

Сведения об авторах

Бембель Сергей Робертович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283963, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Кобзов Виктор Григорьевич, заместитель начальника комплекса сейсмических исследований Тюменского отделения Сургутского научно-исследовательского и проектного института «СургутНИПИнефть», тел. 8(3452)687591, e-mail: Kobzov_VG@surgutneftegas.ru

Бембель Роберт Михайлович, д. г.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283029, e-mail: bembelrm@tyuiu.ru

Хафизов Фаиз Закиевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, тел. 89048875364, e-mail: khafizov.faziz@yandex.ru

Information about the authors

Bembel S. R., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283963, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Kobzov V. G., Deputy Director of Seismic Survey Complex of Tyumen Branch of Surgut Research and Design Institute «SurgutNIPIneft», phone: 8(3452)687591, e-mail: Kobzov_VG@surgutneftegas.ru

Bembel R. M., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283029, e-mail: bembelrm@tyuiu.ru

Khafizov F. Z., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89048875364, e-mail: khafizov.faziz@yandex.ru

DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-16-22

УДК 556.3.01

РОЛЬ ГИДРОГЕОХИМИИ В ВЫЯВЛЕНИИ «ПРОПУЩЕННЫХ» ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА — ОДНОГО ИЗ ИСТОЧНИКОВ ПОПОЛНЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА

В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Данная статья посвящена памяти ученого Владимира Михайловича Матусевича. В ней рассматриваются его неопубликованные идеи и мысли, с некоторыми добавлениями авторов статьи, о тесной связи гидрогеохимии со скоплениями углеводородов и о ее роли в поисках «пропущенных» залежей нефти и газа.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн; «пропущенные» залежи; нефтегазодность; водонапорная система; минерализация подземных вод; ореолы рассеяния; микроэлементы

THE ROLE OF HYDROGEOCHEMISTRY IN THE IDENTIFICATION OF «MISSED» OIL AND GAS DEPOSITS AS ONE OF THE SOURCES OF REPLACING THE RESOURCE BASE OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN

V. A. Beshentsev, T. V. Semenova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. The article is dedicated to the memory of the scientist Vladimir Mikhailovich Matusovich. It considers his unpublished ideas and thoughts, with some additions by the authors of the article, about the close connection between hydrogeochemistry and hydrocarbon accumulations and about its role in the search for «missed» oil and gas deposits.

Key words: the West Siberian megabasin; «missed» deposits; petroleum potential; water pressure system; groundwater mineralization; dispersion halos; microelements

Введение

Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн (ЗСМБ) является основным поставщиком углеводородного сырья для нужд народного хозяйства нашей страны. Анализ геологической ситуации вполне определенно указывает на продолжение таковой еще длительный период времени (возможно, до конца столетия). В связи с этим актуальными становятся вопросы подготовки новых месторождений (запасов) нефти и газа. Однако разведка и подготовка запасов в целом по стране, и в ЗСМБ в том числе, проводятся в явно недостаточных масштабах. Уже в течение нескольких лет объемы новых разведанных запасов нефти не восполняют уровень ее добычи, в то время как восполнение добычи углеводородов (УВ) новыми разведанными запасами — один из законов освоения нефтегазоносных территорий.

