

УДК 550.8:519.2

В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова

## Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций

В структуре верхней части земной коры выделяется более 600 осадочных бассейнов, мегабассейнов (МБ) и суббассейнов, имеющих различную площадь, мощность и объем нематаморфизованных пород осадочного чехла, 225 из которых промышленно нефтегазоносны. Среди 10 осадочных МБ мирового значения особое место занимают структуры мегаконтинента Евразия, в том числе его северной и арктической частей: Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский, Баренцево-Карский, Охотоморский. Из них Восточно-Сибирский мегабассейн (ВСМБ) полностью расположен на суше (древняя Сибирская платформа – СП), Западно-Сибирский – на суше (Западно-Сибирская молодая плита) и частично в пределах Карского моря (Южно-Карская обл.). Эти два мегабассейна и приуроченные к ним нефтегазоносные мегапровинции (ЗСМП и ВСМП) входят в состав трех наиболее крупных МБ/МП в мире (наряду с Арабо-Персидским МБ/МП) как по морфологическим размерам, так и по величине углеводородного потенциала (УВП) их недр. Именно освоение УВП Западной Сибири позволило России в короткие сроки занять лидирующую позицию в мире по добыче и запасам природного газа, а в добыче нефти стать одним из двух мировых лидеров наряду с Саудовской Аравией. Однако по запасам обычной нефти РФ находится на четвертом месте в мире, уступая Саудовской Аравии, Ирану и Ираку.

Изучение геологического строения и нефтегазоносности осадочного чехла ЗСМП и ВСМП продолжается более 60 лет (с конца 1940-х гг.). В пределах ЗСМП к 2014 г. пробурено около 21 тысячи опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин глубиной от 0,7 до 8,3 км, в Восточной Сибири число пробуренных глубоких скважин достигло 5500. В результате поисково-разведочных работ (ПРР) геологическое строение пород мела, юры и частично триаса, а также верхней части доюрского (палеозойского) складчатого фундамента ЗСМП изучено детально за исключением арктических районов суши и шельфа. Согласно оценке авторов, общая площадная и структурная изученность бурением ЗСМП достигает 75–80 % в центральных, западных и юго-восточных районах, 65–70 % – в Надым-Пур-Тазовском (НПТР) и Ямальском регионах, 40–45 % – на п-ове Гыдан, в Обской и Тазовской губах, менее 5 % – в Южно-Карской области. Результаты исследований тектонического строения и литолого-фациальной характеристики осадочных толщ, слагающих мезозойско-кайнозойский чехол плиты, широко освещены в научных публикациях [1–10 и др.].

Геолого-геофизическая изученность ВСМП в наиболее перспективных южных и юго-восточных областях (кроме Присяно-Енисейской синеклизы) оценивается в 30–35 %, северной половины мегапровинции – не более 8–10 %. Результаты исследований геологического строения, тектонодинамического развития и современной нефтегазоносности районов, областей, литолого-стратиграфических комплексов и ВСМП также посвящено большое количество научных работ [10–14 и др.].

В аспекте формирования осадочного чехла нефтегазоносные мегапровинции Западной и Восточной Сибири приурочены, соответственно, к постпалеозойской и криптозой-фанерозойской ассоциациям осадочных бассейнов – мегабассейнам, различающимся особенностями тектогенеза, структурой седиментации, динамикой и современной напряженностью термобарических полей и, главное, длительностью и масштабностью формирования углеводородных систем (УВС) – зон, районов и

**Ключевые слова:** нефтегазоносность, Западная Сибирь, Восточная Сибирь, осадочный бассейн, мегабассейн, осадочный чехол, нефтегазовая геостатистика.

**Keywords:** oil and gas content, the Western Siberia, the Eastern Siberia, sedimentary basin, megabasin, sedimentary sheath, oil and gas geostatistics.

областей нефтегазонакопления (НГО), нефтегазонасыщенных комплексов (НГК) и т.п., условиями сохранности скоплений углеводородов (УВ). Эти различия определяют приуроченность УВС данных мегабассейнов к различным «хроностратиграфическим» тектонодинамическим этапам их развития, которые в свою очередь определяются особенностями седиментогенеза и тектогенеза сравниваемых мегабассейнов. Эти условия контролируют интенсивность генерации битумоидов и природного газа, масштабы УВ-накопления и эволюционную сохранность сформированных скоплений УВ, их частичное или полное (в отдельных зонах) разрушение / ремиграционное остаточное накопление в приповерхностных зонах.

По строению осадочного чехла ЗСМБ и ВСМБ являются своеобразными антиподами. Осадочный чехол ЗСМБ имеет относительно простое строение и тектонодинамическое развитие ЗСП в послетриасовое время, без значительных структурно-тектонических перестроек («революционных» ситуаций в недрах). ВСМП характеризуется предельно сложным строением осадочного чехла, обусловленным его развитием в фанерозойское время (таблица). В плане формирования УВС Западная Сибирь представляет собой пример классической при-

родной мегалаборатории по изучению всей «цепочки» процессов и явлений онтогенеза с явно выраженными нефте- и газоматеринскими (газобитумогенерационными) и аккумулирующими толщами [1–3, 9, 15–17].

Для ВСМП особенности условий формирования и эволюции УВС, современного размещения скоплений нефти и газа изучены недостаточно и остаются дискуссионными, а поиски «генетических корней» газа и нефти в залежах затруднены и характеризуются неопределенностью.

История открытий месторождений газа и нефти в ЗСМП и ВСМП имеет много общего. Знаменательно, что в их пределах первыми ПРР были открыты малые по запасам газовые месторождения с залежами в юре – Березовское (1953 г.) и Усть-Вилуйское (1956 г.). Пик открытий и приростов разведанных запасов газа и нефти в ЗСМП приходится на 1965–1974 гг., в ВСМП – на 1981–1990 гг. (рис. 1).

Изучение мегапровинций происходило от периферийных областей (юго-восток, восток – Томская обл., юг и запад ЗСМП, восток и юг СП) к центру и на север. Это «движение» для ВСМП, в отличие от Западной Сибири, не завершилось (приостановилось на десятилетие в 1994–2003 гг.) в силу ряда причин.

