

25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных
и газовых месторождений (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-10-18

УДК 553.9

**Возобновляемые месторождения углеводородов, формируемые
эфир-геосолитонным механизмом растущей Земли**

**Р. М. Бембель¹, М. Р. Бембель², М. И. Забоева^{1*}, Е. Е. Левитина¹,
Л. А. Сухов¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «ТННЦ» Роснефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: zaboevami@tyuiu.ru

Аннотация. Неорганическая концепция образования месторождений нефти и газа, основанная на термоядерном синтезе гелия и углерода, многократно повышает перспективы нефтегазовой разведки и разработки. Ядерный синтез водорода, гелия и углерода, главных химических элементов, формирующих углеводороды, не только происходит в ядре и мантии Земли, но и энергетически обеспечивает геосолитонную глубинную миграцию газов в месторождения внутри земной коры.

Ключевые слова: термоядерный синтез; геосолитонная дегазация; залежи углеводородов

**Renewable hydrocarbon deposits formed by the ether-geosoliton
mechanism of growing Earth**

**Robert M. Bembel¹, Michail R. Bembel², Marina I. Zaboeva^{1*},
Ekaterina E. Levitina¹, Leonid A. Sukhov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Oil Research Center LLC Rosneft, Tyumen, Russia

*e-mail: zaboevami@tyuiu.ru

Abstract. The inorganic concept of the formation of oil and gas deposits, based on the thermonuclear synthesis of helium and carbon, greatly increases the prospects for oil and gas exploration and development. Nuclear synthesis of hydrogen, helium and carbon, the main chemical elements that form hydrocarbons, not only

occurs in the core and mantle of the Earth, but also energetically provides geosoliton depth migration of gases to deposits within the Earth's crust.

Key words: thermonuclear synthesis; geosoliton degassing; hydrocarbon deposits

Введение

Высокодебитные возобновляемые залежи месторождений углеводородов предположительно имеют глубинное неорганическое происхождение. Неорганическая теория образования месторождений нефти и газа, основанная на физико-химических реакциях термоядерного синтеза химических элементов во внутренних геосферах, значительно расширяет перспективы разведки и разработки этих месторождений.

Объект и методы исследования

В концепции растущей Земли нефть и газ переходят в разряд природных ресурсов, возобновляемых в мантии и земной коре процессами геосолитонной дегазации Земли [1].

Геосолитонная концепция формирования месторождений полезных ископаемых привносит принципиально новое отношение к комплексному освоению минеральных ресурсов Земли [2–5]. Субвертикальные каналы дегазации (геосолитонные трубки) выносят из земного ядра, мантии и земной коры широкий спектр химических элементов и веществ, куда входят водород, гелий, минеральные воды, углеводороды, черные, цветные и драгоценные металлы и минералы, редкоземельные и радиоактивные элементы и вещества и др.

В сводовой части антиклинальных структурных форм, как правило, находится углеводородный газ метан, нагнетаемый импульсно-вихревыми геосолитонами из мантии Земли, где он образуется из глубинного водорода и углерода. Повышенная концентрация глубинных газов (метана, водорода и гелия) многократно зафиксирована в осевых частях геосолитонных трубок (ГТ) в Западной Сибири и почти в 50 раз превышает фоновые концентрации в верхних частях геологического разреза. Геосолитонная тектоника является главной причиной образования локальных куполов и антиклиналей, а глубинные газы создают газовые шапки в соответствующих куполах и антиклиналях. Таким образом, образование локальных антиклиналей и заполнение их глубинными газами происходят почти одновременно. Аномально высокое давление в газовых шапках обеспечивает инфильтрацию метана в проницаемые пористые и трещинно-кавернозные породы и в субгоризонтальные проницаемые пласты, оттесняя пластовую воду в стороны от купола или антиклинали. Постепенная утечка атомов водорода из метановых газовых и нефтяных залежей приводит к образованию сначала более тяжелых фракций нефтей, а затем смол и асфальтов [6–8].

