

Критерии поиска месторождений углеводородов и руд полиметаллов с применением модели геофлюидальной системы

С.А. Горобец¹, Н.Н. Лаптев², И.Р. Макарова^{2*}, А.Я. Голдобин³, Ф.Ф. Валиев⁴,
А.М. Яфясов⁴, Д.К. Макаров⁵

¹ООО «Газпром инвест», Санкт-Петербург, Россия

²ООО «ПЕТРОФИЗИК», Ухта, Россия

³ООО «НЕФТЕГАЗПРОМТЕХ», Ухта, Россия

⁴Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург, Россия

⁵Российский государственный педагогический университет имени А.И. Герцена, Санкт-Петербург, Россия

Данная работа является продолжением цикла исследований по обобщению геохимической информации по содержанию элементов в составе пород и нефтей по району Ухтинской антиклинали Южного Притиманья. На основании значений иттриевой (Y/No) и цериевой аномалий ($Se^{образец}/Ce^{*}_{РААС}$), установленных в современных осадочных бассейнах, изучаемые породы верхнего девона разделены по условиям формирования и преобразования на преимущественно гидротермальные и гидрогенные. Показано, что в зависимости от этих условий формируются зоны гидротермальной и гидрогенной минерализации с повышенным содержанием Zn, Cu, Co, V, Mn, Mo. В результате сравнительного анализа содержания элементов в нефтях и значений геохимических показателей U/Th, V/Ba, Th/Ba, As/Ba выделены три типа нефти: ярегский, нижнеухтинский высокотемпературный и нижнеухтинский низкотемпературный. Значения этих показателей рассматриваются в качестве поисковых критериев для определенного типа нефти.

Ключевые слова: элементный состав нефти и вмещающих пород, типы металлоносных нефтей, рудопроявления на нефтеносных территориях, геохимические критерии поиска полезных ископаемых

Для цитирования: Горобец С.А., Лаптев Н.Н., Макарова И.Р., Голдобин А.Я., Валиев Ф.Ф., Яфясов А.М., Макаров Д.К. (2022). Критерии поиска месторождений углеводородов и руд полиметаллов с применением модели геофлюидальной системы. *Георесурсы*, 24(3), с. 49–68. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4>

Введение

В предыдущей нашей работе акцент был сделан на применение прецизионного неразрушающего, экспрессного гамма-спектроскопического метода применительно к решению геологических задач при изучении пород (Макарова и др., 2021). В данной статье мы приводим сравнение состава и содержания элементов в породах рифей-вендского и девонского возраста и нефтях из вмещающих отложений среднего и верхнего девона. Исследования проведены разными методами за последние 6 лет. В связи с этим за основу таких сравнений мы выбираем в качестве геохимических показателей соотношения элементов, которые уже известны в работах на рудные полезные ископаемые и в практике нефтяных работ при оценке металлоносных нефтей.

Район исследований (Ухтинская антиклинальная складка) относится к району эпиконтинентальной окраины. Он расположен в зоне подводного вулканизма с его значительной активизацией в позднедевонскую эпоху. Это определяет обогащение взрывно-осадочных девонских пород редкоземельными элементами, в том числе Ce, La, Nd, Y, а также сульфидами металлов: свинца, цинка, меди, железа, молибдена, золота (Завьялов, 1966; Юманов и др., 2013).

Теоретическим вопросам распределения и соотношения элементов обобщенной геофлюидальной системы (ГФС), которая состоит, в свою очередь, из рудоносной и углеводородной систем, посвящен ряд работ В.Н. Флоровской, А.И. Тимурзиева, С.А. Пунановой, Н. А. Озеровой, С.А. Данилевского, З.П. Скларовой, Ю.М. Трифачева, Н.С. Сиваш, Б.П. Богданова, Н.В. Берг и др.

Известно, что формирование любой рудоносной, в том числе нефтегазоносной системы определяется рядом факторов, к которым относятся: источники вещества (очаги генерации углеводородов (УВ)), агенты транспортировки (пластовые воды глубоких горизонтов), энергия транспортировки (основной формой энергии массопереноса является потенциальная энергия упругой деформации жидкости, накапливающейся в пластах-коллекторах в результате элизии; дополнительной – тепловой поток и аномально высокое пластовое давление (АВПД) естественного гидроразрыва пласта), пути транспортировки (пласты-коллекторы и наложенные на них системы разрывных нарушений), места локализации (разгрузки) флюидов. Дополненная модель обобщенной геофлюидальной системы приведена на рис. 1.

Взаимосвязь рудо- и нефтепроявлений в районе Ухтинской антиклинали обусловлена наличием общих миграционных путей по разломам глубокого заложения северо-западного и северо-восточного направлений элементов для обеих систем (рудоносной и нефтеносной), к которым относятся зоны миграции нефтяных флюидов и растворов (Юманов и др., 2013). Немаловажным фактором для формирования нефтеносных систем являются

* Ответственный автор: Ирина Ральфовна Макарова
e-mail: makarova_i_r@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



Рис. 1. Модель элементов общей геофлюидальной системы (по Сиваш и др., 2016, с дополнениями авторов)

транспортные системы, связанные со строением геологического разреза. В районе работ стратиграфический разрез резко сокращен (рис. 2). В результате инверсионных преобразований к концу герцинского тектоногенеза происходит преобразование депрессионной зоны в положительную структуру, которое завершается формированием Ухтинской антиклинальной складки (Плякин и др., 2000). В результате общих структурно-тектонических движений

Южного Тимана вся территория в районе Ухтинской антиклинали оказалась разбита на отдельные небольшие блоки (рис. 2). Глубинные разломы, достигающие границы Мохоровичича, оперяются серией разломов более позднего заложения (Лебедев, Землянский, 2016). Они становятся основными рудопроводящими и флюидопроводящими элементами рудоносной и нефтегазоносной систем. Дополнительная транспортная система нефтяных флюидов может быть связана с преобладающей латеральной миграцией по восстанию пластов (Вассерман, 1964; Завьялов, 1966). Общими контролирующими факторами для обеих систем являются изменения физико-химических условий транспортировки (давление, температура, геохимические барьеры и т.д.).

В монографии по Тиманскому кряжу (2009 г.) приводятся история открытия, этапы изучения и освоения месторождений нефти в сводовой части Ухтинской антиклинали более чем за 70 лет добычи нефти (Шилов и др., 2009).

Широко известны углеводородные системы Ярегского, Чибьюского, Нижнечутинского месторождений, открытые в первой половине 20-го века. Их расположение приведено на рис. 3.

В настоящей статье на примере Ярегского и Нижнечутинского месторождений нефти мы рассмотрим четыре основные особенности геологического строения сводовой части Ухтинской антиклинали, оказывающие влияние на характер распределения и состав флюидов (углеводородов и гидротермальных растворов).

| Система | Отдел | Ярус | Подъярус | Горизонт | Индекс | Литологическая колонка | Мощность, м | Характеристика подразделений | |
|---------|---------|-----------|-----------|-------------------|-------------------|------------------------|-------------|---|--------|
| | | | | | | | | Средний | Нижний |
| ДЕВОН | ВЕРХНИЙ | ФЕРАНСКИЙ | ЛИВЕНСКИЙ | D ₃ лв | D ₃ лв | | 106,2–201,6 | Ухтинская свита. Сульфатная толща. Глины и гипсы с прослоями ангидритов, известняков, мергелей, доломитов, в основании песчаники. Подсульфатная толща. Переслаивание глин, мергелей, известняков, доломитов, внизу прослой песчаников. <i>Theodosia ischmensis</i> Nal., <i>Gipsella polkvoiti</i> Eg., <i>Buregia krestovnikovi</i> Pol., <i>Polygnathus politus</i> Ovnat. | |
| | | | | | | | | Сирачойская свита. Известняки с пачками мергелей и глин, доломиты, прослой песчаников. <i>Adolfa siratshoica</i> (Ljasch.), <i>Theodosia uchensis</i> Nal., <i>Palmatolepis gigas</i> Mill. et Young., <i>Amphissites irinae</i> Gleb. et Zasp., <i>Bicornellina bolchovitinovae</i> Zasp. | |
| | | | | | | | | Ветлянская свита. Глины и аргиллиты с прослоями и пачками известняков, мергелей, в нижней части – прослой песчаников и алевролитов. <i>Nervostrophia latissima</i> (Bouch.), <i>Palmatolepis gigas</i> Mill. et Young., <i>Schweyerina normalis</i> Zasp., <i>Bicornellina bolchovitinovae</i> Zasp. | |
| | | | | | | | | Лывальская свита (D ₃ лв). Глины с прослоями известняков, битуминозные и кремневые известняки, мергели, сланцы (до 76,8 м.) <i>Liorhynchus rossicus</i> Ljasch., <i>Hypothyridina ex gr. semilukiana</i> Nal., <i>Manticoceras intumescens</i> (Beut.), <i>M. cordatum</i> (Sand.) | |
| | | | | | | | | Доманиковский. Известняки, мергели и сланцы, стяжения кремней, прослой и пачки глин. <i>Ponticeras uchtense</i> (Keys.), <i>Probeloceras domanicense</i> (Holz.), <i>Polygnathus timanicus</i> Ovnat., <i>Ancyrognathus primus</i> J., <i>Entomozoe (Richteria) distincta</i> Pol. | |
| | | | | | | | | Устьярэгская свита. Глины и аргиллиты, прослой мергелей, известняков, в основании – песчаники. <i>Hypothyridina calva</i> Mark., <i>Eleutherokomma novosibirica</i> (Toll.), <i>Ancyrodella rotundiloba</i> (Bryant), <i>Komicoceras stuckenbergi</i> (Holz.), <i>Timantes keyserlingi</i> Mill., <i>Cavellina chvorostanensis</i> Pol., <i>Entomozoe (Richteria) scabrosa</i> Pol. | |
| | | | | | | | | Тиманский. Глины и аргиллиты с прослоями песчаников, алевролитов, редко конгломератов и известняков. <i>Uchtospirifer naltivkini</i> Ljasch., <i>U. timanicus</i> Ljasch., <i>Ancyrodella binodosa</i> Uyeno, <i>Ornatella multiplex</i> Rozhd., <i>Cavellina devoniana</i> Eg. | |
| | | | | | | | | Джьерский. Ярегская толща. Базальты, туфы и туффиты, прослой и пачки аргиллитов, песчаников, алевролитов. Мощность 0–120,9 м. Терригенная толща. Песчаники, аргиллиты, прослой и линзы конгломерато-брекчий. <i>Cristatisporites triangularis</i> (Allen) Mc. Gregor et Comfield, <i>Cheilinospora concinna</i> Allen. Мощность 0–45 м | |
| | | | | | | | | Чибьюский. Песчаники, алевролиты, аргиллиты, в основании – прослой конгломератов. <i>Archaeozonotrites extensus</i> Naum., <i>Hymenozonotrites polymorphus</i> Naum. | |
| | | | | | | | | ВЕНДСКАЯ | НИЖНИЙ |

Рис. 2. Стратиграфическая колонка разреза венда-верхнего девона в пределах Ухтинской антиклинальной складки. Использованы картографические материалы Ф.Л. Юманова, Н.С. Сиваш, Н.Ф. Иванова и др. М 1:200 000, лист Р-39-VI (Юманов и др., 2013)

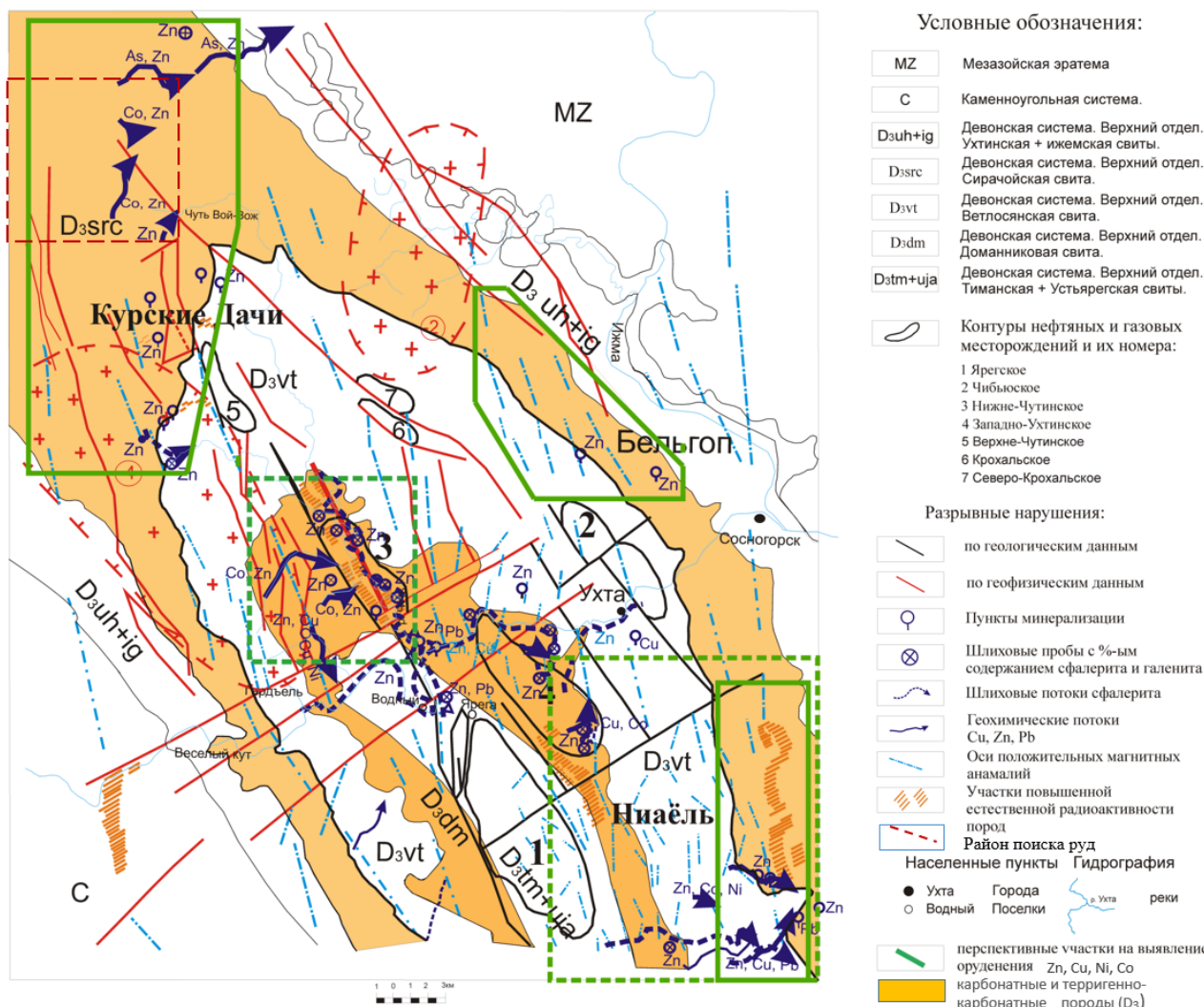


Рис. 3. Схема расположения месторождений нефти и зон сульфидного оруденения в районе Ухтинской антиклинали, составлено по (Берг, 2013; Сиваш и др., 2016) с дополнениями. «+» – интрузивные гранитоидные массивы: 1 – Лунвожский; 2 – Верхнечутинский; выход доманиковых пород по берегам рек Ухта, Доманик показан пунктиром черного цвета

Первая особенность состоит в том, что месторождения локализованы в наиболее приподнятой присводовой части Ухтинской антиклинальной складки, в результате чего продуктивные отложения залегают на незначительных глубинах, а девонские отложения выведены на поверхность (табл. 1, рис. 3).

В пределах Ярегского месторождения выделено несколько нефтеносных пластов (снизу вверх): пласт III (эйфельско-живетские отложения среднего девона, представленные песчаниками чибьюской свиты), пласт II (песчаники джьерской свиты, относящейся к среднему верхнему девону); пласт А (песчаные породы тиманского горизонта), пласт I (песчаные породы тиманско-саргаевского горизонтов). В зависимости от полноты разрезов перечисленные пласты прослеживаются на территории Ухтинской антиклинали и даже за ее пределами, например, в Ижма-Печорской впадине (Велью-Тэбукское поднятие). Однако на Нижнечутинском месторождении в наиболее приподнятой части Ухтинской складки разрез еще больше сокращен. Здесь в разрезе отсутствуют отложения среднего и верхнего девона в объеме чибьюской и джьерской свит. В результате отложения тиманского горизонта верхнего девона залегают трансгрессивно на фундаменте рифей-вендского

возраста. Вследствие этого на Нижнечутинском месторождении самый нижний продуктивный пласт II+Б залегает в основании тиманской свиты верхнего девона, а нефтяные пласты III и II, широко развитые в пределах Ярегского месторождения, отсутствуют. Вместе с тем по физико-химическим характеристикам отмечается некоторое сходство нефтей нижних продуктивных пластов. Характеристики параметров нефтей разных пластов Нижнечутинского, Ярегского и Чибьюского месторождений приведены в таблице 1.