### Сравнительная геолого-морфологическая характеристика Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского мегабассейнов

Осадочные мегабассейны (тектоническая приуроченность)	Площадь, млн км <sup>2</sup> , общая / перспективных земель	Возраст и мощность типичного осадочного чехла, км	Объем осадочного чехла (онтогенетически «зрелый»), млн км <sup>3</sup>	Характеристика пород осадочного чехла	Эволюционно-динамические условия
Восточно-Сибирский (древняя платформа)	(3,0–3,3)/2,8	Венд-триас (от 0–1 до 6–8)	(8,6–9,0)/(4,5–5,0)	Карбонаты, соли, песчаники, глины, угли, платобазальты	Максимум опусканий и <i>компенсирующего</i> осадконакопления в начале <i>фанерозоя</i> и в триасе. Крупные перестройки тектонического плана в среднем и позднем палеозое, мезозое и кайнозое
Западно-Сибирский (молодая плита, суша и шельф южной части Карского моря)	(2,9–3,0)/2,2	Юра-кайнозой (от 0–2 до 9–12)	(11,0–11,5)/(7,5–8,0)	Исключительно терригенные, в меньшей степени терригенно-кремнистые (турон-сантон) угленосные и битуминозные (в юре) преимущественно сероцветные породы	Практически непрерывное опускание в мезозое и палеогене без крупномасштабных инверсий и размывов (неоген размывает на 50–300 м)

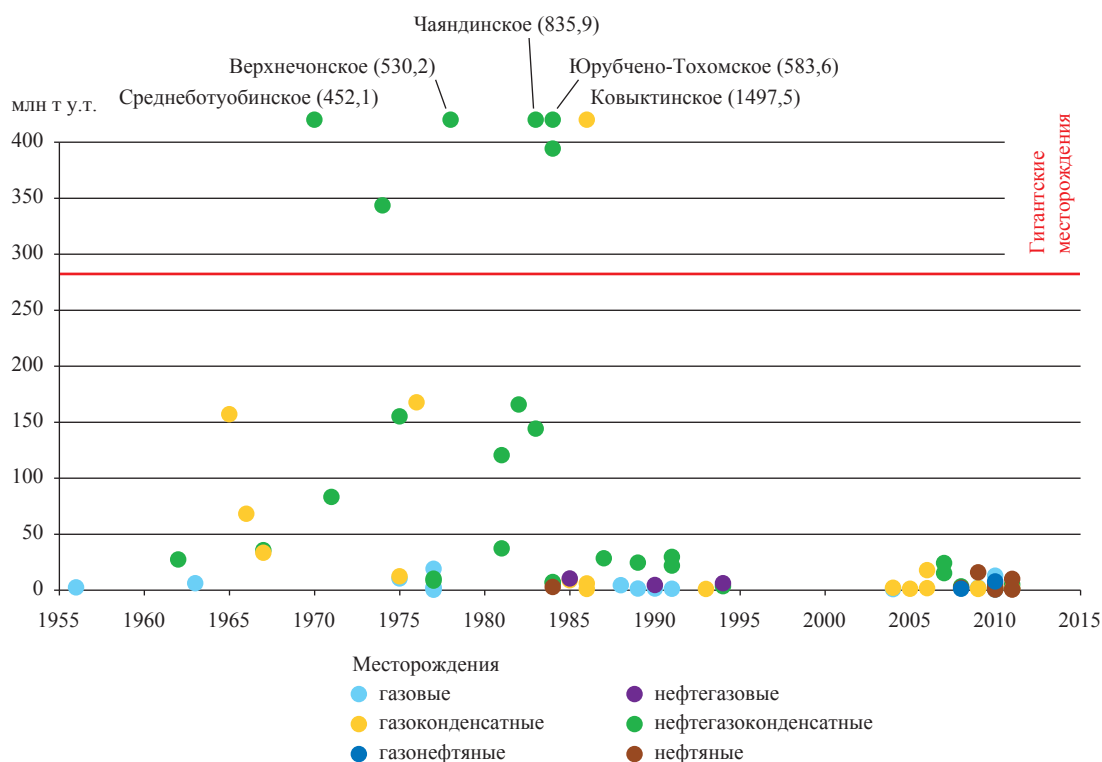


Рис. 1. Динамика открытия месторождений углеводородов различной крупности по годам (категории Q + A + B + C<sub>1</sub>, млн т у.т., по состоянию на 01.01.2012 г.)

Сравним нефтегазоносные мегапровинции, сопряженные в пространстве, в историко-геологическом отношении. Диапазон их промышленной нефтегазоносности «простирается» от турона до рифея, а вместе с нетрадиционными ресурсами газа охватывает и весь разрез верхнего мела до подошвы многолетнемерзлых пород. Более полный спектр промышленной нефтегазоносности наблюдается только в Арабо-Персидской МП (кембрий-плиоцен, т.е. весь фанерозой).

За период с 1953 по 2013 гг. включительно в пределах ЗСМП (Тюменская и южные административные области Западной Сибири, левобережье р. Енисей Красноярского края) было открыто 905 месторождений различной величины и фазового состояния, большинство из которых расположено в преимущественно нефтеносных центральных, западных и юго-восточных областях провинции. В Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) и на прилегающем шельфе обнаружено 234 месторождения УВ. В Красноярской части мегапровинции разведано 16 месторождений (Енисей-Хатангская обл. и Сузун-Ванкорская зона).

В ЗСМП преобладают чисто нефтяные (Н) месторождения. Газовых (Г) и газоконденсат-

ных (ГК) месторождений без нефти насчитывается 115, большинство из них (70) находится в НПТР, на п-овах Ямал и Гыдан с губами и заливами.