Доказательством преимуществ геосолитонной модели образования антиклинальной залежи, а не пластовой органической модели за счет различия в плотности воды, нефти и газа являются такие аномально высокие пластовые давления (АВПД) в антиклиналях, которые в несколько раз могут превышать пластовые давления в залежах. Повышенные АВПД в антиклинальных сводах структур возникают за счет энергии глубинной дегазации, которая не только приводит к тектоническим нагнетательным процессам образования антиклиналей, но и к закачке глубинных газов в проницаемые пласты. Чем больше АВПД, тем дальше от свода отодвигаются зоны контакта залежей углеводородов с пластовыми водами. При наличии нескольких геосолитонных трубок на площади месторождения с разными АВПД в каждой уровни газонефтяных и

водонефтяных контактов (ГНК и ВНК) будут существенно изменяться по площади для залежей в одном и том же пласте в зависимости от величины АВПД в каждом антиклинальном своде. Именно такое положение контактов имеет место на большинстве нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Изменения линий и уровней ГНК и ВНК, связанные с вариациями АВПД, необходимо учитывать при подсчете запасов и проектировании систем разработки месторождений углеводородов (УВ) [9–11].

Закономерно, что в истории нефтяной геологии в первую очередь была отмечена связь повышенных нефтепроявлений с антиклинальными структурами. Очевидно, что образование углеводородов и их месторождений следует связывать тоже с теми геологическими процессами, которые формируют эти антиклинали. Но этого, к сожалению, не произошло. И только в 1990-х гг. впервые была предложена геосолитонная теория образования нефти и газа, основанная на тесной связи тектоники, геохимии и геофизики через механизм геосолитонной дегазации.

Результаты исследований высокодебитных и восстанавливаемых очагов углеводородов

Вся история развития нефтяной и газовой геологии подтвердила и укрепила антиклинальную концепцию месторождений углеводородов. Исключения из этого правила только усилили геосолитонную концепцию, расширив ее возможности для случаев неантиклинальных залежей.

Закономерное размещение газа, нефти и пластовой воды в антиклинальных ловушках в эфир-геосолитонной концепции (ЭГК) находит существенно иное физико-химическое объяснение, чем в гравитационной модели процессов.

При умеренных диапировых формах геосолитонного происхождения на периферии главных антиклинальных структур, где не происходит разрушения покровышки, образуются собственные малоразмерные залежи в отдаленных крыльях складки. Антиклинальную теорию следует теперь рассматривать как вариант геосолитонной в том смысле, что:

1. Образование нефтяных залежей и самой нефти в земной коре приурочено к тем или иным тектоническим структурам, сформированным геосолитонным механизмом, имеющим антиклинальный характер и вместе с тем обеспечивающим сохранность покровышек.

2. Распределение воды, нефти и газа в геосолитонной концепции определяется не влиянием силы тяжести вследствие разницы в удельных весах, как считает И. М. Губкин, а направленностью самих процессов заполнения продуктивных пластов со стороны антиклинальных форм глубинным газом, оттесняющим воду и более древние нефтяные флюиды, теряющие со временем атомы водорода, в область крыльев складки [6].

Первую обоснованную гипотезу минерального происхождения нефтяных месторождений, как альтернативную органической гипотезе, разработал Д. И. Менделеев в 1876 году, опираясь на свои наблюдения при обследовании нефтяных месторождений на Кавказе и в американском штате Пенсильвания. Эту гипотезу (скорее, эмпирическое обобщение) Д. И. Менделеев признавал все последующие 30 лет, до конца своей жизни, тщательно проверяя ее новыми результатами исследований в области химии и геологии. Чрезвычайно ценным качеством этого эмпирического обобщения является единство важнейших естественных наук — химии, биологии, физики и геологии.

Эмпирическое обобщение Д. И. Менделеева более ста лет тому назад еще не имело того количества фактов, которыми сегодня располагают геологи, геофизики и геохимики, подтвердившие справедливость идей Д. И. Менделеева и

полностью дезавуировали несостоятельную гипотезу чисто биогенного происхождения нефти. Эта гипотеза так и не представила самого главного факта — образования нефти и газов в промышленных объемах из биоорганических остатков, лишенных необходимого для этого количества атомов водорода [12–15].

