, и порода-флюидоупор, охраняющая их от «побега» – миграции вверх по восстанию пласта(ов) или по зонам дренажа. Эта пара – ничто иное как нефтегазоносный комплекс. В НГК формируется резервуар-ловушка!

Основу нефтегазопродуцирующих отложений составляют сапропели, сапропелиты (основная органическая составляющая пород нефтематеринских свит), сапропелито-гумиты и гумито-сапропелиты (составляющие рассеянное органическое вещество – РОВ нефтегазоматеринских и газоматеринской пород).

Порода нефтегазоматеринская – осадочная порода, содержащая органическое вещество (ОВ), которое способно при вступлении в главную зону нефтеобразования (50-170 °С) генерировать нефть. Выделяют три стадии развития нефтегазоматеринской породы: 1) потенциально нефтематеринская, т.е. еще не реализовавшая свой потенциал нефтегенерации; 2) нефтепроизводящая или нефтепроизводившая, еще не исчерпавшая свой потенциал; 3) бывшая нефтематеринская, уже утратившая способность генерировать нефть (Двали, 1963). Одним из главных диагностических признаков первой стадии развития нефтематеринских пород является присутствие в ней битумоидов паравтохтонных, а второй и третьей стадий – битумоидов остаточных [3, 4].

На Сибирской платформе по средневзвешенной концентрации $C_{нк}$ (углерода некарбонатного) горизонты осадочного разреза подразделяются на три группы: доманикоидные ($C_{нк} > 0{,}5$ %), субдоманикоидные ($C_{нк} = 0{,}1 \div 0{,}5$ %) и горизонты со сверхрассеянной формой ОВ ($C_{нк} < 0{,}1$ %). В отложениях верхнего протерозоя, нижнего и среднего палеозоя Сибирской платформы известно 18 стратиграфических уровней, где располагаются доманикоидные и субдоманикоидные горизонты, сложенные терригенно-карбонатными, карбонатными и терригенными породами [1, 4]. По фациальному облику это нормально-морские, реже лагунно-морские отложения. Обогащенные ОВ толщи, как правило, имеют ранг свит или подсвит, реже пачек. Встречаются в раннем рифее – 1, в среднем рифее – 3, в позднем рифее – 2 (3?), в венде – 2, в кембрии – 3, в ордовике – 3, в силуре – 2, в девоне – 2. На Сибирской платформе большая часть этих толщ имеет региональное распространение, но в латеральном направле-

нии они нередко меняют свой литологический состав, мощность и соответственно концентрацию ОВ [4].

Доманикоидные и субдоманикоидные горизонты позднего протерозоя, раннего и среднего палеозоя Сибирской платформы классифицируются как нефтегазоматеринские свиты. Понятие «нефтегазоматеринская свита (формация)» вычленяет из общего объема парагенезов горных пород те из них, которые обладают (обладали в прошлом или при наступлении соответствующих условий могут обладать) функцией рождать и отдавать те или иные количества жидких и газообразных углеводородов, т.е. при образовании своем приобретшие некоторое свойство – нефтегазоматеринский потенциал [4].

Нижний предел концентраций ОВ зависит от его генетического типа. Опыт исследований ВНИГРИ показывает, что в случае сапропелевого ОВ преимущественно водорослевой планктонной природы, слабо измененного в диагенезе, за нижний предел концентраций по значению $C_{нк}$ принимается 0,1 % на породу. Такое ОВ характерно для слабоглинистых карбонатов иловых впадин палеозоя и позднего докембрия Сибирской платформы. В этих породах уже на первых стадиях мезокатагенеза фиксируются признаки генерации и эмиграции жидких УВ, и их следует относить к категории нефтематеринских. Для свит, содержащих рассеянное органическое вещество, в исходном составе которого наряду с фитопланктоном значительную роль играл зоопланктон и (или) бентос, или РОВ, значительно окисленное в седиментогенезе и диагенезе (оксисорбосапропелиты по Г.М.Парпаровой, ВНИГРИ), пределом следует считать $C_{нк} = 0{,}2$ %. Для газоматеринских свит нижним пределом концентраций $C_{нк}$ считается значение 0,07; в случае наиболее «благородного» водородистого РОВ, вероятно, 0,05 %. ВНИГРИ принят осредненный нижний предел концентрации $C_{нк}$ в нефтегазоматеринских свитах суммарно – 0,1 %.