Характерной особенностью ЗСМП является многозалежность ее месторождений. Во внутренних районах в разрезе многих месторождений от кровли сеномана до зоны контакта юры с доюрскими комплексами (нефтегазоносными комплексами зоны контакта (НГЗК)) локализовано от 30–35 до 45–53 отдельных залежей различной величины и фазового состояния УВ. Одно- и двухзалежные месторождения установлены преимущественно в окраинных зонах, а также во впадинах и прогибах центральных и отдельных северных областей мегапровинции. К наиболее многозалежным месторождениям относятся Ван-Еганское в Среднем Приобье, Комсомольское в НПТР, Южно-Тамбейское на п-ове Ямал, Утреннее на п-ове Гыдан.

Основные начальные запасы свободного газа (более 95 %) сосредоточены на севере ЗСМП и локализованы в залежах альб-сенман-туронского комплекса (32,8 трлн м<sup>3</sup>). К неоком-аптскому нефтегазоносному комплексу приурочены основные запасы нефти (в Среднем Приобье и на юге НПТР). Крупные

нефтеосодержащие скопления сформировались в песчано-глинистой толще средней юры западных районов и горизонтах Ю<sub>2-3</sub> центральных и северных областей (залежи типа Н (нефтяные), НГК (нефтегазоконденсатные), ГКН (газоконденсатонефтяные)), также в горизонте Ю<sub>1</sub> келловей-оксфорда всей восточной половины мегапровинции. Кроме скоплений в зоне контакта, открыто одно крупнейшее по запасам нефти месторождение в триасе – Рогожниковское (Фроловская НГО). На шельфе скоплений нефти не обнаружено.

Показательно сопоставление начальных разведанных геологических запасов сверхгигантских и уникальных газосодержащих и нефтяных месторождений ЗСМП (соответственно, более 1 трлн м<sup>3</sup> и 1 млрд т). Из 14 месторождений четыре относятся к газоконденсатным, четыре – к газонефтяным (геологические запасы газа больше, чем нефти), три – типа НГК и НГ, три – типа Н при существенном превышении суммарных запасов свободного газа над нефтью. Безусловным лидером по запасам суммарных УВ в мегапровинции является Уренгойское НГКМ, расположенное в центре НПТР. Оно же служит и мировым «полюсом» газонакопления в терригенных толщах: нигде в мире не обнаружено ни одного месторождения с залежами в песчано-алевролитовых коллекторах, запасы которого превышали бы начальные разведанные запасы свободного газа Большого Уренгоя – 11,5 трлн м<sup>3</sup> (Уренгойская, Ен-Яхинская и Песцовая площади, единые по кровле сеномана и самостоятельные по неоктому, ачимовской толще и юре).

Суммарные запасы открытой части газового потенциала ЗСМП (с учетом категории С<sub>2</sub>) составляют 62,8 трлн м<sup>3</sup>, в том числе:

- по суше – 58,2 трлн м<sup>3</sup> (север – 55,62 трлн м<sup>3</sup>), в том числе накопленная добыча – 16,4 трлн м<sup>3</sup>, текущие разведанные запасы – около 33 трлн м<sup>3</sup>;
- по шельфу – 4,6 трлн м<sup>3</sup>, в том числе накопленная добыча – 139,4 млрд м<sup>3</sup> (по Юрхаровскому месторождению типа суша/море).

По последней официальной оценке (на 01.01.2009 г.) начальные потенциальные ресурсы газа мегапровинции превышают 150 трлн м<sup>3</sup> (суша – 116,32 трлн м<sup>3</sup>). Безусловно, это существенно завышенная оценка традиционных газовых ресурсов с учетом существующих геологических и статистико-ресурсных реалий. По мнению авторов, конечная величина запаса

свободного газа мегапровинции после тотальной разведки ее недр не перешагнет диапазон 105–107 трлн м<sup>3</sup>, при этом реальные прогнозные ресурсы составляют до 40 трлн м<sup>3</sup> (распределенные примерно поровну на суше и шельфе) с 80%-ной вероятностью подтверждения поисково-разведочными работами к 2050 г. (экспертная оценка).

Процесс освоения нефтяного потенциала недр в Западной Сибири опережает освоение газового. К началу 2013 г. извлечено 11,4 млрд т нефти. Начальные открытые запасы нефти мегапровинции превышают 30 млрд т, неоткрытые ресурсы прогнозируются (по официальной и корпоративной оценке) в широком диапазоне – 17–30 млрд т (извлек.).

Главная проблема ЗСМП – прогнозирование, поиски и разведка наиболее крупных из оставшихся неоткрытыми месторождений УВ как в центральных, западных и юго-восточных, так и в северных областях суши, в диапазоне продуктивного разреза сеноман-средняя юра, при этом развитие каких-либо крупных по запасам месторождений УВ в низах юры, НГЗК, триасе и палеозое маловероятно [4, 15].

Пик открытий и приростов запасов нефти пришелся на 1964–1984 гг. После 2000 г. в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) и Томской обл. открываются исключительно мелкие и мельчайшие (менее 10 млн т), а также отдельные средние (10–30 млн т) нефтеосодержащие месторождения. К примеру, по данным А.В. Шпильмана (2013 г.), на территории ХМАО за последние десять лет открыто 75 нефтяных месторождений, из них только три относятся к средним (10–30 млн т) и два – к крупным. В ЯНАО в последние годы было открыто четыре относительно крупных месторождения типа НГК, однако более 90 % новых приростов дает доразведка ранее открытых месторождений, в том числе опосредованное их невоскресших горизонтов. Нет сомнений, что в ближайшие десятилетия на суше мегапровинции будут открыты многие сотни, возможно, первые тысячи месторождений УВ в диапазоне крупности геологических запасов 0,1–30 млн т у.т., а также отдельные крупные месторождения (30–100 млн т у.т.) на северо-востоке ЗСМП и арктических полуостровах. На п-ове Гыдан, возможно, будут обнаружены несколько крупнейших газосодержащих месторождений (100–250 млрд м<sup>3</sup>). Основная неоткрытая часть газового потенциала связана с

недрами Южно-Карской НГО (прежде всего на Приямальском шельфе – преимущественно нижний мел в диапазоне верхний валанжин-апт, в окраинных зонах – средняя юра), где реально открытие ряда гигантских и сверхгигантских месторождений УВ (свободный газ и конденсат, нефть – в редких нефтяных оторочках в неокоме). Освоение УВП недр шельфа – проблема скорее технико-технологическая (и экологическая), нежели геологическая. В данном случае «плохая» арктическая суша (п-ова Ямал и Гыдан) лучше «хорошего» шельфа (Карское море с тяжелой ледовой обстановкой).

