

УДК 553.981/982:550.83

Возможности уточнения ресурсов углеводородов и направлений нефтегазопоисковых работ с учетом глубинных структур и геодинамических процессов в недрах Земли

Д.А. Астафьев^{1*}, А.В. Толстикова¹, Л.А. Наумова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. При высоких оценках начальных суммарных ресурсов углеводородов (УВ) на основании первых открытых месторождений, зачастую крупных и уникальных по запасам, приведены примеры неопределенности в выборе дальнейших направлений поисково-разведочных работ и многочисленных случаев безуспешного бурения глубоких поисковых скважин, например, на шельфе Баренцева, Охотского, Японского, Берингова и Черного морей. Рассмотрены возможности корректировки результатов количественной оценки ресурсов УВ, в том числе с необходимостью доизучения отдельных зон нефтегазоаккумуляции во взаимосвязи с особенностями регионального и глубинного строения районов их расположения.

В качестве примеров рассмотрены условия размещения и формирования гигантской по запасам газоконденсатной залежи Ковыктинского месторождения, которая приурочена к структурной террасе в пределах Ангаро-Ленской моноклинали. Показано, что причинами формирования и сохранности такой крупной залежи в древних вендских отложениях, по существу, в ловушке неантиклинального типа, являются не только надежная крышка, но, вероятно, и активный подток УВ-газа в палеоген-четверичном периоде за счет водородной дегазации мантийных расплавов в нижней части земной коры под Байкалом, миграция водорода по системе листрических и других разломов в гранитный слой и осадочный чехол как Байкальской впадины, так и толщ венд-кембрийского возраста юго-восточной части Сибирской платформы, где происходит гидрирование углерода и остатков керогена, что приводит к синтезу преимущественно метана, активизации миграционных процессов УВ-флюидов в обрамлении Байкала и формированию или возобновлению формирования залежей УВ не только на Ангаро-Ленской ступени, но и в пределах всей Непско-Ботуобинской антеклизы, а возможно, и в поднадвиговых зонах Предпатомского прогиба.

Другим объектом для обоснования нефтегазоносности и оценки ресурсов УВ нижних горизонтов осадочного чехла и пород фундамента служит уникальная по запасам нефтяная залежь месторождения Белый Тигр во впадине Кыулонг на шельфе Вьетнама, сформировавшаяся в магматогенных гранитоидных породах позднемелового-эоценового фундамента. В отличие от известных объяснений формирования этой и других залежей УВ в породах фундамента, в том числе и за счет нефти неорганической природы (из мантии), обоснован классический вариант формирования этой и всех подобных залежей за счет заполнения ловушки сверху вниз от подошвы верхнего флюидоупора, облекающего выступ фундамента, и понижения уровня водонефтяного контакта (ВНК) до основания растресканной вершинной части горста. Это возможно, если породы, подстилающие и окружающие растресканную вершинную часть выступа, непроницаемы или слабопроницаемы, что и имеет место в данном случае. Этим и объясняется положение ВНК существенно ниже уровня подошвы флюидоупора в критической седловине поднятия. И в этом случае определенную роль в образовании УВ может играть глубинный водород, гидрирующий кероген и изменяющий состав нефти в сформированной залежи.

Впервые обосновывается целесообразность дополнительного изучения нефтегазоносных бассейнов глубинными сейсмотографическими профилями высокого разрешения по некоторым линиям ранее отработанных профилей глубинного сейсмического зондирования, оптимизированными GPS-ГЛОНАСС съемками и глубокими скважинами.

В ряде нефтегазоносных регионов России и др. стран при весьма оптимистических оценках начальных суммарных ресурсов (НСР) после открытия некоторого количества месторождений углеводородов (УВ), в том числе гигантских и крупных, суммарные запасы которых могут составлять 15...20 % НСР, возникают трудности

Ключевые слова: поиски и разведка углеводородов, корректировка результатов количественной оценки ресурсов, породы фундамента, глубинная нефть, глубинный водород, глубинный сейсмотомографический профиль, концепция бассейногенеза.

с открытием новых значимых по запасам месторождений, особенно крупных и уникальных [1]. Так, в Баренцевом море, включая печорский шельф, при НСР $\approx 38,5$ млрд т условного топлива (у.т.) пока разведано 5,3 млрд т у.т. (около 14%). Бурение на западном (Ферсмановская крупная структура) и восточном (крупнейшие структуры Адмиралтейская и Крестовая) бортах Восточно-Баренцевого прогиба оказалось безрезультатным. Бурение на мелких структурах (сателлитах уникального по запасам Штокмановского месторождения) в южной части Баренцева моря также не принесло успеха. В северной половине этого обширного по площади нефтегазоносного бассейна (НГБ) с осадочным чехлом толщиной около 18 км возможны крупные открытия, но, судя по качеству фонда выявленных структур, прогнозируемые запасы УВ не достигнут ожидаемых величин. Возникает вопрос: где в пределах Баренцевоморского НГБ возможны новые открытия крупных газовых и нефтегазовых месторождений, которые позволят приблизиться к оценочной величине НСР УВ?

Проблематичными остаются количества ресурсов УВ и направления поисково-разведочных работ (ПРР) в потенциально нефтегазоносных НГБ восточно-арктических (Лаптевых, Восточно-Сибирского, южной части Чукотского и Северо-Чукотского) и дальневосточных морей России, связанных, соответственно, с пассивной и активной континентальными окраинами Евразии. Даже на шельфе Сахалина в настоящее время после открытия ряда известных крупных нефтегазоконденсатных (НГК) Пильтун-Астохского, Аркутун-Дагинского, Чайво, Одопту-море, газоконденсатного (ГК) Киринского и уникальных по запасам нефтегазоконденсатных (НГК) Лунского и Южно-Киринского месторождений обострилась проблема выбора дальнейших направлений ПРР, способных обеспечить прежде всего новые крупные открытия, рентабельные для освоения в условиях шельфа.

Попытки выйти с ПРР в новые районы часто завершались неудачами. Так, оказались безуспешными скважины на северном шельфе Сахалина на структурах Медведь, Тойской, Астрахановской, Савицкой, Удачной, Южно-Васюканской. Здесь недостаточно крупным для рентабельного освоения является Кайганско-Васюканское НГК месторождение, хотя оно относится к средним по запасам нефти.

