

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/46_2022

УДК 550.361:551.721.732.2:553.98(571.56)

Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И.

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия, n.f.chistyakova@utmn.ru

СОВРЕМЕННОЕ ГЕОТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Построены и проанализированы геотемпературные карты венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения, отражающие состояние современных температур в пластах В₅ и Б₁. Выявлена природа формирования локальных геотемпературных аномалий, трассирующих пути поступления водно-углеводородных флюидов в отдельные блоковые ловушки пластов-коллекторов, приводящих к современному переформированию залежей углеводородов в этих пластах.

Ключевые слова: венд-нижнекембрийские отложения, геотемпературное поле, температурные аномалии, переформирование залежей углеводородов, Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, Сибирская платформа.

Введение

Геотемпературное поле осадочного чехла Земли формируется под влиянием эндо- и экзогенных процессов, происходящих в ее недрах и на поверхности на всех этапах геологического развития планеты. Изучению температурного поля осадочных отложений Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) и сопредельных территорий посвящены работы С.В. Лысак (1968 г.), Б.А. Фукса с соавторами (1982 г.), А.С. Анциферова с соавторами (1986 г.), А.А. Дзюбы (1984 г.), А.Э. Конторовича с соавторами (1986 г.), М.Н. Железняк с соавторами (2005 г.), Г.П. Косачука с соавторами (2016 г.), А.А. Черникова (2019 г.) и др.

Формирование геотемпературного поля Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции обусловлено воздействием следующих факторов: геологическим строением и геодинамической историей территории, определяющими региональные закономерности изменения температур осадочного чехла; литологическим составом горных пород осадочного чехла с учетом их теплофизических свойств; различными физическими и химическими процессами, происходящими в ее недрах и на поверхности на всех этапах геологического развития территории; влиянием изменения климата в позднечетвертичное время, обусловившего образование мощной толщи многолетнемерзлых пород, перекрывающих продуктивные отложения. По данным опубликованных работ [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986; Дучков, Балабаев, Лысак, 1982] решающая роль в формировании структуры геотемпературного поля принадлежит глубинному тепловому потоку, обусловленному эндогенными процессами, протекающими в глубинных горизонтах

подкоровых и отчасти коровых слоев планеты и, в том числе, распадом радиоактивных элементов, вариации которого в большой степени определяются глубинными разломами [Геология нефти..., 1981; Дахнова и др., 2011; К вопросу..., 2013].

На месторождениях углеводородов (УВ) НБА выполнен большой объем региональных исследований, направленных на оценку современного температурного поля осадочного чехла антеклизы и выявление причин формирования его особенностей. На глубинах 2000 м температура пород составляет $+10^{\circ}\text{C}$, что характерно для регионального температурного фона значительной территории НБА, а в интервале глубин 1100-2700 м - $11-36^{\circ}\text{C}$ [Фукс, Савинцев, Рыбьяков, 1982]. На вершине Непского свода температура изменяется в пределах $20-10^{\circ}\text{C}$, но при продвижении в восточном направлении, несмотря на рост глубин залегания отложений осадочного чехла, она снижается и на Иреляхской и Верхневиллючанской площадях на уровне фундамента не превышает $8-10^{\circ}\text{C}$; а величина теплового потока опускается до 20 мВт/м^2 и менее [Лысак, 1968]. Суммарный тепловой поток осадочного чехла НБА колеблется в пределах $20-40\text{ мВт/м}^2$; понижение до 20 мВт/м^2 и менее зарегистрировано в северной части Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), а в центральной и южной частях месторождения его величины составляют $20-30\text{ мВт/м}^2$. Охлаждение отложений осадочного чехла древней платформы, вызванное неоднократным подъемом территории, сопровождавшимся региональными размывами виллючанского, непского, тирского, нижнеданиловского горизонтов венда, усилилось под воздействием мощной толщи многолетнемерзлых пород, сформировавшейся в голоцене. В северной части Среднеботуобинского поднятия, где характер мерзлоты слоисто-прерывистый, толщина многолетнемерзлых пород достигает 200 м; в южной части поднятия, с прерывистым характером многолетнемерзлых пород, их толщина уменьшается до 100 м (А.А. Конторович и др., ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, 2007 г.) [Железняк, 2005; Косачук и др., 2016; Лысак, 1968].

Б.А. Фукс с соавторами (1982 г.) с использованием 664 точечных замеров температуры по площади и 27 замеров по разрезу 118 скважин провели районирование осадочного чехла венд-нижнекембрийских отложений НБА, выявив наличие аномалий, осложняющих поле пластовых температур. При колебаниях средних значений пластовых температур в интервале $15-25^{\circ}\text{C}$ величина геотермического градиента составляет, в среднем, $0,7-1,2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Максимальные значения геотермического градиента, равные $3^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, установлены в пределах южной части антеклизы (Аянская площадь) [Фукс, Савинцев, Рыбьяков, 1982]. Анализируя изменение температур по разрезу НБА, А.С. Анциферов с соавторами (1981 г.) установили, что в разных частях антеклизы скорость нарастания температур с глубиной неодинакова, объяснив это различие изменением теплофизических свойств пород различного

литологического состава. Повышенные температурные аномалии приурочены к зонам разломов, а пониженные - связаны с подтоком холодных инфильтрационных вод [Дахнова и др., 2011; Мельников, 2018].

Главенствующую роль в формировании структуры геотемпературного поля НБА А.А. Дзюба отводит подземным водам, интенсивности и характеру их водообмена с горными породами [Дзюба, 1984]. По мнению А.А. Черникова (2019 г.), локальные положительные геотемпературные аномалии, наблюдаемые на Среднеботуобинском месторождении эпизодически, свидетельствуют о поступлении рассолов. По его данным на глубинах 1000-1500 м температуры пород составляют, соответственно, 5-7°C и 7-12°C. В некоторых скважинах (4, 6, 13, 16) Среднеботуобинского НГКМ зафиксированы температуры 10-13°C и 2-25°C [Черников, 2019].