Нефть основного нефтеносного пласта III Ярегского месторождения – тяжелая, смолистая, высоковязкая, малопарафинистая, с плотностью 0,945 т/м³, с содержанием серы порядка 1 %, парафина – 0,5 %. Нефть Нижнечутинского месторождения пласта II+Б близка по плотности к ярегской нефти, тогда как нефти пласта А отличаются меньшей плотностью (0,882 т/м³), а нефти пласта I относятся к средним (0,864 т/м³). В связи с особенностью локализации месторождений в своде Ухтинской складки водонефтяной контакт (ВНК) пластов III и II Ярегского месторождения находится на высоких абсолютных гипсометрических отметках -65 м (глубина залегания пласта III от 200 до 150 м). Еще выше (от -74 до -17 м) – абсолютные отметки ВНК продуктивных

| Месторождения | Нижнечутинское | | | Ярегское | | Чибыюское | |
|--|------------------|-------|-------|------------------|------------------|------------------|-------|
| Свиты** | D _{3tm} | | | D _{3dž} | D _{2cb} | D _{3tm} | |
| Пласты | Параметры | I | A | II+B | II | III | II+B |
| Начальная пластовая температура, °С | | 3.7 | 7.0 | 9.0 | н.д. | 6-8 | 16.0 |
| Начальное пластовое давление, МПа | | 0.325 | - | - | 0.9-1.0 | 1.4 | 3.04 |
| Пористость, % | | 22 | 24 | 24 | | 26 | 23 |
| Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² | | 50 | 472 | 857 | 1.9 | 3.23 | 100 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | | 50 | 107 | 1256 | 12000 | 12000-15300 | н.д. |
| Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с | | 25.0 | 80.5 | 855.5 | н.д. | 3600 | н.д. |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³ | | 0.859 | 0.879 | 0.931 | н.д. | н.д. | н.д. |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³ | | 0.864 | 0.882 | 0.936 | 0.948 | 0.945 | 0.872 |
| Содержание серы в нефти, % | | 0.71 | — | — | 0.9-1.4 | 1.12 | 0.92 |
| Содержание парафина в нефти, % | | 0.91 | — | 2.7 | 0.4 | 0.5 | 3.6 |
| Газовый фактор, м ³ /т | | 0.45 | 8.7 | 8.7 | 10 | 10 | н.д. |
| Тип коллектора II – поровый; ТП – трещинно-поровый | | II | II | II | ТП | ТП | II |
| Средняя общая толщина, м | | 37.8 | 3.6 | 4.5 | 35.0 | 70.0 | 3.0 |
| Коэффициент песчаности, доли ед. | | 0.352 | 0.667 | 0.700 | н.д. | н.д. | н.д. |
| Абсолютная отметка ВНК, м | | -17 | -49 | -74 | -57 | до -65 | н.д. |

Табл. 1. Физико-химические характеристики нефтей Нижнечутинского, Ярегского и Чибыюского месторождений (по работам Багаудинов и др., 2011; Юманов и др., 2013; Лоджевская, Кравченко, 2018, с изменениями)

пластов II+B, A и I на Нижнечутинском месторождении, при глубине залегания пластов от 150 до 28 м (табл. 1).

Во второй особенности относится строение разреза, в котором подстилающие породы представлены метаморфическими сланцами, а вмещающие девонские породы сложены в основном туфами, глинами и песчаниками, и отсутствие вследствие этого нефтематеринских пород, генерирующих углеводороды (рис. 3). Из-за отсутствия нефтематеринских пород уже в 30–50 годы прошлого века актуальными стали вопросы о путях миграции нефтей в районе Ухтинской антиклинали. Рассматривались различные модели миграции углеводородов, которые приведены в обобщающих работах 1960-х годов Б.Я. Вассерманом, В.А. Завьяловым (Вассерман, 1964; Завьялов, 1966). Предполагалось, что основной поток миграции углеводородов осуществлялся по восстанию пластов из месторождений Ижма-Печорской впадины, расположенных на глубинах до 2000 м. Вероятность такой миграции была обоснована А.Н. Желудевым в 1953 году и В.А. Евдокимовым в 1959 г. на основании сравнительного анализа физико-химических свойств и состава нефтей и газов месторождений Ухтинского района (Вассерман, 1964). При этом физико-химические отличия в составе нефтей пластов III, II среднего девона и пластов II+B, A и I верхнего девона рассматривались как результат фракционирования углеводородов за счет выделения газа при падении пластового давления. Возможность фракционирования предполагалась также в результате фильтрации нефтей из третьего пласта и вертикальной миграции жидких углеводородов по трещинам к сводовой части Ухтинской складки на Яреге и в направлении восстания пластов в сторону Чибыюского и Нижнечутинского месторождений (Вассерман, 1964). Геохимические исследования нефтей Западно-Тэбукского и Ярегского месторождений, выполненные в последнее десятилетие, подтверждают ранее выявленное в них сходство элементного состава, на основании которого сделан вывод о латеральной миграции нефти из месторождений Ижма-Печорской впадины. При

этом ярегские нефти отличаются обедненным содержанием большинства элементов по сравнению с их содержанием в нефтях других месторождений углеводородов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Готтих и др., 2016).

К третьей особенности относятся нефте- и газопроявления в рифей-вендских отложениях фундамента. Так, с пачками кварцито-песчаников, залегающих на глубинах до 300–400 м в районе Водненского Промысла (расположен западнее Ярегского месторождения), связаны притоки минерализованных вод, метанового газа (до 22,5 тыс. м³/сут) и многочисленные нефтепроявления (Овчинников и др., 1990). В глубокой скважине Ярега-700 в ряде узких интервалов (798–806, 942–948 м и др.) отмечались высокие газопоказания (от 6 до 15 и более раз выше фона) преимущественно по метану в верхней части разреза и по тяжелым УВ в его нижней части (Овчинников и др., 1990).

К четвертой особенности относятся выявленные сульфидные рудопроявления в зоне развития пород, перекрывающих нефтяные месторождения или пород на сопредельной с месторождениями территории. В результате исследований, проведенных специалистами Ухтинской геологоразведочной экспедиции (УГРЭ) и Ухтинского государственного технического университета, в составе доманиковой свиты в первое десятилетие XXI века выявлено полиметаллическое оруденение (Сиваш, Берг, 2010; Юманов и др., 2013; Берг, 2013). Наиболее детально рудопроявления изучены в пределах Ухтинской складки на примере доманиковой свиты (рис. 2, 3). Колчеданно-полиметаллическое оруденение представлено металлоносными глинами, которые содержат пирит, марказит, сфалерит, а также согласными кальцитовыми жилами с сульфидами (Юманов и др., 2013). Территория к северо-западу и юго-востоку от Ярегского месторождения с северо-запада обрамляется геохимической аномалией «Нефтянка» с повышенным содержанием Cu, Pb, Zn. Эта геохимическая аномалия пространственно совпадает с выходами доманиковой свиты в верхней части правобережья

рек Ухта и Ярега. Породы доманиковой свиты здесь гидротермально изменены до песчаниковидного облика. Мощность таких образований по канавам достигала 10–12 м. Непосредственно выше этих канав в карьере «Ярега» Н.С. Сиваш установила кварц-карбонатные прожилки, тектонические брекчии, согласную кальцитовую жилу с содержанием в них сульфидов до 50 % (Макарова и др., 2016).

В колонковых скважинах на глубинах 200–400 м Н.С. Сиваш выявлены такие же проявления сульфидов. Так, например, в скв. 15-К, расположенной в северной части Ухтинской складки, в составе битуминозных сланцев доманика установлены мелкие включения сфалерита (1,0–1,5 мм, до 10 % объёма породы), в перекрывающих серых мелкозернистых известняках – жила галенита с кристаллами 5–7 мм. Проявление ванадия в отложениях доманиковой свиты установлено в скв. 12-К (инт. 33,4–42,0 м) в среднем течении р. Доманик. Оно представлено переслаиванием битуминозных известняков и сланцев с содержаниями ванадия 0,1–0,3 %. В породе присутствует также молибден в количестве 0,0007–0,001 % (Юманов и др., 2013). К востоку от скв. 60 по левому берегу р. Доманик выявлен вторичный комплексный геохимический ореол элементного состава V, Mn, Y, Mo (Макарова, Тарбаева, Сиваш и др., 2016). Аналогичные рудопроявления («Бельгоп», «Курские Дачи», «Ниаэль») установлены в вышезалегающих отложениях сирачойского горизонта верхнего девона (Сиваш, Берг, 2010; Юманов и др., 2013). На рудопроявлении «Ниаэль», локализованном в породах сирачойской свиты, сульфидное оруденение контролируется положительной магнитной аномалией (рис. 3). На основе приведенных данных можно считать, что в толще верхнего девона Ухтинской антиклинали установлена пространственная и парагенетическая связь между проявлениями сульфидной минерализации и скоплениями углеводородов (Юманов и др., 2013; Берг, 2013).

Материалы и методы исследований

Перечисленные выше особенности месторождений послужили обоснованием для постановки и проведения более детального исследования распределения элементного состава в породах и в нефтях Нижнечутинского месторождения по пластам II+Б, А, I, вскрытых разведочными скважинами. Такая работа проводилась для возможного выявления путей миграции углеводородов в пределах площади месторождения. При этом повышенные концентрации ряда металлов, проявления рудных компонентов в породах рассматривались как дополнительный поисковый признак зон разгрузки и миграции флюидов. Выполненные нами работы состояли из трех этапов, включающих: отбор образцов пород и нефтей; определение состава и содержания элементов в образцах нефтей и пород разными методами; выбор оптимальных геохимических показателей для проведения сопоставления элементов в составе пород и нефтей Нижнечутинского месторождения с аналогичными данными по наиболее изученному Ярегскому месторождению нефти.

Образцы нефти из трех продуктивных пластов Нижнечутинского месторождения в разные годы отбирал С.А. Горобец, в т.ч. из пласта II+Б (трансгрессивные песчаные отложения нижней части тиманской свиты);

пласта А (песчаники средней части тиманской свиты), пласта I (глины и песчаники верхней части тиманской свиты). Особенность сформированной коллекции образцов (15 образцов) состоит в том, что нефти из скважин, расположенных в разных участках месторождения, отличаются в зависимости от наличия и содержания в них минерализованных вод, фильтратов бурового раствора, растворенных газов. Так, отбор двух образцов нефти (пласт II+Б и пласт I) был проведен из узких интервалов скважины 11ПР, в которых были также отмечены газопроявления. Все эти различия учитывались нами при сравнении элементов нефтей и образцов пород из эталонной коллекции Н.С. Сиваш.

Измерительная база. Определение состава и содержания элементов в нефтях и породах получены с применением нейтронно-активационного метода, полуколичественного спектрального анализа (ПКСА) и метода масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP MS). Для исследования состава микро- и макроэлементов в нефтях и породах также применялся метод электронной микроскопии. Получение микроизображений и измерение состава образцов выполнены при помощи сканирующего электронного микроскопа Zeiss Merlin с приставкой для элементного микроанализа Oxford Instruments INCA-X-Act. Рабочие параметры электронного микроскопа: ускоряющее напряжение 21 кВ, ток пучка 2 нА. Для получения изображений использовался полупроводниковый детектор обратно рассеянных электронов. Для исследования состава микроэлементов в нефтях применялась авторская методика пробоподготовки образцов нефти.

Элементы ряда металлов из 11 образцов пород фундамента изучены полуколичественным спектральным анализом и методом гамма-спектроскопии, который применяется для определения урана и тория в породах, а также для исследования этих элементов в составе нефтей и пластовых вод. Метод гамма-спектроскопии применяется на основе использования гамма-спектрометра из коаксиального полупроводникового детектора из особо чистого германия в вертикальном криостате CANBERRA GC2018 с относительной эффективностью регистрации 20 % и энергетическим разрешением 1,8 кэВ на линии 1333МэВ ^{60}Co , спектрометрического тракта на основе блоков в стандарте NIM производства «АМТЕК/ОРТЕС» и персонального компьютера с программным обеспечением «MAESTRO-32». Расшифровка спектров по определению интенсивности урана, тория и калия с переводом их в геохимические показатели (г/т, ppm) проводится по авторским программам, разработанным в пакетах «ROOT» и «MATHEMATICA»; соотношение содержания калия, тория и урана лежит в основе выявления контуров месторождений углеводородов и рудных месторождений, также применяется для установления экспрессного состава магматических пород (основного, среднего, кислого). Для образцов рифейских пород также определены кислотно-щелочные параметры с применением pH-метра с внешним электродом.

Анализ полученных данных. Наиболее достоверной оценкой является сравнение нефтей и пород на основе геохимических показателей, определяемых по отношениям парных элементов (Чахмачев, 1983; Тейлор, Мак-Леннан, 1988; Дубинин, 2006; Готтих и др., 2012). К наиболее

известным геохимическим показателям для оценки металлонности нефтей относится показатель V/Ni , а для пород – показатели Th/U и U/Th , по значениям которых определяются контуры околорудных зон для месторождений твердых полезных ископаемых. Вариации значений последнего параметра U/Th для пород подробно рассмотрены в публикации коллектива авторов (Yafyasov et al., 2022). Здесь же заметим, что в нефтях низкие значения показателя $U/Th < 1$ в сочетании с относительно высокими значениями Th/Ba (0,03) и повышенными содержаниями редкоземельных элементов (REE) рассматриваются нами в качестве признаков гидротермального влияния на нефть. Обогащение нефтей газами оценивается нами по крайне низким значениям показателя Th/Ba (0,0004–0,0010), и присутствию в основном редкоземельных элементов цериевой группы. Значения показателя U/Th варьируют в большом диапазоне величин в зависимости от температур газов. При сопоставлении пород и нефтей по редкоземельным элементам проводилось их предварительное нормирование на архейский сланец (PAAS) и на хондрит (Тейлор, Мак-Леннан, 1988; McLennan, 1989). В результате в ряде образцов пород и нефтей определены величины показателя Eu_{CH}/Eu^* (европиевая аномалия). Величина отклонения содержания европия (Eu) в конкретном образце от ожидаемого Eu^* вычисляется с учетом нормированных на хондрит (или примитивную мантию) содержаний соседних с европием редкоземельных элементов Sm_{CH} и Gd_{CH} . Мера обеднения или обогащения Eu выражается отношением Eu/Eu^* (Балашов, 1976) и рассчитывается по формуле (Скляров и др., 2001):

$$Eu/Eu^* = Eu_{CH} / [Sm_{CH} \times Gd_{CH}]^{1/2}. \quad (1)$$

Величина отношения $Eu/Eu^* > 1,05$ отражает процессы обогащения европием, значения $< 0,95$ – указывают на обеднение по отношению к примитивной мантии. Считается, что отрицательная европиевая аномалия на графике распределения нормированных на хондрит редкоземельных элементов характерна в основном для верхней континентальной коры, а положительная – для нижней коры и верхней мантии (Тейлор, Мак-Леннан, 1988; Дубинин, 2006). В наших материалах этот показатель обозначен как $Eu_{ан}$.

Для оценки генезиса осадочных пород рассматривались значения цериевой аномалии – показателя $Ce_{образец}/Ce^*_{PAAS}$, для расчета проводилось нормирование по архейскому сланцу (McLennan, 1989). Значения этого показателя рассчитываются по аналогии с показателем Eu/Eu^* по формуле (Скляров и др., 2001):

$$Ce_{образец}/Ce^*_{PAAS} = Ce_{PAAS} / [La_{PAAS} \times Pr_{PAAS}]^{1/2}. \quad (2)$$

Считается, что при значениях показателя $Ce_{образец}/Ce^*_{PAAS} > 1$ происходило накопление Mn в гидrogenных корках и конкрециях, а при значениях показателя $Ce_{образец}/Ce^*_{PAAS} < 1$ Mn накапливался в гидротермальных условиях (Михайлик и др., 2021). В наших материалах этот показатель обозначен как $Ce_{ан}$.

В отложениях различных осадочных бассейнов, в том числе и в современных осадках, установлено, что по значениям отношения Y/No (иттриевая аномалия) также можно провести оценку условий осадконакопления (Михайлик и др., 2021). Наиболее четко различия по величине показателя Y/No проявляются в железомарганцевых

образованиях. Так, для гидrogenных и диагенетических железомарганцевых образований значения показателя $Y/No < 28$, а в районе формирования железомарганцевых корок в гидротермальных условиях значения показателя > 28 . С учетом этих данных условия накопления осадков принимаются за гидротермальные при значениях показателя > 28 , а при значениях < 28 – рассматриваются как гидrogenные. В связи с тем, что содержания празеодима, иттрия, гольмия в ряде случаев ниже порога обнаружения аналитическими методами, и, следовательно, невозможен расчет соответствующих показателей, то оценка условий образования осадков проводится в упрощенном виде по значению другого показателя. Мы провели сопоставление значений двух показателей $Ce_{ан}$ и Y/No с показателем, представляющим отношение значений содержания церия в конкретных образцах к значениям церия в образце архейского сланца. В результате проведенных сопоставлений нами установлено, что низкие величины содержания церия, нормированные на архейский сланец ($Ce_{PAAS} < 1$), как правило, отвечают гидротермальным условиям, а значения $Ce_{PAAS} > 1$ – признак гидrogenных условий образования осадков.

В таблицах 2 и 3 в качестве сравнительного эталона для элементного состава пород и нефтей приведены данные по Ярегскому месторождению (материалы ООО «Петрофизик»), а также опубликованные нами ранее данные по Нижнечутинскому месторождению (Макарова и др., 2021), дополненные содержаниями редких и редкоземельных элементов (REE).

Результаты энергодисперсионного анализа приводятся в атомных % и весовых % для образцов нефтей и атомных % для пород, что позволяет проводить количественное сопоставление содержаний элементов в нефти разными методами, а для пород оценивать возможные минеральные образования в соответствии с количественным содержанием элементов в их составе.

Результаты исследований

Полученные фактические и расчетные геохимические данные по результатам разных методов исследований представлены в таблицах №№ 2-11 и на рис. 4-8.

Содержания в ppm V, Ni, Ba, Sr и значения геохимических показателей (отношения пар элементов V/Ni, V/Ba, Sr/Ba, Ba/Mo) для пород и нефтей Ярегского месторождения приведены в таблице 2.