Объект и методы исследований

Возможности обеспечения необходимых (оптимальных) уровней добычи нефти и газа существующими объемами разведанных запасов в Западной Сибири достаточно велики: это акватория Карского моря (где уже открыты новые газовые месторождения), это глубокие горизонты осадочного чехла, представленные главным образом юрскими, триасовыми и палеозойскими отложениями. Необходимо отметить перспективные сложнопостроенные горизонты, например ачимовскую толщу нижнемелового возраста, освоение которой в северных районах идет недостаточно активно. К числу источников углеводородного сырья можно отнести карбонатно-кремнисто-глинистые битуминозные отложения баженовской свиты (верхняя юра), содержащие углеводороды, главным образом жидкие в объеме, превышающем почти в 2 раза общие ресурсы нефти в регионе. Нельзя забывать и о том, что коэффициент извлечения нефти в нашей стране в последние годы снижается и достигает только 25–30 % (в США — 40–45 %). Более 70 % нефти остается в недрах, и это, по мере совершенствования методов нефтедобычи, тоже источник пополнения запасов. Тем не менее, можно констатировать тот факт, что еще один из них (источников) не получил у нас в стране должного внимания. Речь идет о так называемых «пропущенных» залежах углеводородов, то есть залежах, которые по целому ряду причин не были выявлены в процессе как поисково-разведочных, так и эксплуатационных работ. Причин фиксации этого явления много. Здесь и ошибки в историко-генетических модельных построениях, неправильная интерпретация промыслово-геофизических параметров (довольно часто продуктивные объекты характеризуются такими заключениями, как «вода», «сухо», «характер насыщения неясен» и т. д.). Имеющийся опыт анализа геолого-геохимической информации, характеризующей «образы» нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, достаточно четко указывает на то, что задача выявления «пропущенных» залежей может быть решена с высоким уровнем надежности почти на любом этапе поисков, разведки и разработки скоплений углеводородов. Проведение дополнительных работ, при этом не требующих больших затрат времени и денежных средств, открывает колоссальные возможности пополнения ресурсов УВ новыми запасами. Можно не сомневаться, что сразу же появятся и возражения: вероятность открытия в числе «пропущенных» залежей крупных скоплений мала, и, следовательно, рассчитывать на какие-то крупные успехи здесь вряд ли возможно. Однако следует иметь в виду, что доказательств этому в условиях Западной Сибири не имеется, а вот положение о том, что общая масса «пропущенных» залежей — мелких и средних по размерам — может достигать больших значений, находит свое подтверждение в хорошо известных фактах. Длительное время в районах Среднего Приобья не обращали внимания на апт-альбские пласты, так как их промыслово-геофизическая характеристика была в основном неблагоприятна. Однако испыта-

ние этих пластов, например, в Вартовском нефтегазоносном районе, привело к получению из них притоков нефти. Нефть тяжелая, вязкая, нефтеносного состава, что и вызвало опять-таки возражение: нефть низкого качества, ее трудно добывать. Можно согласиться с тем, что добывать ее трудно, но в мире уже известны способы решения этой задачи. Что касается низкого качества, то здесь все наоборот: нефтеносные нефти Западной Сибири очень близки по составу и свойствам знаменитой нефтеносной нефти Апшерона (Азербайджан), запасы которой в значительной мере уже выработаны. Но благодаря уникальным свойствам (бальнеологическим параметрам, возможности получения полярных масел, высококачественного нефтяного кокса и т. д.) стоимость такой нефти на мировом рынке превышает стоимость обычной (при этом высокого качества) нефти буквально на порядок. Если учесть, что запасы нефтеносной нефти в Западной Сибири (особенно в северных ее районах) достигают нескольких миллиардов тонн, то можно полагать, что те небольшие затраты на дополнительные исследования проблемы «пропущенных» залежей могут окупиться в кратчайшие сроки [1, 2].

Основы гидрогеохимии в решении задач поиска «пропущенных залежей»