В южной части Восточно-Сахалинского шельфа не привели к открытиям месторождений УВ скважины на Борисовской и Восточно-Окружной структурах, пробуренные с целью изучения нижних горизонтов осадочного чехла – борской, пиленгской свит нижнего миоцена и мутновской свиты палеогена. Непродуктивными оказались скважины в заливе Терпения на Лебяжинской, Пугачевской и Вахрушинской структурах; в заливе Анива – на Новиковской и Петровской структурах.

К западу от Сахалина на япономорском шельфе из 12 пробуренных скважин на разных площадях вдоль западного побережья только две скважины, пробуренные на Изильметьевской структуре, оказались успешными: открыто небольшое по запасам одноименное газовое месторождение с пятью газонасыщенными песчаными пластами в маруямской свите неогена. Кроме того, неудачей в открытии новых месторождений УВ завершилось бурение на магаданском (5 скважин) и западнокамчатском (2 скважины) шельфах. Причинами отсутствия прогнозируемых залежей УВ являются неподтверждение локальных структур или смещение их контуров, отсутствие пластов-коллекторов и флюидоупоров, недоизученность нижних горизонтов осадочного чехла, пород переходных толщ и фундамента [2], несовершенство локального прогноза нефтегазоносности.

Еще один прецедент неточного прогноза и последующего безуспешного бурения поисково-оценочной скважины добавился в Черном море на валу Шатского в сводовой части рифовой структуры Мария. Пробуренная здесь в 2018 г. скважина глубиной более 5 км при глубине моря около 2 км оказалась непродуктивной по причине отсутствия коллекторов в карбонатных рифогенных породах келловей-верхнеюрского возраста и, вероятно, мало надежных флюидоупоров нижнемелового-палеоценового возраста, а также неблагоприятных для формирования залежей УВ амплитудных соотношений флюидоупора, имеющего амплитуду значительно меньше высоты рифового массива.

Отмеченные неудачи заставляют задуматься об альтернативных направлениях продолжения нефтегазописковых работ, некоторые из которых оказались успешными. Например, в трещиноватых гранитных породах фундамента на шельфе Вьетнама открыты крупные залежи нефти [3–5], в терригенных

породах неогена в бассейне Мексиканского залива – сверхглубокозалегающие (на глубине более 10 км) залежи нефти.

Однако при тщательном анализе данных детальной 3D-сейсморазведки и бурения надежды на глубинную нефть из консолидированных пород фундамента или даже мантии явно не подтверждаются. Нефть в породах фундамента на месторождении Белый Тигр и на всех остальных известных в мире месторождениях с залежами нефти в породах фундамента по всем признакам, несомненно, органического происхождения и образована в результате катагенетического преобразования органического вещества (ОВ) при возможном участии глубинного водорода. При этом необходимо учитывать, что глубинный водород, видимо, не всегда и не везде доходит до осадочного чехла, концентрация глубинного водорода в дегазационных потоках также может быть различной, что влияет на интенсивность преобразования ОВ и керогена в породах осадочного чехла.

Вместе с тем с учетом наличия УВ-газов на других планетах (например, Марсе) и спутниках планет (Титане и др.) [6], где нет и не было ОВ, но, несомненно, происходит водородная дегазация в связи с разложением гидридов металлов в ядрах и мантийных оболочках этих космических тел, возможен процесс образования метана и в небольших количествах этана и пропана путем взаимодействия водорода с углеродом или углеродсодержащими соединениями. Очевидно, в условиях планеты Земля такие процессы также происходят. Однако необходимо уточнить:

- на каких глубинных уровнях и в каких слоях (оболочках) или радиальных структурах происходит под воздействием глубинного водорода образование по крайней мере легких УВ-газов – метана и в очень небольших количествах этана и пропана;
- на каких этапах формирования осадочных бассейнов (ОБ) и НГБ происходит наиболее интенсивное воздействие глубинного водорода;
- почему при бурении глубоких и сверхглубоких скважин ниже известных залежей и в породах фундамента керн практически стерилен не только от УВ нефтяного ряда, но часто даже и от метана;
- как влияет глубинный водород на НСР УВ;

- как учесть возможные дополнительные объемы УВ и места их концентрации в количественной оценке ресурсов (хотя бы метана);

- имеются ли возможности обосновать новые критерии нефтегазогеологического районирования, учитывающие объемы глубинных УВ-газов и УВ, дополнительно генерированных в осадочном чехле за счет гидрирования рассеянного ОВ и керогена глубинным водородом.

Ввиду этого изучение регионального и глубинного строения ОБ и НГБ, причин их зарождения и геодинамической эволюции остается весьма актуальным фундаментальным направлением естествознания. Это связано с целым рядом объективных причин, а именно:

- накопленными и в полной мере не обобщенными данными ранее выполненных программ региональных работ, глубинного изучения ОБ и НГБ с применением сверхглубокого бурения, профилей глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) (например, программы «Углеводороды литосферы – 2010»), а в последние годы – высококачественной сейсмографии [7, 8], GPS-ГЛОНАСС-съепок;

- недоизученностью нижних интервалов осадочного чехла и фундамента практически всех крупных ОБ и НГБ (Прикаспийского, Южно-Каспийского, Баренцевоморского, северной части Западно-Сибирского), предгорных прогибов, активных, трансформных и пассивных окраин почти всех континентов Земли;

- доказанной возможностью открытия крупных и даже гигантских скоплений нефти и газа на глубинах свыше 5...7 и даже 10 км (например, месторождение Тибер и др. в бассейне Мексиканского залива);

- несовершенством концепций глубинного строения и геодинамики Земли в целом и отсутствием понимания связей бассейногенеза с глубинным строением и геодинамическим механизмом эволюции континентов, океанов и Земли в целом;

- поиском альтернативных направлений ПРР с целью открытия новых гигантских по запасам месторождений УВ и обеспечения растущих объемов добычи.