Изучению геологического строения осадочного чехла СП и Лено-Вилуйской впадины (синеклизы) посвящено много публикаций (по тектонике, литологии и др.), в то же время вопросы нефтегазоносности древних толщ Сибири рассматриваются в значительно меньшем числе исследований [1, 9, 10, 13, 14, 16, 18, 19 и др.]. По мнению авторов, это связано прежде всего с весьма скромными успехами по развитию минерально-сырьевой базы (МСБ) газонефтедобычи в плане открытия месторождений и прироста разведанных запасов УВ.

В пределах мегабассейна выделяются надпорядковые тектонические структуры: Непско-Ботубинская и Байкитская антеклизы; Присяно-Енисейская, Курейская, Тунгусская синеклизы; Предпатомский региональный прогиб [10, 11]. К востоку от СП расположены Лено-Вилуйская синеклиза и мезозойский Предверхо-янский краевой/предгорный мегапрогиб; на севере СП – Анабаро-Оленекский мегасвод с выступом древнего фундамента в центре (Анабар); на юго-востоке – Алданская антеклиза.

Характерными особенностями СП являются развитие внутриплатформенных щитов – выступов древнего фундамента (Анабарского без осадочного покрова и Алданского с мощностью чехла до 1,0–1,5 км) и чрезвычайно высокая интенсивность дизъюнктивной тектоники. Большое число разноамплитудных разновозрастных разломов и линеаментов осложняют строение рифейской толщи и осадочного чехла в пределах всей платформы. Зоны приразломных сжатий и растяжений, системы надвигов, шарьяжей и сдвигов наблюдаются вдоль южной и восточной окраин бассейна [11].

К главным особенностям ВСМБ относятся:

- очень сложное структурно-тектоническое развитие платформы в послекембрийское время, сопровождавшееся крупными перестройками

тектонических планов, размывами/отсутствием осадконакопления в среднем палеозое, а также в течение крупных отрезков мезозойской и кайнозойской эр, развитием крупных линеаментов, разломообразованием и др.;

- наличие внутрибассейновых и окраинных унаследованных поднятий с отсутствием или развитием маломощного осадочного чехла (ареал Анабарского щита, Алданский щит и др.);

- сравнительно небольшие мощности осадочного чехла венд-триасового возраста (обычно от 2 до 3–4 км) на большей части СП. При этом осадочные неметаморфизованные породы рифея относятся к переходному комплексу, залегающему на складчато-магматическом фундаменте архейско-протерозойского возраста. Главные этапы формирования мегабассейна – венд-кембрий и пермо-триас;

- чрезвычайно разнообразный формационный и литолого-фациальный состав осадочных и осадочно-вулканогенных пород: карбонаты, соли, песчаники, алевролиты, глины, угли, углистые и битуминозные сланцы, базальты в различных пространственных объемных соотношениях слагают осадочный чехол и рифейские образования, при этом доля терригенной компоненты увеличивается вверх по разрезу (до 100 % в пермо-триасе);

- малоподвижная флюидальная система (водные рассолы с аномально низким пластовым давлением);

- пониженный и низкий геотермический режим недр (геотермоградиенты повсеместно 1,5–2,5 °C/100 м);

- повышенный и высокий уровень магматического воздействия на осадочный чехол в девонское, триасовое, кайнозойское время, прежде всего в Приенисейской, Приленской и Прибайкальской частях платформы (платобазальты, силлы, дайки и др.);

- очень высокая степень объемной литолого-фациальной и структурно-тектонической неоднородности на областном, районном и даже зональном уровнях.

В пределах ВСМП к 2013 г. было открыто 81 месторождение УВ: 36 газовых и газоконденсатных, 34 нефтегазовых и нефтегазоконденсатных и только 11 чисто нефтяных с суммарными открытыми геологическими запасами УВ 17,1 млрд т у.т. (с учетом категории C<sub>2</sub>).

Основная нефтегазогеологическая особенность ВСМП – преимущественно смешанный



характер накопления УВ. Однако следует отметить, что месторождением-лидером в мегапровинции является Ковыктинское ГКМ (без нефти), вторым по крупности (если не учитывать Левобережное и Ангаро-Ленское месторождения, оценка запасов которых слабо обоснована) считают Юрубчено-Тохомское НГКМ со значительными запасами свободного газа. Большинство месторождений существенно недоразведаны – доля запасов категории  $C_2$  в них достигает 70–95 %.

Наибольшее число месторождений обнаружено на юго-востоке СП и в Лено-Виллойской впадине (Республика Саха (Якутия)) – 34, из них только Северо-Талаканское является нефтяным. На крайнем юге СП (Иркутская обл.) открыто 28 месторождений, в том числе сверхгигантское по запасам газа Ковыктинское ГКМ (до 2,2 трлн  $m^3$  с учетом Хандинской площади).

Наименьшее число месторождений (10) открыто в восточно-сибирской части Красноярского края, в том числе гигантская Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ; более 2 млрд т у.т. геол. с преобладанием нефти).

Общая разведанная часть потенциала УВ недр СП с учетом Лено-Виллойской впадины составляет 4,3 млрд т у.т., в том числе: газ – 3,4 трлн  $m^3$ ; жидкие УВ – 0,9 млрд т (извлеч.).

Таким образом, даже с учетом геологических запасов УВ (не говоря уже об извлекаемых) мегапровинция характеризуется в настоящее время как газонефтеносная (газа больше, чем нефти), что не согласуется с мнением большинства экспертов НИИ Восточной Сибири и Дальнего Востока (ФГУП «СНИИГТиМС» и др.). Это коренным образом меняет представления о продуктивности недр СП и окружающих ее прогибов и впадин. Следует отметить, что выявленная часть газового потенциала мегапровинции составляет 7,4 трлн  $m^3$ , нефти – 2,0 млрд т (извлеч.), включая запасы категории  $C_2$ , т.е. сохраняется тенденция преимущественной газоносности.

В пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции выделяется 16 НГО и два самостоятельных нефтегазоносных района (НГР). Большое число месторождений типа НГК/ГКН открыто в пределах Непско-Ботуобинской НГО, приуроченной к одноименному своду и его склонам, а также в Байкитской НГО (Камовский свод), преимущественно газосодержащих – в Ангаро-Ленской НГО. В ряде областей, несмотря на бурение большого числа

параметрических и поисковых скважин, не открыто ни одного *промышленного* месторождения УВ (Южно-Тунгусская, Анабарская и др.).

В осадочном чехле Лено-Тунгусской провинции обособляются шесть основных НГК: рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский, кембрийский, ордовикско-девонский, каменноугольно-пермский.

Промышленная нефтегазоносность приурочена к первым четырем НГК, перекрытым кембрийским галогенным флюидоупором в составе нескольких пластов соли с межсолевыми карбонатами.

Как и в других нефтегазоносных бассейнах мира, наиболее крупные месторождения СП приурочены в основном к сводовым частям и склонам антеклиз древнего заложения (Непско-Ботуобинской, Байкитской), обращенным в сторону сопряженных разновозрастных прогибов и впадин. Обычно их продуктивность обусловлена наличием протяженных зон с улучшенными коллекторскими свойствами.

Характерная черта практически всех залежей независимо от типа ловушки (антиклиналь, выступ фундамента, моноклиналь, флексура) заключается в том, что в объеме их продуктивность определяется литологической изменчивостью, распределением свойств «коллектор – неколлектор» в пределах одного и того же горизонта, причем независимо от карбонатного или терригенного состава пород.

На древней Сибирской платформе длительные масштабные процессы дегазации и рассеивания нефти в надсолевой части осадочного чехла привели к остаточному накоплению в ряде зон тяжелых нефтей и битумов [11, 13, 20], в подсолевой же части в породах кембрия, венда и рифея геохронотермобарическая эволюция первично-нефтяных и НГК скоплений привела к формированию газоконденсатных систем вторичного типа за счет термотрансформации вещества нефтей в залежах и битумоидов в материнских породах под действием температур в смесь газообразных и легких жидких УВ, участвовавших в неоднократных процессах переформирования скоплений УВ.

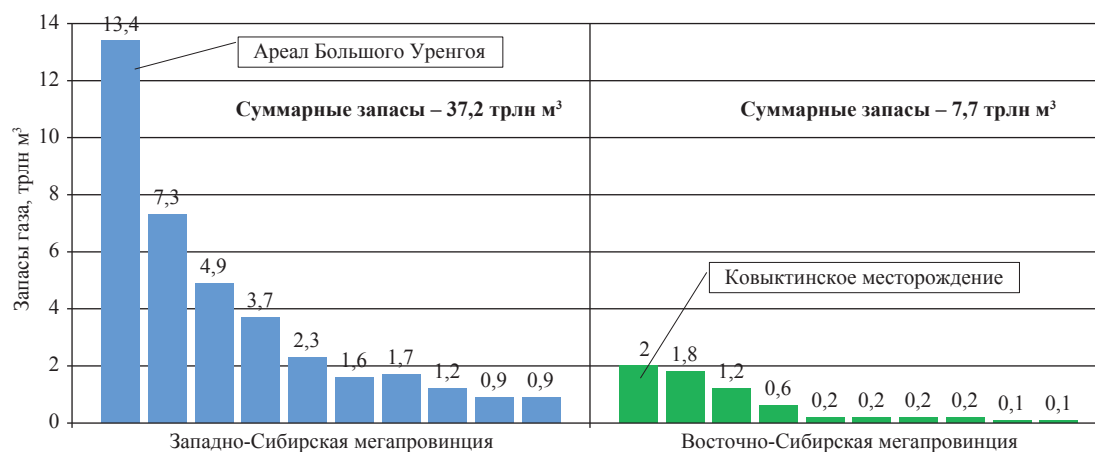
Фактически Лено-Тунгусский осадочно-флюидальный НГМБ следует рассматривать как полуразрушенную (если не на 3/4 разрушенную) углеводородную систему с остаточной газо- и нефтеносностью в недрах, вследствие чего и наблюдается такое малое число

гигантских по запасам месторождений (всего пять в изученной южной части мегабассейна).

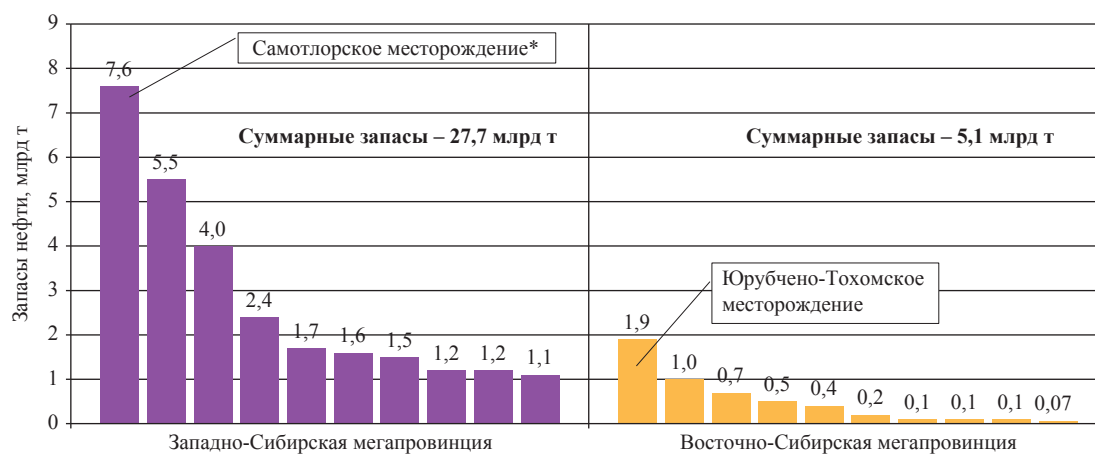
Основными причинами недостаточно высокой (намного меньше ожидавшейся) текущей эффективности геологоразведочных работ (ГРП) в области *поисков новых месторождений* и их дальнейшей разведки, а часто и необоснованной *переразведки*, являются чрезвычайно сложное тектонодинамическое развитие и очень сложное современное геологическое строение недр СП и отдельных областей, районов, зон, локальных участков; древность залежей УВ, сохранившихся после многочисленных переформирований; относительно невысокий общий потенциал промышленного нефтегазоаккумуляции и сохранности.