Осуждение физико-химических причин и механизмов образования высокодебитных очагов

Золотые слова сказаны Д. И. Менделеевым: «Первое дело в нефтяном вопросе — дознаться до научных и точных условий места нахождения нефти». В ЭГК нам удалось дознаться до этих условий. Во-первых, этим обязательным научным условием является неперемнная близость месторождений к локальным ГТ, по которым идет транспортировка глубинных газов и УВ из нижних в верхние геосферы. ГТ являются теми субвертикальными трещинами, по которым, как считал Д. И. Менделеев, шли из глубинных недр вверх «парообразные УВ». Наши исследования на Приобском месторождении в Западной Сибири показали, что ГТ имеют, как правило, кольцевую форму в плане и относительно небольшие диаметры. На гистограмме диаметров ГТ по Приобскому месторождению установлено, что абсолютно преобладают трубки, диаметр которых менее 100–200 м [2]. Столь тонкие кольцевые трубки можно «точно», как мечтал Д. И. Менделеев, увидеть только с помощью самых современных высокоразрешающих методов сейсморазведки (ВОС). Такие работы были нами проведены в ХМАО — Югре в 1980–1990 гг. При этом была выявлена еще одна важная закономерность: местоположение ГТ очагов максимальных дебитов нефти в залежах над ними чаще всего точно совпадает с местоположением локальных антиклиналей на структурных картах. Все эти отмеченные закономерности позволяют сегодня предложить геосолитонную технологию картирования месторождений и отдельных залежей нефти и газа. Эта технология состоит из работ ВОС, геологической интерпретации и ее результатов в представлении ЭГК и последующем бурении разведочных и добывающих скважин в точках, контролируемых ГТ [15–17].

Газовый раствор, содержащий метан, водород, гелий и легкие УВ, под давлением в тысячи атмосфер, в импульсном режиме продвигается снизу вверх по ГТ, встречая на своем пути различные по физическим свойствам горные породы. Если этими породами являются проницаемые песчаные пласты, то газовые потоки закачиваются под давлением в эти пласты, оттесняя пластовые воды от канала дегазации (ГТ) на периферию. Если над песчаным пластом оказывается крепкая крышка, например в виде глинистого пласта, то большая энергия давления в ГТ не только закачивает газ в проницаемый пласт-коллектор, но и поднимает вверх горные породы над этим пластом, образуя антиклинальные формы. До сих пор во всех нефтегазоносных провинциях мира широко используется этот антиклинальный признак как при разведке, так и при разработке месторождений нефти и газа [6].

Д. И. Менделеев формулирует утверждение (аналогичное тому, что предлагает ЭГК), что главным механизмом формирования месторождений в ловушках является давление газов от глубинных источников. Во многих случаях это давление оказывается настолько высоким, что полностью или частично разрушает крышки над залежью. При частичном разрушении через крышку проникают вверх и уходят из залежей только легкие газы и УВ, а в залежи остаются жидкая нефть или смолистые асфальты. При полном разрушении крышки газами из залежи уходят почти все УВ, а проницаемый пласт становится обводненным.

В гранитах, базальтах, мраморах и глинах химические агрессивные газовые потоки, проникающие по ГТ вверх, могут создавать вторичные коллектора трещинно-кавернозного типа [10, 18]. В этих коллекторах могут тоже образовываться залежи нефти и газа. Примером этому служат богатое месторождение Белый тигр во Вьетнаме, нефтяные месторождения в баженовской свите в Западной Сибири и т. п.

Основные потоки флюидов, формирующих нефтяные и газовые месторождения, по П. Н. Кропоткину, «концентрируются в “трубах дегазации”, представляющих в пространстве ограниченные субвертикальные зоны в осадочных бассейнах, расположенные на глубинных разломах, по которым шла тяга углеводородов снизу вверх» [5].

«Трубы дегазации» в пространстве очерчиваются концентрацией многоэтажных месторождений нефти и газа, зонами повышенной проницаемости, следами флюидных потоков, геохимическими и температурными аномалиями, столбами геофизических неоднородностей разреза, волноводов, зон с повышенной геодинамической активностью земной коры [1, 2].