Формирование и преобразование осадочных пород проходит стадии диагенеза, эпигенеза и катагенеза. В основу выделения УВС на Сибирской платформы положена методология изучения эволюции нефтегазообразовательных и нефтегазоносных процессов – катагенеза ОВ и онтогенеза УВ (см. таблицу).

Залежь нефти и (или) газа формируется только в процессе миграции жидких и газообразных УВ.

Нефть и газ – образования стадийные, формирующиеся на определенных катагенетических уровнях преобразования, причем на каждом из них генерируются УВ определенного состава; выделяются пики главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и главной зоны газообразования (ГЗГ).

В разрезах осадочных бассейнов (ОБ) сверху вниз располагаются скопления УВ:

1) $ПК_1$-$ПК_2$ – небольшие залежи сухого газа;

2) $ПК_3$-$МК_1$ – залежи нафтено-метановой нефти и полусухого газа, в газовых шапках – полужирный и жирный газ;

3) $МК_1$-$МК_2$ – в нефтях возрастает содержание метановых УВ, твердых парафинов и легких ароматических УВ, в газовых шапках – жирный газ;

4) $МК_3$ – залежи метаморфизованных, высокопарафинистых нефтей с повышенным содержанием нормальных алканов;

5) $МК_4$ – залежи газоконденсатов;

6) $МК_5$ – залежи сухого газа;

7) $МК_5$-$АК_1$ и ниже – залежи только метана.

В распределении залежей УВ разного фазового состава по вертикали отмечается сдвиг вверх примерно на половину градации относительно максимума генерации соответствующих флюидов.

В целом для большинства осадочно-породных бассейнов (ОПБ) сверху вниз по шкале катагенеза сохраняется следующая зональность: газ (ВЗГ – верхняя зона интенсивного газообразования) – тяжелая нефть и легкая нефть (ГФН) – газоконденсат (ЗОГК – зона образования газоконденсата) – газ (ГЗГ).

Стадии онтогенеза углеводородов и показатели нефтегазоносности, контролирующие процесс образования УВС – формирование, переформирование или расформирование залежей нефти и газа: очаг нефтегазообразования (ОНГО) → генерация →

Катагенез рассеянного органического вещества

Марка углей	Индекс марки угля	Подстадии катагенеза	Градация катагенеза	Температура подстадии катагенеза, °С	Глубина; температура	
					ГФН	ГФГ
Бурые	$Б_1$	Протокатагенез	$ПК_1$	90-100	–	
	$Б_2$		$ПК_2$			
	$Б_3$		$ПК_3$			
Длиннопламенные	Д	Мезокатагенез	$МК_1$	200-220	ГФН: глубина 2-3,5 км, температура 80-170 °С	
Газовые	Г		$МК_2$			
Жирные	Ж		$МК_3$		ГЗГ: глубина 3,5-5 км, температура свыше 170 °С	
Коксовые	К		$МК_4$			
Отощенно-спекающиеся	ОС		$МК_5$			
Тощие	Т	Апокатагенез	$АК_1$	300	–	
Полуантрациты	ПА		$АК_2$			
Антрациты	А		$АК_3$			

Примечание. ГФН – главная фаза нефтеобразования; ГФГ – главная фаза газообразования.

→ миграция → аккумуляция → сохранность → → консервация → эволюция (на последнем этапе тектогенеза развития земной коры расформирование или переформирование залежей нефти и газа, как правило, обусловлено новейшими неоген-четвертичными тектоническими движениями).

Например, залежь нефти, попадая в разные зоны гипергенеза (приповерхностного, поверхностного), претерпевает деструкцию. Обычно из тяжелых смолистых нафтено-ароматических нефтей в результате метаморфизма образуются различные битумы [9]. Битумы вторичны! Нормальный ряд нафтидов подразумевает переход: нефти – мальты – асфальты – асфальтиты – кериты – антраксолиты.

Фазово-генетическая специализация [6] весьма наглядно проявляется в нефтегазоносности Лено-Тунгусской и Хатангско-Вилюйской нефтегазоносных провинций (НГП) Сибирской платформы: подавляющее большинство месторождений являются нефтегазоконденсатными, нефтегазовыми, газонефтяными, газоконденсатными, т.е. характеризуются комплексным составом.

Лено-Тунгусский НГП «специализируется» на древних рифей-кембрийских преимущественно нефтяных и в меньшей степени газовых залежах. Хатангско-Вилюйская НГП, наоборот, концентрирует преимущественно газовые и газоконденсатные залежи. Если в первой НГП преобладают ловушки структурно-литологического и литологического типов, находящиеся в древних НГК, то во второй НГП – исключительно (на сегоднешний день изученности) ловушки структурные, контролируемые различного рода антиклиналями, в большинстве случаев осложненными разрывными нарушениями, выявленными преимущественно в мезозойских отложениях.