На фоне региональных размывов отложений венда НБА в отдельных впадинах и погруженных зонах Предпатомского регионального прогиба и Вилючанской седловины накапливались существенно глинистые отложения курсовской свиты, глинисто-карбонатные отложения бюкской, успунской, кудулахской свит, обогащенные сапропелевым и оксикарбосапропелевым рассеянным органическим веществом (РОВ) с подстадиями катагенеза ОВ не ниже МК₂. Накапливавшееся в западной части Вилюйской синеклизы ОВ отложений нижнего и верхнего венда уже в триасе достигало подстадии катагенеза АК₂ [Дахнова и др., 2011].

Среди эндогенных процессов, формирующих тепловой поток в недрах земной коры, следует учитывать и энергетику реакции катагенетического преобразования РОВ нефтегазоматеринских пород, fossilized в глинистых и глинисто-карбонатных породах, вошедших в интервалы зоны катагенеза. Влиянию залежей УВ на структуру геотемпературного поля посвящены работы А.Р. Курчикова (1986, 1987, 1991, 1992 гг.), А.И. Лурье (1963 г.), В.Г. Осадчего (1975 г.), С.И. Сергиенко (1977 г.), Э.Б. Чекалюка (1978 г.) и др. авторов, установивших, что в одних случаях зоны скопления нефтяных и газообразных УВ сопряжены с геотемпературными аномалиями, а в других случаях - нет. Изучая характер распределения геотемпературного поля в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, А.Р. Курчиков показал, что на региональном геотермическом поле мезозойского осадочного чехла, где открыты месторождения нефти, выделяются положительные локальные температурные аномалии, 50% которых зафиксированы в сводовых частях локальных структур, а остальные - приурочены к крыльям поднятий или областям впадин, что, по его мнению, объясняется латеральным движением подземных вод и раньше исследователями этот факт совершенно игнорировался [Курчиков, 1992]. И.И. Нестеров с соавторами полагают, что формирование температурных аномалий вблизи залежей нефти и газа обусловлено

энергетическими процессами преобразования РОВ на стадии формирования залежей УВ и является необходимой предпосылкой формирования этих залежей [Нестеров, Курчиков, Ставицкий, 1980].

Достаточно детально изучены такие процессы преобразования РОВ, как скорость протекания реакций его деструкции и энергия активации этих реакций. По данным Б. Тиссо, энергия активации керогена при его разложении составляет 210-340 кДж/моль [Тиссо, Вельте, 1981]. В работах Н.А. Огильви показано, что тепловой эффект от генерации тепла в глинистых породах Западной Сибири равен $4,7 \cdot 10^{-13}$ Вт/г; в песчаниках - 0 [Огильви, 1956]. Поправка на распад радиоактивных элементов, содержащихся в керогене, - около 3%. Подсчитано, что за период 10^6 лет генерация тепла, выделяемого при разложении 1 см³ нефти, составляет $1,3 \cdot 10^4$ Вт/м³, температура в контуре залежи при этом повышается на +10°C и более [Курчиков, 1992].

Расчеты стандартной свободной энергии (энергия Гиббса) деструкции РОВ различных генетических типов керогена показали, что в интервале температур 25-92°C происходит самопроизвольный распад керогена алинового и алиново-арконового типов, приводящий к образованию более простых УВ-соединений. При этом тепловой эффект реакции разложения керогена алинового типа при $t^{\circ}=+25^{\circ}\text{C}$ равен +240,1 ккал*моль, алиново-арконового типа - +442,9 ккал*моль, увеличиваясь с ростом температуры, воздействующей на кероген. При $t^{\circ}=+92^{\circ}\text{C}$ тепловой эффект деструкции керогена алинового типа составляет +419,7 ккал*моль, а алиново-арконового типа - +547 ккал*моль [Чистякова, 2019]. Следовательно, в интервалах осадочного чехла, где глинистые и глинисто-карбонатные нефтегазоматеринские породы реализуют на стадии катагенеза свой УВ-потенциал, формируются локальные положительные температурные аномалии как на площади, так и в разрезе нефтегазоносного бассейна.

Методика исследования

При изучении геотемпературного поля пластов-коллекторов В₅ и Б₁ Среднеботуобинского НГКМ использовался комплекс сейсмической и электромагнитной разведки, литолого-стратиграфические и геолого-геохимические характеристики пластов. Замеры температур по разрезу поисковых и разведочных скважин выполнялись в период с 1961 по 2008 гг. в открытом стволе скважин и в колонне в ходе испытания пробуренных объектов. Испытание в колонне осуществлялось методом прослеживания уровня флюидов, после восстановления которого и достижения постоянства химического состава пластовой воды, замерялось пластовое давление, температура и отбирались пробы флюидов. Авторами работы построены геотемпературные карты пластов В₅ и Б₁ (рис. 1, 2).