Размеры и распределение ГТ (геосолитонных трубок в ЭГК) или «труб дегазации» были нами специально исследованы по результатам высокоразрешающей объемной сейсморазведки на Приобском месторождении в 1986 году [2]. Этот результат в 1987 году был рассмотрен академиком П. Н. Кропоткиным, выразившим удовлетворение столь высокоточной расшифровкой внутренней структуры «труб дегазации».

Определим различие понятий «труба дегазации» по П. Н. Кропоткину и «геосолитонная трубка» (ГТ) дегазации.

ГТ — это трубчатые вихревые разломы, образованные многократными ударными геосолитонными воздействиями снизу вверх за длительное геологическое время. Малоразмерные в плане ГТ могут иметь площадь горизонтального сечения менее $0,01 \text{ км}^2$.

«Труба дегазации» по П. Н. Кропоткину — это более обширная зона, площадью до $1\,000 \text{ км}^2$. Внутри одной «трубы дегазации» (ТД) могут разместиться, не контактируя друг с другом, до 100 000 ГТ. ТД соответствует крупному месторождению, внутренняя структура которого может иметь сотни и тысячи ГТ. Для успешной добычи нефти в пределах такого месторождения необходима предварительная постановка ВОС, по результатам которой будет точно определено местоположение каждой ГТ. Добывающая система скважин должна располагаться с учетом детальной карты ГТ внутри месторождения. Очень часто за пределами месторождения располагается более разряженная система ГТ, в которых можно успешно разместить дополнительные добывающие высокодебитные скважины. Аномальность всех геохимических и геофизических параметров существенно выше над отдельными ГТ, чем над ТД [2, 19].

Отмечена повышенная геодинамическая активность в ГТ. На примере исследований зоны Спитакского землетрясения 7 декабря 1988 года нам удалось сделать следующее заключение: эта зона имеет площадь более $1\,000 \text{ км}^2$ (соответствует ТД), но сами акты землетрясений выразились в форме роя землетрясений в локальных ГТ, число которых превышает многие сотни, а может, и тысячи. Степень разрушений в каждой ГТ была своя. Этим и объясняется неравномерность степени разрушений на близких расстояниях внутри ТД.

При каждом таком взрывном прорыве потока глубинных газов и возникают землетрясения различной магнитуды — в зависимости от силы взрыва. В каждой ГТ внутри ТД сила взрыва и время прорыва газов различные, но все эти локальные прорывы газов порождают рой землетрясений, обладающих иногда от-

ромной разрушительной силой. В ЭГК находит объяснение удивительная устойчивость возникающих сейсмических волн, которая определяется солитонными свойствами локального вихря, образующегося при взрыве. Эти локальные вихри в Земле, обладающие солитонными характеристиками, мы и назвали геосолитонами. Главная особенность всех солитонов в том, что их мощная вихревая структура позволяет им при распространении в любых средах черпать энергию из кинетической энергии мирового эфира. Такова, вероятно, природа солитонов — фотонов света, распространяющихся в открытом космосе на огромные расстояния, не затухая при этом. С этим же солитонным характером связаны необъяснимые катастрофические крупные волны, порождаемые мощным воздействием на всю толщу воды в океане, называемые цунами. Все эти феномены находят научное объяснение в ЭГК и не находят его в официальной физике, где отвергается сам факт существования эфира и его кинетической энергии.

Падение величины силы тяжести над ГТ, обусловленное геосолитонной дегазацией и разуплотнением пород, является хорошим индикатором для поиска новых нефтегазоносных районов (НГР) и месторождений. Например, в Среднем Приобье, в Сургутском НГР и Нижневартовском НГР четко выделяются достаточно крупные отрицательные гравитационные аномалии почти над всеми локальными месторождениями нефти.