Геоблоковая делимость предопределяет движения земной коры как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. Не бывает так, чтобы движения не вызвали подвижек «рядом». Всегда существует парагенез движений. И это в полной мере относится к образованию и формированию углеводородных систем. УВС никогда не сможет сформироваться без определенной тектонической обстановки, в пределах которой сможет образоваться нормально-морской бассейн, способный к накоплению ОВ.

Налицо геологическая инверсия, о которой столько говорили!

Углеводородные системы Сибирской платформы отражают эволюцию геологического развития и характеризуются дискретностью. Дискретность земной коры платформы выражается через совокупность разномасштабных блоков и межблоковых систем, различающихся по своим индивидуальным геологическим (геофизическим,

геохимическим и др.) параметрам. Блоки характеризуются определенной изометричностью и относительной стабильностью (равновесностью), межблоковые системы – протяженностью и мобильностью. Отличия в геологическом развитии блоков и межблоковых систем определяют их различное отношение к нефтегазоносности. Порядок (степень) дискретности определяется тем, что сам нефтегазогеологический объект или нефтегазоносная среда, рассматриваемые как целостные системы, дифференцированы в виде отдельных относительно устойчивых элементов качественно и количественно обусловленных структурных уровней [2].

В блоках Сибирской платформы [2] размещаются рудные, нерудные и горючие полезные ископаемые. Последние представлены месторождениями углеводородного сырья, горючими сланцами и углями. Выделены месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, газонефтяные, нефтяные (нефти легкие, тяжелые и высоковязкие); закартированы естественные источники нефти и газа. В крупнейших по запасам битумных полях, развитых преимущественно на Анабарской и Алданской антеклизах, битумы представлены мальтами, асфальтами и асфальтитами, керитами и антраксолитами и другими дериватами нефти; формы их залегания – пластовые и жильные. В Юдомо-Оленекском фациальном районе, охватывающем восточную часть платформы, на дневную поверхность выходят породы куонамской битуминозной карбонатно-сланцевой формации ранне-среднекембрийского возраста, которая часто рассматривается как основная нефтегазоматеринская [1]. При этом закартированы участки развития черных сланцев борулоулахского горизонта куонамской формации с высокими концентрациями редких и рассеянных элементов [1, 8]. На крайнем юге платформы, западнее оз. Байкал, известен бассейн горючих сланцев (граптолитовых и др.). В уникальном по прогнозным ресурсам Тунгусском угольном бассейне, Ленском, Иркутском, Южно-Якутском бассейнах месторождения образуют бурые и каменных угли разных марок. В Лено-Анабарском прогибе Приверхоянской краевой системы оконтурена площадь развития богхедов.

В пределах прогибов Приверхоянской краевой системы, Анабарской и Непско-Ботуобинской антеклиз, Сюгджерской седловины в областях широкого развития кайнозойских, мезозойских, верхнепалеозойских и венд-кембрийских отложений методами принудительной дегазации выявлено более 180 аномальных газогеохимических зон (АГЗ) разной контрастности. Наблюдается связь процессов миграции углеводородов АГЗ с геолого-структурными особенностями районов исследований. По совокупности оценочных данных, 45 из них определены перспективными для детальных нефтегазопоисковых работ.

Водорастворенные газы как нетрадиционный источник углеводородного сырья могут представлять интерес в пределах Приверхоянской краевой системы и, прежде всего, в ее центральной части. Высокая газонасыщенность отложений мезозоя и перми отмечена здесь на отдельных площадях глубокого и колонкового бурения (Бахынайская, Сангарская, Китчанская и др.), зафиксированы многочисленные поверхностные водогазоисточники и в Ленском прогибе.

В условиях Западной Якутии весьма перспективно использование газогидратов в качестве альтернативного источника углеводородов. Наиболее высоко оцениваются перспективы мезозойских преимущественно песчаных толщ в пределах Вилюйского газоносного района, Ленского и Лено-Анабарского прогибов Приверхоянской краевой системы. В наиболее изученных частях последней гидратоносные площади прогнозируются как на территориях установленных зон газонакопления (Хапчагайский, Тюнгский и Усть-Вилюйский районы), так и далеко за их пределами. В последнем случае они тяготеют к зонам гидрогеологической и геохимической разгрузки. Существующие оценки прогнозных ресурсов углеводородных газов, связанных с газогидратами, мало достоверны и противоречивы. Однако в любом случае они весьма значительны.