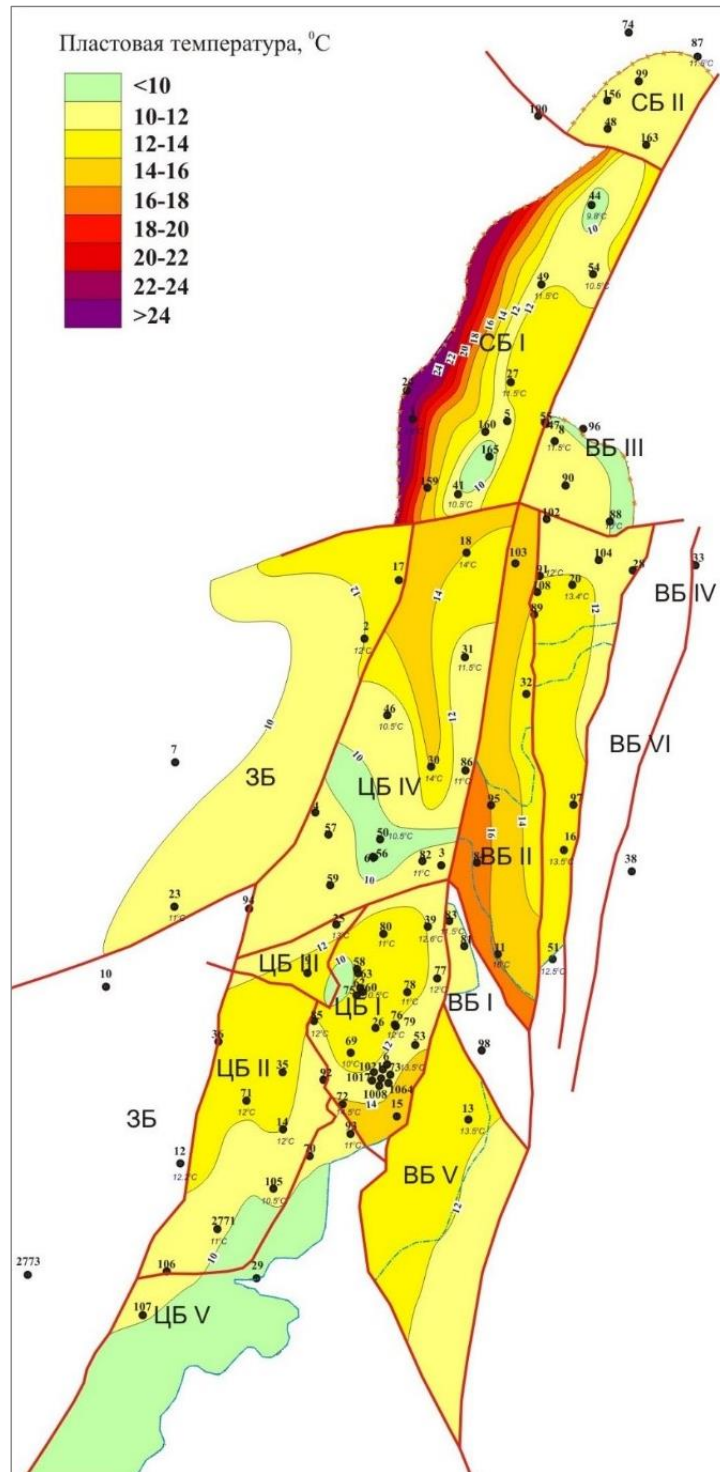


Рис. 1. Геотемпературная карта пласта V₅ Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения

Характеристика объекта и анализ результатов

Среднеботуобинское НГКМ - одно из крупных месторождений Сибирской платформы, введенное в промышленную разработку в 2013 г., расположено в центральной части Мирнинского выступа - положительной структуры I-го порядка, осложняющей НБА, входящую в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Структурный план

месторождения изучен сейсморазведкой МОВ, МОГТ и глубоким бурением. Осадочный чехол месторождения мощностью 1913-2122 м слагают породы вендского, кембрийского, юрского и четвертичного возраста, разделенные региональными перерывами осадконакопления (А.А. Конторович и др., ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, 2007 г.) [Мельников, 2018]. На рис. 3 представлен сводный литолого-стратиграфический разрез Среднеботуобинского НГКМ.