В этой связи обоснована концепция бассейногенеза, согласованная с новыми данными об особенностях глубинного строения и геодинамического механизма развития Земли [9, 10]. К настоящему времени в области изучения глубинного строения и геодинамики Земли

появились разрезы высокого разрешения; например, сейсмотомографический профиль через Карибский бассейн, а также другие сейсмотомографические профили через тектонически активные области позволили увидеть столбчатую структуру коромантийной оболочки Земли под гравитационно погружающимися слэбами океанической литосферы Тихого (плита Кокос) и Атлантического океанов [7]. Аналогичная столбчатая структура коромантийной оболочки характерна для всех поясов и областей субдукции-дайвинга, континентальных рифтовых систем, ОБ и НГБ и орогенов.

По этим данным установлено, что литосферные слэбы или отдельные блоки литосферы не сами тонут в мантийном веществе, они увлекаются вместе с гравитационно неравномерно погружающейся нижележащей толщей мантийного вещества, имеющего столбчатую структуру, пронизанную встречным восходящим магматизмом. Кроме того, холодные слэбы или рассредоточенное вещество слэбов нигде не увлекаются возвратными предполагаемыми конвективными потоками, что свидетельствует о явном отсутствии конвекции в астеносфере.

В последние 10...15 лет наблюдается заметный прогресс в понимании глубинного строения всей коромантийной оболочки. В результате анализа и обобщения материалов по многим ОБ и НГБ на разных континентах Земли рассмотрены нерешенные проблемы в объяснении глобального явления бассейно- и нефтидогенеза, его места и роли в геодинамической эволюции и взаимосвязи с геодинамическим механизмом Земли в целом. Это позволило сделать вывод, что природа бассейногенеза обусловлена глубинными причинами и общегеодинамическим процессом в недрах Земли. С практической точки зрения эти результаты позволяют более эффективно продолжить изучение бассейно- и нефтидогенеза и наметить пути разработки методики уточнения начальных ресурсов УВ с учетом глубинной дегазации Земли [10].

Одним из примеров, который заставляет продолжить исследования глубинного строения краевой части Лено-Тунгусского НГБ, а также причин формирования и сохранения гигантской газоконденсатной залежи, по существу, в ловушке неантиклинального – литологически и тектонически ограниченно – типа на структурной террасе (Ангаро-

Ленская ступень), является Байкальская система рифтов. Область пониженных скоростей распространения продольных волн (V_p) под Байкальским рифтом на всю толщину коромантийной оболочки (рис. 1) свидетельствует о деструктивном процессе и встречном восходящем магматизме за счет декомпрессии между столбчатыми телами. Об этом говорит сейсмический разрез мантии по линии Байкал – южные Японские острова, на котором фиксируются аномальные слои с дефицитом скорости V_p в нижней и верхней частях мантии (рис. 2).

Не исключено, что причина формирования и сохранности такой крупной газоконденсатной залежи – не только надежная крышка, но и активный подток УВ-газа в палеоген-четверичный период за счет водородной дегазации мантийных расплавов в нижней части земной коры под Байкалом, миграция его по системе листрических и других разломов в гранитный слой и осадочный чехол как Байкальской впадины, так и древних толщ юго-восточной части Сибирской платформы, где происходит гидрирование углерода и остатков керогена, что приводит к синтезу преимущественно метана, активизации процессов миграции УВ-флюидов в обрамлении Байкала и формированию или возобновлению формирования залежей УВ не только на Ангаро-Ленской ступени, но и в пределах всей Непско-Ботубобинской антеклизы, а возможно, и в поднадвиговых зонах Предпатомского прогиба. К западу от Байкала на Ангарской ступени ранее был сделан прогноз крупных газовых скоплений в окрестностях Ковыктинского месторождения [11], который подтвердился новыми газоносными площадями на Чиканском и Хандинском участках. Новые тектонически экранированные ловушки прогнозируются к востоку от Хандинского участка.

Молодая нефть в осадочном чехле Байкала [12] также, возможно, связана не только с прогревом, но и с гидрированием ОБ глубинным водородом в толще кайнозойских пород осадочного чехла.

Таким образом, в новой глубинной модели бассейногенеза восходящий к поверхности магматизм сопровождается выносом в растворенном состоянии глубинных газов и химических элементов, являющихся продуктами дифференциации вещества мантии и ядра Земли [9, 10], а также ядерных, петрохимических, петрофизических и др. реакций. Среди выносимых магмой