Потенциальные ресурсы свободного газа территории междуречья р. Енисей и Лена (без Енисей-Хатангского мегапрогиба) оцениваются авторами в 25–27 трлн м<sup>3</sup>, в том числе Лено-Виллюйской впадины и Предверхоянского прогиба – 1,8–2,0 трлн м<sup>3</sup>, жидких УВ – до 7,0 млрд т (извлеч.), суммарных УВ – до 35 млрд т у.т. (это ресурсы, которые с высокой вероятностью (не менее 70–80 %) подтвердятся в ходе дальнейших ГРП).

Далее проведем сопоставление крупнейших месторождений Западной и Восточной Сибири по величине начальных открытых геологических запасов (по газу и нефти) (рис. 2, 3). Согласно приведенным данным суммарные запасы УВ месторождений ЗСМП как по нефти,



**Рис. 2. Сопоставление крупнейших месторождений Западной и Восточной Сибири по величине начальных открытых геологических запасов газа (категории Q + A + B + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub>)**



\* Запасы свободного газа Самотлорского месторождения оцениваются в 0,2 трлн м<sup>3</sup>.

**Рис. 3. Сопоставление крупнейших месторождений Западной и Восточной Сибири по величине начальных открытых геологических запасов нефти (категории Q + A + B + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub>)**

так и по газу, превышают аналогичные показатели месторождений ВСМП в 5–6 раз. Также стоит подчеркнуть, что по величине запасов преобладают сверхгигантские и уникальные газосодержащие месторождения.

В заключение следует отметить, что в пределах Восточно-Сибирского мегабассейна основные ресурсы газа и нефти приурочены к углеводородным системам базальной (нижней) части осадочного разреза, в пределах Западно-Сибирской – к углеводородным системам средней (преимущественно) части. В отличие от Восточно-Сибирской мегапровинции в пределах Западной Сибири продуктивен практически весь проницаемый осадочный разрез – от отложений турона до фундамента. Однако и в верхнемеловых отложениях, в том числе в криолитозоне, отмечены многочисленные газопроявления.

Еще раз подчеркнем нефтегазогеологические парадоксы ВСМП и ЗСМП: в первой при заведомо «сапропелевом» органическом веществе (ОВ) морского происхождения в подсоловой части разреза газ существенно преобладает над нефтью (и в запасах, и в потенциальных ресурсах); во второй при существенном преобладании в объеме продуктивной части осадочного чехла (триас-сеноман) в большинстве областей континентальных сероцветных толщ, в том числе угленосных и субугленосных формаций и гумусовой компоненты (рассеянной и концентрированной) в суммарном ОВ над сапропелевой компонентой по массе и объему (в региональном плане), запасы и ресурсы газа и нефти в целом сопоставимы при их пространственной сегрегации (Центр – нефтеносный, Север – газоносный) [4, 15, 16].

Таким образом, сопряженные в пространстве Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский мегабассейны представляют собой крупнейший в мире узел рифей-фанерозойского осадконакопления, в пределах которого открыто почти 1000 месторождений УВ различной величины по геологическим запасам (от 50–100 тыс. до 13 млрд т у.т.) и фазового состояния (от чисто газовых (бесконденсатных) до нефтяных). Суммарный газовый потенциал этих мегапровинций уникален (134–185 трлн м<sup>3</sup> только традиционных ресурсов свободного газа). По суммарному объему традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти ЗСМП и ВСМП сопоставимы с уникальной нефтегазоносной Арабо-Персидской провинцией [9].

Результаты, отраженные в статье, позволяют сделать следующие выводы.

1. Восточно-Сибирская и Западно-Сибирская мегапровинции, приуроченные, соответственно, к древней докембрийской платформе и молодой эпигерцинской плите, уникальны по площади, объему осадочного выполнения, нефтегазоносности. Фундамент ВСОМБ был консолидирован в архейско-протерозойское время, в рифее происходило образование карбонатно-терригенной толщи большой мощности, в венде и кембрии накопились основные доминант-комплексы нефти и газа под соленосным кембрийским экраном. В послекембрийское время осадконакопление происходило медленными темпами, в перми накопилась мощная угленосная толща, в триасе наблюдалась интенсивная магматическая «обработка» осадочного чехла с межпластовыми интрузиями и поверхностными излияниями базальтовых лав-траппов, образованием алмазонасных трубок взрыва в центрально-восточных районах платформы (Западная Якутия). В кайнозое происходили неоднократные тектонические «встряски», инверсия движений с оживлением старых и возникновением новейших разноамплитудных разломов, в настоящее время в большинстве своем непроницаемых (тектонические экраны). Западно-Сибирская молодая плита с триас-кайнозойским типичным осадочным чехлом имеет «предельно» простое геологическое строение и относительно спокойное тектонодинамическое развитие в послетриасовое время. Мегабассейны сопряжены в пространстве: они граничат по субмеридиальной Енисейской зоне глубинных разломов.

2. Достигнутые в первые 20 лет ведения ПРП успехи в области открытия гигантских и уникальных месторождений УВ в Западной Сибири обусловили высокую концентрацию «поисково-буровых усилий» в высокоперспективных областях ЗСМП (Среднее Приобье, НПТР), начало и развитие широкомасштабной добычи нефти и газа (с 1971–1972 гг.), в дальнейшем интенсивное изучение и освоение УВП на всей ее территории (кроме п-ова Гыдан и ЕХМП – наиболее удаленных областей). Низкие темпы открытий и приростов разведанных запасов УВ в первые 20 лет ведения ПРП в Восточной Сибири, отсутствие крупных потенциальных потребителей УВ в южных и удаленность от европейских районов, неразвитость нефтегазовой инфраструктуры, трудно-



сти эксплуатации уже открытых месторождений до 2004–2005 гг. сдерживали темпы освоения УВП недр Восточно-Сибирской мегапровинции. Только в последнее десятилетие ПРР были существенно активизированы, но только в южных районах НГО.

3. К 2013 г. в пределах двух мегапровинций открыто и частично разведано 986 месторождений УВ (более 90 % – в Западной Сибири). По величине геологических запасов лидируют газосодержащие, типа ГК/НГК месторождения. Начальные запасы свободного газа превышают извлекаемые запасы жидких УВ, т.е. в промышленном отношении обе мегапровинции должны рассматриваться как преимущественно газоносные.

За 60 лет проведения ПРР в пределах Западно-Сибирской мегапровинции открыто и частично разведано более 900 месторождений УВ с начальными запасами около 100 млрд т у.т. (извлек.).

Суммарные начальные разведанные запасы УВ в Восточной Сибири составляют менее 5 млрд т у.т., в том числе жидких УВ – менее 1 млрд т у.т. (извлек.). Очевидно лидерство свободного газа в плане промышленной значимости мегапровинции.

Помимо открытых месторождений в пределах СП на многих площадях зафиксированы многочисленные газо- и нефтепроявления и непромышленные притоки УВ. В большинстве областей восточной половины мегапровинции развиты обширные битумные поля и приповерхностные скопления сверхтяжелых нефтей. Эти факты, а также наблюдаемая на многих месторождениях сложная («неустоявшаяся») геофлюидальная система свидетельствуют об активных процессах переформирования с частичным/полным разрушением обычных скоплений нефти и газа, которые продолжают уже длительное время (мезозойский и кайнозойский периоды).

4. При сравнении нефтегазоносности и геофлюидальных систем двух сопряженных в пространстве мегапровинций можно сделать основополагающий вывод о том, что геофлюидальная система ЗСМП – «молодая» (в масштабах геологического времени), динамически активная, «хорошо прогретая», в отличие от таковой в ВСМП – «древней», полуразрушенной, существенно «вымороженной» последними фазами похолодания климата и оледенений (в конце плиоцена и в квартере). Это заставляет многих независимых («неангажированных») экспертов с большой осторожностью относиться к качественной и особенно количественной оценке перспектив нефтегазоносности Восточно-Сибирской мегапровинции.

По расчетам авторов, суммарный УВП Восточной Сибири составляет 57–61 млрд т у.т. (геол.)

Значительная часть нефти (не менее 70–80 % ресурсов и запасов) ВСМП будет сосредоточена в подгазовых оторочках разной величины и строения, что существенно затруднит разработку месторождений типа НГК/ГКН и добычу нефти и газа. Открытие в будущем чисто нефтяных гигантов (более 300 млн т, геол.) маловероятно, в то же время развитие (и обнаружение) двух-трех сверхгигантских (более 1 трлн м<sup>3</sup>) и 10–12 крупнейших и гигантских (в диапазоне 100–1000 млрд м<sup>3</sup>) газосодержащих месторождений типа ГК и ГКН имеет реальные перспективы. Однако вопрос об их локализации (о районах и зонах) все так же актуален.

Все будущие открытия гигантских месторождений УВ в Западной Сибири будут приурочены к шельфовым областям мегапровинции (Южно-Карская НГО).

В предстоящие 35–40 лет в пределах обеих мегапровинций предстоит открыть многие тысячи месторождений газа и нефти, однако обнаружение новых уникальных месторождений (более 3 млрд т у.т.) маловероятно.

### Список литературы

1. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 400 с.
2. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири: обз. инф. / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с. – (Серия «Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья»).

3. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
4. Карнаухова С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухова, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25. – (Серия «Вести газовой науки»).
5. Конторович В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
6. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, А.А. Трофимук, О.Г. Жеро и др.; Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
7. Нестеров И.И. Корреляция и индексация продуктивных пластов мезозоя Западной Сибири / И.И. Нестеров, Н.Х. Кулахметов, В.Н. Высоцкий и др. // Геология нефти и газа. – 1991. – № 10. – С. 55–56.
8. Рудкевич М.Я. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты / М.Я. Рудкевич, В.С. Бочкарев, Е.М. Максимов и др. // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1970. – Вып. 28. – 175 с.
9. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
10. Шеин В.С. Тектоническое районирование и перспективы нефтегазоносности бассейнов Сибирской платформы / В.С. Шеин, Н.К. Фортунатова, С.В. Ивашко и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 64–88.
11. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др.; под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 450 с.
12. Ефимов А.С. Программа изучения и освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) – итоги и перспективы / А.С. Ефимов, А.А. Гердт, А.И. Варламов и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – № 6. – С. 11–17.
13. Золотов А.Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ / А.Н. Золотов. – М.: Недра, 1982. – 250 с.
14. Фролов С.В. Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна / С.В. Фролов, Е.А. Бакай, Е.Е. Карнюшина и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 63–75.
15. Карнаухова С.М. Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский осадочные мегабассейны: сравнительная характеристика геологического строения, онтогенеза углеводородов, запасов и ресурсов газа и нефти / С.М. Карнаухова, В.А. Скоробогатов // IX Всеросс. науч.-техн. конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса»: тезисы докл. – М.: РГУНГ, 2012. – Ч. I. – С. 8–10.
16. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной и Восточной Евразии: стратегия освоения / В.А. Скоробогатов, С.М. Карнаухова // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 16–21.
17. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
18. Клещев К.А. Новые методические подходы к оценке перспектив нефтегазоносности рифейских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / К.А. Клещев, Н.К. Фортунатова, В.Н. Ларкин и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – С. 3–10.
19. Ремизов В.В. Проблемы освоения ресурсов газа Сибири и Дальнего Востока / В.В. Ремизов, В.И. Резуненко, А.И. Гриценко и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 9. – С. 9–13.
20. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 4–13.
21. Шаблинская Н.В. Разломная тектоника Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит и вопросы нефтегазоносности палеозоя / Н.В. Шаблинская. – Л.: Недра, 1982. – 155 с.
22. Бочкарев В.С. Основные проблемы стратиграфии мезозойских нефтегазоносных отложений Западной Сибири / В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня и др. // Геология нефти и газа. – 2000. – № 1. – С. 2–13.