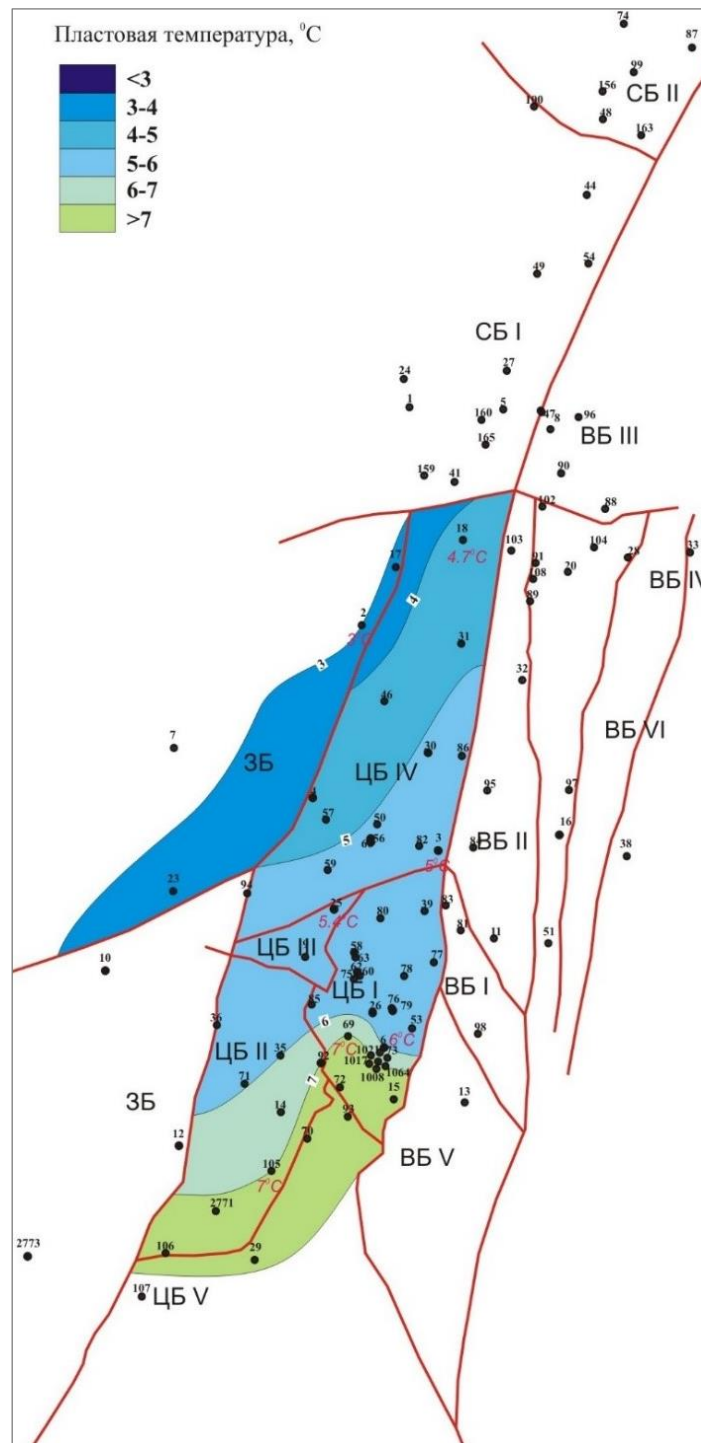


Рис. 2. Геотемпературная карта пласта Б₁ Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения

Структурный план месторождения изучен сейсморазведкой МОВ, МОГТ и глубоким бурением. Брахиантиклинальная складка, к которой приурочено месторождение, - северо-восточного простирания, осложнена нарушениями сбросово-взбросового типа с амплитудой до 30 м, разделяющими структуру с обширным плоским сводом на ряд тектонических блоков [Геология нефти..., 1981; Нефтегазоносные бассейны..., 1994]. Через сводовую часть локального поднятия проходит субмеридианальное дизъюнктивное нарушение с амплитудой 40 м, разделяющее центральный (ЦБ) и восточные (ВБ) блоки месторождения. Субмеридианальные разломы разделяют также ЦБ и западные блоки (ЗБ). Субширотное дизъюнктивное нарушение с амплитудой 5-10 м отделяет северные блоки (СБ) от ЗБ и ЦБ и разделяет восточные блоки (ВБ) (рис. 4).

Большинство нарушений преимущественно север - северо-восточного простирания входят в Вилуйско-Мархинскую зону разломов (А.А. Конторович и др., ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, 2007 г.). В разрезе осадочного чехла месторождения выявлены дайки долеритов среднепалеозойской формации, приуроченные к разломам Вилуйско-Мархинской зоны, и долериты пермо-триасовой формации, переходящие с запада на восток на более высокие стратиграфические уровни. Промышленные продуктивные отложения на месторождении относятся к подсолевым терригенным отложениям верхнего венда (ботуобинский горизонт, пласт В₅) и межсолевым карбонатным отложениям нижнего кембрия (осинский горизонт, пласт Б₁) (А.А. Конторович и др., ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, 2007 г.) [Непско-Ботуобинская антеклиза..., 1986].

В отложениях подсолевого ботуобинского горизонта, выделяемого в объеме нижнебюкской подсветы, залегающего в интервале глубин 1866-2009 м, и погружающегося в юго-восточном направлении, выделяется пласт В₅ - базовый продуктивный горизонт на Среднеботуобинском НГКМ, сложенный преимущественно кварцевыми песчаниками с открытой пористостью коллектора - 2-19%, абсолютной проницаемостью - 2,5 мкм². В отдельных блоковых ловушках пласта В₅ выявлены 13 залежей УВ: в СБ - газоконденсатные; в ЗБ, ЦБ и ВБ - нефтегазоконденсатные, каждая из которых характеризуется своими значениями газоводяного контакта, газонефтяного контакта, водонефтяного контакта (см. рис. 4).

Система	Отдел	Ярус	Свита	Подсвита	Горизонт пласт	Толщина, м	Литологическая колонка	Литологическое описание																				
									МЗКЗ																			
Палеозойская РЗ	Кембрийская -Є	Средний -Є ₂	Майский	br				0-14																				
								0-165																				
								Нижний -Є ₁	Амгинский	mt					82-124													
															Тойлонский	cr				221-319								
																				Ботомский	ol			90-186				
																								Томмотский + атдабанский	tb			250-360
																												93-250
									Томмотский + атдабанский	el					41-60													
															jur				34-160									
																			bl	B1			218-355					
																							bl	B2			32-56	
																											19-38	
								Протерозойская - PR	Вендская - V	V-Є ₁	jrh				48-55													
															kd				19-28									
																			us		B12		96-104					
																							84-93					
															bk	bk ₂			94-126									
																			8-32									
															krs		B12		12-143									
																			B13									
AR															5-25													