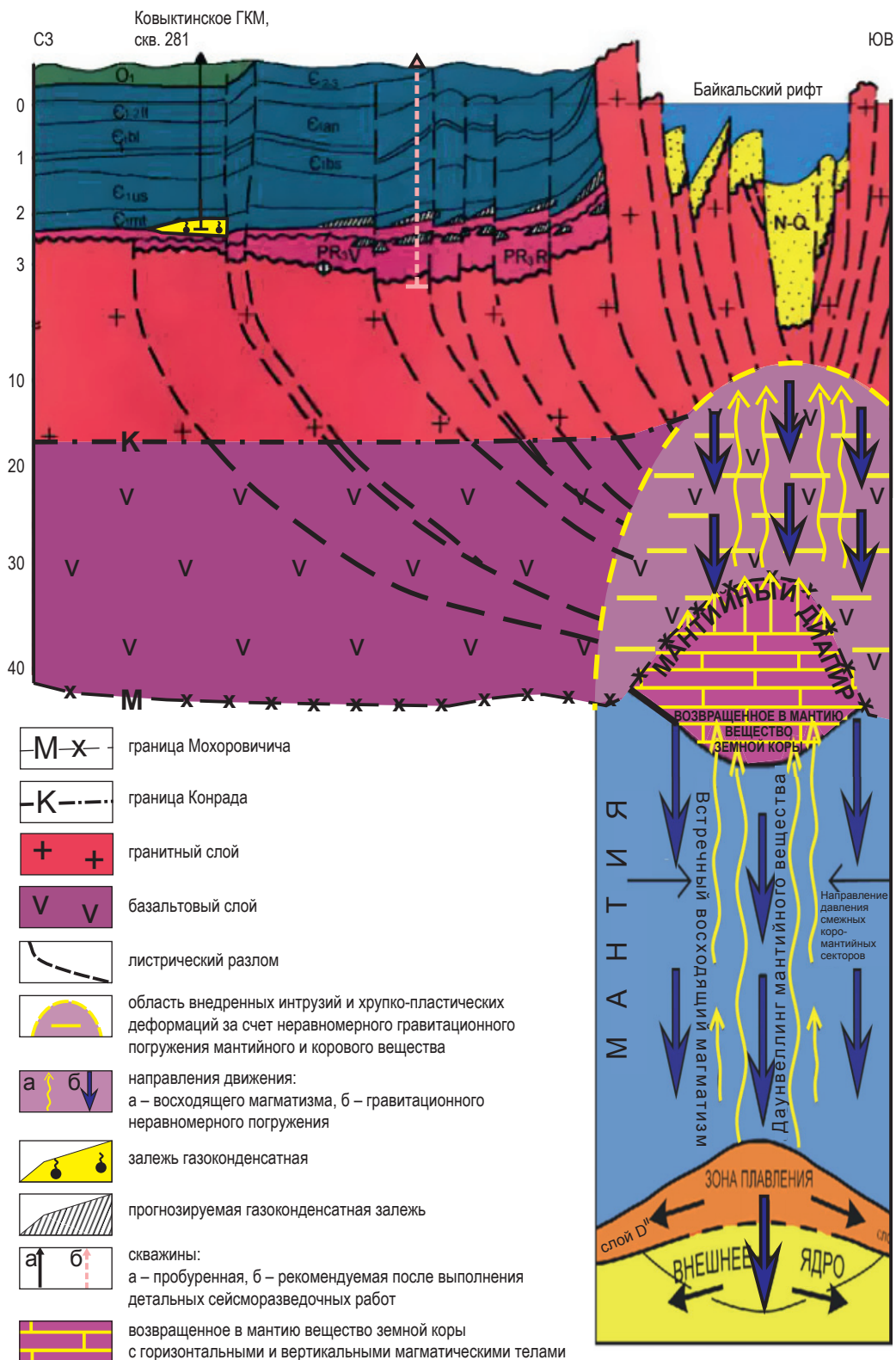


Рис. 1. Байкальский рифт и Ковыктинская зона газонакопления
(подготовлен с участием Н.А. Мельниковой и Л.А. Наумовой)

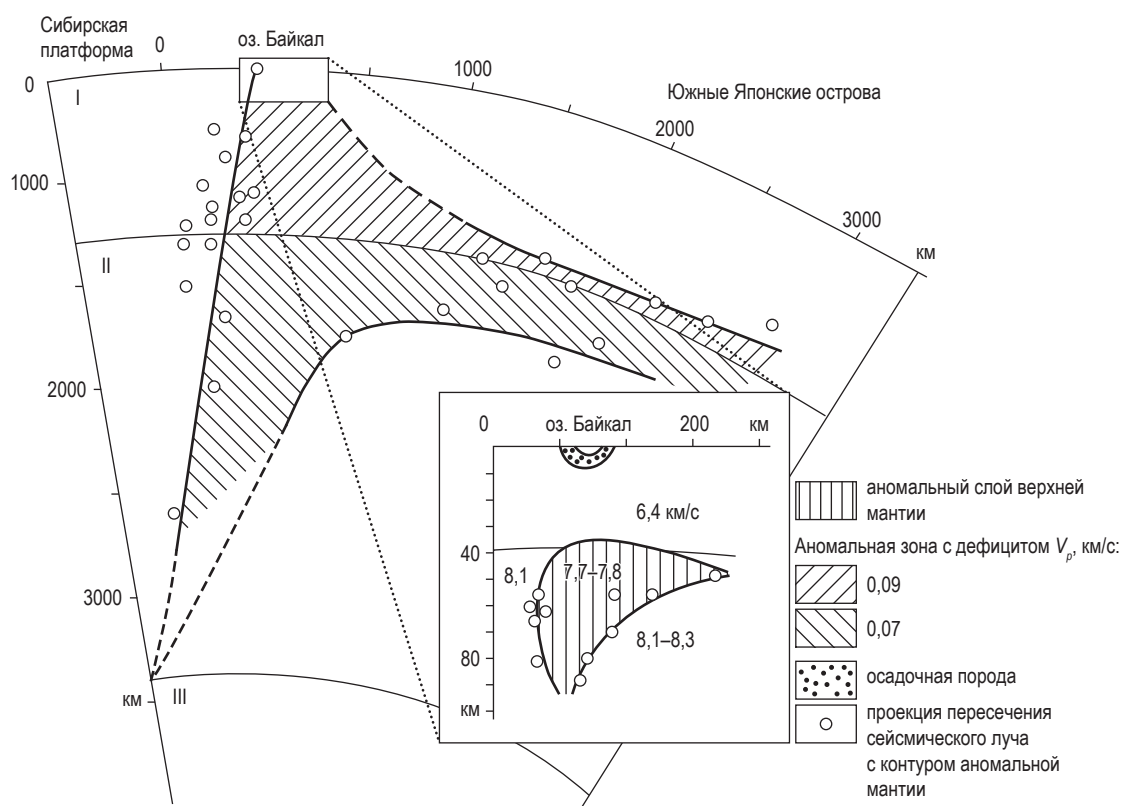


Рис. 2. Сейсмический разрез мантии по линии Байкал – южные Японские острова. На врезке: разрез земной коры и верхов мантии через Южно-Байкальскую впадину. Оболочки Земли: I – верхняя мантия, II – нижняя мантия, III – ядро Земли (Крылов и др., 1993)

газов – водород, гелий, углекислый газ, азот, и др., которые в верхних слоях литосферы, но, главное, в земной коре с уровнем появления нанопористости и гидросферы при снижении температуры и давления выделяются в свободное или в водорастворенное состояния, мигрируют в осадочный чехол, где взаимодействуют с вмещающими породами, флюидами, а также ОВ и продуктами его преобразования.

Водород как один из составных элементов УВ способен дополнительно гидрировать ОВ и кероген, вступать в реакции с уже образовавшимися УВ – как газообразными, так и жидкими, тем самым изменять их количественное содержание и качественный состав в осадочном чехле, в том числе и в уже сформированных залежах УВ. Роль глубинного водорода в земной коре и осадочном чехле требует дополнительного изучения. Возврат короткого вещества в мантию на фоне встречного восходящего магматизма медленно, но верно происходит при формировании любого внутреннего или окраинного рифта, ОБ и НГБ или орогена.

Наиболее интенсивные процессы образования и аккумуляции УВ происходят в бассейнах,

находящихся на стадиях формирования надрифтовых депрессий и начального этапа аккреции. Стала очевидной важнейшая роль рифтогенеза, а следовательно, необходимо разбираться и в глубинной геодинамике. В качестве примеров такого явления можно привести богатые Западно-Сибирский, Прикаспийский, Тимано-Печорский нефтегазоносные бассейны и бедные, со слабым проявлением рифтогенеза бассейны Московской и Мезеньской синеклиз, континентальные бассейны суши Дальнего Востока России и др.

С учетом таких особенностей в НГБ Восточной Сибири крупные зоны нефтегазонакопления можно открыть в центральных участках синеклиз Тунгусской, Присяно-Енисейской, Юдомо-Майской, в Предпатомском и Предверхоянском прогибах. Это подтвердилось бурением с берега п-ова Хартумус скважины в Хатангском заливе, где имеется внутририфтовый выступ фундамента. Аналогичная структура коромантийной оболочки характерна для всех континентальных и окраинно-континентальных рифтов и ныне формирующихся ОБ и НГБ активных и пассивных окраин всех континентов.

После открытия в 1988 г. уникальной нефтяной залежи в магматогенных гранитоидных породах позднемелового-эоценового фундамента во впадине Кыулонг Меконгского НГБ на нефтегазовом месторождении Белый Тигр активизировалась полемика о генезисе нефти: обсуждаются версии ее глубинной мантийной природы или преобразования ОВ и керогена в осадочном чехле с последующим заполнением трещинного объема в гранитном массиве. Эта полемика продолжается до настоящего времени [13]. Несмотря на пробуренные глубокие (более 5 км) скважины, уровень ВНК на месторождении пока определен условно на абсолютной отметке минус 4385 м, но нефтенасыщенный коллектор участками продолжается до глубин 5 км, а возможно, и ниже (рис. 3).

По результатам сейсморазведки трещиноватый выступ фундамента образует обособленная верхняя часть горста в виде растрескавшейся «глыбы», основание которой образуют плотные гранитоиды, слагающие межразломный блок фундамента, представляющего собой горстообразную структуру вертикального тектонического выжимания. Трещинный коллектор сформировался в нем только в объеме фактически отделенной от инверсионного блока вершинной части (см. рис. 3а), вероятно, под воздействием многократных сейсмических событий и гидротермальных процессов. Ниже основания вершинной части и на смежных участках этого горста гранитные породы плотные, без трещиноватости, непроницаемые (см. рис. 3б,в), в лучшем случае они могут представлять собой аналог ложной покрышки, обладают слабой проницаемостью, но не имеют достаточной емкости.

Для формирования нефтяной залежи в таком массиве важно, что он полностью, практически на всю амплитуду – 1600 м, облекается породами-флюидоупорами, внутри которых встречены тектонически и стратиграфически экранированные залежи нефти и газа, контактирующие и поэтому гидродинамически связанные с основной залежью нефти в гранитоидных породах. Заполнение этой сложной ловушки осуществлялось сверху вниз от подошвы верхнего флюидоупора с заполнением трещин и разломных зон в самих флюидоупорах и понижением уровня ВНК до основания растресканной вершинной части горста. Принятый условный уровень ВНК на абсолютной глубине 4385 м совпадает с подошвой флюидоупора

в критической седловине этого поднятия. Ниже наблюдается область неравномерного нефтенасыщения неоднородного трещинного коллектора, о чем свидетельствуют данные бурения. Такое возможно в том случае, когда породы, окружающие растресканную вершинную часть горста, непроницаемы или слабопроницаемы. Этим и объясняется понижение ВНК существенно глубже уровня подошвы флюидоупора в критической седловине поднятия.

В связи с продолжающимся формированием Меконгского НГБ в целом и впадины Кыулонг возможно частичное восполнение основной залежи УВ эмигрирующей нефтью из нефтематеринских пород, облекающих выступ флюидоупора. В этом случае определенную роль в образовании УВ может играть глубинный водород, гидрирующий кероген и изменяющий состав нефти в сформированной залежи.

Согласно результатам исследований, ОБ и НГБ Земли можно рассматривать в виде субрадиального деструктивного канала от раздела «ядро – мантия» до поверхности. Такой канал представляется в виде области, вероятно, сквозной столбчатой деструкции коромантийного вещества, обеспечивающей встречный по отношению к неравномерному дискретному дайвингу восходящий к поверхности магматизм с выносом выделившихся глубинных флюидов, в том числе водорода, за счет декомпрессии на границах столбчатых тел. Водород, гидрируя органику, стимулирует процессы нафтидогенеза. Верхняя часть деструктивного канала завершается рифтовой системой с надрифтовой депрессией в земной коре. На поздних этапах бассейногенеза происходит частичная аккреция земной коры и нижележащих оболочек мантии.

Для крупнейших ОБ и НГБ, рифтовых систем и орогенов, континентальных окраин России и Арктического региона с целью детализации структуры литосферы, мантии и внешней оболочки ядра Земли дополнительно к профилям ГСЗ рекомендуется выполнение высококачественной сейсмотомографии и оптимизированных GPS-ГЛОНАСС-съемок. Предложено также продолжить глубинное (с помощью скважин) изучение водородной и, вероятно, в какой-то степени углеводородной дегазации Земли. В этой связи впервые поднимается вопрос о целесообразности дополнительного изучения ОБ и НГБ глубинными сейсмотомографическими профилями высокого разрешения

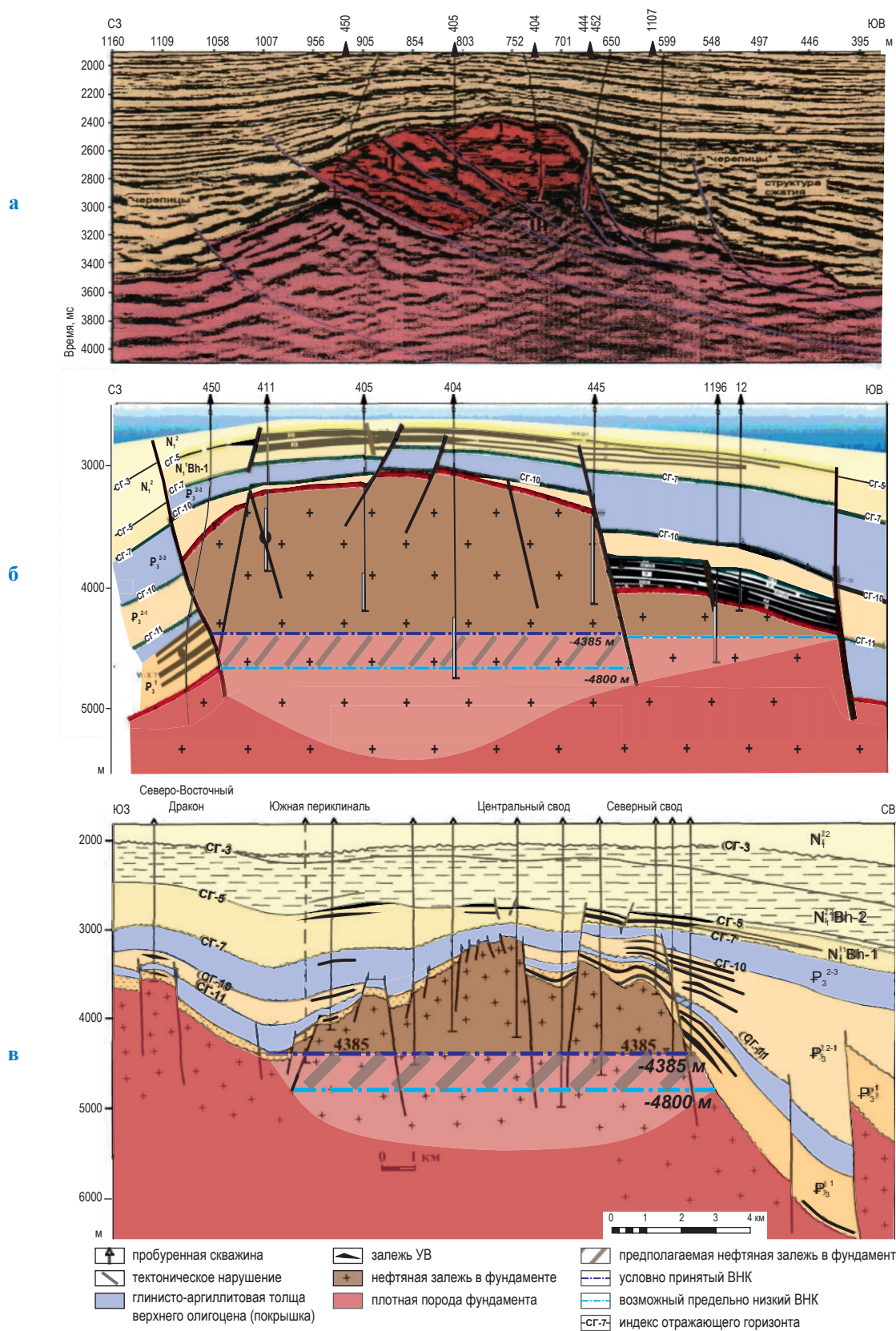
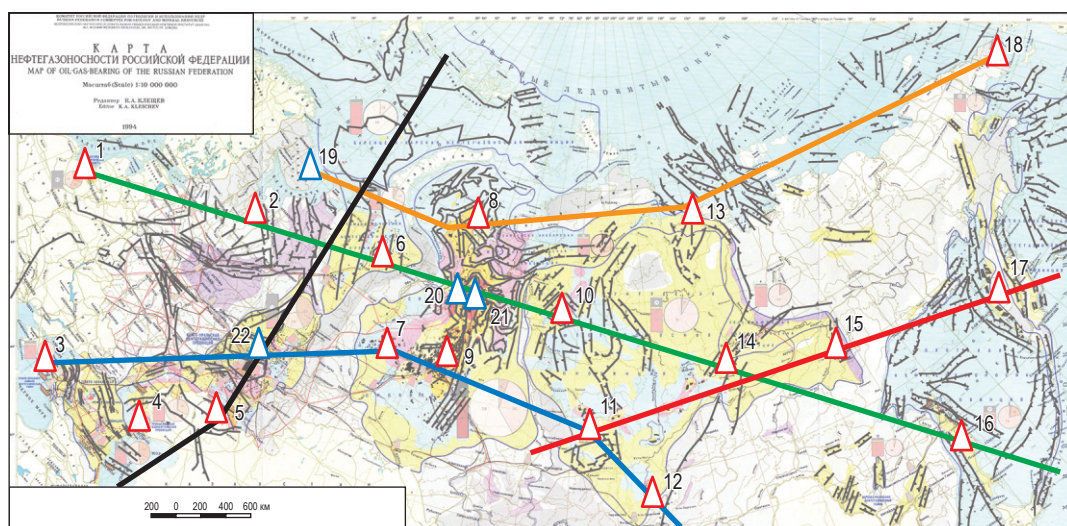


Рис. 3. Геологическое строение нефтяного месторождения Белый Тигр:
а – поперечный сейсмический профиль (по В.П. Гаврилову и др. [3]); б – поперечный геологический разрез через сводовую часть месторождения (по Ю.Э. Халимову [5] с добавлениями); в – продольный геологический разрез (по Х.Д. Тиену [4] с добавлениями)

по некоторым линиям ранее отработанных профилей ГСЗ (рис. 4), например по линии Березово – Усть-Мая и далее через о. Сахалин и Курильские о-ва, а также через п-ов Камчатка. Актуальны были бы следующие профили: через Баренцево-Карский регион и далее через море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря; через Прикаспийскую, далее через Южно-Каспийскую впадины и бассейн Персидского залива. Важно, чтобы такие профили пересекали уже открытые гигантские месторождения УВ – Ромашкинское, Оренбургское, Карачаганак, Астраханское, Тенгиз, Кашаган, Шах-Дениз, Парс-Северное; в Арктике: Штокмановское, Русановское,

Ленинградское, Тамбейское и др. Также ставятся вопросы учета возможных глубинных УВ-газов в оценке НСР и прогнозе новых областей (в том числе считавшихся ранее малоперспективными) масштабного газонефте-накопления. Здесь проблемными могут быть области типа Ковыктинского ГК месторождения, окрестности Байкала, бассейны активных окраин Евразии с гигантскими месторождениями Южно-Киринским, Белый Тигр и подобные по строению зоны нефтегазонакопления, некоторые переходные комплексы пород в низах НГБ, где возможна масштабная аккумуляция метана, синтез которого частично обусловлен водородной дегазацией Земли.



Сейсмотомографические профили:

- Штокман – Ромашкино – Оренбург – Тенгиз – Кашаган – Центральное – Шах Дениз – Северное
- Крым – Кавказ – Ромашкино – Краснотенинск – Самотлор – ЮТЗ – Ковыкта
- Мезень – Тиман – Уса – Уренгой – Тунгус – Чайнда – Южно-Киринское
- Байкит (ЮТЗ) – Чайнда – Камчатка – Алеуты
- Кольская сверхглубокая скважина – Штокман – море Лаптевых – Чукотское море

Скважины:

- ▲ планируемые (1 – Балтийская, 2 – Мезенская, 3 – Крымская, 4 – Северо-Астраханская, 5 – Оренбургская, 6 – Усинская, 7 – Краснотенинская, 8 – Гыданская, 9 – Самотлорская, 10 – Тунгусская, 11 – Байкитская, 12 – Восточно-Ковыктинская, 13 – Хастахская, 14 – Чайндинская, 15 – Юдомо-Майская, 16 – Сахалинская, 17 – Камчатская, 18 – Чукотская)
- ▲ пробуренные сверхглубокие, м (19 – Кольская, 12262; 20 – Ен-Яхинская, 8250; 21 – Уренгойская, 7800; 22 – Ново-Елховская; 5881)
- элементы рифтовых систем в основании нефтегазоносных бассейнов

Рис. 4. Схема расположения сейсмотомографических профилей и скважин поисково-оценочного и научного бурения – пробуренных и планируемых (в отношении последних точное местоположение, целесообразность бурения и задачи будут определены после отработки сейсмотомографических профилей) – для глубинного изучения территории и морей России с целью оптимизации оценки ресурсов УВ и прогноза зон нефтегазонакопления (на основе карты нефтегазоносности Российской Федерации под ред. К.А. Клещева, 1994 г., с дополнением рифтовых систем в основании ОБ и НГБ)

Список литературы

1. Толстикова А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI веке / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с. – С. 73–85. – DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85.
2. Астафьев Д.А. Прогноз нефтегазоносности Западно-Сахалинского шельфа / Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова, Л.А. Наумова и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 117–132.
3. Гаврилов В.П. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама / В.П. Гаврилов, В.Л. Гулев, Ф.А. Киреев и др. – М.: Недра, 2010. – 294 с.
4. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа / В.А. Кошляк. – Уфа: Тау, 2002. – 256 с.
5. Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах / Ю.Э. Халимов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4. – С. 1–17.
6. Астафьев Д.А. Генезис углеводородов в свете новейших открытий в науках о Земле и сравнительной планетологии / Д.А. Астафьев // Материалы 5-х Кудрявцевских чтений, Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа 17–19 октября 2016 г. [электронные данные]. – <http://conference.deepoil.ru/>
7. Rubie D.C. Processes and consequences of deep subduction: introduction / D.C. Rubie, R.D. van der Hilst // *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. – 2001. – Т. 127. – С. 1–7.
8. Росс Э. Вариации тонкой структуры границы ядро-мантия под Сибирью / Э. Росс, Н. Тибо, А.В. Егоркин // *Геофизика XXI столетия: сб. трудов Четвертых геофизических чтений им. В.В. Федынского (28 февраля – 02 марта 2002 г.)*. – М.: Научный мир, 2003. – С. 28.
9. Астафьев Д.А. Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов / Д.А. Астафьев // *Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 15–31.
10. Астафьев Д.А. Новые особенности глубинного строения осадочных бассейнов и возможности уточнения перспектив нефтегазоносности / Д.А. Астафьев // *Материалы 51-го Тектонического совещания «Проблемы тектоники континентов и океанов»: в 2-х т.* – М.: Геос, 2019. – Т. 1. – С. 39–44. – http://www.ginras.ru/materials/files/MTK_2019_tom%201.pdf
11. Астафьев Д.А. Региональные и глубинные особенности тектонического строения и перспективы газонефтеносности осадочных бассейнов Сибирской платформы / Д.А. Астафьев, А.А. Пензин // *Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы: сб.* – М.: ВНИИГАЗ, 2008.
12. Конторович А.Э. Нефтегазоносность отложений озера Байкал / А.Э. Конторович, В.А. Каширцев, В.И. Москвин и др. // *Геология и геофизика*. – 2007. – № 12. – С. 1346–1356.
13. Старостенко В.И. Об участии суперглубинных флюидов в нефтидогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр) / В.И. Старостенко, А.Е. Лукин, Т.А. Цветкова и др. // *Геофизический журнал*. – 2011. – Т. 33. – № 4. – С. 1–30.

Ways to precise hydrocarbon resources and directions of oil-gas search considering intratelluric structures and geodynamics of subsoil processes

D.A. Astafyev^{1*}, A.V. Tolstikov¹, L.A. Naumova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: D_Astafyev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In spite of high estimations of the initial total hydrocarbon (HC) resources, which have been made in respect of the first discovered fields often having big or unique reserves, selection of further directions for HC prospecting is uncertain. There are many cases of unsuccessful drilling of deep wildcat holes, as exemplified by the offshore wells in Barents, Okhotsk, Japanese, Bering and Black seas. This article reveals possible patterns to precise results of the quantitative HC resource assessment including necessary additional studies of the separate zones of oil-gas accumulation depending on regional and intratelluric structure of the territories where they are located.

In particular, a case of a Kovykta-field gigantic gas-condensate deposit, which is associated with a structural terrace within the framework of Angara-Lena monocline, illustrates that this big deposit has generated and survived in the ancient Vendian series, factually in a non-anticlinal trap, not only due to a reliable cap rock, but also probably thanks to the active HC-gas inflow during the Paleogene-Quaternary period caused by hydrogen degassing of mantle melting in the lower part of the Earth crust under Baykal, and hydrogen migration into a granite layer and a sedimentary apron both of Baykal depression and ancient series at the south-eastern part of Siberian platform, where carbonium and residual kerogen are hydrogenated and provoke methane synthesis, migration of HC fluids in the Baykal margins and either generation or regeneration of HC deposits not only at Angara-Lena lob, but also within the whole Nepa-Botuoba arch, and possibly in the underthrust zones of Pre-Patomic downfold.