## References

1. Danilov V.N. Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentation basins of the world / V.N. Danilov, N.A. Malyshev, V.A. Skorobogatov et al. – M.: Publishing house of the Academy of mining sciences, 1999. – 400 p.
2. Ermakov V.I. Geological-geochemical and tectonic factors of the gas-bearing capacity forecast of the north of the Western Siberia: educ. inf. / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev. – M.: Geoinformmark, 1997. – 134 p. – (Series «Geology, methods of prospecting, exploration and evaluation of deposits of fuel-energy feedstock»).
3. Ermakov V.I. Thermal field and oil-gas-bearing capacity of young plates of the USSR / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov. – M.: Nedra, 1986. – 221 p.
4. Karnaukhov S.M. Era of cenomanian gas: «from sunrise to sunset» / S.M. Karnaukhov, V.A. Skorobogatov, O.G. Kananykhina // Problems of resources' provision of gas-producing areas of Russia up to 2030. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 15–25. – (Series «Vesti gazovoy nauki»).
5. Kontorovitch V.A. Tectonic structure and history of the development of the Western-Siberian geosyncline during Mesozoic and Cenozoic age / V.A. Kontorovitch, S.Yu. Belyaev, A.E. Kontoritch et al. // Geology and geophysics. – 2001. – T. 42. – № 11–12. – P. 1832–1845.
6. Surkov V.S. Megacomplexes and deep structure of the earth crust of the Western-Siberian Plate / V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, O.G. Zhero et al.; Siberian research institute of geology, geophysics and mineral raw materials. – M.: Nedra, 1986. – 149 p.
7. Nesterov I.I. Correlation and indexation of productive Mesozoic strata of the Western Siberia / I.I. Nesterov, N.H. Kulakhmetov, V.N. Vysotskiy // Oil and gas geology. – 1991. – № 10. – P. 55–56.
8. Rudkevitch M.Ya. Main stages of the geological development history of the Western-Siberian Plate / M.Ya. Rudkevitch, V.S. Bochkarev, E.M. Maksimov et al. // Works of ZapSibNIGNI. – Tyumen, 1970. – Iss. 28. – 175 p.
9. Skorobogatov V.A. Gigantic gas-containing deposits of the world: regularities of placement, formation conditions, reserves, prospects of new discoveries / V.A. Skorobogatov, Yu.B. Silantiev. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 240 p.
10. Shein V.S. Tectonic zoning and prospects of oil-gas bearing capacity of basins of the Siberian platform / V.S. Shein, N.K. Fortunatova, S.V. Ivashko et al. // Oil and gas geology. – 2013. – Special issue. – P. 64–88.
11. Antsiferov A.S. Oil and gas geology of the Siberian platform / A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov et al.; under the editorship of A.E. Kontorovitch, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. – M.: Nedra, 1981. – 450 p.
12. Efimov A.S. Program of study and development of hydrocarbon resources of the Eastern Siberia and Republic of Sakha (Yakutiya) – results and prospects / A.S. Efimov, A.A. Gerdt, A.I. Varlamov et al. // Oil and gas geology. – 2009. – № 6. – P. 11–17.
13. Zolotov A.N. Tectonics and oil-gas bearing capacity of ancient strata / A.N. Zolotov. – M.: Nedra, 1982. – 250 p.
14. Frolov S.V. Oil-gas bearing complexes of the north of Leno-Tungus basin / S.V. Frolov, E.A. Bakay, E.E. Karnyushina et al. // Oil and gas geology. – 2013. – № 3. – P. 63–75.
15. Karnaukhov S.M. Western-Siberian and Eastern-Siberian sedimentation megabasins: comparative characteristics of geological structure, ontogenesis of hydrocarbons, oil and gas reserves and resources / S.M. Karnaukhov, V.A. Skorobogatov // IX All-Russian research conference «Topical problems of development of oil and gas complex»: abstracts. – M.: RGUNG, 2012. – P. I. – P. 8–10.
16. Skorobogatov V.A. Gas potential of mineral resources of sedimentation basins of the Northern and Eastern Eurasia: development strategy / V.A. Skorobogatov, S.M. Karnaukhov // Gas Industry. – 2007. – № 3. – P. 16–21.
17. Skorobogatov V.A. Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal / V.A. Skorobogatov, L.V. Stroganov, V.D. Kopeev. – M.: Nedra-Biznestsentr, 2003. – 352 p.
18. Klechev K.A. New methodical approaches to the assessment of prospects of oil-gas bearing capacity of Riphean deposits of the Leno-Tungus oil-gas bearing province / K.A. Klechev, N.K. Fortunatov, V.N. Larkin et al. // Oil and gas geology. – 2009. – № 3. – P. 3–10.
19. Remizov V.V. Problems of gas resources' development of Siberia and Far East / V.V. Remizov, V.I. Rezunenko, A.I. Gritsenko et al. // Gas Industry. 2000. – № 9. – P.9–13.
20. Varlamov A.I. Quantitative assessment of the resource potential of hydrocarbon raw materials of Russia and immediate prospects of its explored part / A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov, M.I. Lodgevskaya et al. // Oil and gas geology. – 2013. – Special issue – P. 4–13.
21. Shablinskaya N.V. Fault tectonics of the Western-Siberian and Timano-Pechora plates and issues of oil-gas bearing capacity of the Paleozoic / N.V. Shablinskaya. – L.: Nedra, 1982. – 155 p.
22. Bochkarev V.S. Main problems of stratigraphy of Mesozoic oil-gas bearing deposits of the Western Siberia / V.S. Bochkarev, A.M. Brekhuntsov, N.P. Dechenya et al. // Oil and gas geology. – 2000. – № 1. – P. 2–13.