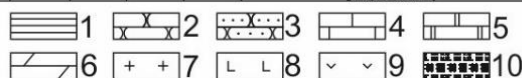
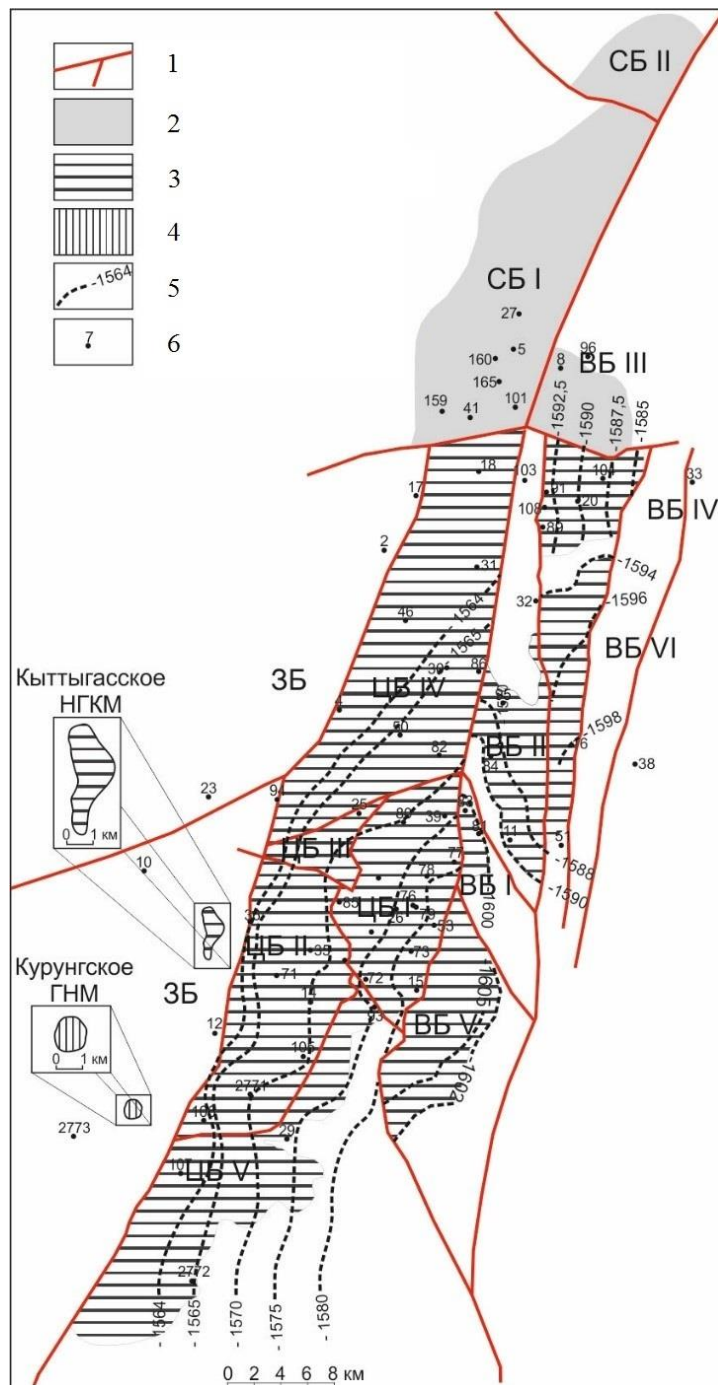


Рис. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения

1 - аргиллиты, 2 - алевролиты, 3 - песчаники, 4 - известняки, 5 - доломиты, 6 - мергели, 7 - соли, 8 - ангидриты, 9 - долериты, 10 - фундамент; свиты: krs - курсовская, bk - бюкская, us - успенская, kd - кудулахская, jrh - юряхская, bl - билирская, jur - юрегинская, nl - нелбинская, el - эльгянская, tb - толбачанская, ol - олекминская, ch - чарская, ic - ичерская, mt - метегерская, br - бордонская, uk - укугутская; продуктивные горизонты: B₁₃ - таллахский, B₁₂ - улаханский, B₅ - ботубинский, B₁₂ - преображенский, B₅, B₄, B₃ - юряхские, B₂, B₁ - осинские.



**Рис. 4. Схема размещения залежей углеводородов (ботубинский горизонт)
Среднеботубинского месторождения**

1 - основные разломы, 2 - газоконденсатные залежи, 3 - нефтегазоконденсатные залежи, 4 - газонефтяные залежи, 5 - поверхность водонефтяного контакта, 6 - поисково-разведочные скважины.

Наибольшие толщины терригенного коллектора (до 34 м) установлены в юго-восточной части локального поднятия, наименьшие (до 1,4 м) - в северо-западной части, вплоть до его выклинивания. Пласт В₅ насыщен полигенными водами: одновременно в отдельных блоках зафиксированы воды гидрокарбонат-натриевого, сульфат-натриевого, хлор-магниевого и хлор-кальциевого генетических типов (по В.А. Сулину), что отражает современный этап

поступления в данный коллектор вод зоны катагенеза с растворенными в них УВ [Чистякова, Драванте, Сивцев, 2020]. Геотемпературная карта для пласта В₅ построена по 43 скважинам, где имеются замеры температур (см. рис. 1). По площади СБ пласта В₅ температуры изменяются от 9,8°C (скв. 44) до 24°C (скважины 1, 24), регионально нарастая в направлении погружения западного крыла блоковой ловушки СБ I пласта, что, по мнению авторов, обусловлено недавним и современным этапами поступления водно-УВ флюидов новой подстадии катагенеза в эту блоковую ловушку из нефтегазопродуцирующих толщ, расположенных западнее СБ I. В ЗБ температура +11°C зафиксирована в скв. 23, температура +12°C - в скв. 2 и нарастают в направлении субмеридианального и субширотного разломов.

В ЦБ пласта В₅ температуры изменяются от 10 до 14,5°C. Температуры 10°C зафиксированы в скв. 69; температуры +14,5°C - в скважинах 72, 18, 30. Общее нарастание температур в этом блоке отмечается в направлении северного субширотного и юго-восточного субмеридианального разломов. В ВБ на температурном фоне 10-12°C, температура +10°C отмечена в скв. 38, температуры +16°C - в скв. 11. Во всех восточных тектонических блоках пластовая температура повышается в направлении разломов. В целом по площади пласта В₅ современные температуры нарастают с юга на север, проявляя в каждом тектоническом блоке свои особенности, при которых локальные аномалии температур фиксируются в различных зонах отдельных блоковых ловушек (на крыле структуры СБ I или вблизи разломов: ЦБ I, ЦБ II, ЦБ IV, ВБ I, ВБ IV). В этом пласте наиболее высокие современные температуры зафиксированы в СБ I и ВБ II. Юго-восточное направление поступления водно-УВ флюидов в ловушки пласта В₅ со стороны Предпатомского регионального прогиба подтверждается высоким значением газового фактора подземных вод 1120 м³/м³ (скв. 78) по сравнению с величиной газового фактора, равного 62 м³/м³ (скв. 92) и 103 м³/м³ (скв. 2771). Возможности северо-западного направления поступления флюидов в пласт В₅ со стороны Курейской синеклизы рассматриваются в работах [Ивченко, Поляков, Ивченко, 2016; Яковлев, Семашев, 1982].