Что лежит в основе утверждения о перспективности решения задачи поиска «пропущенных» залежей УВ? Основа этому — закономерности достаточного динамического взаимодействия составляющих природной геохимической системы порода — ОВ — вода — нефть — газ (П–ОВ–В–Н–Г) [3, 4]. В наиболее кратком виде результаты этого взаимодействия могут быть охарактеризованы в рамках теории формирования водных ореолов рассеивания нефтегазовых залежей. Именно водная составляющая равновесной системы П–ОВ–В–Н–Г является наиболее привлекательной, а главное, наиболее эффективной в поисковом аспекте «пропущенных» залежей. Несмотря на то что следы наличия в том или ином пласте углеводородов можно установить путем детального исследования пород и ОВ, далеко не в каждой скважине отбираются образцы керн, и изучаются остатки ОВ в них. Кроме того, изучение пород и ОВ — процесс довольно сложный и длительный, именно пластовая вода является наиболее представительной составляющей равновесной системы. Если по каким-то причинам в скважине не получены притоки нефти и газа, то притоки воды имеют место почти всегда. При этом причинами проявления непродуктивных скважин являются такие, как ошибка прямого прогноза, несовпадение контуров залежей УВ с геометрией локальной структуры и др. Из всех составляющих геохимической системы в распоряжении геологов оказываются именно пробы воды, общий объем которых чрезвычайно велик.

В годы наибольшего подъема геолого-разведочных работ в Западной Сибири только Главтюменьгеология бурила ежегодно по 700–800 и более глубоких поисково-разведочных скважин, из которых около половины относились к категории водоносных [3]. В большей части этих скважин отбирались пробы воды, но кроме общего анализа ионно-солевого состава больше ничего не определялось. В 60–80-е годы в условиях Западной Сибири был проведен довольно обширный комплекс лабораторно-экспериментальных работ по исследованию пластовых вод. Было показано, что их специализированное изучение (микроэлементы, водорастворенные ОВ, газы и др.) дает геологам исключительно ценную информацию и позволяет с высокой вероятностью прогнозировать наличие или отсутствие скоплений УВ в том или ином месте [3].

Результаты многолетних исследований, проведенных В. М. Матусевичем и другими исследователями, в том числе и авторами данной статьи, показали, что наиболее высокой значимостью для прогноза характеризуются ароматические и алифатические углеводороды (бензол, толуол, пара-мета-ортоксилолы, гексан, этилбензол, октан, нонан, декан, легкие углеводороды и др.), органические кисло-

ты и комплекс микроэлементов (Ti, Mn, Zn, V, Ni, Co, Cr, Cu, Sc, Y, Yb, Cd, Al, Nb и др.) [5–7].

Анализ материалов по составу и содержанию ароматических и алифатических углеводородных соединений в подземных водах, нефти и конденсатах свидетельствует о том, что накопление их в подземных водах происходит за счет углеводородных компонентов нефти и конденсатов. Концентрация этих компонентов в подземных водах зоны водонефтяного контакта (ВНК) находится в прямой связи с содержанием их в нефти. По-видимому, этим объясняется то обстоятельство, что для моноаренов и алифатических соединений отсутствуют фоновые концентрации в подземных водах [8].

Залежи нефти и конденсатов, обогащенные моноаренами и алифатическими соединениями, встречаются во всех нефтегазоносных комплексах и районах. Однако имеется четкая закономерность — увеличение моноароматических соединений в нефти и конденсатах с глубиной и в северном направлении от Среднеобской нефтегазоносной области в соответствии со снижением плотности, уменьшением сернистости, увеличением легких фракций углеводородов и изменением других параметров их состава. По сравнению с нефтью газоконденсаты неокотских отложений северных районов обогащены ксилолами, октаном и нонаном.

Особо следует подчеркнуть, что чем выше содержание углеводородных соединений в нефти и конденсатах, тем больше их в приконтурных водах, и, соответственно, более контрастными являются ореолы рассеяния. Анализ этой особенности показал, что прогностические возможности указанного комплекса углеводородных соединений в подземных водах улучшаются по мере увеличения глубины залегания продуктивных отложений и в северном направлении от Широкого Приобья. Наличие высокой и устойчивой корреляции между отдельными ароматическими углеводородами и различная протяженность ореолов рассеяния углеводородов (в связи с неодинаковым коэффициентом диффузии) позволяют с определенной долей условности по составу и количественному содержанию углеводородов в подземных водах судить о расстоянии до прогнозируемой залежи.