Геосолитонно-ударные воздействия, создающие трещинно-кавернозные коллектора, исполняют роль природного гидроразрыва пласта (ГРП). Этим объясняются, в частности, высокие коллекторские свойства в породах, первоначально являвшихся неколлекторами. Зона дробления внутри ГТ может прерываться локальными покрышками. Дело в том, что разные горные породы обладают различными коэффициентами динамической вязкости, определяющими их свойства дилатансионного разуплотнения. Поэтому ударные волны-геосолитоны в одних, более хрупких, породах увеличивают трещиноватость и объем породы, а в других, пластичных, могут даже не оставлять следа (при малых энергиях солитонов) — последние остаются покрышками. Поэтому ГТ часто представляют роль «шампура», на который нанизано несколько ловушек-коллекторов, разделенных прокладками в виде непроницаемых покрышек — так называемые месторождения «шашлычного типа». Например, известное крупное нефтяное месторождение Боливар в Венесуэле представляет именно такой «шашлычный тип», так как является системой из 300 высокопродуктивных залежей, расположенных одна над другой, то есть «нанизанных» на одну общую систему ГТ.

Геосолитонная дегазация Земли продолжается и в наше время, но с разной степенью интенсивности на различных территориях. Поэтому и продолжается не только формирование новых месторождений нефти и газа, но, что наиболее важно, подпитка и разрушение старых разрабатываемых месторождений.

ЭГК дает оптимистический прогноз для дальнейшего увеличения добычи нефти и газа на Земле. При этом еще и дает практические рекомендации по организации поиска, разведки и эксплуатации. В частности, рекомендуется в первую очередь вести разработку на тех месторождениях, которые в ближайшем будущем могут быть разрушены природными процессами.

Схема миграции по ГТ — это не гидротермальный, а, скорее, газотермальный процесс, в котором вода участвует в виде пара, хотя может быть как в жидком, так и в твердом состоянии. На больших глубинах миграция по ГТ имеет газообразную форму, вблизи дневной поверхности появляются твердые газогидраты и мерзлота, а на промежуточных глубинах, в первых километрах глубины появляются жидкие растворы, называемые гидротермами. Холодная дега-

зация образует газогидратно-мерзлотные пробки в верхних частях ГТ. Толщина этих пробок может достигать многих сотен метров. Например, такая пробка на Уренгойском месторождении была обнаружена в 1967 году и достигала 320 метров. На большинстве газовых и газоконденсатных месторождений в полярных широтах почти всегда имеются подобные пробки. Очевидно, что газогидратные пробки существуют и над месторождениями УВ на океаническом дне Северного Ледовитого океана. Имеются факты взрывного выброса газогидратных пробок вверх, что фиксируется иногда сейсмическими станциями как землетрясение с низкой балльностью (менее 3 баллов по шкале Рихтера) и глубиной их эпицентра 0 метров. В частности, сотни таких землетрясений зафиксированы американскими станциями на Аляске. Можно предположить, что феномен «Земля Санникова», описанный В. А. Обручевым, является тоже следствием выброса газогидратных пробок из месторождений УВ на дне Северного Ледовитого океана. Следует заметить, что, как правило, вокруг плавающих пробок встречаются широкие полыньи, что указывает на мощный горячий выброс газов с высокой температурой и давлением до 1 000 и более атмосфер. Только при очень высоком давлении происходит инверсия термодинамических свойств газа в ГТ, которая приводит к резкому повышению температуры газа, который расплавил льды в том месте, где произошел выброс газогидратной пробки.

Сторонники органической гипотезы, привлекающие эндогенный фактор для объяснения миграции и самого нефтегазообразования, делают это неуклюже, предлагая неправдоподобные варианты флюидодинамических моделей. Внешние тепловые потоки, от прогрева которых якобы «зависит реализация нефтегазоматеринского материала», полностью определяются геосолитонной дегазацией, которая осуществляется в основном по ГТ. Поэтому действительный прогрев или промерзание осадочных пород происходит лишь по чрезвычайно узким каналам, никак не влияющим на основную массу осадочных пород. Эти внешние тепловые потоки образуются не за счет дефлюидизации мантийных диапиров, а по законам термодинамики и диффузии глубинных газов, в основном водорода, гелия и метана, дегазирующих в импульсно-вихревом режиме из нижней мантии, где они находятся под давлением в миллионы атмосфер, в сторону верхней части земной коры с низким давлением в единицы и десятки атмосфер.

Выводы

Термоядерный генезис химических элементов, формирующих месторождения углеводородов, порождает гигантские восстанавливаемые залежи газа, конденсата и нефти в арктических и приполярных районах, где газогидратные пробки обеспечивают сохранность залежей от выхода в атмосферу.