Отложения осинского горизонта - верхнего продуктивного горизонта осадочного чехла месторождения, приуроченные к подошвенной части юрхской свиты нижнекембрийских отложений, сложены органогенными известняками, вторичными доломитами и прослеживаются в наиболее приподнятых частях НБА. Общая толщина осинского горизонта 50-70 м (А.А. Конторович и др., ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, 2007 г.). Пласт В₁, залегающий в интервале глубин 1413-1685 м, содержит залежи УВ в ЗБ и ЦБ. Открытая пористость коллекторов каверно-порового, порового и трещинно-порового типов с эффективными толщинами 2-9 м изменяется в пределах 10-20%, газопроницаемость - 0,043 мкм².

Залежь ЗБ - тектонически-экранированная, газоконденсатная; ЦБ - нефтегазоконденсатная, тектонически экранированная, площадью 727 км², высотой 60 м, в том числе нефтенасыщенная часть составляет 25 м, газонасыщенная - 35 м. Осинский горизонт перекрывается мощной толщей каменной соли. Пластовые воды, насыщающие пласт-коллектор, - полигенные с минерализацией от 200 до 493 г/л, характеризуются хлоркальциевым, гидрокарбонат-натриевым и сульфат-натриевым генетическими типами (по В.А. Сулину) [Чистякова, 2019; Чистякова, Драванте, Сивцев, 2020].

Геотемпературная карта пласта Б₁ построена по 7 скважинам в ЦБ и ЗБ, где проведены замеры температур (см. рис. 2). В ЗБ замеренная температура составляет 3°C (скв. 2); в скважинах ЦБ (3, 25, 53 и др.) пластовые температуры повышаются до + 5 и 6°C. в скв. 18 - до 4,7°C и до 7°C - в скважинах 25, 69, 105. Изменяясь по площади пласта от 3°C до 7°C, современные температуры нарастают с северо-запада на юго-восток структуры, а в ЦБ ловушке - в направлении юго-восточных разломов.

Современная нестационарность геотемпературного поля пластов В₅ и Б₁, проявляющаяся в наличии локальных температурных аномалий, приуроченных к различным частям блоковых ловушек венд-нижнекембрийских отложений, отражает процессы недавнего и современного поступления новых порций более прогретых водно-УВ флюидов, образующихся в нефтегазопродуцирующих породах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на новой подстадии катагенеза, что сопровождается переформированием залежей УВ в этих пластах в настоящее время. Углеводородогенерационный потенциал отложений, слагающих разрезы Предпатомского регионального прогиба, Вилюйской и Саяно-Енисейской синеклиз, Катангской седловины установлен ранее [Дахнова и др., 2011; Рязанова, Марков, Плюснин, 2019]. Пик генерации УВ венд-нижнекембрийскими отложениями пришелся на начало триаса [Баженова, 2010].

Выводы

1. Нестационарность современного геотемпературного поля пластов В₅ и Б₁ Среднеботуобинского НГКМ, проявляемая в наличии локальных положительных температурных аномалий, приуроченных к различным зонам (крыло структуры, разломы) отдельных блоковых ловушек вендских и нижнекембрийских отложений, отражает современный этап перераспределения водно-УВ флюидов стадии катагенеза между нефтегазогенерирующими породами и пластами-коллекторами и является мерой преобразования РОВ флюидогенерирующих пород.

2. В пласт В₅ более прогретые водно-УВ флюиды зоны катагенеза в ходе вторичной миграции поступают в СБ I со стороны северо-западного крыла поднятия; в ЗБ, ЦБ I-IV и ВБ

- по субмеридианальным разломам и зонам их пересечения с субширотными разломами. В пласт Б₁ новообразованные водно-УВ флюиды зоны катагенеза поступают в ЦБ по разломам; в ЗБ - со стороны северо-западного крыла поднятия.

3. Выявленная природа геотемпературных аномалий позволяет использовать особенности нестационарного геотемпературного поля для определения направления миграции новообразованных водно-УВ флюидов зоны катагенеза в отдельные блоковые ловушки пластов В₅ и Б₁, положения нефтегазогенерирующей породы и подтверждает современный этап переформирования залежей УВ в венд-нижнекембрийских отложениях Среднеботуобинского НГКМ на очередной подстадии катагенеза.

Литература

Баженова Т.К. Масштабы и время нефтегазообразования в верхнепротерозойских материнских формациях Сибирской платформы // Успехи органической химии: материалы Всероссийской научной конференции. - Новосибирск, 2010. - С. 27-30.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. - М.: Недра. - 1981, 552 с.

Дахнова М.В., Баженова Т.К., Лебедев В.С., Киселев С.М. Изотопные критерии прогноза фазового состава углеводородов в рифейских венд-нижнекембрийских отложениях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. - 2011. - Т.52. - №8. - С. 1199-1209.

Дзюба А.А. Разгрузка рассолов Сибирской платформы. - Новосибирск: Наука, 1984. - 157 с.

Дучков А.Д., Балабаев В.Т., Лысак С.В. Тепловой поток Сибири // Геология и геофизика. - 1982. - №1. - С.42-51.

Железняк М.Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы. - Новосибирск: Наука, 2005. - 228 с.

Ивченко О.В., Поляков Е.Е., Ивченко М.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза и сопредельные территории) // Вести газовой науки. - 2016. - №1 (25). - С. 40-62.