Фиксируемые случаи обнаружения углеводородов в пробах подземных вод могут быть связаны с отсутствием залежи в пласте или отбором проб воды за пределами ореолов рассеяния углеводородов, а также отсутствием или незначительным содержанием ароматических и алифатических углеводородов в контактирующих с водами нефтяных и газоконденсатных залежах. Присутствие одного или нескольких углеводородных соединений в незначительных количествах свидетельствует о наличии углеводородной залежи, но расстояние до нее определить не представляется возможным (в пределах 1–2 км). Высокие концентрации одного компонента являются показателем наличия залежи на расстоянии 100–200 м, то есть в непосредственной близости к зоне ВНК. Широкий спектр углеводородных компонентов в подземных водах, а также незначительное их содержание следует интерпретировать как зону ВНК (ГВК).

В водах газоконденсатных залежей отмечается максимальное содержание ароматических и алифатических углеводородов, органических кислот (от 300 до 1 600 мг/л) и невысокое содержание микроэлементов (Ti, Mn, Zn, Cu, V, Cr, Co, Zr, Ni и др.). В водах нефтяных месторождений заметно снижается количество органических кислот, углеводородных соединений, но увеличивается концентрация микроэлементов, причем залежи тяжелой нефти сопровождаются наиболее контрастными ореолами рассеяния. В общем виде такая дифференцированность гидрогеохимических показателей позволяет осуществлять прогноз залежей жидких углеводородов и при районировании мезозойских отложений с целью регионального прогноза нефтегазоносности.

Однако в подземных водах апт-альб-сеноманского преимущественно газоносного комплекса закономерности распределения халькофильных, сидерофильных

элементов идентичны таковым в нижележащих комплексах, а средние концентрации их на разведочных площадях и месторождениях значительно превосходят концентрации микроэлементов в водах нефтяных залежей неокомского нефтегазового комплекса. Этот факт с учетом выявленных закономерностей распределения микроэлементов в водах наиболее изученного неокомского нефтегазового комплекса можно интерпретировать как указание на высокие перспективы обнаружения тяжелых, вязких нефтей оторочек как в еще не выявленных скоплениях, так и в уже найденных газовых залежах.

По распространению органических кислот южная нефтегазоносная зона неомских и юрских отложений севера ЗСМБ делится на две части: западную и восточную. В западной части содержание общих органических кислот варьирует от 300 до 1 000 мг/л, в восточной части — от 8 до 300 мг/л. В северных преимущественно газоконденсатных районах средние концентрации органических кислот по месторождениям колеблются от 300 до 1 600 мг/л. В водах апт-альб-сеноманских отложений содержание органических кислот редко достигает 200 мг/л.

Приведенные материалы показывают, что мезозойские отложения преимущественно газоконденсатных областей отличаются от преимущественно нефтяных высокими концентрациями органических кислот и значительно сниженным содержанием микроэлементов.

Большое разнообразие нефти и конденсатов по углеводородному составу и гетеросоединениям в северных районах Западной Сибири позволяет использовать для прогноза не только ароматические и алифатические углеводороды в подземных водах, отобранных из поисковых объектов, но и кислородсодержащие органические соединения (кислоты общие и летучие, спирты) и широкий спектр микроэлементов (Ti, Mn, Ni, V, Co, Zr, Cu, Zn и др.), которыми обогащены асфальто-смолистые соединения нефти. В результате авторами установлен оптимальный комплекс гидрогеохимических показателей раздельного (нефть, газоконденсат) прогноза для различных нефтегазовых районов и комплексов.