Another analogue for substantiation of oil-gas presence and estimation of HC resources in the lower horizons of the sedimentary apron and rocks of foundation is a unique oil deposit of the White Tiger field offshore Vietnam. This deposit has generated in the magmatogene granitoid rocks of Late-Cretaceous–Eocene foundation. A classical version for generation of this and similar deposits is substantiated: it supposes filling of a trap top down from a bottom of an upper fluid seal surrounding a hump of the foundation, and lowering of a water-oil contact down to a fissured top part of a horst. It is possible if the rocks nearby this top part of the horst are tight or low permeable. It is a reason for descending of the water-oil contact essentially lower than a bottom of the fluid seal in a critical saddle of the swell. In this case, the intratelluric hydrogen could participate in generation of HCs. It hydrogenizes kerogen and changes composition of oil in the formed deposit.

For the first time expediency of additional studies of the oil-gas-bearing basins by means of high-resolution subsurface seismic-tomographic profiles basing on the earlier seismic-sensing profiles improved by the GPS-GLONASS surveys and deep wells is substantiated.

Keywords: search and prospecting of hydrocarbons, correcting results of the quantitative assessment of resources, foundation rocks, intratelluric petroleum, intratelluric hydrogen, subsurface seismic-tomographic profile, concept of basin genesis.

References

1. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of subsea mineral wealth of Russia in XXI century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya nedr morey Rossii v XXI veke]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. Available from: DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85. (Russ.).
2. ASTAFYEV, D.A., A.V. TOLSTIKOV, L.A. NAUMOVA et al. Forecast for oil and gas presence offshore Western Sakhalin [Prognoz neftegazonosnosti Zapadno-Sakhalinskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 117–132. ISSN 2306-9849. (Russ.).
3. GAVRILOV, V.P., V.L. GULEV, F.A. KIREYEV et al. *Granitoid reservoirs and oil-gas presence at the southern shelf of Vietnam* [Granitoidnyye kollektory i neftegazonosnost yuzhnogo shelfa Vietnama]. Moscow: Nedra, 2010. (Russ.).
4. KOSHLIYAK, V.A. *Granitoid reservoirs of oil and gas* [Granitoidnyye kollektory nefti i gaza]. Ufa: Tau, 2002. (Russ.).
5. KHALIMOV, Yu.E. Commercial oil and gas presence in the foundations of the granitoid reservoirs [Promyshlennaya neftegazonosnost fundamenta v granitoidnykh kollektorakh]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [online]. 2012, vol. 7, no. 4, pp. 1–17. ISSN 2070-5379. (Russ.).
6. ASTAFYEV, D.A. Genesis of hydrocarbons in view of the latest discoveries in geoscience and comparative astrogeology [Genezis uglevodorodov v svete noveyshikh otkrytiy v naukakh o Zemle i sravnitelnoy planetologii]. In: Proc. of the All-Russia conference on intratelluric genesis of oil and gas, 17–19 October 2016 [online]. Available from: <http://conference.deepoil.ru>. (Russ.).
7. RUBIE, D.C., R.D. van der HILST. Processes and consequences of deep subduction: introduction. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. 2001, vol. 127, pp. 1–7. ISSN: 0031-9201.
8. ROSS, E., N. TIBO, A.V. YEGORKIN. Variations of the fine structure of the Earth's core-mantle margin under Siberia [Variatsii tonkoy struktury granitsy yadro-mantiya pod Sibiryu]. In: *Geophysics of the XXI century* [Geofizika XXI stoletiya]: Collected papers of The 4th geophysical conference named after V.V. Fedynskiy (28 February – 02 March 2002). Moscow: Nauchnyy mir, 2003, pp. 28. (Russ.).
9. ASTAFYEV, D.A. New ideas of a deep structure of sedimentary basins and prospects of opening of unique and large-scale fields of hydrocarbons [Novyye predstavleniya o glubinnom stroenii osadochnykh basseynov i perspektivy otkrytiya unikalnykh i krupnykh mestorozhdeniy uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 15–31. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. ASTAFYEV, D.A. New data on the intratelluric structure specifics of sedimentary basins and capability to improve prognosis of oil-gas presence [Novyye osobennosti glubinnogo stroeniya osadochnykh basseynov i vozmozhnosti utochneniya perspective neftegazonosnosti]. In: Proc. of the 51st Tectonic meeting “Problems of continents and oceans tectonics” [Problemy tektoniki kontinentov i okeanov]: in 2 vols [online]. Moscow:

- Geos, 2019, vol. 1, pp. 39–44. Available from: http://www.ginras.ru/materials/files/MTK_2019_tom%201.pdf (Russ.).
11. ASTAFYEV, D.A., A.A. PENZIN. Regional and intratelluric specifics of tectonic structure and outlooks for gas-oil-bearing capacity of the sedimentary basins at Siberian platform [Regionalnyye i glubinnyye osobennosti tektonicheskogo stroyeniya i perspektivy gazoneftenosnosti osadochnykh basseynov Sibirskoy platformy]. In: *Development of marine oil-gas fields: status, problems and outlooks* [Osvoyeniye morskikh neftegazovykh mestorozhdeniy: sostoyaniye, problem i perspektivy]: collected book. Moscow: VNIIGAZ, 2008. (Russ.).
 12. KONTOROVICH, A.E., V.A. KASHIRTSEV, V.I. MOSKVIN et al. Oil-gas-bearing capacity of Baykal sediments [Neftegazonosnost orlozheniy ozera Baykal]. *Geologiya i Geofizika*. 2007, no. 12, pp. 1346–1356. ISSN 0016-7886. (Russ.).
 13. STAROSTENKO, V.I., A.Ye. LUKIN, T.A. TSVETKOVA et al. On participation of the superintratelluric fluids in the naphthide genesis (on evidence of the unique White Tiger oil field studying [Ob uchastii superglubinykh fluidov v naftidogeneze (po dannym izucheniya unikalnogo neftyanogo mestorozhdeniya Belyy Tigr)]. *Geofizicheskiy Zhurnal*. 2011, vol. 33, no. 4, pp. 1–30. ISSN 0203-3100. (Russ.).