Косачук Г.П., Буракова С.В., Мельникова Е.В., Усенко А.Ю. Оценка факторов, влияющих на начальные термобарические условия Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. - 2016. - №2 (26). - С. 19-27.

Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. - М.: Недра, 1992. - 231 с.

Лысак С.В. Геотермические условия и термальные воды южной части Восточной Сибири. - М.: Наука, 1968. - 120 с.

Мельников Н.В. Венд-нижнекембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Издание 2-ое, дополн. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. - С. 134-142.

Непско-Ботуобинская антеклиза - новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. Новосибирск:

Наука, 1986. - 286 с.

Нестеров И.И., Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Соотношение современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты // Известия АН СССР. Серия геологическая. - 1980. - Т.250. - №2. - С.418-421.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 7. Непско-Ботуобинский регион / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Г.Г. Шемин, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев, А.И. Ларичев, В.Б. Леонтович, М.М. Мандельбаум, В.Д. Матвеев, К.И. Микуленко, А.В. Мигурский, С.А. Моисеев, Б.Л. Рыбьяков, Г.С. Фрадкин, А.Э. Конторович. - Новосибирск, ОИГГиМ СО РАН, 1994. - 77 с.

Огильви Н.А. Геотемпературное поле как один из факторов формирования подземных вод // Тезисы докладов на I Всесоюзном Совещании по геотермическим исследованиям в СССР. - М.: Изд-во АН СССР, 1956. - С. 19-22.

Рязанова Т.А., Марков В.В., Плюснин А.В. Миграционные тренды углеводородов в венд-кембрийских породах Средне-Ботуобинской площади // Новые идеи в геологии нефти и газа - 2019: труды международной научно-практической конференции. - М.: МГУ, 2019. - С. 419-425.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распределение нефти / Перевод с английского языка; под ред. Н.Б. Вассоевича и Р.Б. Сайфуль-Мулюкова. - М.: Мир, 1981.

Фукс Б.А., Савинцев В.К., Рыбьяков Б.Л. Термобарическая характеристика продуктивных пластов Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области и прогноз фазового состояния залежей углеводородов // Геология нефти и газа. - 1982. - №12. - С.46-50.

Черников А.А. Геотермический режим недр Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология: материалы 57-й Международной научной студенческой конференции. - Новосибирск, 2019. - С. 106.

Чистякова Н.Ф. Геохимический аспект формирования геотемпературных аномалий в мезозойских отложениях Западной Сибири // Новые идеи в геологии нефти и газа - 2019: труды Международной научно-практической конференции. - М.: МГУ, 2019. - С. 419-425.

Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И. Особенности ионно-солевого состава подземных вод венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского месторождения на стадии катагенеза // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2020/30_2020.html DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2020

Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г. Гидродинамическое основание выделения водонапорных систем депрессионного типа // Геология нефти и газа. - 1982. - №9. - С. 27-37.

Chistyakova N.F., Dravante V.V., Sivtsev A.I.

Tyumen State University, Tyumen, Russia, n.f.chistyakova@utmn.ru

MODERN GEOTEMPERATURE FIELD OF THE VENDIAN-LOWER CAMBRIAN SECTION OF THE MIDDLE BOTUOBA OIL-GAS-CONDENSATE FIELD

Geotemperature maps of the Vendian-Lower Cambrian section of the Middle Botuoba oil-gas-condensate field were constructed and analyzed, reflecting the state of current temperatures in layers V₅ and B₁. The nature of the formation of local geotemperature anomalies, tracing the paths of water-hydrocarbon fluids inflow into individual block traps of reservoir layers, leading to the modern reformation of hydrocarbon accumulation in these layers, is revealed.

Keywords: *Vendian-Lower Cambrian, geothermal field, temperature anomalies, reformation of hydrocarbon accumulation, Middle Botuoba oil-gas-condensate field, Siberian platform.*

References

Bazhenova T.K. *Masshtaby i vremya neftegazobrazovaniya v verkhneproterozoyskikh materinskikh formatsiyakh Sibirskoy platformy* [Scale and time of oil and gas formation in the Upper Proterozoic parent formations of the Siberian platform]. *Uspekhi organicheskoy khimii: materialy Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii*. Novosibirsk, 2010, pp. 27-30.

Chernikov A. A. Chernikov A.A. *Geotermicheskiy rezhim nedr Nepsko-Botuobinskoy anteklizy* [Geothermal regime of the Nepa-Botuoba anteklise subsurface]. *Geologiya: materialy 57-y Mezhdunarodnoy nauchnoy studencheskoy konferentsii*. Novosibirsk, 2019, pp. 106.

Chistyakova N.F. Dravante V.V., Sivtsev A.I. *Osobennosti ionno-solevogo sostava podzemnykh vod vend-nizhnkembriyskikh otlozheniy Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya na stadii katageneza* [Features of the brine water composition of the Vendian - Lower Cambrian Middle Botuoba oil-gas-condensate field during the catagenesis time]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2020, vol. 15, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/30_2020.html DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2020

Chistyakova N.F. *Geokhimicheskiy aspekt formirovaniya geotemperaturnykh anomalii v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri* [Geochemical aspect of formation of geotemperature anomalies in Mesozoic section of Western Siberia]. *Novye idei v geologii nefti i gaza - 2019: trudy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Moscow: MGU, 2019, pp. 419-425.

Dakhnova M.V., Bazhenova T.K., Lebedev V.S., Kiselev S.M. *Izotopnye kriterii prognoza fazovogo sostava uglevodorodov v rifeyskikh vend-nizhnkembriyskikh otlozheniyakh Leno-Tungusskoy neftegazonosnoy provintsii* [Isotopic criteria for predicting the phase composition of hydrocarbons in the Riphean Vendian-Lower Cambrian section of the Lena-Tunguska petroleum province]. *Geologiya i geofizika*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1199-1209

Duchkov A.D., Balabaev V.T., Lysak S.V. *Teplovoy potok Sibiri* [Heat flow of Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 1982, no. 1, pp. 42-51.