В подземных водах неокомского нефтегазового комплекса максимальные средние концентрации суммы сидерофильных элементов (Ti, Mn, Ni, V, Cr, Co), как правило, составляют более 2 мг/л, достигая в отдельных случаях 10 мг/л, и суммы халькофильных элементов (Cb, Zn, Pb, Sn) — более 0,5 мг/л в водах нефтяных залежей Варьеганского, Вынгапуровского и Толькинского районов. Величина средних концентраций микроэлементов значительно снижается в северном направлении в соответствии со снижением плотности, уменьшением сернистости и изменением других параметров состава нефтей и фазового состояния углеводородных залежей в ряду нефтяные — нефтегазоконденсатные — газоконденсатные и газовые залежи. Такие же закономерности наблюдаются в водах нижележащих нефтегазовых комплексов [5].

Вблизи газовых залежей по рассматриваемым показателям формируются ореолы рассеяния слабой контрастности, использование которых для прогноза не всегда представляется возможным. Более информативными оказываются характеристики состава растворенных в водах газов.

Следует отметить, что наиболее достоверная оценка эффективности такого методического подхода может быть дана только в случае опробования всех (или большинства) положительно оцененных объектов. В настоящее время такой ситуации нет, что связано с резким падением объемов геолого-разведочных работ. Однако случайная и далеко не полная выборка данных по северной части региона показала, что в более 10-летний период с момента последней оценки подтвержденность прогноза по гидрогеохимическим данным оказалась достаточно высокой: общее число положительно оцененных и опробованных интервалов разреза в выборке составило 57, из них в 51 случае получены притоки углеводородов (нефть, газ, газоконденсат). Успешность прогноза составила 89,5 %. При этом не-

обходимо подчеркнуть, что в шести объектах результаты исследования скважин нельзя считать окончательными (в связи с некачественным их испытанием). Поэтому не исключено, что фактическая эффективность гидрогеохимического прогноза может быть еще более высокой.

Гидрогеохимический метод позволяет прогнозировать залежи жидких углеводородов по результатам исследований материалов первых скважин, по каким-либо причинам, не давшим при испытании притоков углеводородов (удалены на 1–3 км от скопления, получение воды в присводовых и сводовых частях залежей и т. д.).

В 70–90-е гг. на основе гидрогеохимических данных по различным районам Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона исследователями В. М. Матусевичем, А. В. Рыльковым положительно оценены более 400 объектов (интервалов разреза, вскрытых глубокими скважинами и давших притоки воды). Как показал анализ, из общего числа оцененных объектов на 52 были проведены буровые работы или дополнительное опробование ранее не испытанных пластов. На 48 из них выявлены залежи углеводородов. Были выявлены новые залежи углеводородов:

- *нефтяные* — на Салекаптском (БУ₁₀), Западно-Тамбейском (ТП₁₉), Парусовом (БУ₁₃), Восточно-Янггинском (тюменская свита), Усть-Харампурском (БП₁₂⁰), Ярайнерском (Ю₁¹) месторождениях;

- *нефтегазовые* — на Холмистом (Ю₁¹), Пяяхинском (БУ₁₈), Западно-Пурпейском (БП₄), Комсомольском (средняя юра), Восточно-Тарасовском (БП₆) месторождениях;

- *нефтегазоконденсатные* — на Холмистом (ПК₁₈), Харампурском (Ю₁¹, средняя юра), Пяяхинском (БУ₁₈), Геологическом (БТ₁₀), Восточно-Тазовском (БТ₉), Западно-Таркосалинском (БП₉, БП₁₀), Северо-Уренгойском (БУ₁₀) месторождениях;

- *газоконденсатные* — на Восточно-Мессояхском (МХ₃), Малыгинском (ТП₁₈), Тасийском (ТП₁₂), Южно-Геологическом (БТ₉), Тазовском (нижнее среднеюрские отложения), Западно-Таркосалинском (БП₂₋₃, БП₁₁, БП₁₂), Усть-Ямсовейском (БУ₁₅), Самбургском (БУ₁₂), Юрхаровском (БУ₉), Северо-Уренгойском (БУ₇) месторождениях. Кроме того, выявлен ряд газовых скоплений на Восточно-Мессояхском (ПК₂₀, ПК₂₁), Каменномыском (ТП₁) и др.

Эти результаты являются убедительным доказательством высокой эффективности гидрогеохимического метода при обосновании нефтегазоносности различных объектов как при оперативном анализе геолого-геохимических материалов, так и при составлении долгосрочных планов поисково-разведочных работ. Из общего числа объектов (401), охарактеризованных гидрогеохимическими данными и положительно оцененных, по территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона исключены 48 объектов (в их пределах выявлены залежи углеводородов). Таким образом, в качестве перспективных для поисков новых скоплений углеводородов рекомендуется 353 объекта. Как показывает опыт, уже в определенной мере изученные площади и интервалы разреза являются своеобразным резервом прироста запасов нефти, газа и конденсата. В этой связи вопросы доизучения разрезов, вскрытых глубокими скважинами, приобретают важное практическое значение.

Выводы

В связи с вышеизложенным можно с уверенностью утверждать, что существенным достоинством гидрогеохимического метода прогноза является возможность превращения скважин, давших притоки воды, в источник весьма результативной дополнительной информации, необходимой для поиска «пропущенных» залежей.

Систематическая реализация гидрогеохимического метода оценки нефтегазоносности, несомненно, позволит более обоснованно решать задачи поиска новых

скоплений углеводородов, критически оценивать результаты выполненных поисково-разведочных работ, своевременно вносить изменения и дополнения в планы обоснования перспектив нефтегазоносности объектов в пределах как уже освоенных, так и новых территорий.

Прогноз пропущенных при проведении поисково-разведочных работ залежей нефти и газа вполне возможно осуществлять и в настоящее время, так как фактический материал по гидрогеологии более 600 скважин и интервалов разреза сохранился и ждет своего часа, чтобы подсказать разработчикам, окончательный ли вердикт вынесен тому или иному интервалу в качестве водоносного, а не в качестве объекта, находящегося в зоне водного ореола рассеяния смещенной нефтяной залежи [9]. В конечном итоге этот материал внесет свой вклад в пополнение ресурсной базы углеводородного сырья в ЗСМБ.

Библиографический список

1. Матусевич В. М., Прокопьева Р. Г., Беспалова С. Н. Гидрогеохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов севера Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1984. – № 1. – С. 3–6.
2. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
3. Матусевич В. М., Рыльков А. В. Геолого-геохимические условия нефтегазообразования и формирование нефтегазоносности осадочных бассейнов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 1. – С. 28–36.
4. Курчиков А. Р. Современные аспекты нефтегазовой гидрогеологии // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазовых бассейнов: материалы III Всеросс. науч. конф. с междунар. участием (к 90-летию А. А. Карцева). – М.: ГЕОС. – 2015. – С. 67–68.
5. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-Ненецкого автономного округа / И. В. Абагурова [и др.]; Институт геологии и геохимии УрО РАН. – Екатеринбург, 2003. – 394 с.
6. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Гл. ред. В. П. Орлов; ред. 2-го тома А. Э. Конторович, В. С. Сурков. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
7. Конторович А. Э. Общая теория нафтидогенеза. Базисные концепции, пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 29–44.
8. Матусевич В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна. – М., 1978. – 156 с.
9. Карцев А. А., Курчиков А. Р., Матусевич В. М. Фундаментальные и прикладные проблемы нефтегазовой гидрогеологии // Подземная гидросфера: материалы Всеросс. совещания по подземным водам Востока России (XX Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока). – Иркутск: ООО «Географ», 2012. – С. 328–329.

Сведения об авторах

Бешентцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@yu.ru

Семенова Татьяна Владимировна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8 (3452)539473, e-mail: semenovativ@tyuiu.ru

Information about the authors

Beshentsev V. A., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Semenova T. V., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)539473, e-mail: semenovativ@tyuiu.ru