На востоке Сибирской платформы широко развиты и по площади, и по разрезу сложные коллекторы с низкой газо- и нефтеотдачей. В пределах Хапчагайского газоносного района к таковым относятся терригенные толщи пермского возраста мощностью до 2 км. В условиях Непско-Ботуобинской антеклизы, Предпатомского прогиба и других смежных территорий определяющая роль принадлежит карбонатным образованиям венд-кембрийского возраста. С ними связаны здесь многочисленные нефтепроявления. О возможности использования этих отложений в качестве нетрадиционного источника нефти убедительно свидетельствуют результаты экспериментальных работ, проведенных в отдельных скважинах на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении с применением сверхмощных методов интенсификации притоков. Указанные карбонатные субколлекторы выделяются, в основном, в составе регионально выдержанных горизонтов (осинский, юряхский, усть-кутский и др.), которые залегают на разных уровнях потенциально нефтеносной толщи общей мощностью до 300 м.

Требует специального изучения Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления, оцениваемая как уникальная по запасам нефти. Не ясны направления миграционных потоков: вертикальные (приток газа из пород архейско-нижнепротерозойского фундамента) или латеральные (наличие массивной нефтяной залежи в рифейских доломитах).

В Западной Якутии получены данные о вероятной нефтегазопродуктивности сверхбольших глубин. По материалам бурения Средневилюйской сверхглубокой скважины СГС-27 (глубина 6516 м) в нижней части вскрытого разреза намечен ряд пластов трещиноватых субколлекторов, сложенных уплотненными песчано-углистыми породами ранней перми – позднего карбона. Аналогичные условия предполагаются и в других краевых депрессиях с мезозойско-верхнепалеозойским осадочным выполнением.

По данным ГПНГ (геохимические поиски нефти и газа – модификация метода принудительной дегазации ВНИГРИ) выявлены многочисленные аномальные геохимические зоны. На севере платформы предварительно определены границы зон развития газогидратов.

Хапчагайский мегавал в Лено-Вилюйской газонефтяной области может быть удачным полигоном для решения как теоретических, так и практических аспектов газогидратной проблемы, так как в его пределах при достаточно пессимистическом прогнозе возможен прирост потенциальных геологических ресурсов горючего газа за счет зоны возможного гидратообразования в объеме 65,2 млрд м^3. В Ленском и Алдано-Вилюйском прогибах краевой системы возможны водорастворенные газы, а в бассейне нижнего течения р. Вилюй прогнозируются углеводородные газы сверхбольших глубин. В северной части Непско-Ботуобинской антеклизы обнаружены углеводороды в пластах с низкой газо- и нефтеотдачей. Определены природные газы месторождений с концентрацией гелия свыше 0,2 % [5]. Все это так или иначе характеризует разные составляющие УВС.

Результаты работ, выполненных на территории Сибирской платформы, составляют надежную основу для определения схемы формирования УВС, включающей, безусловно, традиционные нефть газ, а также, при соответстствующих, более детальных геологических и геохимических исследованиях, обоснования первоочередных участков специализированного опробования, опытно-методических и технологических работ. Достоверно известны нефтегазоматеринские отложения, определены границы газогидратных залежей, прогнозируются районы глубокозалегающих залежей и высокогазонасыщенных подземных вод.

Высокая динамичность Сибирской платформы на всех этапах и стадиях ее развития определила условия формирования УВС, длительность, многообразие форм и путей миграции нафтидов, а также специфику структурных форм осадочного чехла, вмещающих залежи нефти и газа. На основе систематизации параметров, характеризующих УВС, определяются система и показатели прогноза нефтегазоносности.

Углеводородные системы – дискретные системы, отражающие стадии катагенеза ОВ, стадии онтогенеза ОВ и УВ, которые соответствуют этапам и стадиям развития тектонотипов (платформ → краевых систем → → складчатых систем).

Особое значение имеет изучение геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. Научное обоснование и последующее открытие крупных и уникальных по запасам УВ местоскоплений нефти и газа в венде и рифее отодвинули рубеж доказанной промышленной нефтегазоносности до отметки 1400 млн лет. Этот рубеж, несомненно, будет отодвинут дальше вглубь протерозойской и архейской истории Земли [7].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Арчегов В.Б.* Доманикоидные формации Сибирской платформы – куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация // Записки Горного института. 2011. Т.194. С.53-59.