Dzyuba A.A. *Razgruzka rassolov Sibirskoy platformy* [Unloading brines of the Siberian platform]. Novosibirsk: Nauka, 1984, 157 p.

Fuks B.A., Savintsev V.K., Ryb'yakov B.L. *Termobaricheskaya kharakteristika produktivnykh plastov Nepsko-Botuobinskoy neftegazonosnoy oblasti i prognoz fazovogo sostoyaniya zalezhey uglevodorodov* [Thermobaric characteristics of productive layers of the Nepa-Botuoba petroleum region and the forecast of the phase state of hydrocarbon accumulations]. *Geologiya nefti i gaza*, 1982, no. 12, pp. 46-50.

Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy [Geology of oil and gas of the Siberian platform]. Ed. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A. A. Trofimuk. Moscow: Nedra, 1981, 552 p.

Ivchenko O. V., Polyakov E. E., Ivchenko M. V. Ivchenko O.V., Polyakov E.E., Ivchenko M.V. *Vliyanie razryvnoy tektoniki na neftegazonosnost' vendsko-nizhnkembriyskikh otlozheniy yuzhnykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepsko-Botuobinskaya antekliza i sopredel'nye territorii)* [Influence of discontinuous tectonics on the oil and gas content of Vendian-Lower Cambrian section of the

southern regions of the Siberian platform (Nepa-Botuoba anteclise and adjacent territories)]. *Vesti gazovoy nauki*, 2016, no. 1 (25), pp. 40-62.

Kosachuk G.P., Burakova S.V., Mel'nikova E.V., Usenko A.Yu. *Otsenka faktorov, vliyayushchikh na nachal'nye termobaricheskie usloviya Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Assessment of factors affecting the initial thermobaric conditions of the Chayanda oil-gas-condensate field]. *Vesti gazovoy nauki*, 2016, no. 2 (26), pp. 19-27.

Kurchikov A.R. *Gidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti* [Hydrogeothermic criteria of oil and gas content]. Moscow: Nedra, 1992, 231 p.

Lysak S.V. *Geotermicheskie usloviya i termal'nye vody yuzhnoy chasti Vostochnoy Sibiri* [Geothermal conditions and thermal waters of the southern part of Eastern Siberia]. Moscow: Nauka, 1968, 120 p.

Mel'nikov N.V. *Vend-nizhnnekembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [Vendian-Lower Cambrian saline basin of the Siberian platform (stratigraphy, history of development)]. Izdanie 2-oe, dopoln., Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2018, pp. 134-142.

Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Vyp. 7. Nepsko-Botuobinskiy region [Oil and gas basins and regions of Siberia. Nepa-Botuoba region. Issue 7]. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, G.G. Shemin, V.E. Bakin, V.N. Vorob'ev, A.I. Larichev, V.B. Leontovich, M.M. Mandel'baum, V.D. Matveev, K.I. Mikulenko, A.V. Migurskiy, S.A. Moiseev, B.L. Ryb'yakov, G.S. Fradkin, A.E. Kontorovich, Novosibirsk, OIGGiM SO RAN, 1994, 76 p.

Nepsko-Botuobinskaya antekliza - novaya perspektivnaya oblast' dobychi nefti i gaza na vostoke SSSR [Nepa-Botuoba anteclise - a new perspective area of oil and gas production in the Eastern part of the USSR]. Ed. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. Novosibirsk: Nauka, 1986, 286 p.

Nesterov I. I., Kurchikov A. R., Stavitskiy B. P. Nesterov I.I., Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. *Sootnoshenie sovremennykh i maksimal'nykh paleotemperatur v osadochnom chekhle Zapadno-Sibirskoy plity* [Ratio of modern and maximum paleotemperatures in the sedimentary cover of the Western Siberian plate]. *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologicheskaya*, 1980, vol. 250, no. 2, pp. 418-421.

Ogil'vi N.A. *Geotemperaturnoe pole kak odin iz faktorov formirovaniya podzemnykh vod* [Geotemperature field as one of the factors of underground water formation]. *Tezisy dokladov na I Vsesoyuznom Soveshchaniï po geotermicheskim issledovaniyam v SSSR*. Moscow: Izd-vo AN SSSR, 1956, pp. 19-22.

Ryazanova T.A., Markov V.V., Plyusnin A.V. *Migratsionnye trendy uglevodorodov v vend-kembriyskikh porodakh Sredne-Botuobinskoy ploshchadi* [Migration trends of hydrocarbons in the Vendian-Cambrian rocks of the Middle Botuoba area]. *Novye idei v geologii nefti i gaza - 2019: trudy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Moscow: MGU, 2019, pp. 419-425.

Tisso B., Vel'te D. *Obrazovanie i raspredelenie nefti* [Oil formation and distribution]. Ed. N.B. Vassoevich, R.B. Sayful'-Mulyukov. Moscow: Mir, 1981, 504 p.

Yakovlev Yu.I., Semashev R.G. *Gidrodinamicheskoe osnovanie vydeleniya vodonapornykh sistem depressionnogo tipa* [Hydrodynamic basis of allocation of water-pressure systems of depression type]. *Geologiya nefti i gaza*, 1982, no. 9, pp. 27-37.

Zheleznyak M.N. *Geotemperaturnoe pole i kriolitozona yugo-vostoka Sibirskoy platformy* [Geotemperature field and cryolithozone of the South-East of the Siberian platform]. Novosibirsk: Nauka, 2005, 228 p.