В таблице 3 приведен расширенный элементный состав пород Нижнечутинского месторождения и сопредельной территории с учетом содержаний тяжелых, редких и редкоземельных элементов. В породах Нижнечутинского месторождения во всех образцах, за исключением одного, отмечаются повышенные содержания тория 11–20 ppm, в отдельных образцах повышены содержания молибдена 10–15 ppm, рения (0,025–0,043 ppm), иридия (2,34–17,0 ppm), цезия (до 15,3 ppm). Из тяжелых металлов наиболее высокое содержание свинца в одном образце (72 ppm). Значения показателя U/Th , приведенные в таблице 3, рассмотрены нами ранее (Макарова и др., 2021). В данной работе эти величины сопоставлены со значениями отношений пар других элементов.

В таблице 4 для пород и нефтей Ярегского месторождения приведены значения геохимических показателей (отношения пар элементов V/Ni, V/Ba, Sr/Ba, Ba/Mo и др.).

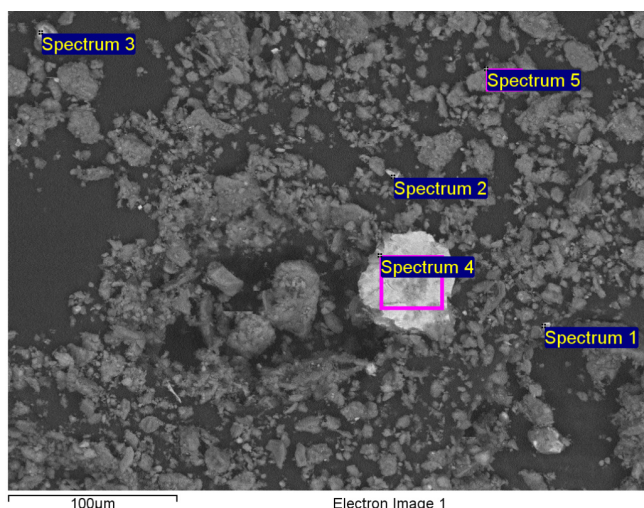
| Образец | Свита | Порода, пласт | V | Cr | Mn | Fe | Co | Ni | Cu | Zn | Ga | Sr | Ba | Zr | Mo | Pb |
|---|---------------------------------|---------------------|-----|-------|------|------|------|-----|------|------|----|------|------|-----|-------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 36 ПР-1бис | D ₃ dm | глина | 90 | 44 | 370 | 7800 | 17 | 60 | 43 | - | - | 630 | 230 | 90 | | 40.000 |
| 36 ПР-1бис | D ₃ dm | аргиллит | 160 | 110 | 500 | 7800 | 18 | 70 | 44 | - | - | 600 | 280 | 150 | | 0.004 |
| 36 ПР-1бис | D ₃ dm | сланец | 80 | 46 | 450 | 8200 | 43 | 50 | 55 | - | - | 330 | 150 | 80 | 15 | 0.008 |
| 36 ПР-1бис | D ₃ dm | сланец | 270 | 42 | 350 | 7600 | - | 320 | 55 | - | - | 830 | 110 | 40 | 33 | - |
| 36 ПР-1бис | D ₃ dm | сланец | 160 | 21 | 450 | 7600 | - | 140 | 35 | - | - | 1100 | 70 | 30 | 57 | - |
| 36 ПР-1бис | D ₃ dm | сланец | 230 | 28 | 350 | 7200 | - | 110 | 32 | - | - | 1200 | 50 | 30 | - | - |
| 36 ПР-1бис | D ₃ dm | известняк окварцов. | 190 | 28 | 450 | - | 16 | 30 | 33 | - | - | 900 | 50 | 30 | - | - |
| Сборный-D ₃ tm | D ₃ tm | глина | 90 | 82 | 300 | - | - | - | - | - | - | 150 | 150 | 120 | - | - |
| Сборный-D ₃ dž | D ₃ dž | глина | 120 | 100 | 160 | - | 19 | 29 | 32 | - | 19 | 140 | 170 | 170 | - | - |
| Сборный-D ₂ čb | D ₂ čb | песчаник | 80 | 53 | 80 | сл* | 10 | 19 | 16 | - | 10 | 120 | 240 | 260 | - | 0.500 |
| Сборный RF ₃ -V ₁ | RF ₃ -V ₁ | сланцевая порода | 90 | 87 | 370 | - | 13 | 28 | 32 | - | 14 | 180 | 300 | 200 | - | - |
| НШ2 019 | D ₃ dž | пласт II | 65 | <0,01 | 0.04 | - | 0.02 | 35 | 0.03 | 0.7 | - | 0.16 | 1.75 | - | - | - |
| НШ1 09/215 | D ₂ čb | пласт III | 22 | 0.02 | 0.01 | - | 0.03 | 8 | 0.04 | н | - | 0.10 | 0.13 | - | 0.01 | - |
| НШ2 215/38 | D ₂ čb | пласт III | 29 | 0.04 | 0.28 | сл | 0.08 | 29 | 0.02 | 0.10 | - | 0.02 | 0.05 | - | - | - |
| НШ1 Т-2-41 | D ₂ čb | пласт III | 14 | 0.01 | 0.05 | | 0.03 | 9 | 0.01 | 0.09 | - | 0.03 | 0.05 | - | 0.001 | 0.135 |
| НШ1 Т-2-82 | D ₂ čb | пласт III | 80 | 0.02 | 0.01 | сл | 0.01 | 30 | 0.03 | 0.23 | - | 0.20 | 0.25 | - | 0.005 | |

Табл. 2. Элементный состав пород и нефтей Ярегского месторождения, в ppm. *сл – следовое количество, «-» – значения ниже порога обнаружения

| Образец | Свита/ пласт | V | Cr | Mn | Fe | Co | Ni | Cu | Zn | Rb | Sr | Ba | Zr | Nb | Mo | Pb | Br | As | Cs |
|---------|------------------------|------|-----|------|-------|------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Кк/2м | D ₃ dm | 303 | 23 | 610 | 22100 | 2.9 | 56 | 28 | 128 | 14 | 299 | 132 | 28 | 3.7 | 15.4 | 13 | н.д. | н.д. | 0.9 |
| Кк/4с | D ₃ dm | 284 | 17 | 310 | 10200 | 1.4 | 35 | 22 | 32 | 8 | 452 | 59 | 14 | 1.2 | 10.1 | 7 | н.д. | н.д. | 0.5 |
| 15К/6 | D ₃ dm | 190 | 161 | 330 | 54500 | 23.2 | 82 | 54 | 102 | 190 | 216 | 366 | 417 | 109 | 0.7 | 20 | н.д. | н.д. | 9.1 |
| 15К/8 | D ₃ dm | 170 | 23 | 100 | 6500 | 1.2 | 54 | 25 | 137 | 13 | 528 | 41 | 18 | 2.0 | 7.1 | 2 | н.д. | н.д. | 0.8 |
| 1004/7 | D ₃ dm | н.д. | 119 | 125 | 15600 | 5.4 | 159 | н.д. | 449 | 41 | 130 | 133 | 99 | н.д. | <0.6 | н.д. | 11.6 | 23 | 2.3 |
| 16/33 | D ₃ tm/ I | н.д. | 78 | 576 | 59300 | 33.1 | 75 | н.д. | 131 | 157 | 254 | 11 | 85 | н.д. | <0.6 | н.д. | 0.9 | 11 | 15.3 |
| 1004/28 | D ₃ tm/ I | н.д. | 153 | 397 | 55900 | 26.7 | 43 | н.д. | 109 | 194 | 200 | 535 | 290 | н.д. | <0.6 | н.д. | 6.5 | 10 | 10.2 |
| 19/37 | D ₃ tm/ I | н.д. | 186 | 694 | 95800 | 37.8 | 81 | н.д. | 133 | 226 | 102 | 465 | 228 | н.д. | <0.6 | н.д. | 11.0 | 11 | 15.0 |
| 19/40 | D ₃ tm/ I | н.д. | 134 | 326 | 42900 | 28.0 | 25 | н.д. | 66 | 161 | 182 | 579 | 184 | н.д. | <0.6 | н.д. | 13.1 | 10 | 8.6 |
| 19/49 | D ₃ tm/ I | н.д. | 106 | 423 | 52400 | 23.7 | 38 | н.д. | 99 | 191 | 139 | 494 | 122 | н.д. | <0.6 | н.д. | 6.8 | 7 | 12.7 |
| 15ПР/2 | D ₃ tm/ А | 44 | 9 | 2300 | 31700 | 5.8 | 17 | 12.2 | 449 | 16 | 27 | 67 | 516 | 11.1 | <0.6 | 11 | н.д. | н.д. | 0.9 |
| 16ПР/2 | D ₃ tm/ А | 55 | 19 | 2600 | 37000 | 5.3 | 11 | 33 | 44 | 17 | 26 | 73 | 827 | 15.0 | <0.6 | 9 | н.д. | н.д. | 0.9 |
| 15ПР/3 | D ₃ tm/II+Б | 57 | 24 | 2300 | 37100 | 5.9 | 13 | 105 | 66 | 19 | 28 | 78 | 697 | 13.3 | <0.6 | 10 | н.д. | н.д. | 1.1 |
| 16ПР/3 | D ₃ tm/II+Б | 56 | 29 | 2500 | 38500 | 6.4 | 15 | 257 | 203 | 20 | 26 | 78 | 792 | 14.2 | <0.6 | 9 | н.д. | н.д. | 1.1 |
| 1004/НЧ | D ₃ tm/II+Б | 225 | 105 | 180 | 95000 | 65.6 | 81 | 113 | 128 | 152 | 125 | 428 | 137 | 12.4 | 0.7 | 72 | н.д. | н.д. | 12.3 |

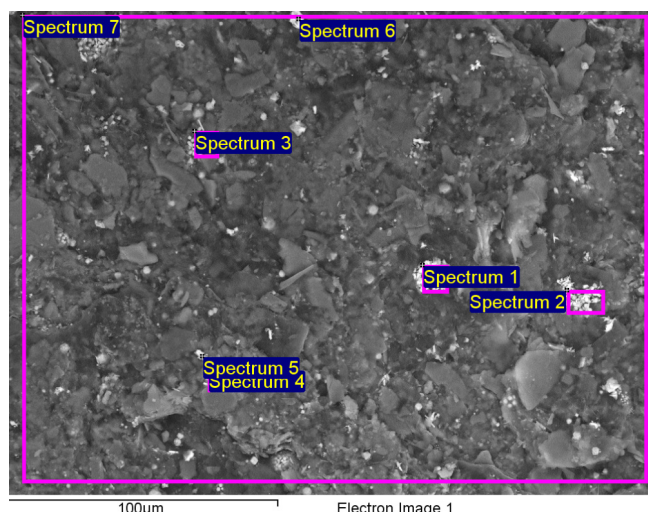
| Образец | Свита/ пласт | U | Th | La | Ce | Nd | Sm | Eu | Yb | Lu | Y | Cs | Re | Ir | Au |
|---------|-----------------------|-------|------|------|-------|------|------|-----|-----|-----|------|------|--------|--------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Кк/2м | D ₃ dm | 5.7 | 1.4 | 15.9 | 15.5 | 12.4 | 2.9 | 0.6 | 1.7 | 0.2 | 22.2 | 0.9 | 0.016 | <0.002 | 0.010 |
| Кк/4с | D ₃ dm | 4.5 | 0.7 | 10.5 | 7.7 | 8.3 | 1.7 | 0.4 | 1.1 | 0.2 | 16.9 | 0.5 | 0.016 | <0.002 | 0.010 |
| 15 /6 | D ₃ dm | 4.5 | 20.4 | 81.9 | 165.0 | 59.6 | 11.2 | 2.4 | 3.6 | 0.5 | 36.6 | 9.1 | 0.008 | <0.002 | 0.020 |
| 15/8 | D ₃ dm | 3.3 | 1.2 | 11.6 | 9.4 | 9.8 | 2.2 | 0.5 | 1.3 | 0.5 | 20.5 | 0.8 | 0.025 | <0.002 | 0.00 |
| 1004/7 | D ₃ dm | 11.6 | 3.7 | 19.1 | 24.6 | 29.0 | 4.3 | 1.6 | 3.3 | 0.2 | н.д. | 2.3 | 0.039 | 2.340 | 0.007 |
| 16/33 | D ₃ tm/ I | 1.1 | 11.0 | 55.4 | 105.0 | 26.5 | 11.3 | 2.5 | 2.8 | 0.6 | н.д. | 15.3 | <0.002 | <0.002 | 0.00 |
| 1-28/1 | D ₃ tm/ I | 2.3 | 16.8 | 50.6 | 108.0 | 46.3 | 10.2 | 2.4 | 4.6 | 0.7 | н.д. | 10.2 | 0.032 | <0.002 | 0.003 |
| 19-37/1 | D ₃ tm/ I | 2.4 | 19.0 | 65.3 | 115.0 | 60.3 | 12.6 | 3.2 | 6.2 | 0.9 | н.д. | 15.0 | 0.039 | <0.002 | 0.00 |
| 19-40/1 | D ₃ tm/ I | 0.001 | 15.7 | 52.8 | 122.0 | 63.0 | 13.7 | 3.2 | 6.9 | 1.1 | н.д. | 8.6 | 0.043 | 12.8 | 0.002 |
| 19-49/1 | D ₃ tm/ I | 1.5 | 17.5 | 52.0 | 115.2 | 70.0 | 3.6 | 3.6 | 4.0 | 0.6 | н.д. | 12.7 | <0.002 | 17.0 | 0.003 |
| 15ПР2 | D ₃ tm/ А | 2.4 | 11.5 | 54.9 | 130.0 | 58.1 | 11.7 | 1.7 | 4.0 | 0.8 | 40.1 | 0.9 | <0.002 | <0.002 | 0.008 |
| 16ПР/2 | D ₃ tm/ А | 3.5 | 17.1 | 83.1 | 182.0 | 81.3 | 16.4 | 2.6 | 5.6 | 0.8 | 58.2 | 0.9 | <0.002 | <0.002 | 0.011 |
| 15ПР/3 | D ₃ tm/IIб | 3.1 | 15.3 | 76.5 | 165.0 | 75.1 | 15.0 | 2.5 | 5.1 | 0.8 | 52.5 | 1.1 | <0.002 | 0.003 | 0.018 |
| 16ПР/3 | D ₃ tm/IIб | 3.5 | 16.0 | 80.7 | 183.0 | 84.4 | 16.2 | 2.5 | 5.8 | 0.5 | 56.0 | 1.1 | <0.002 | <0.002 | 0.042 |
| 1004/НЧ | D ₃ tm/IIб | 3.8 | 11.8 | 36.6 | 80.5 | 41.2 | 9.8 | 1.9 | 3.1 | 0.6 | 41.0 | 12.3 | <0.002 | <0.002 | 0.015 |

Табл. 3. Элементный состав пород Нижнечутинского месторождения и сопредельной территории, в ppm



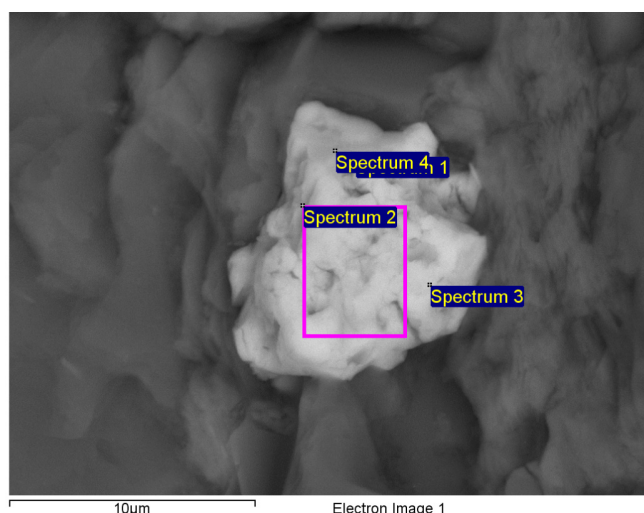
| Спектры | C | O | Mg | Al | Si | S | K | Ca | Ti | Fe | Zn |
|---------|-------|-------|------|------|------|-------|------|------|------|-------|------|
| 1 | 31.46 | 38.46 | - | 1.68 | 3.64 | 16.43 | 0.20 | 0.12 | 0.06 | 7.14 | 0.80 |
| 2 | 31.71 | 32.73 | - | 0.39 | 0.98 | 22.19 | - | 0.20 | - | 11.80 | - |
| 3 | 27.86 | 29.04 | 0.32 | 0.76 | 1.54 | 26.42 | - | - | - | 14.06 | - |
| 4 | - | 28.48 | - | 1.30 | 3.38 | 43.66 | - | - | - | 23.18 | - |
| 5 | 38.95 | 45.76 | 0.62 | 3.49 | 9.33 | 0.22 | 0.85 | 0.30 | - | 0.48 | - |

Рис. 4. Содержание элементов пород по данным энергодисперсионного анализа в сочетании с электронной микроскопией (образец K-1, породы доманикового горизонта, карьер «Ярега»)



| Спектры | O | Na | Mg | Al | Si | S | K | Ti | Fe | Ba |
|---------|-------|------|------|-------|-------|-------|------|------|-------|------|
| 1 | 38.26 | - | - | 2.64 | 2.93 | 33.24 | 0.36 | - | 17.90 | 4.68 |
| 2 | 55.73 | - | - | 5.28 | 6.06 | 20.83 | 0.49 | 0.46 | 9.51 | 1.65 |
| 3 | 60.04 | 0.69 | - | 5.48 | 12.37 | 12.62 | 0.81 | - | 5.18 | 2.80 |
| 4 | 60.86 | - | - | 4.89 | 5.12 | 17.48 | 0.71 | - | 7.30 | 3.63 |
| 5 | 59.18 | - | - | 10.13 | 10.90 | 7.87 | 1.18 | - | 1.43 | 9.31 |
| 6 | 64.70 | - | - | 2.16 | 2.56 | 17.62 | 0.33 | - | 5.74 | 6.89 |
| 7 | 68.85 | - | 0.44 | 10.57 | 14.04 | 2.80 | 1.41 | 0.24 | 1.65 | - |