Библиографический список

1. Бембель Р. М. Высокоразрешающая объемная сейсморазведка сложнопостроенных ловушек углеводородов: дис. ... д-ра г.-м. наук. – Тюмень, 1992. – 297 с.
2. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов: моногр. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
3. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель М. Р. Геосолитонная модель формирования залежей углеводородов на севере Западной Сибири // Геофизика. – 2010. – № 6. – С. 9–17.
4. Бембель Р. М. Эфир-геосолитонная концепция растущей Земли: моногр. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 403 с.

5. Ways to increase the geological efficiency of hydrocarbon field development in Western Siberia / R. M. Bembel [et al.] // *International Journal of Mechanical Engineering and Technology*. – 2018. – Vol. 9, Issue 9. – P. 131–136.
6. Бембель Р. М., Сухов В. А., Щетинин И. А. Пути повышения геологической эффективности освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2017. – № 6. – С. 6–10. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10
7. Бембель Р. М., Сухов Л. А., Щетинин И. А. Взаимодействие гравитации и антигравитации при формировании месторождений нефти и газа // *Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы докладов междунар. науч.-практ. конф. (Тюмень, 18–19 мая 2017 г.)* / Отв. ред. С. К. Туренко. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 25–30.
8. Sukhov L. A. The development of non-traditional and hard-recoverablere serves // *Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых (Тюмень, 24–28 апреля 2017 г.)*. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 388–389.
9. Зависимость физических параметров вязкопластичной нефти от термобарических условий и координат / В. А. Коротенко [и др.] // *Современные проблемы науки и образования*. – 2015. – № 1–1. – С. 438.
10. Кропоткин П. Н. Гипотеза Д. И. Менделеева о неорганическом происхождении нефти и ее развитие современной наукой // *Журнал Всесоюзного химического общества им. Д. И. Менделеева*. – 1986. – Т. XXI, № 5. – С. 482–486.
11. Мегеря В. М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли: моногр. – М.: Локус Станди, 2009. – 256 с.
12. Яницкий И. Н. Гелиевая съемка. – М.: Недра, 1979. – 96 с.
13. Яницкий И. Н. Живая Земля. Новое в науках о Земле. – М.: АГАР, 1998. – 80 с.
14. Менделеев Д. И. Основы химии. – 13-е изд. – М. – Л.: ГХИ, 1947. – Т. 1. – 624 с.
15. Менделеев Д. И. Нефть. Собрание сочинений. Т. 10. – М. – Л.: Изд-во АН СССР, 1949. – 830 с.
16. Огнев И. А. Земля и Вселенная. Законы гармонии. – Шадринск: Шадринский дом печати, 2012. – 332 с.
17. Штенгелов Е. С. Признаки современного глобального расширения земной коры // *Проблемы расширения и пульсаций Земли*. – М.: Наука, 1984. – С. 129–154.
18. Вернадский В. И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. – М.: Наука, 1987. – 340 с.
19. Левитина Е. Е., Якименко И. А. Обоснование эксплуатационных объектов на многопластовых нефтегазоконденсатных месторождениях // *Академический журнал Западной Сибири*. – 2015. – Т. 11, № 4 (59). – С. 28–30.

References

1. Bembel, R. M. (1992). *Vysokorazreshayushchaya ob"emnaya seysmorazvedka slozhno-postroyennykh loyushek uglevodorodov*. Diss. dokt. geol.-min. nauk. Tyumen, 297 p. (In Russian).
2. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2003). *Geosolitony: funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov*. Tyumen, Vektor Buk Publ., 344 p. (In Russian).
3. Bembel, R. M., Bembel, M. R., & Megerya, V. M. (2010). Geo-soliton model of hydrocarbon deposits generation in the North of Western Siberia. *Russian Geophysics*, (6), pp. 9-17. (In Russian).
4. Bembel, R. M. (2016). *Efir-geosolitonnyaya kontseptsiya rastushchey Zemli*. Tyumen, TIU Publ., 403 p. (In Russian).
5. Bembel, R. M., Sukhov, L. A., Khafizov, F. Z., Kornev, V. A. & Shchetinin, I. A. (2018). Ways to increase the geological efficiency of hydrocarbon field development in Western Siberia. *International Journal of Mechanical Engineering and Technology*, 9(9), pp. 131-136. (In English).
6. Bembel, R. M., Sukhov, V. A., & Schetinin, I. A. (2017). Ways of increasing geological efficiency of hydrocarbon fields development in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 6-10. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-6-10
7. Bembel, R. M., Sukhov, L. A. & Shchetinin, I. A. (2017). *Vzaimodeystvie gravitatsii i antigravitatsii pri formirovanii mestorozhdeniy nefiti i gaza*. *Sovremennye tekhnologii neftegazovoy geofiziki: materialy dokladov mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Tyumen, May 18-19, 2017). Tyumen, TIU Publ., pp. 25-30. (In Russian).