2. *Арчегов В.Б.* Блоковая делимость земной коры и нефтегазоносность: теория и методика исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7. № 2. С.31.

3. *Баженова О.К.* Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О.К.Баженова, Ю.К.Бурлин, Б.А.Соколов, В.Е.Хаин; Под ред. Б.А.Соколова. М.: Изд-во Моск. ун-та, изд. центр «Академия», 2004. 415 с.

4. *Баженова Т.К.* Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности /Т.К.Баженова, С.Н.Белецкая, Л.С.Беляева и др.; под ред. К.К.Макарова, Т.К.Баженовой. Л.: Недра, 1981. 211 с.

5. Газовый потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока – основа энергетических проектов в Азиатско-Тихоокеанском альянсе / М.Д.Белонин, В.Б.Арчегов, Ю.Н.Григоренко, В.П.Якуцени, Л.С.Маргулис // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Т.3. Сырьевая база нефтяной промышленности России, ее структура и преспективы развития / ВНИГРИ. СПб, 1999. С.89-98.

6. *Грохотов Е.И.* Обзор углеводородных систем и прогноз нефтегазоносности в восточной части Арктического шельфа России / Е.И.Грохотов, В.С.Соболев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т.6. № 4. http://www.ngtp.ru/rub/6/45 -_2011.pdf.

7. *Конторович А.Э.* Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи / Под ред. С.Г.Неручева. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. 545 с.

8. Нетрадиционные источники углеводородного сырья / Е.С.Баркан, В.М.Безруков, Г.Д.Гинсбург и др.; под ред. В.П.Якуцени. М.: Недра, 1989. 223 с.

9. *Радченко О.А.* Генетические типы битумов и условия их образования / О.А.Радченко, В.А.Успенский //Закономерности формирования и размещения скоплений природных битумов / ВНИГРИ. Л., 1979. С.32-51.

REFERENCES

1. *Archegov V.B.* Domanik formation of the Siberian platform – Kuonamka bituminous carbonate-shale formation // Proceedings of the Mining Institute. 2011. V.194. P.53-59.

2. *Archegov V.B.* Block divisibility of the Earth crust and petroleum potential: theory and research application // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2012. V.7. N 2. http://www.ngtp.ru/rub/8/22_2012.pdf.

3. *Bazhenova O.K.*, *Burlin Yu.K.*, *Sokolov B.A.*, *Khain V.E.* Geology and geochemistry of oil and gas: a tutorial / Editor B.A.Sokolov. Moscow: Moscow University, publishing office «Academiya». 2004. 415 p.

4. *Bazhenova T.K.*, *Beletskaya S.N.*, *Belyaeva L.S.* et al. Organic geochemistry of the Paleozoic and Pre-Paleozoic Siberian platform and forecast of oil and gas potential / Editor K.K.Makarov, T.K.Bazhenova. Leningrad: Nedra, 1981. 211 p.

5. *Belonin M.D.*, *Archegov V.B.*, *Grigorenko Yu.N.*, *Yakutseni V.P.*, *Margulis L.S.* Gas potential of Eastern Siberia and the Far East – the basis for energy projects in the Asia-Pacific alliance // Petroleum Geology at the turn of the century. Forecast, prospecting, exploration and development of fields. V.3. Resources base of Russian oil industry, its structure and development prospects / VNIGRI. Saint Petersburg, 1999. P.89-98.

6. *Grokhotov E.I.*, *Sobolev V.S.* Review of petroleum systems and forecast of their hydrocarbon potential in the eastern part of the Russian Arctic shelf // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2011. V.6. N 4. http://www.ngtp.ru/rub/6/45_2011.pdf

7. *Kontorovich A.E.* Essays on the naphthides-genesis theory: featured articles / Editor S.G.Neruchev. Novosibirsk: Publishing Office of the SB RAS, Branch «Geo». 2004. 545 p.

8. *Barkan E.S.*, *Bezrukov V.M.*, *Ginsburg G.D.* et al. Unconventional sources of hydrocarbons / Editor V.P.Yakutseni. Moscow: Nedra, 1989. 223 p.

9. *Radchenko O.A.*, *Uspensky V.A.* Genetic types of bitumen and conditions of their // Regularities of formation and distribution of natural bitumen accumulations / VNIGRI. Leningrad, 1979. P.32-51.