Рис. 5. Содержание элементов в образце пород ИПР/106-1 по данным энергодисперсионного анализа в сочетании с электронной микроскопией (RF_3-V_1), карьер «Ярега»



| Спектры | C | O | Al | Si | Ca | Fe | Co |
|---------|-------|-------|------|------|------|------|------|
| 1 | - | 72.28 | 0.79 | 4.43 | 0.33 | 0.62 | 0.50 |
| 2 | 32.30 | 53.68 | - | - | - | 0.39 | 0.36 |
| 3 | 37.81 | 47.26 | 0.62 | 2.54 | 0.16 | 0.24 | 0.29 |
| 4 | 26.86 | 62.59 | 0.58 | 1.62 | - | 0.32 | 0.18 |

| Спектры | Y | Gd | Dy | Yb | Ta | Ir |
|---------|-------|------|------|------|------|------|
| 1 | 10.90 | - | 0.66 | 0.80 | - | 8.69 |
| 2 | 6.37 | - | 0.44 | 0.50 | 0.80 | 5.16 |
| 3 | 5.43 | 0.37 | 0.49 | 0.28 | - | 4.53 |
| 4 | 4.31 | - | 0.18 | 0.28 | - | 3.08 |

Рис. 6. Редкоземельные элементы в образце пород ИПР/106-2 по данным энергодисперсионного анализа в сочетании с электронной микроскопией (RF_3-V_1)

Из таблицы 4 следует, что по значениям показателя V/Ni различия пород и нефтей в целом весьма незначительны, кроме того, отдельные образцы нефти по содержанию ванадия и никеля имеют такие же характеристики, как и сланцы доманика. Для пород и нефтей в целом значения отношений минимальных величин порода/нефть составляют для никеля и ванадия, соответственно, 3,7–5,7, значения отношений максимальных величин этих же элементов

составляют для никеля – 10,6, для ванадия – 3,3, то есть содержания V, Ni и в породах, и в нефтях сопоставимы между собой. В тоже время содержания ряда элементов Ba, Sr, Mo и др. в нефтях Ярегского месторождения на два-три порядка ниже по сравнению с их содержанием в породах этого месторождения (табл. 2, 4). Наибольшие различия пород и нефтей установлены по значениям показателя V/Ba. Так, значения показателя V/Ba для нефтей

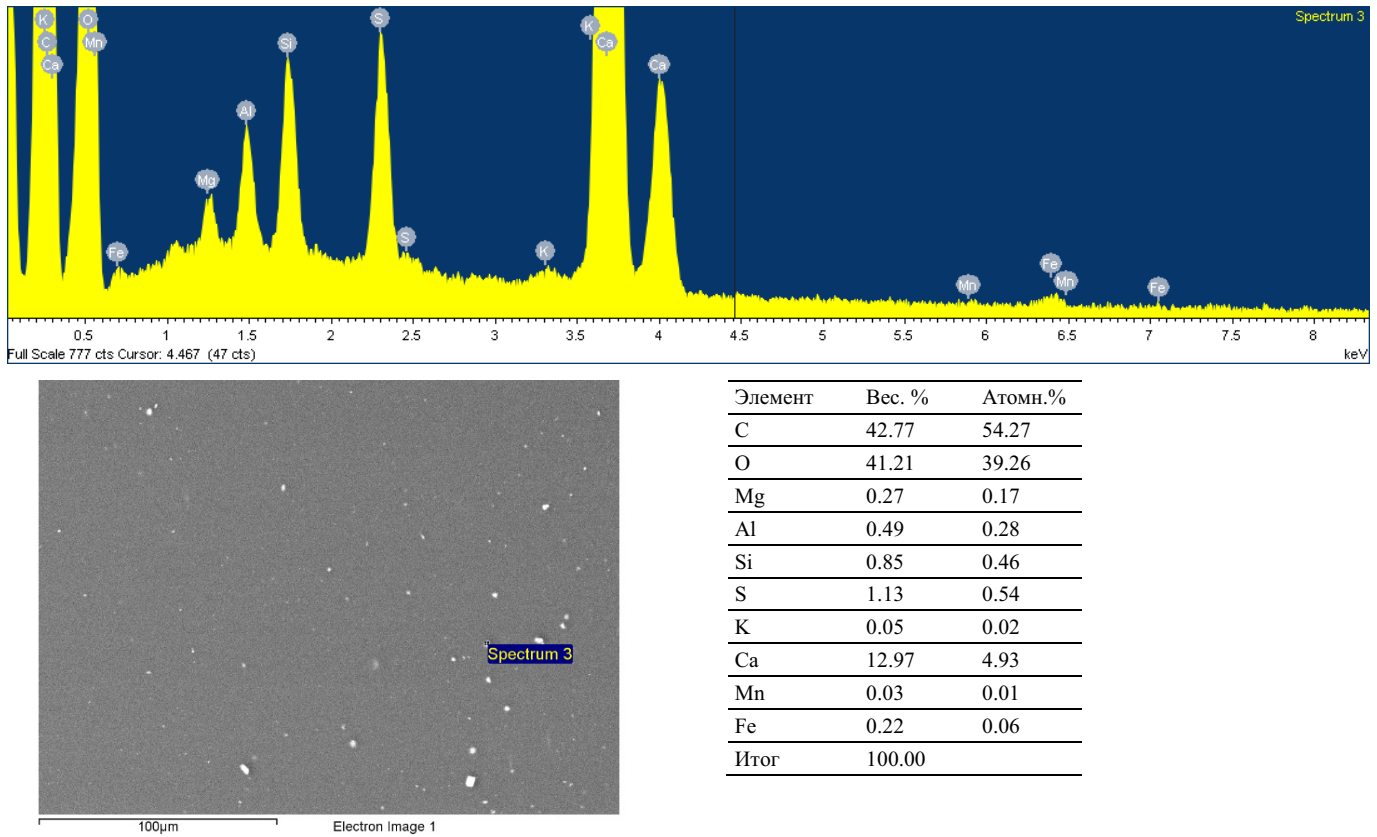


Рис. 7. Содержание элементов в нефти по данным электронной микроскопии в сочетании с энергодисперсионным анализом (Нижне-чутинское месторождение, пласт II+Б, обр. № 1, проба, обогащенная Ca, Mn, Fe, S, Mg, K, Al, карьер «Ярега»)

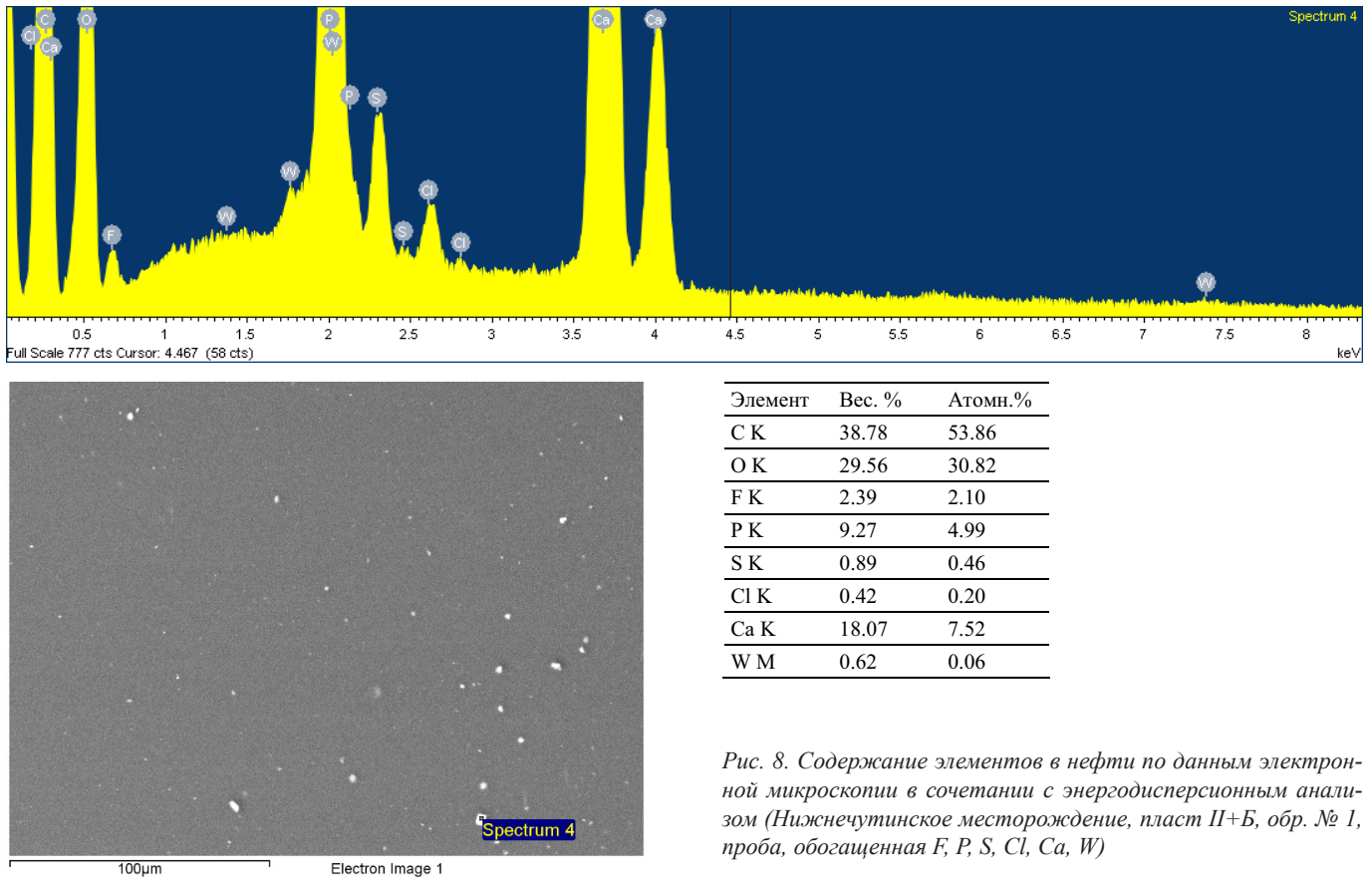


Рис. 8. Содержание элементов в нефти по данным электронной микроскопии в сочетании с энергодисперсионным анализом (Нижнечутинское месторождение, пласт II+Б, обр. № 1, проба, обогащенная F, P, S, Cl, Ca, W)

(37–562), выше на два-три порядка по сравнению с его значениями для пород (0,3–4,6). Это свидетельствует, по нашему мнению, об избирательной аккумуляции нефтью ванадия и никеля. Отметим, что данные элементы

относятся к «биогенным», т.е. поступающим в нефть из органического вещества (Готтих и др., 2012). В отсутствие избирательной аккумуляции (или в отсутствие поступления в нефть каких-либо флюидов) и породы, и

| Скважины, образцы | Породы, нефти | Глубина, м | Свита | Пласт | V, ppm | Ni, ppm | Ba, ppm | Sr, ppm | Mo, ppm | V/Ni | V/Ba | Sr/Ba | Ba/Mo |
|-------------------|---------------|------------|-------------------|-------|--------|---------|---------|---------|---------|------|-------|-------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 36 ПР-1бис | глина | 7 | D ₃ dm | - | 90 | 60 | 230 | 630 | - | 1.5 | 0.4 | 2.7 | - |
| 36 ПР-1бис | аргиллит | 10 | D ₃ dm | - | 160 | 70 | 280 | 600 | - | 2.3 | 0.6 | 2.1 | - |
| 36 ПР-1бис | сланец | 11 | D ₃ dm | - | 80 | 50 | 150 | 330 | 15 | 1.6 | 0.5 | 2.2 | 10 |
| 36 ПР-1бис | сланец | 14 | D ₃ dm | - | 270 | 320 | 110 | 830 | 33 | 0.8 | 2.5 | 7.5 | 3 |
| 36 ПР-1бис | сланец | 15 | D ₃ dm | - | 160 | 140 | 70 | 1100 | 57 | 1.1 | 2.3 | 15.7 | 1 |
| 36 ПР-1бис | сланец | 17 | D ₃ dm | - | 230 | 110 | 50 | 1200 | - | 2.1 | 4.6 | 24.0 | - |
| 36 ПР-1бис | известняк | 19 | D ₃ dm | - | 190 | 30 | 50 | 900 | - | 6.3 | 3.8 | 18.0 | - |
| 9 образцов | глина | 90-160 | D ₃ tm | I | 90 | 27 | 150 | 150 | - | 3.0 | 0.6 | 1.0 | - |
| 10 образцов | глина | 170-190 | D ₃ dž | II | 120 | 29 | 170 | 140 | - | 4.1 | 0.7 | 0.8 | - |
| 3 образца | глина | 190-195 | D ₂ čb | III | 80 | 19 | 240 | 120 | - | 4.2 | 0.3 | 0.5 | - |
| 4 образца | сланцы | >230 | RF ₃ | - | 90 | 28 | 300 | 180 | - | 3.2 | 0.3 | 0.6 | - |
| НШ-2 укл 019 | нефть | 180 | D ₃ dž | II | 65 | 35 | 1.75 | 0.16 | - | 1.7 | 37.2 | 0.09 | - |
| НШ-1 укл 09 215 | нефть | 200 | D ₂ čb | III | 22 | 8 | 0.13 | 0.10 | 0.01 | 2.6 | 176.0 | 0.8 | 14 |
| НШ-2 укл 215 38 | нефть | 220 | D ₂ čb | III | 28 | 29 | 0.05 | 0.02 | - | 1.0 | 562.0 | 0.5 | - |
| НШ-1 уклГ-2 41 | нефть | 220 | D ₂ čb | III | 14 | 9 | 0.05 | 0.03 | 0.001 | 1.6 | 320.0 | 0.6 | 34 |
| НШ-1 уклГ-2 82 | нефть | 220 | D ₂ čb | III | 80 | 30 | 0.25 | 0.20 | 0.005 | 2.7 | 320.0 | 0.8 | 50 |

Табл. 4. Характеристики пород и нефтей Ярегского месторождения нефти по геохимическим показателям

нефти, имеют сходные показатели, что прослеживается по одинаковым значениям (0,5) показателя Sr/Ba для глин и для нефтей чибьюской свиты.

В таблице 5 для пород Нижнечутинского месторождения приведены значения показателей U/Th, Y/No, V/Ni, V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, Th/Ba, As/Ba, Ba/Mo, Mo/U, Mn/Cr, Zn/Cr, U/Au. Кроме того, в этой таблице проведена оценка гидротермальных и гидрогенных условий осадконакопления по значениям показателей Y/No, Ce_{an}, Ce_{PAAS}. Для образцов пород доманиковой свиты установлены наиболее четкие отличия в их значениях. Гидротермальные условия образования в доманиковых отложениях определяются высокими значениями показателя Y/No (39–43) и низкими значениями показателей Ce_{an}, Ce_{PAAS},

изменяющимися, соответственно, в диапазонах 0,4–0,5 и 0,1–0,2. Гидрогенные условия, наоборот, определяются более низким значением показателя Y/No, составляющим величину 26, и значениями показателей Ce_{an} и Ce_{PAAS}, соответственно, 1,03 и 2,1. Гидрогенно-гидротермальные условия осадконакопления определяются по совокупности показателей, в которых значения Ce_{an} близки к 1, а значения показателя Y/No изменяются от 26 до 29, при этом значения показателя Ce_{PAAS} ≥ 1.

Из таблицы 5 следует, что гидрогенные условия осадконакопления контролируются низкими значениями (<1) показателей V/Ba, Sr/Ba, As/Ba, Ba/Mo, Mo/U, Mn/Cr, Zn/Cr, U/Au и сравнительно высокими значениями показателей Th/Ba, Ba/Mo. Гидротермальным условиям

| Образец | Свита, пласт | Условия | U/Th | Y/No | Ce _{PAAS} | Ce _{an} | V/Ni | V/Cr | V/Ba | Sr/Ba | Th/Ba | As/Ba | Ba/Mo | Mo/U | Mn/Cr | Zn/Cr | U/Au |
|----------|------------------------|------------------------|------|------|--------------------|------------------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | |
| Кк/2м | D ₃ dm | Гидротерм. | 4.0 | 39 | 0.2 | 0.51 | 5.4 | 13.2 | 2.3 | 2.3 | 0.01 | н.д. | 8.6 | 2.7 | 26.6 | 5.6 | 5.6 |
| Кк/4с | D ₃ dm | Гидротерм. | 6.4 | 43 | 0.1 | 0.40 | 8.2 | 16.8 | 4.8 | 7.7 | 0.01 | н.д. | 5.8 | 2.2 | 18.3 | 1.9 | 1.9 |
| 15К/6 | D ₃ dm | Гидроген. | 0.2 | 26 | 2.1 | 1.03 | 2.3 | 7.3 | 0.5 | 0.6 | 0.10 | н.д. | 523 | 0.2 | 2.0 | 0.6 | 0.6 |
| 15К/8 | D ₃ dm | Гидротерм. | 3.0 | 43 | 0.1 | 0.42 | 3.1 | 1.2 | 4.1 | 12.8 | 0.03 | н.д. | 5.8 | 2.1 | 4.3 | 5.9 | 5.9 |
| 1004/7 | D ₃ dm | Гидротерм. | 3.1 | н.д. | 0.3 | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. | 1.0 | 0.03 | 0.17 | н.д. | н.д. | 1.1 | 3.8 | 3.8 |
| 16/33 | D ₃ tm, I | Гидротерм. - гидроген. | 0.1 | н.д. | 1.3 | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. | 23 | 1.02 | 1.00 | н.д. | н.д. | 7.4 | 1.7 | 1.7 |
| 1004/28 | D ₃ tm, I | Гидроген. | 0.1 | н.д. | 1.4 | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. | 0.4 | 0.03 | 0.02 | н.д. | н.д. | 2.6 | 0.7 | 0.7 |
| 19/37 | D ₃ tm, I | Гидроген. | 0.1 | н.д. | 1.4 | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. | 0.2 | 0.04 | 0.02 | н.д. | н.д. | 3.7 | 0.7 | 0.7 |
| 19/40 | D ₃ tm, I | Гидроген. | 0.1 | н.д. | 1.5 | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. | 0.3 | 0.03 | 0.02 | н.д. | н.д. | 2.4 | 0.5 | 0.5 |
| 19/49 | D ₃ tm, I | Гидроген. | 0.1 | н.д. | 1.4 | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. | 0.3 | 0.04 | 0.01 | н.д. | н.д. | 4.0 | 0.9 | 0.9 |
| 15ПР/2 | D ₃ tm, А | Гидротерм. - гидроген. | 0.2 | 28 | 1.6 | 1.06 | 2.6 | н.д. | 0.7 | 0.4 | 0.17 | н.д. | >112 | 0.3 | 252 | 49.2 | 49.2 |
| 16ПР/2 | D ₃ tm, А | Гидротерм. - гидроген. | 0.2 | 29 | 2.3 | 1.03 | 4.5 | н.д. | 0.7 | 0.4 | 0.23 | н.д. | >121 | 0.2 | 138 | 2.3 | 2.3 |
| 15ПР/3 | D ₃ tm, П+Б | Гидротерм. - гидроген. | 0.2 | 26 | 2.1 | 0.99 | 4.5 | н.д. | 0.7 | 0.4 | 0.20 | н.д. | >130 | 0.2 | 97 | 2.8 | 2.8 |
| 16ПР/3 | D ₃ tm, П+Б | Гидротерм. - гидроген. | 0.2 | 27 | 2.3 | 1.05 | 3.7 | н.д. | 0.7 | 0.3 | 0.20 | н.д. | >130 | 0.2 | 86 | 7.0 | 7.0 |
| 1004/152 | D ₃ tm, П+Б | Гидротерм. - гидроген. | 0.3 | 27 | 1.0 | 0.99 | 2.8 | н.д. | 0.5 | 0.3 | 0.03 | н.д. | 594 | 0.2 | 1.7 | 1.2 | 1.2 |

Табл. 5. Характеристики условий образования пород Нижнечутинского месторождения по геохимическим показателям

отвечают, наоборот, значения показателей V/Ba, Sr/Ba, As/Ba, Ba/Mo, Mo/U, Mn/Cr, Zn/Cr, U/Au >1 и наиболее низкие значения показателей Th/Ba и Ba/Mo. По значениям перечисленных показателей возможно не только определение условий образования осадков, но и связанных с ними процессов накопления тех или иных элементов. Так, например, условия образования осадков тиманской свиты в обр. №№ 15П/2 и 16ПР/3 в соответствии со значениями показателя Y/No, изменяющимися от 26 до 29, и значениями $Se_{ан}$ от 0,99 до 1,06, соответствуют в основном гидрогенным и гидротермально-гидрогенным. В таких условиях накапливается марганец, цинк.

В таблицах 6 и 7 приведены содержания элементов и значения геохимических показателей для 11 образцов рифей-вендских отложений. В большей части образцов отмечены пониженные содержания элементов. Повышенные значения содержаний V, Ni, Mn, Fe, Pb установлены только в 2-х образцах (1-ПР/106 и 1-ПР/107). В образце 1-ПР/106 отмечаются наиболее высокие содержания цезия (до 13 ppm) и урана (6,4 ppm). По результатам измерения кислотно-щелочных свойств только два образца имеют значения pH, равные 6,9 и 7,25, близкие к нейтральной величине 7,0. В других образцах pH изменяется от 3,42 до 4,18, т.е. породы имеют, предположительно, кислый состав. Можно также предположить, что обедненное содержание ряда элементов в породах фундамента обусловлено их кислотным выщелачиванием в результате влияния гидротерм.

В таблицах 8 и 9 приведены характеристики содержания элементов и значения геохимических показателей нефтей Нижнечутинского месторождения, свидетельствующие о различном составе металлоносных нефтей пластов А, I и пласта II+Б. Установленные различия в распределении для ряда элементов (в т.ч. и редкоземельных) зависят от исходного состава образцов нефтей, отличающихся по содержанию в них минерализованных вод, фильтратов буровых растворов, свободных газов, растворенных в нефти.

Из таблицы 9 следует, что нефти пластов I, А достаточно сходны между собой по геохимическим показателям в ряде образцов. В целом нефти пластов А, I характеризуются высокими концентрациями Br, As, Cr со сравнительно высокими содержаниями Ba, V, Sr, Hf, Ir, La, Ce, Nd, U. Кроме того, нефти содержат Pd, Au, LREE. Нефти пласта II+Б с учетом данных разных методов исследований отличаются повышенными содержаниями Fe, Si, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Br, Ba, Hf; в сравнительно невысоких концентрациях отмечаются содержания Ca, Al, Mg, S, Th, Cs и REE (табл. 8, рис. 7, 8). В сравнении с элементами нефтей из пластов А, I, здесь отмечается преобладание Fe, Ni, V, тогда как содержание As, Br, Ba, Cr, Hf сокращается. Присутствие Ir в составе нефтей пласта II+Б не установлено, но в отличие от нефтей пластов А и I здесь определены Re и Cs.

Согласно данным, приведенным в таблице 8, разброс в содержаниях некоторых элементов (As, Br, Cr и др.) достигает двух и более порядков. Так, в образцах нефтей в смеси с минерализованной водой прослежен фактически весь ряд редкоземельных элементов: легких (LREE) и тяжелых (HREE). LREE преобладают в тех образцах, где в интервалах отбора нефти отмечен свободный газ, а также фильтрат бурового раствора, который содержит

| Образец | pH | V | Cr | Ni | Mn | Fe | Co | Cu | Zn | Rb | Sr | Zr | Nb | Mo | Ba | U | Th | Pb | Cs |
|----------|------|-----|----|-----|------|--------|----|-----|------|----|----|----|-----|-----|-----|-----|----|-----|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 16ПР/104 | 6.90 | 8 | 35 | 11 | 39 | 9542 | 6 | 5 | 17.0 | 23 | 4 | 20 | 0.2 | 2.0 | 49 | 1.4 | 13 | 2.7 | 1.6 |
| 16ПР/105 | 7.25 | 9 | 33 | 12 | 48 | 11766 | 8 | 10 | 28.0 | 21 | 4 | 17 | 0.1 | 2.0 | 35 | 1.6 | 12 | 1.3 | 2.0 |
| 16ПР/118 | 4.12 | 16 | 27 | 24 | 98 | 32410 | 9 | 5 | 49.0 | 38 | 21 | 37 | 0.2 | 1.3 | 92 | 4.1 | 42 | 2.3 | 7.1 |
| 16ПР/122 | 3.85 | 13 | 53 | 22 | 56 | 36148 | 15 | 68 | 37.0 | 20 | 26 | 19 | 0.2 | 5.1 | 48 | 1.9 | 14 | 9.0 | 2.1 |
| 7ПР/70 | 4.18 | 6.2 | 35 | 7.2 | 3291 | 10100 | 8 | 3 | 8.8 | 19 | 27 | 10 | 0.3 | 3.7 | 55 | 0.8 | 7 | 14 | 1.4 |
| 9ПР/53 | 3.42 | 18 | 35 | 22 | 240 | 29900 | 13 | 19 | 53.0 | 24 | 20 | 24 | 0.3 | 2.1 | 58 | 2.2 | 20 | 6.4 | 3.0 |
| 24ПР/111 | 3.98 | 22 | 83 | 29 | 263 | 31100 | 19 | 11 | 51.0 | 43 | 19 | 23 | 0.2 | 6.7 | 110 | 2.1 | 27 | 5.6 | 4.8 |
| 1ПР/106 | 3.68 | 117 | 29 | 94 | 82 | 45800 | 51 | 76 | 30.0 | 35 | 42 | 35 | 0.9 | 0.7 | 102 | 3.2 | 13 | 118 | 13.0 |
| 1ПР/107 | 3.65 | 670 | 33 | 107 | 209 | 35100 | 46 | 137 | 21.0 | 23 | 32 | 29 | 2.9 | 0.9 | 85 | 6.4 | 11 | 100 | 5.8 |
| 1ПР/108 | 3.58 | 381 | 93 | 43 | 4640 | 155800 | 14 | 3 | 48 | 10 | 28 | 20 | 0.4 | 1.2 | 69 | 1.2 | 15 | 6.4 | 4.7 |
| 1ПР/109 | 3.48 | 17 | 40 | 48 | 255 | 33000 | 31 | 3 | 59 | 27 | 12 | 13 | 0.2 | 2.4 | 57 | 1.3 | 16 | 15 | 7.3 |

Табл. 6. Характеристики метаморфических пород по элементному составу* и значениям pH, Нижнечутинское месторождение. *Содержания всех элементов в ppm

| Образец | pH* | U/Th | V/Ni | V/Cr | V/Ba | Sr/Ba | As/Ba | Ba/Mo | Mo/U | Mn/Cr | Zn/Cr | U/Au | Th/Ba | Cs |
|----------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 16ПР/104 | 6.9 | 0.1 | 0.7 | 0.2 | 0.3 | 0.01 | 0.01 | 190 | 1.4 | 1.1 | 0.5 | н.д. | 0.03 | 2.0 |
| 16ПР/105 | 7.25 | 0.1 | 0.8 | 0.3 | 0.2 | 0.01 | 0.01 | 145 | 1.3 | 1.5 | 0.8 | н.д. | 0.04 | 7.1 |
| 16ПР/118 | 4.12 | 0.1 | 0.7 | 0.6 | 0.3 | 0.03 | 0.07 | 600 | 0.3 | 3.6 | 1.8 | 312 | 0.05 | 2.1 |
| 16ПР/122 | 3.85 | 0.1 | 0.6 | 0.3 | 1.1 | 0.06 | 0.03 | 90 | 2.7 | 1.1 | 0.7 | 339 | 0.03 | 1.4 |
| 7ПР/70 | 3.65 | 0.1 | 0.9 | 0.2 | 0.3 | 0.11 | 0.18 | 67 | н.д. | 94.0 | 0.3 | 381 | 0.03 | 4.7 |
| 9ПР/53 | 3.58 | 0.1 | 0.8 | 0.5 | 0.2 | 0.38 | 0.15 | 247 | 1.0 | 6.9 | 1.5 | 338 | 0.04 | 7.3 |
| 24ПР/111 | 3.48 | 0.1 | 0.8 | 0.3 | 0.3 | 0.20 | 0.12 | 16 | 3.2 | 3.2 | 0.6 | 362 | 0.25 | 1.6 |
| 1ПР/106 | 4.18 | 0.3 | 1.2 | 4.0 | 7.9 | 0.09 | 0.19 | 610 | 0.2 | 2.8 | 1.0 | 477 | 0.03 | 3.0 |
| 1ПР/107 | 3.42 | 0.6 | 6.3 | 20 | 5.5 | 0.23 | 0.14 | 148 | 0.2 | 6.3 | 0.6 | 735 | 0.08 | 4.8 |
| 1ПР/108 | 3.98 | 0.1 | 8.9 | 4.0 | 0.3 | 0.23 | 0.04 | 100 | н.д. | 49.9 | 0.5 | 375 | 0.13 | 13.0 |
| 1ПР/109 | 3.68 | 0.1 | 0.4 | 0.4 | 0.1 | 0.02 | 0.46 | 241 | н.д. | 6.4 | 1.5 | 812 | 0.03 | 5.8 |

Табл. 7. Характеристики метаморфических пород по геохимическим показателями и кислотно-щелочным свойствам, Нижнечутинское месторождение

наиболее растворимые элементы пород. Содержания HREE в образцах, в ряде случаев, находятся ниже порога обнаружения или отсутствуют.

В таблице 9 приведены характеристики нефтей по геохимическим показателям. По их значениям проведено разделение на предполагаемые источники поступления элементов в нефти: пластовые воды, породы, гидротермы, газовые эманации. Наибольшее различие нефтей пластов II +Б и А, I может быть установлено по низким значениям (< 1) показателя As/Ba для нефтей пласта II+Б и высоким значениям (> 250) показателя As/Ba в пластах А, I. Содержания редкоземельных элементов в нефтях нормированы на величину их значений в хондрите. На основе этого дана оценка величин европиевой аномалии – Eu_{an} (табл. 8, 9). Образцы нефти характеризуются в основном низкими значениями показателя $Eu_{an} < 1$, что свидетельствует об их коровом происхождении. Однако, в одном образце (3ПР/1) значение европиевой аномалии составляет 0,96. Такие значения, по всей вероятности, могут рассматриваться в качестве признака поступления в нефть элементов, характерных для магматических и/или вулканических образований. Отметим некоторое сходство в значениях геохимических показателей для нефтей пласта II+Б (обр. С-1) и выделенных из доманика гидротермально измененных битуминозных сланцев (V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, U/Au). Это сходство, на наш взгляд, может быть обусловлено циркуляционным влиянием гидротерм с учетом их восходящих и/или нисходящих ветвей (табл. 9).

Результаты применения метода электронной микроскопии в сочетании с энергодисперсионным анализом в породах и нефти (рис. 4–8) подтвердили и существенно дополнили результаты других методов исследования. Согласно рис. 4, в доманиковых породах железо и цинк находятся в сульфидной форме. Наличие значительного содержания бария в породах рифея-венда также подтверждает возможность распространения рудоносных растворов: поступающий барий, предположительно, находится в виде сульфатов (рис. 5). Спектр обр. 1-ПР/106 подтверждает тот факт, что породы рифея-венда могут быть локально обогащены редкоземельными элементами и иридием в сростках с карбонатным железом (рис. 6). В составе нефтей пласта II+Б определены Ca, Fe, Mn, Si, K, W и летучие компоненты F, Cl (рис. 7, 8). Такой состав элементов дает основание предполагать наличие

магматических (вулканических) источников, поставляющих элементы в нефти.

Обсуждение результатов

При обсуждении результатов мы рассматриваем полученные данные в соответствии с анализом значений геохимических показателей пород и нефтей, выделяя при этом три типа нефтей на основе сходства и различий элементного состава и содержаний элементов в зависимости от характера источников их поступления в нефти в рамках обобщенной геофлюидальной системы.

Анализ пород по геохимическим показателям. На Ярегском месторождении прослеживается обогащение доманиковых отложений стронцием, ванадием, никелем, барием, молибденом и свинцом (табл. 2). Повышенные содержания бария и стронция, наряду с осаждением рудных минералов (молибденита, галенита, сфалерита), являются широко известными признаками гидротермальных процессов. На Нижнечутинском месторождении нефти в пределах изученного разреза от рифей-вендских отложений до доманиковых пород верхнего девона в результате анализа установлены следующие особенности (табл. 2, 3, 6):

- в метаморфических породах повышенное содержание цезия сопровождается высоким содержанием тория (13–42 ppm);
- в тиманских отложениях образцам с повышенным содержанием цезия соответствуют повышенные содержания рублидия, а в некоторых образцах отмечаются повышенные содержания железа, бария, брома и мышьяка, иридия и рения;
- в доманиковых отложениях наличие сфалерита и пирита свидетельствует о гидротермальном влиянии, при этом доманиковые породы, по сравнению с другими отложениями, в большей степени обогащены редкоземельными элементами цериевой группы (лантаном, церием и неодимом).

Из широкого ряда геохимических показателей – отношений пар элементов (U/Th, Y/Ho, Ce_{PAAS} , Ce_{an} , V/Ni, V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, As/Ba, Ba/Mo, Mo/U, Mn/Cr, Zn/Cr, U/Au, Th/Ba), выбранных нами для оценки условий гидрогенного, гидротермального и гидротермально-гидрогенного осадконакопления в районе Нижнечутинского месторождения нефти (табл. 5), были отобраны U/Th, Y/Ho, Ce_{PAAS} , Ce_{an} , V/Ba, Sr/Ba, U/Au.

| Образец | Состав флюидов в нефти | U | Th | U/Th | V | Cr | Ba | Fe | Sr | As | Br | Hf | Pd | Ir | Re, Cs | Au |
|----------|------------------------|------|-------|-------|-----|------|-----|----|-----|------|-----|-------|--------|--------|-------------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 7ПР/1 | Минерализованная вода | 0.15 | 0.130 | 1.2 | 2.9 | - | 4.8 | - | - | - | - | - | 0.0021 | <0.002 | <0.005 | 0.0010 |
| 7 ПР/А | Минерализованная вода | 0.15 | 0.100 | 1.5 | 4.3 | - | 7.8 | - | - | - | - | - | - | <0.002 | <0.005 | - |
| 10ПР/1 | Фильтрат БР +нефть | 0.21 | 0.160 | 1.3 | 3.9 | - | 9.1 | - | - | - | - | - | 0.0044 | <0.002 | <0.005 | 0.0074 |
| 14ПР/1 | Фильтрат БР+нефть | - | 0.005 | н.д. | - | 1.1 | 11 | - | 11 | >400 | 240 | 0.050 | - | 1.8 | <0.005 | - |
| 14ПР/Л+Б | Фильтрат БР +нефть | 0.20 | 0.160 | 1.3 | 4.6 | - | 9.6 | - | - | - | - | - | - | <0.002 | <0.005 | 0.0100 |
| 11ПР/1 | СГ- свободный газ | 1.00 | 0.010 | 100.0 | - | 77.8 | - | - | - | >400 | 180 | 0.110 | - | 2.8 | <0.005 | 0.0670 |
| 11ПР/Л+Б | СГ - свободный газ | - | 0.01 | н.д. | - | - | 10 | 13 | - | - | 50 | 0.190 | - | <0.002 | <0.005 | - |
| 1ПР/1 | Нефть-фильтрат БР | - | 0.004 | н.д. | - | 2.7 | 9.4 | - | - | >400 | 140 | 0.026 | - | <0.002 | <0.005 | - |
| 1ПР/А | Нефть-фильтрат БР | - | - | н.д. | - | 0.7 | 8.7 | - | - | >400 | 260 | 0.017 | - | <0.002 | <0.005 | - |
| 3ПР/1 | Нефть-фильтрат БР | 0.35 | 0.480 | 0.7 | 8.4 | - | 14 | - | - | - | - | - | 0.0037 | <0.002 | <0.005 | 0.0610 |
| 5ПР/1 | Нефть-фильтрат БР | 0.36 | 0.430 | 0.8 | 7.7 | - | 16 | - | - | - | - | - | 0.0026 | <0.002 | <0.005 | 0.0054 |
| 8ПР/1 | Нефть-фильтрат БР | 0.18 | 0.100 | 1.8 | 4.1 | - | 14 | - | - | - | - | - | - | <0.002 | <0.005 | 0.0034 |
| 13ПР/1 | Нефть (безводная) | 0.19 | 0.130 | 1.5 | 4.3 | - | 7.1 | - | - | - | - | - | 0.0020 | <0.002 | <0.005 | 0.0077 |
| 9 ПР/Л+Б | Нефть фильтрат БР | 0.16 | 0.110 | 1.5 | 2.1 | - | 4.5 | - | - | - | - | - | 0.0028 | <0.002 | <0.005 | 0.0034 |
| 1-СБ/П+Б | Нефть (безводная) | 0.06 | 0.080 | 0.8 | 20 | 0.9 | 2.7 | 62 | 8.1 | 0.62 | 2 | 0.009 | - | <0.002 | 0.15, 0.004 | 0.0001 |

| Образец | Состав флюидов в нефти | La | Ce | Pr | Nd | Sm | Eu | Gd | Tb | Dy | Ho | Er | Tm | Yb | Lu |
|----------|------------------------|-----|------|-----|------|------|--------|------|------|-----|------|------|------|--------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| 7ПР/1 | Минерализованная вода | 2.9 | 3.1 | - | 1.97 | 0.34 | 0.0970 | 0.43 | 0.05 | 0.3 | 0.10 | 0.26 | 0.04 | 0.19 | 0.04 |
| 7 ПР/ А | Минерализованная вода | 3.9 | 4.1 | 0.7 | 2.69 | 0.54 | 0.1200 | 0.61 | 0.08 | 0.5 | 0.12 | 0.34 | 0.04 | 0.47 | 0.05 |
| 10ПР/1 | Фильтрат БР *+нефть | 4.3 | 4.2 | - | 2.53 | 0.47 | 0.1000 | 0.57 | 0.08 | 0.5 | 0.12 | 0.38 | 0.05 | 0.27 | 0.05 |
| 14ПР/1 | Фильтрат БР+нефть | 0.1 | 0.8 | - | 0.40 | - | 0.0008 | - | - | - | - | - | - | 0.16 | 0.002 |
| 14ПР/ЛБ | Фильтрат БР +нефть | 3.7 | 4.1 | 0.5 | 2.65 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 11ПР/1 | СГ свободный газ | 40 | 2.1 | - | 0.63 | 0.33 | 0.0090 | - | - | - | - | - | - | 0.11 | 0.008 |
| 11ПР/Л+Б | СГ свободный газ | - | 0.04 | - | 0.05 | 1.10 | 0.0005 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 1ПР/1 | Нефть-фильтрат БР | - | - | - | - | 0.13 | 0.0032 | - | - | - | - | - | - | 0.18 | 0.003 |
| 1ПР/А | Нефть-фильтрат БР | 0.0 | 0.1 | - | 0.07 | - | - | - | 0.04 | - | - | - | - | 0.0006 | - |
| 3ПР/1 | Нефть-фильтрат БР | 4.0 | 5.3 | - | 3.04 | 0.44 | 0.1700 | 0.67 | 0.08 | 0.6 | 0.10 | 0.44 | 0.05 | 0.40 | 0.04 |
| 5ПР/1 | Нефть-фильтрат БР | 3.7 | 5.0 | - | 2.69 | 0.50 | 0.1400 | 0.64 | 0.09 | 0.6 | 0.15 | 0.45 | 0.05 | 0.40 | 0.05 |
| 8ПР/1 | Нефть-фильтрат БР | 4.1 | 4.2 | - | 2.71 | 0.44 | 0.1200 | 0.61 | 0.07 | 0.5 | 0.12 | 0.27 | 0.05 | 0.32 | 0.04 |
| 13ПР/1 | Нефть (безводная) | 4.1 | 3.9 | - | 2.60 | 0.50 | 0.1300 | 0.62 | 0.06 | 0.4 | 0.11 | 0.34 | 0.04 | 0.47 | 0.05 |
| 9 ПР/Л+Б | Нефть-фильтрат БР | 2.5 | 2.9 | 0.4 | 1.69 | 0.31 | 0.0790 | 0.40 | 0.05 | 0.3 | 0.07 | 0.26 | 0.04 | 0.23 | 0.03 |
| 1СБ/ЛБ | Нефть (безводная) | 0.8 | 0.7 | - | 0.79 | 0.01 | 0.0100 | - | 0.01 | - | - | - | - | 0.06 | - |

Табл. 8. Содержание элементов в нефтях Нижнекутинского месторождения, в ррт. БР – буровой раствор; «-» содержание ниже порога обнаружения

| Образец | Источники элементов | U/Th | V | V/Ni | V/Cr | V/Ba | Sr/Ba | As/Ba | Tl/Ba | U/Au | La _{CH} | Ce _{CH} | Pr _{CH} | Nd _{CH} | Sm _{CH} | Eu _{CH} | Gd _{CH} | Yb _{CH} | Eu _{ан} |
|-----------|---------------------|------|-----|-------|------|------|-------|-------|--------|------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Кс/Зм | битум | 4.0 | 303 | 5 | 13.2 | 2.3 | 2.3 | н.д. | 0.0100 | 674 | 52 | 19 | 25 | 20 | 14 | 8 | 11 | 7 | 0.65 |
| 7ПР/1 | г/термы** | 1.2 | 3.0 | н.д. | н.д. | 0.6 | н.д. | н.д. | 0.0300 | 150 | 9.5 | 3.9 | - | 3.3 | 1.7 | 1.3 | 1.7 | 0.9 | 0.78 |
| 7ПР/А | пл. воды | 1.5 | 4.3 | н.д. | 2.8* | 0.5 | н.д. | н.д. | 0.0100 | н.д. | 12.6 | 5.0 | 5.9 | 4.5 | 2.8 | 1.6 | 2.4 | 2.2 | 0.64 |
| 10ПР/1 | пл. воды | 1.3 | 3.9 | н.д. | н.д. | 0.4 | н.д. | н.д. | 0.0200 | 28 | 14.0 | 5.2 | - | 4.2 | 2.4 | 1.4 | 2.2 | 1.3 | 0.59 |
| 14ПР/1 | «фумароль» | н.д. | - | н.д. | 4.6* | н.д. | 1.0 | 254 | 0.0005 | н.д. | 0.4 | 1.03 | - | 0.7 | - | 0.01 | - | 0.8 | н.д. |
| 14ПР/П+Б | пл. воды | 1.3 | 4.5 | н.д. | н.д. | 0.5 | н.д. | н.д. | 0.0200 | 27 | 11.9 | 5.0 | 4.4 | 4.4 | - | - | - | - | н.д. |
| 11ПР/1 | «фумароль» | 100 | - | н.д. | 0.1* | н.д. | н.д. | >400 | н.д. | 15 | 0.4 | 1.0 | - | 0.7 | - | 0.01 | - | 0.8 | н.д. |
| 11ПР/П+Б | «фумароль» | н.д. | - | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. | 0.0010 | н.д. | - | 0.05 | - | 0.08 | 5.6 | 0.01 | - | - | н.д. |
| 1ПР/1 | «фумароль» | н.д. | - | н.д. | 1.8* | н.д. | н.д. | 404 | 0.0004 | н.д. | 129.0 | 2.6 | - | 1.1 | 1.7 | 0.12 | - | 0.5 | н.д. |
| 1ПР/А | «фумароль» | н.д. | - | н.д. | 7.1* | н.д. | н.д. | 425 | н.д. | н.д. | - | 0.1 | - | 0.1 | - | - | - | 0.003 | н.д. |
| 3ПР/1 | г/термы | 0.7 | 8.4 | н.д. | н.д. | 0.6 | н.д. | н.д. | 0.0300 | 6 | 12.8 | 6.5 | - | 5.1 | 2.3 | 2.3 | 2.6 | 1.9 | 0.96 |
| 5ПР/1 | г/термы | 0.8 | 7.7 | н.д. | н.д. | 0.5 | н.д. | н.д. | 0.0300 | 66 | 12.0 | 6.2 | - | 4.5 | 2.6 | 1.9 | 2.5 | 1.9 | 0.76 |
| 8ПР/1Н | пл. воды | 1.8 | 4.1 | н.д. | н.д. | 0.3 | н.д. | н.д. | 0.0070 | 53 | 13.3 | 5.2 | - | 4.5 | 2.3 | 1.6 | 2.4 | 1.5 | 0.71 |
| 13ПР/1 | пл. воды | 1.5 | 4.3 | н.д. | н.д. | 0.6 | н.д. | н.д. | 0.0200 | 25 | 13.1 | 4.8 | - | 4.3 | 2.6 | 1.8 | 2.4 | 1.1 | 0.74 |
| 9ПР/П+Б | пл. воды | 1.5 | 2.1 | н.д. | н.д. | 0.5 | н.д. | н.д. | 0.0200 | 47 | 8.2 | 3.6 | 3.4 | 2.8 | 1.6 | 1.1 | 1.5 | 1.1 | 0.70 |
| 1-СБ/П+БН | г/термы | 0.8 | 20 | 1.0>1 | 22 | 7.4 | 3.0 | 0.2 | 0.0300 | 667 | 2.5 | 0.8 | - | 1.3 | 0.03 | 0.10 | - | 0.3 | н.д. |

Табл. 9. Особенности металлоносности нефтей Нижнечутинского месторождения по геохимическим показателям, в ppm. * – средние значения, ** – гидротермы, пл. воды – пластовые воды

При гидрогенном осадконакоплении в породах увеличиваются содержания Ва, Th, Cr, Au, о чем свидетельствуют пониженные величины (< 1) следующих показателей: V/Ba, Sr/Ba, Zn/Cr, U/Au. В гидротермальных условиях значения этих показателей ≥ 1 . Для образцов пород доманиковой свиты наблюдаются также четкие различия в значении показателя U/Th, в зависимости от условий образования осадков. Низкое значение показателя U/Th, равное 0,2, установлено для образцов пород, сформированных в гидрогенных условиях, а в образцах пород с гидротермальными признаками значения показателя U/Th > 1 .

В тиманской свите также прослежены гидрогенные и гидротермальные условия. В нижней части свиты преобладают гидротермально-гидрогенные условия. На отдельных участках Нижнечутинского месторождения в нижней части тиманской свиты в гидротермально-гидрогенных условиях накапливались отложения с повышенным содержанием марганца (табл. 3). Отметим, что значения показателя U/Th изменяются от 0,1 до 0,3 в образцах пород от рифея-венда и до тиманского горизонта девона, и, несмотря на различия состава пород и условия образования осадков, только один образец имеет более высокое значение показателя U/Th, равное 0,6 (табл. 5). Низким величинам показателя U/Th одновременно с повышенными содержаниями тория (11–20 ppm) соответствуют породы кислого состава и, вероятно, кислый состав газов и гидротерм (Макарова и др., 2021; Пеков и др., 2020).

По комплексному обоснованию по значениям показателей Y/No, $Ce^{образец}/Ce^{РААС}$, следует возможность разделения на породы с гидрогенными (неизменными или слабоизменными) условиями и на породы, находящиеся в зоне влияния гидротерм, а по низким значениям показателя U/Th нами дана оценка влияния на нефти, предположительно, гидротерм кислого состава.

Влияние гидротерм на элементный состав нефтей подтверждается наличием пластовых минерализованных вод, содержащих U, Th, V, Ba, Pd, Au, редкоземельные элементы как легкие, так и тяжелые (LREE и HREE). В случае влияния фумарольных газов и фильтратов растворов в нефти прослеживаются в основном LREE, тогда как HREE фактически отсутствуют.

При анализе содержания элементов в составе пород и нефтей по повышенному содержанию иридия, рения, цезия установлено влияние магматических (вулканогенных) образований. Об этом свидетельствуют и низкие значения показателя U/Th, составляющие всего 0,1–0,2 (Макарова и др., 2021; Yafyasov et al., 2022).

На наш взгляд, содержания в породах цезия (до 15 ppm), наряду с повышенными содержаниями брома, иридия, рения и других элементов, являются убедительным доказательством их поступления из магматических образований в осадочные породы. Вероятно, что высокие содержания перечисленных выше элементов являются отражением эксгальционного минералообразования и последующего влияния на нефти и породы фумарольных возгонов,

обогащенных в зависимости от температур различными элементами (Пеков и др., 2020).

Анализ нефтей по геохимическим показателям. Изменения значений показателей U/Th, V/Ni, V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, As/Ba удалось проследить и при анализе образцов нефтей. На основании приведенных выше данных, можно предположить, что, если вмещающие породы верхнего девона обогащены стронцием, ванадием, железом, марганцем, барием и другими элементами, то нефти наследуют эти же элементы в своем составе. Однако это справедливо лишь отчасти в связи с тем, что на элементный состав нефти существенное влияние могли оказывать гидротермальные воды и фумарольные газы, имеющие, предположительно, кислый состав.

Присутствие гидротермально преобразованных пород и нефти с европиевой аномалией, равной 0,96, свидетельствует о привносе элементов мантийного происхождения (табл. 8).

В нефтях (обр. 11ПР/І и обр. 11ПР/І+Б) выделены две ассоциации элементов в составе смеси нефтяных и газовых флюидов (табл. 9). Ассоциация элементов нефтей продуктивного нефтяного пласта І отличается повышенным содержанием в нефти As, Br, Ir, Cr, La, Ce, Nd, U. Высокие содержания летучих элементов As, Br, Ir, Re, Cs в нефтях, где отдельные образцы содержат аномальные концентрации мышьяка (> 250) и брома (50–260 ppm), позволяют сопоставлять их с элементами вулканических полей и дают основание предположить, что источниками их поступления в нефти являются палеофумаролы и современные возгоны газа (Арсанова и др., 2020). Приведенная ассоциация элементов сопоставима с ассоциацией современных низкотемпературных фумарол вулкана Толбачик (Камчатка), содержащих As, Br и др. (Пеков и др., 2020).

Вторая ассоциация элементов нефтей пласта І+Б характеризуется повышенными содержаниями Fe, Si, Ca, Al, Mg, S, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Br, Ba, Hf; в сравнительно невысоких концентрациях отмечаются содержания Th, Cs и LREE. Как уже отмечалось, состав и количественное распределение элементов на Нижнечутинском месторождении обусловлены преобладанием того или иного компонента в нефти (минерализованными водами, растворенными газами). Вторая ассоциация элементов нефти имеет весьма сходный состав с составом элементов современных высокотемпературных фумарол. Так, в составе наиболее высокотемпературных фумарол вулкана Толбачик установлены содержания железа и ряда элементов (таких, как Si, Ca, Al, Mg, S, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V). Эти же элементы встречены в образце нефтей СБ/І+Б (табл. 11).

Исходя из приведенных данных, мы предполагаем, что определяющее влияние на состав нефти Нижнечутинского месторождения оказывают разнотемпературные притоки свободного газа, а именно: низкотемпературные возгоны (фумаролы) содержат As, Br, а высокотемпературные возгоны (фумаролы) – Fe, Si, Ca, Al, W, Re, а также гидротермы.

Сравнительная характеристика пород и нефтей по геохимическим показателям. В таблице 10 представлено сравнение элементного состава нефтей Нижнечутинского и Ярегского месторождений с элементным составом вмещающих пород.

Из таблицы 10 следует, что в породах различия величин геохимических показателей связаны с гидротермальным воздействием и отличаются друг от друга менее, чем на порядок. Различия в значениях геохимических показателей в нефтях Ярегского и Нижнечутинского месторождений составляют три порядка и установлены только для ванадия (значения показателей V/Cr, V/Ba), что, по-видимому, связано с избирательной концентрацией ванадия на ВНК углеводород-окисляющими микроорганизмами, то же можно отметить и для никеля, поскольку значения отношения V/Ni составляют величины от 1,0 до 2,8.

На Нижнечутинском месторождении нефти пласта І+Б сопоставимы по характеру распределения никеля и ванадия с нефтями на Ярегском месторождении в пластах ІІІ и ІІ. Здесь, в нижнем пласте, вследствие влияния развития микробиоты на ВНК, как и на Ярегском месторождении, нефти сильно биодegradированы и окислены. Нефти пластов А и І обеднены никелем и ванадием по сравнению с пластом І+Б. Расхождения в значениях геохимических показателей нефтей разных пластов обусловлены, на наш взгляд, влиянием различных источников поступления элементов в нефть и путей их миграции. Флюиды, влияющие на состав нефтей, разделены нами условно на минерализованные воды, гидротермы, газовые эманации (фумаролы).

Сравнительные характеристики значений геохимических показателей в зависимости от предполагаемых источников поступления элементов и путей миграции флюидов приведены в таблице 11. Анализ элементного состава вмещающих пластов, подстилающих и перекрывающих отложений показал, что кроме пластовых вод и гидротерм низкотемпературные и высокотемпературные фумаролы, предположительно, вносят значительный вклад в формирование металлоносных нефтей Нижнечутинского месторождения, т.е. наличие и температура фумарольных возгонов, подтоков газов определяют металлоносность нефтей, в первую очередь. При этом не исключается вертикальная миграция более легких углеводородов из пластов І+Б и А в пласт І.

Типы нефтей по геохимическим показателям. На основании изучения микроэлементов в металлоносных нефтях Ярегского месторождения А.В. Завьялов еще в 1966 г. предположил возможность латеральной и вертикальной миграции нефтяных флюидов. Отметим, что И.С. Гольдберг и С.А. Пуанова выделили несколько типов нефтей по микроэлементам в разных нефтеносных бассейнах (Гольдберг, 1990; Пуанова, 2017). При этом одному нефтеносному району, как правило, соответствует какой-либо один основной тип металлоносной нефти. По нашим данным, в районе только одной Ухтинской антиклинальной складки выделены три типа металлоносных нефтей, которые связаны с различными путями поступления элементов и разным характером преобразования нефтей в коллекторах и ловушках.

Проведенная оценка состава нефтей по значениям геохимических показателей послужила основанием для выделения трех металлоносных типов нефти, отличающихся источниками поступления элементов: ярегский тип адсорбционно-биодegradированный с резко преобладающими содержаниями Ni и V и подчиненным содержанием элементов Ba, Sr, Zn, Mo, Cu, REE (пласты ІІІ,

| Возраст, Источники пласт Элементов в нефти и породах | ПОРОДЫ | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------|----------------|---------|----------------|----------------|-------------|---------------|------|---------|---------|---------|-------------|---------|------------------|----------------|-------------|
| | НЕФТЬ | | | | | ПОРОДЫ | | | | | | | | | | |
| V | U/Th | V/Ni | V/Cr | V/Ba | Sr/Ba | Th/Ba | As/Ba | V | U/Th | V/Ni | V/Cr | V/Ba | Sr/Ba | Th/Ba | As/Ba | |
| 1 | 2 | 3 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Нижнечутинское месторождение | | | | | | | | | | | | | | | | |
| D _{3dm} гидротермы | - | - | - | - | - | - | - | - | 3-6 | 3.1-8.2 | 16.8 | 4.8 | 12.8 | 0.01-0.03 | 0.17 | |
| битум | 300 | 4.0 | 5 | 13.2 | 2.3 | 2.3 | 0.010 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| породы | - | - | - | - | - | - | - | - | 170-284 | 0.2 | 2.3 | 7.3 | 0.5 | 0.6 | 0.1 | |
| D _{3tm} гидротермы | 3.0 | 0.7-0.8 | - | - | 0.5-0.6 | - | 0.030 | - | - | - | - | - | - | 23 | 0.3-0.4 | 1.0 |
| A, I газ | - | <i>до 100</i> | - | <i>0.1-1.8</i> | - | <i>1.0</i> | <i>0.0004</i> | >250 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| пл. воды/породы | 2.1-8.4 | 1.3-1.8 | - | 2.8-7.1 | 0.3-0.4 | <i>н.д.</i> | 0.007-0.020 | - | 44-51 | 0.1 | 2.6 | <i>н.д.</i> | 0.7 | 0.2-0.4 | 1.02 | 0.2 |
| D _{3tm} гидротермы | - | 0.8 | - | - | - | - | 0.030 | 0.2 | - | 0.3 | 2.8 | - | - | - | 0.03 | <i>н.д.</i> |
| II+Б газ | - | - | - | - | - | - | 0.0010 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| пл. воды/породы | 20 | 1.5 | 1.0 | 22 | 7.4 | 3 | 0.020 | 0.3 | 57-255 | 0.2 | 2.8-4.5 | <i>н.д.</i> | 0.5-0.7 | 0.3-0.4 | 0.2 | - |
| Ярегское месторождение | | | | | | | | | | | | | | | | |
| II гидротермы | 65 | - | 1.7 | >750 | >37 | 0.09 | - | - | 120 | - | 4.1 | 1.5 | 0.7 | 0.8 | <i>н.д.</i> | - |
| D _{3dž} | | | | | | | | | | | | | | | | |
| III пл. воды/породы | 15-80 | 3.3* | 1.0-2.8 | >1000 | >100 | 0.8 | 0.05* | 4.5* | 80 | - | 4.2 | - | 0.3 | 0.5 | <i>н.д.</i> | - |
| D _{2cb} | | | | | | | | | | | | | | | | |

Табл. 10. Сопоставление нефти и пород по геохимическим показателям, в ppm. *расчет с учетом средних значений содержания элементов в нефти. Шрифты: полужирный ирифт – значения для гидротермально измененных пород и нефтей с «гидротермальной» ассоциацией элементов; курсив – гидротермально измененные осадочные породы; жирный курсив – значения показателей «фумарольных» элементов

II); нижнечутинский высокотемпературный тип с ассоциацией элементов высокотемпературных возгонов газа и растворов кислого состава: Fe, Si, Ca, Al, Mg, S, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Hf, Cs (пласт II+Б); нижнечутинский низкотемпературный тип с ассоциацией элементов низкотемпературных газовых возгонов и гидротерм кислого состава: с преобладанием летучих неметаллов As, Br, а также металлов Cr, Ir, Ba, V, Sr, Hf, Pd, Au.

Сравнение состава элементов нефтей пластов II+Б, А и I с составом элементов разнотемпературных возгонов вулкана Толбачик позволяет сделать вывод о возможном влиянии на элементный состав нефти разнотемпературных газов на Нижнечутинском месторождении нефти.

Геофлюидальная модель по геохимическим показателям. Возвращаясь к рассмотренной в начале статьи геофлюидальной системе, отметим более сложные пути поступления элементов в нефть. В настоящее время известно, что фумарольная возгонка элементов, приводящая к эксгальционному минерализации, происходит не только в районе современных действующих вулканов, но она прослежена также и в палеозойских отложениях на территории Германии (Пеков и др., 2020). По всей вероятности, вулканические возгоны проявлялись и на нашем участке в районе развития вулканизма исландского типа по долгоживущим разломам.

Распределение состава и содержания элементов по площади Нижнечутинского месторождения находится, вероятно, в зависимости от температуры возгонов. От локализации последних зависит распространение зон эксгальционного минералообразования. Циркулирующие гидротермальные воды, особенно кислого состава, приводили к кислотному выщелачиванию элементов из зон эксгальционного минералообразования и их поступлению сначала в пластовые воды, и затем в продуктивные пласты месторождения.

Признаками влияния кислых гидротермальных вод на нефть являются низкие значения показателя U/Th (< 1), относительно высокие значения (0,03) показателя Th/Ba, которым отвечают повышенные показатели европиевой аномалии Eu_{ан}, установленные в диапазоне величин от 0,76 до 0,96. Для нефтей, где влияние гидротерм явно невыражено, значения показателя U/Th больше 1, значения показателя Th/Ba составляют 0,007–0,02, значения европиевой аномалии изменяются от 0,59 до 0,74.

Гидротермальное воздействие на породы доманиковой свиты проявляется в повышенных концентрациях пирита, халькопирита, молибденита. В тех случаях, когда гидротермальное воздействие незначительно или отсутствует (гидрогенные условия), происходит накопление марганца, цинка, редкоземельных элементов.

Несмотря на то, что в составе нефтей Ярегского месторождения отмечены такие элементы, как Mo, As, Re, Ir, Cs глубинного мантийного происхождения (Писоцкий, Готтих, 2016; Пеков и др., 2020), мы считаем, что эти нефти значительно

| Тип металлоносной нефти | Миграция флюидов | Источники обогащения нефти | Состав элементов | Значения показателей для определения типа нефти | | | | | | | |
|---|--|---|--|--|------|------------|---------|--------------|-------------|---------|-------|
| | | | | V* | Th* | U/Th | Th/Ba | V/Cr | V/Ba | Sr/Ba | As/Ba |
| Нижнечутинский (низкотемпературный) с ассоциацией элементов | вертикальная восходящая (газы); | зоны развития эксгальационной минерализации | возгоны газа: As, Br, Ir, Cr, Sr, Cr, Ir, Au, Pd, Hf, LREE (La,Sm) | - | 0.01 | 100 | ≤ 0.001 | 0.1 | - | ~1 | >250 |
| | | | низкотемпературных возгонов газа и гидротерм кислого состава: As, Br, Ir, Cr, Ba, V, Au, Pd, Sr, Hf | гидротермы и пластовые воды: Th, U, V, Pd, Au, Ba, REE | <10 | >0.04 | <1 | > 0.01 | <7 | 0.3-0.6 | - |
| Нижнечутинский (высокотемпературный) с ассоциацией элементов | вертикальная восходящая (газы); латеральная; | зоны развития эксгальационной минерализации | возгоны газа: Cl, F, S, Fe, Si, Ca, Al, Mg, K, As, Br, Hf, LREE (Sm) | - | 0.01 | - | 0.001 | - | - | - | - |
| | | | высокотемпературных возгонов газа и гидротерм кислого состава: Fe, Si, Cs, S, Ca, Al, Mg, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Hf | гидротермы и пластовые воды: LREE, V, Ba, Th, U | 20 | 0.08 | <1 | 0.03 | 20 | 7.4 | 3 |
| Ярегский адсорбционно-биодеградированный с преобладанием Ni и V и подчиненным содержанием Ba, Sr, Zn, Mo, Cu, REE | латеральная, ступенчатая гидротермальная | гидротермальные и пластовые воды, адсорбция в зоне ВНК элементов Ni, V; биодеградация УВ на ВНК | на ВНК: Ni, V, Ba, Sr, Zn, Mo, Cu, REE | 80 | 0.03 | 3.3 | 0.07 | > 750 | > 37 | <1 | 4.5 |

Табл. 11. Элементный состав и геохимические показатели типов нефтей Ухтинской складки

отличаются от нефтей Нижнечутинского месторождения по характеру обогащения элементами и характеру преобразования в пластах-коллекторах в гипергенных условиях. Первоначальное накопление ванадия и никеля может быть связано с развитием микроорганизмов в девонских корах выветривания, избирательно накапливающих ванадий и никель в процессе жизнедеятельности микроорганизмов с последующей сорбцией нефтью металлоорганических соединений в минерализованных остатках ископаемой микробиоты. Другим путем обогащения могут быть микроорганизмы (в т.ч. и современные), которые появляются на ВНК месторождения, аккумулируют ванадий и никель из вод на ВНК и активно окисляют УВ. Несомненно, вертикальные и латеральные пути миграции могли иметь место, что приводило к увеличению содержания элементов, особенно никеля и ванадия.

Полученные нами данные по распределению элементов в составе пород и нефтей тиманского горизонта по площади Нижнечутинского месторождения свидетельствуют в пользу обогащения нижнечутинских нефтей элементами из пластовых вод, гидротерм и, предположительно, фумарол в пределах структур и образований вулканогенно-осадочного происхождения, из которых нефти унаследовали элементный состав.

Выводы

В пределах Ухтинской складки в наиболее приподнятой части, отложения верхнего рифея-доманика обогащены цезием, рубидием, иридием, рением, REE,

мышьяком и другими элементами, что подтверждает развитие вулканогенно-осадочных образований. Нефти Ярегского и Нижнечутинского месторождений являются миграционными, при этом они отличаются как по составу элементов, так и по их содержанию. Нами установлено, что на Нижнечутинском месторождении металлоносность нефтей определяют пластовые минерализованные воды, гидротермальные воды кислого состава, а также свободные газы. Растворение последних в нефти приводит к обогащению элементами, которые сопоставимы с элементами разнотемпературных фумарольных возгонов в зоне действия современных вулканов.

Сравнение состава элементов нефтей пластов А и I с высоким содержанием летучих неметаллических элементов As, Br и металлов U, Ir с составом элементов разнотемпературных возгонов вулкана Толбачик (Камчатка) позволяет сделать вывод о возможном влиянии на состав нефти возгонов низкотемпературных газов (фумарол). Нефть пласта II+Б содержит неметаллические элементы F, Cl, Br, Si и металлы Fe, Al, Ca, K, REE. Такой состав нефти при сравнении с элементным составом фумарол вулкана Толбачик свидетельствует о вероятном влиянии на ее элементный состав высокотемпературных возгонов (фумарол). Нефти Ярегского месторождения, в отличие от нефтей Нижнечутинского месторождения, в целом имеют обедненный состав по большинству элементов. Исключением является содержание ванадия и никеля, для которых установлена их избирательная концентрация и превышение содержания на два-три порядка по сравнению

с другими элементами. Характерные признаки для нефтей Ярегского и Нижнечутинского месторождений прослежены по содержанию Th, V и значениям геохимических показателей U/Th, Th/Ba, V/Cr, V/Ba, Sr/Ba, As/Ba. По нашему мнению, различия в содержаниях Th, V и значениях приведенных выше показателей являются критериями поиска для углеводородов разных типов.

На основании сопоставления нефтей по геохимическим показателям выделены три типа нефтей: **ярегский тип** адсорбционно-биodeградированный с резко преобладающими содержаниями Ni, V и с обедненным содержанием элементов Ba, Sr, Zn, Mo, Cu, REE (пласты III, II); **нижнечутинский высокотемпературный тип** с комплексом элементов высокотемпературных газовых возгонов и растворов кислого состава: Fe, Si, Ca, Al, Mg, S, Cr, Co, W, Re, Br, Cl, F, Mn, K, V, Hf, Cs (пласт П+Б); **нижнечутинский низкотемпературный тип** с ассоциацией элементов низкотемпературных газовых возгонов и гидротерм кислого состава: As, Br, Ir, Cr, Ba, V, Sr, Hf, Pd, Au.

В свою очередь, наличие проявлений углеводородов (нефтей, обогащенных широким спектром металлов) является признаком распространения в верхней части разреза зон сульфидного оруденения. Это может рассматриваться как критерий для рудных залежей, формирующихся в разуплотненных зонах. Отметим, что установленные признаки гидротермального влияния (низкие значения pH, кислотное выщелачивание) на породы фундамента предполагает возможное образование в породах вторичных коллекторов за счет выноса элементов и их перераспределения. Аналогичные процессы в осадочных породах в одних условиях приводят к их «опесчаниванию», а в других к их окварцеванию и запечатыванию порового пространства рудными компонентами. В этом случае рудопроявления в доманиковой свите и вышелегающих породах могут свидетельствовать не только о привносе рудного вещества, но также о его выносе из более глубоких горизонтов фундамента. Таким образом, рудопроявление в поверхностных условиях – признак возможного территориального совмещения в плане вторичных коллекторов на больших глубинах, в т.ч. и в фундаменте. В связи с этим в рамках общей геофлюидальной модели сульфидные рудопроявления рассматриваются нами как дополнительные поисковые признаки при поиске углеводородов.

Благодарности/Финансирование

Авторы благодарят сотрудника геологического музея Ухтинского государственного технического университета Н.С. Сиваш и старшего научного сотрудника ФГБУ НИЦ «Курчатовский институт» – ПИЯФ канд. физ.-мат. наук И.С. Окунева, сотрудника Санкт-Петербургского государственного университета В.Ю. Михайловского за оказанную помощь.

Авторы глубоко признательны рецензентам за конструктивные замечания и предложения по структуре работы, доработка которых способствовала новому расширенному варианту статьи.

Данная статья подготовлена по материалам, полученным при финансовой поддержке ООО «Петрофизик» в рамках выполнения тематических работ 2016–2021 гг.

Литература

- Арсанова Г.И. (2013). К геохимии цезия: источник цезия в термальных водах и кислых вулканитах. *Альманах Пространство и Время*, 4(1), 11 с. <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-2013arsanova-gik-geohimii-cs-istochnik-v-termalnyh-vodah-i-kislyh-vulkanitah.pdf>
- Балашов А.Ю. (1976). Геохимия редкоземельных элементов. М: Наука, 133 с.
- Берг Н.В. (2013). Полиметаллическая минерализация и её взаимосвязь со скоплениями углеводородов на примере отдельных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук*. Ухта, 24 с.
- Багаутдинов Г.М., Хакимзянов И.Н., Разживин Д.А. (2011). Об особенностях разработки Нижнечутинского месторождения высокотемпературных нефтей Республики Коми. *Тезисы докладов XI научно-практ. конф.: Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами*. М: Нефтяное хозяйство, с. 70.
- Вассерман Б.Я. (1964). О формировании залежей нефти и газа в девонских отложениях Юго-Восточного Прикамья. *Геология нефти и газа Северо-Востока Европейской части СССР*. М: Недра, с. 33–53.
- Гольдберг И.С. (1990). Нафтаметаллогенетические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах. *Геология нефти и газа*, 3, с. 2–7.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Плотникова И.Н. (2012). Информативность малых элементов в нефтяной геологии. *Георесурсы*. 5(42), с. 24–31.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Черненко А.И. (2016). Роль глубинных процессов в формировании углеводородных скоплений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 3, с. 86–99.
- Дубинин А.В. (2006). Геохимия редкоземельных элементов в океане. Ред. И.И. Волков. М: Наука, 360 с.
- Завьялов В.А. (1966). Геохимия и микроэлементы доманиковых отложений южного Прикамья. М: Наука, 155 с.
- Лебедев В.А., Землянский В.Н. (2016). Рифейско-вендский складчатый фундамент Среднего Тимана. Ухта: УГТУ, 274 с.
- Лоджевская М.И., Кравченко М.Н. (2018). Влияние глубинных геофлюидодинамических процессов на формирование уникальных месторождений нефти и газа в интервале 2–11 км в осадочном чехле и фундаменте. *Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 4. Труды Межд. конф.: Дегазация Земли: геология и экология – 2018*.
- Макарова И.Р., Тарбаева В.М., Сиваш Н.С., Мартынов Э.А. (2016). Кремнисто-сланцевые отложения доманикового горизонта Ухтинского района – перспективный объект поликомпонентного минерального сырья. Экологические последствия их освоения. *Мат. Всеросс. научной конф.: Роль науки в решении проблем региона и страны: фундаментальные и прикладные исследования*. Петрозаводск, с. 278–282.
- Макарова И.Р., Лаптев Н.Н., Горобец С.А., Валиев Ф.Ф., Яфясов А.М., Сергеев В.О., Зиппа А.И., Суханов Н.А., Макаров Д.К., Гришканич А.С. (2021). Применение методов гамма-спектроскопии и ИК-спектроскопии для целей поисковой геологии в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (на примере Ухтинского района). *Георесурсы*, 23(1), с. 17–29. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.2>
- Михайлик П.Е., Вишневецкая И.А., Михайлик Е.В., Блохин М.Г., Червяковская М.В., Рашидов В.А., Ren X. (2021). Генезис и изотопный состав Nd железомарганцевых образований Охотского моря и Курильской островной дуги. *Геология и геофизика*, 9, с. 1309–1326.
- Муравьева М.К., Сиваш Н.С., Макарова И.Р. (2015). Сульфидная минерализация как геохимический критерий выявления скоплений углеводородов в доманике Ухтинского района. *EAGE/SPE Joint Workshop. Exploration of shale oil resource and reserves*. Moscow.
- Овчинников Э.Н., Алабушин А.А., Гайдеек В.И., Лещенко В.Е. (1990). Некоторые результаты параметрического бурения на рифейско-вендский комплекс Ухтинского района. *Геология нефти и газа*, 12, с. 7–12.
- Пеков И.В., Агаханов А.А., Зубкова Н.В., Кошлякова Н.Н., Щипалкина Н.В., Сандалов Ф.Д., Япаскерт В.О., Турчкова А.Г., Сидоров Е.Г. (2020). Фумарольные системы окислительного типа на вулкане Толбачик – минералогический и геохимический уникум. *Геология и геофизика*, 61(5–6), с. 826–843.
- Плякин А.М., Лебедева К.В., Минова Н.П., Бакулина Л.П., Емелина Н.А. (2000). Геологическое строение и полезные ископаемые Ухтинского и Сосногорского районов Коми. Ухта: УГТУ, 11 с.
- Пуанова С.А. (2017). Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью. *Автореф. дисс. доктора геол. мин.-наук*. М, 44 с.
- Сиваш Н.С., Берг Н.В. (2010). Колчеданно-полиметаллическая минерализация в рифах Ухтинского района. Рифы и карбонатные псефитолиты. Сыктывкар: Геопринт, с. 166–168.

Сиваш Н.С., Макарова И.Р., Муравьева М.К. (2016). Модель распределения углеводородной и рудной составляющих геофлюидальных систем в осадочном чехле Ухтинского района. *5-е Кудрявцевские Чтения: Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа*. М: ЦГЭ, 4 с.

Тейлор С.Р., Мак-Леннан С.М. (1988). *Континентальная кора, ее состав и эволюция*. М: Мир, 384 с.

Чахмачев В.А. (1983). *Геохимия процесса миграции углеводородных систем*. М: Недра, 231 с.

Шилев Л.П., Плякин А.М., Алексеев В.И. (2009) Тиманский кряж. Литология и стратиграфия, геофизическая характеристика Земной коры, тектоника, минерально-сырьевые ресурсы. Ухта: УГТУ, т. 2, 460 с.

Юманов Ф.Л., Сиваш Н.С., Иванов Н.Ф. и др. (2013). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 200 000. Серия Тиманская. Лист Р-39-VI (Ухта). Объяснительная записка. М: МФ ВСЕГЕИ, 251 с.

Makarova, I.R., Valiev, F.F., Gorobets, S.A. et al. (2022). Using Gamma-Ray Spectrometry with a Germanium Detector for Exploratory Oil and Ore Geology. *Bull. Russ. Acad. Sci. Phys.*, 86, pp. 976-980. <https://doi.org/10.3103/S1062873822080123>

McLennan S.M. (1989). Rare earth elements in sedimentary rocks. *Geochemistry and mineralogy of rare earth elements*. Washington D.C., pp. 169-200. (Rev.Miner.Vol.21).

Сведения об авторах

Семен Алексеевич Горобец – начальник отдела ООО «Газпром инвест»
Россия, 190005, Санкт-Петербург, Митрофаньевское шоссе, д. 2, корп. 9/В

Николай Николаевич Лаптев – директор ООО «Петрофизик»
Россия, 169347, Республика Коми, Ухта, РП Ярега, пос. Нижний Доманик, ул. Шевченко, д. 5

Ирина Ральфовна Макарова – канд. геол.-мин. наук, ведущий геолог, ООО «Петрофизик»
Россия, 169347, Республика Коми, Ухта, РП Ярега, пос. Нижний Доманик, ул. Шевченко, д. 5

Аркадий Яковлевич Голдобин – главный геолог ООО «Нефтегазпромтех»
Республика Коми, Ухта, 169313, ул. Тиманская, д. 8

Фархат Фагимович Валиев – д. физ.-мат. наук, профессор кафедры ядерно-физических методов исследования, Научно-исследовательский институт физики имени В.А. Фока

Санкт-Петербургский государственный университет
Россия, 198504, Санкт-Петербург, Петродворец, ул. Ульяновская, д. 1

Адил Маликович Яфясов – д. физ.-мат. наук, профессор кафедры электроники твердого тела, Научно-исследовательский институт физики имени В.А. Фока

Санкт-Петербургский государственный университет
Россия, 198504, Санкт-Петербург, Петродворец, ул. Ульяновская, д. 1

Дмитрий Константинович Макаров – аспирант кафедры геологии и геоэкологии, Российский государственный педагогический университет имени А.И. Герцена

Россия, 191186, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, 48, корп. 12

Статья поступила в редакцию 01.10.2021;

Принята к публикации 27.05.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Criteria for the searching for hydrocarbon deposits and polymetal ores using the geofluidic system model

S.A. Gorobets¹, N.N. Laptev², I.R. Makarova², A.Y. Goldobin³, F.F. Valiev⁴, A.M. Yafyasov⁴, D.K. Makarov⁵

¹ Gazprom invest LLC, Saint Petersburg, Russian Federation

³ Petrophysic LLC, Ukhta, Russian Federation

³ Neftegazpromtech LLC, Ukhta, Russian Federation

⁴ Saint Petersburg State University, Saint Petersburg, Russian Federation

⁵ Herzen Russian State Pedagogical University, Saint Petersburg, Russian Federation

* Corresponding author: Irina R. Makarova, e-mail: makarova_i_r@mail.ru

Abstract. This work is a continuation of a cycle of studies on the generalization of geochemical information on the content of elements in the composition of rocks and oils in the area of the Ukhta anticline of Southern Timan region. Based on the values of yttrium (Y/Ho) and cerium anomalies (Ce sample/Ce*PAAS) established in modern sedimentary basins, the studied rocks of the Upper Devonian are divided according to the conditions of formation and transformation into predominantly hydrothermal and hydrogenous. It is shown that, depending on these conditions; zones of hydrothermal and hydrogenous mineralization with an increased content of Zn, Cu, Co, V, Mn, and Mo are formed. As a result of a comparative analysis of the content of elements in oils and the values of geochemical ratios U/Th, V/Ba, Th/Ba, As/Ba, three types of oils were identified: Yaregsky, Nizhnechutinsky high-temperature, and Nizhnechutinsky low-temperature. The values of these indicators are considered as search criteria for a certain type of oil.

Keywords: elemental composition of oil and rocks, types of metal-bearing oils, ore occurrences in oil-bearing territories, geochemical criteria for the search for minerals and oils

Acknowledgements

Authors thank N.S. Sivash, an employee of the geological Museum of Ukhta State Technical University, I.S. Okunev, a senior researcher of NRC «Kurchatov Institute» - PNPI, and V.Yu. Mikhailovky, an employee of Saint Petersburg State University for their help.

The authors are deeply grateful to the anonymous reviewers, whose comments and suggestions made it possible to significantly improve the work.

This article was prepared based on the materials received with the financial support of Petrophysic LLC as part of the thematic work in 2016–2021.

Recommended citation: Gorobets S.A., Laptev N.N., Makarova I.R., Goldobin A.Ja., Valiev F.F., Yafyasov A.M., Makarov D.K. (2022). Criteria for the searching for hydrocarbon deposits and polymetal ores using the geofluidic system model. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 49–68. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.4>

References

- Arsanova G.I. (2013). To the Geochemistry of caesium: a source of caesium in the thermal waters and acid volcanites. *Al'manakh Prostranstvo i Vremya*, 4(1), 11 p. (In Russ.) <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-2013arsanova-gik-geohimii-cs-istochnik-v-termalnyh-vodah-iskislyh-vulkanita.pdf>
- Bagautdinov G.M., Khakimzyanov I.N., Razzhivin D.A. (2011). About the peculiarities of the development of Nizhnechutinskoye deposit of high-viscosity oils of the Komi Republic. *Sci. and pract. conf.: Geology and development of deposits with hard-to-recover reserves. Abstracts*. Moscow: Neftyanoe khozyaystvo, p. 70. (In Russ.)
- Balashov A.Yu. (1976). Geochemistry of rare earth elements. Moscow: Nauka, 133 p. (In Russ.)
- Berg N.V. (2013). Polymetallic mineralization and its relationship with the hydrocarbon accumulations on the example of separate areas of Timan-Pechora oil-and-gas province. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Ukhta*, 24 p. (In Russ.)
- Chakhmakhech V. A. (1983). Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)
- Dubinina A.V. (2006). Rare earth elements geochemistry in the ocean. Ed. I.I. Volkov. Moscow: Nauka, 360 p. (In Russ.)
- Goldberg I.S. (1990). Naphthometallogenetic provinces of the world and the genesis of ore concentrations in heavy oils and bitumens. *Geologiya nefli i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 2-7. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Malinina S.S., Chernenkova A.I. (2016). The role of deep processes in the formation of hydrocarbon accumulations of Timan-Pechora oil-and-gas province. *Geologiya nefli i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 86-99. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Plotnikova I.N. (2012). The informativity of minor elements in oil geology. *Georesursy = Georesources*, 5(42), pp. 24–31. (In Russ.)
- Lebedev V.A., Zemlyansky V.N. (2016). The Riphean-Vendian folded basement of Middle Timan. Ukhta: USTU, 274 p. (In Russ.)
- Lodzhevskaya M.I., Kravchenko M.N. (2018). The influence of deep geofluidodynamic processes on the formation of unique oil and gas deposits in the range of 2-11 km in the sedimentary cover and basement. *Proc. Int. Conf.: Degassing of the Earth: geology and ecology*, 8 p. (In Russ.)
- Makarova I.R., Laptev N.N., Gorobets S.A., Valiev F.F., Yafyasov A.M., Sergeev V.O., Zippa A.I., Sukhanov N.A., Makarov D.K., Grishkanich A.S. (2021). Application of gamma-ray spectroscopy and IR-spectroscopy methods for the purposes of ore geology in the Timan-Pechora Oil and Gas Province (the case of Ukhta Region). *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 17-29. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.2>
- Makarova I.R., Tarbaeva V.M., Sivash N.S., Martynov E.A. (2016). Siliceous-shale sediments from domanic horizon of the Ukhta district are a promising object of multicomponent mineral raw materials. Ecological consequences of their development. *Proc. All-Russian Sci. Conf.: The role of science in solving the problems of the region and the country: fundamental and applied research*, pp. 278-282. (In Russ.)
- Makarova, I.R., Valiev, F.F., Gorobets, S.A. et al. (2022). Using Gamma-Ray Spectrometry with a Germanium Detector for Exploratory Oil and Ore Geology. *Bull. Russ. Acad. Sci. Phys.*, 86, pp. 976-980. <https://doi.org/10.3103/S1062873822080123>
- McLennan S.M. (1989). Rare earth elements in sedimentary rocks. Geochemistry and mineralogy of rare earth elements. Washington D.C., pp. 169-200. (Rev. Miner. Vol. 21).
- Mikhaylik P.E., Vishnevskaya I.A., Mikhaylik E.V., Blokhin M.G., Chervyakovskaya M.V., Rashidov V.A., Ren X. (2021). Genesis and Nd Isotope Composition of Ferromanganese Deposits of the Sea of Okhotsk and the Kuril Island Arc. *Russ. Geol. Geophys.*, 62(9), pp. 1074-1087. <https://doi.org/10.2113/RGG20194142>
- Muravyeva M.K., Sivash N.S., Makarova I.R. (2015). Sulfide mineralization as a geochemical criteria for detecting hydrocarbon accumulations in the domanic sediments of Ukhta region. *EAGE/SPE Joint Workshop/ Exploration of shale oil resource and reserves*. Moscow. (In Russ.)
- Ovchinnikov E.N., Alabushin A.A., Gaideek V.I., Leshchenko V.E. (1990). Some results of parametric drilling on the Riphean-Vendian complex around the Ukhta region. *Geologiya nefli i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 1, pp. 7-12. (In Russ.)
- Pekov I. V., Agakhanov A. A., Zubkova N. V., Koshlyakova N. N., Shchipalkina N. V., Sandalov F. D., Yapaskurt V. O., Turchkova A. G., Sidorov E. G. (2020). Fumarolic systems of oxidative type on Tolbachik volcano – mineralogical and geochemical unique. *Russ. Geol. Geophys.*, 61(5-6), pp. 826-843.
- Plyakin A.M., Lebedeva K.V., Minova N.P., Bakulina L.P., Emelina N.A. (2000). Geological structure and mineral resources from the Ukhta and Sosnogorsk regions of Komi Republic. Ukhta: USTU, 11p. (In Russ.)
- Punanova S.A. (2017). Microelements of naphthides in the process of ontogenesis of hydrocarbons in the connection with oil-and-gas content. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow*, 44 p. (In Russ.)
- Shilov L.P., Plyakin A.M. Alekseev V.I. (2009). Timansky ridge. Lithology and stratigraphy, geophysical characteristics of the Earth's crust, tectonics, mineral resources. Ukhta: USTU, vol. 2, 460 p. (In Russ.)
- Sivash N. S., Makarova I. R., Muravyeva M. K. (2016). Model of the distribution of hydrocarbon and ore components of geofluidic systems in the sedimentary cover of Ukhta region. *The Fifth Kudryavtsev's memory Readings. All-Russian Conference on the deep genesis of oil and gas*. Moscow: CGE. (In Russ.)
- Sivash N.S., Berg N.V. (2010). Pyrite-polymetallic mineralization in the reefs of Ukhta region. Reefs and carbonate psephitoliths. Syktyvkar: Geoprint, pp. 166-168. (In Russ.)
- Taylor S.R., McLennan S.M. (1988). Continental crust, its composition and evolution. Moscow: Mir, 384 p. (In Russ.)
- Wasserman B.Ya. (1964). About the formation of oil and gas reservoirs in the Devonian sediments of South-Eastern Pritimanye. *Geology of oil and gas in the North-East of European part of the USSR*. Moscow: Nedra, pp. 33-53. (In Russ.)
- Yumanov F.L., Sivash N.S., Ivanov N.F. et al. (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 200 000. Timanskaya Series. Sheet P-39-VI (Ukhta). *Explanatory note*. Moscow: VSEGEI, 251 p. (In Russ.)
- Zavyalov V.A. (1966). Geochemistry and microelements of domanic sediments of the southern Pritimanye. Moscow: Nauka, 155 p. (In Russ.)

About the Authors

Semen A. Gorobets – Head of the Department
Gazprom invest LLC

Build. 9/B, 2, Mitrophanevskoe highroad, Saint Petersburg,
190005, Russian Federation

Nikolay N. Laptev – Director of the Petrophysic LLC
5, Shevchenko st., Nizhnii Domanik vill., pgt Yarega,
Ukhta, 169347, Russian Federation

Irina R. Makarova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy),
Leading Geologist of the Petrophysic LLC
5, Shevchenko st., Nizhnii Domanik vill., pgt Yarega,
Ukhta, 169347, Russian Federation

Arkady Ya. Goldobin – Chief Geologist
Neftegazpromtekh LLC

8, Timanskaya st., Uhta, 169313, Russian Federation

Farhat F. Valiev – Dr. Sci. (Physics and Mathematics),
Professor of the Department of Nuclear Physics Research
Methods, Saint Petersburg State University
1, Ulyanovskaya st., Saint Petersburg, 198504, Russian
Federation

Adil M. Yafyasov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics),
Professor of the Department of Solid State Electronics, Saint
Petersburg State University
1, Ulyanovskaya st., Saint Petersburg, 198504, Russian
Federation

Dmitry K. Makarov – Postgraduate student of the
Department of Geology and Geoecology, Herzen University
48, riv. Moika emb., Saint Petersburg, 191186, Russian
Federation

Manuscript received 1 October 2021;

Accepted 27 May 2022; Published 30 September 2022