8. Sukhov, L. A. (2017). The development of non-traditional and hard-recoverable reserves. *Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh* (Tyumen, 24-28, April, 2017). Tyumen, TIU Publ., pp. 388-389. (In English).
9. Korotenko, V. A., Kushakova, N. P., Zaboeva, M. I. & Aleksandrov M. A. (2015). The dependence of the physical parameters of the viscous oil from the thermobaric conditions and coordinate. *Modern problems of science and education*, (1-1), p. 438. (In Russian).
10. Kropotkin, P. N. (1986). Gipoteza D. I. Mendeleeva o neorganicheskom proiskhozhdenii nefli i ee razvitie sovremennoy nauko. *Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva imeni D. I. Mendeleeva*, 31(5), pp. 482-486. (In Russian).
11. Megerya, V. M. (2009). Poisk i razvedka zalezhey uglevodorodov, kontroliruemyykh geosolitonnoy degazatsiey Zemli. Moscow, Lokus Standi Publ., 256 p. (In Russian).
12. Yanitskiy, I. N. (1979). Gelievaya s'emka. Moscow, Nedra Publ., 96 p. (In Russian).
13. Yanitskiy, I. N. (1987). Zhivaya Zemlya. Novoe v naukakh o Zemle. Moscow, AGAR Publ., 80 p. (In Russian).
14. Mendeleev, D. I. (1947). *Osnovy khimii*. 13th edition. Tom 1. Moscow - Leningrad, GKH Publ., 624 p. (In Russian).
15. Mendeleev, D. I. (1949). *Neft': Sobranie sochineniy*. Tom 10. Moscow - Leningrad, AN SSSR Publ., 830 p. (In Russian).
16. Ognev, I. A. (2012). Zemlya i Vselennaya. Zakony garmonii. Shadrinsk, Shadrinskiy dom pechati Publ., 332 p. (In Russian).
17. Shtengelov, E. S. (1984). Priznaki sovremennoy global'nogo rasshireniya zemnoy kory. *Problemy rasshireniya i pul'satsiy Zemli*. Moscow, Nauka Publ., pp. 129-154. (In Russian).
18. Vernadskiy, V. I. (1987). *Khimicheskoe stroenie biosfery Zemli i ee okruzheniya*. Moscow, Nauka Publ., 340 p.
19. Levitina, E. E., & Yakimenko, I. A. (2015). Obosnovanie ekspluatatsionnykh ob'ektov na mnogoplastovykh neftegazokondensatnykh mestorozhdeniyakh. *Academic Journal of West Siberia*, 11(4(59)), pp. 28-30. (In Russian).

Сведения об авторах

Бембель Роберт Михайлович, д. г.-м. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Бембель Михаил Робертович, главный специалист департамента «Самотлорнефтегаз» ООО «ТННЦ» Роснефть, г. Тюмень

Забоева Марина Ивановна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zaboevami@tyuiu.ru

Левитина Екатерина Евгеньевна, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сухов Леонид Андреевич, аспирант кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Robert M. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Industrial University of Tyumen

Michail R. Bembel, Chief Specialist of the Department "Samotlorneftegaz" of Tyumen Oil Research Center LLC Rosneft, Tyumen

Marina I. Zaboeva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: zaboevami@tyuiu.ru

Ekaterina E. Levitina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Leonid A. Sukhov, Postgraduate at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen