

Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Русского газонефтяного месторождения

В. А. Бешенцев¹, Ю. И. Сальникова^{1,2*}, С. В. Воробьева¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия

*e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Аннотация. В работе рассмотрены гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического бассейна Русского газонефтяного месторождения. В краткой форме описаны природные условия, геологическое строение, геотемпературный режим недр и состав подземных вод апт-альб-сеноманского, неомского и юрского гидрогеологических комплексов. Выявлено изменение состава подземных вод в разрезе апт-альб-сеноманского комплекса, установлена вертикальная инверсионная зональность, затрагивающая и нижежащий неомский комплекс. Описываются некоторые черты регионального распределения пластовых давлений, приводятся гидродинамические схемы апт-альб-сеноманского, неомского и юрского гидрогеологических комплексов, на которых показано, что Русское месторождение находится в зоне низких значений пластовых давлений. Указанная выше вертикальная инверсионная зональность и пониженные пластовые давления связаны с расположением месторождения в пределах элизионной гидродинамической водонапорной системы Ямало-Гыданских линеаментов. Привлечены данные блоково-разломной модели рассматриваемого месторождения, предопределившие миграцию углеводородов и формирование залежей тектонически экранированного типа.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн; гидрогеологический комплекс; минерализация подземных вод; пластовое давление; водонапорная система; мезозойский гидрогеологический бассейн

Hydrogeological conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within the Russkoye gas and oil field

Vladimir A. Beshentsev¹, Yulia I. Salnikova^{1,2*}, Seema V. Vorobjeva¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Abstract. The article is devoted to the hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within the Russkoye oil and gas field. The text gives valuable information on the natural conditions, geological structure, geotemperature regime of the bowels of the Earth and the composition of groundwater of the Aptian-Albian-Cenomanian, Neocomian, and Jurassic hydrogeological complexes. The change in the composition of groundwater in the section of the Aptian-Albian-Cenomanian complex has been revealed. Vertical inversion zoning that traces the underlying the Neocomian complex is established. We describe the main

features of the regional distribution of reservoir pressures. Hydrodynamic schemes of the Aptian-Albian-Cenomanian, Neocomian, and Jurassic hydrogeological complexes are given in the article. These schemes show that the Russkoye gas and oil field is located in the zone of low reservoir pressures. The above vertical inversion zoning and low reservoir pressures are associated with the location of the field within the elisional hydrodynamic water pressure system of the Yamal-Gydan lineaments. The data of the block-fault model of the considered field were used in the course of the study. The block-fault structure predetermined the migration of hydrocarbons and the formation of tectonically screened deposits.

Key words: the West Siberian megabasin; hydrogeological complex; ground-water salinity; reservoir pressure; water pressure system; the Mesozoic hydrogeological basin

Введение

Исследование особенностей гидрогеохимических и гидродинамических условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири с позиций теории о водонапорных системах [1, 2] открывает множество возможностей понимания формирования различных аномалий химического состава подземных вод [3]. За период освоения Западной Сибири было накоплено большое количество информации о гидрогеологических условиях водонасыщенных пород апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов, которая включает в себя сведения о химическом и газовом составе подземных вод, их свойствах и состоянии. Гидрогеологические особенности этих горизонтов напрямую связаны с процессами формирования, существования и разрушения залежей углеводородов. В данной работе мы проанализировали основные особенности апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов Русского месторождения, относящегося к Тазовскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

Объект и методы исследования

Характеристика геологического строения, гидрогеологических и гидрогеохимических условий Русского месторождения приводится на основе интерпретации промысловых и геофизических исследований. Для получения сведений о составе вод мезозойских отложений проведен анализ результатов проб, отобранных из поисковых и разведочных скважин. Систематизированы и обработаны данные множества анализов проб воды апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов, которые отражены в табличном формате. В работе также использованы схемы водонапорных систем Западно-Сибирского мегабассейна [1, 4, 5], согласно которым месторождение отнесено к элизионной геодинамической системе Ямало-Гыданских линейментов. Анализ теплового поля выполнен на основе полевых замеров температур недр и использования региональных данных по Западной Сибири [6, 7].

Результаты и обсуждение

Общие сведения. В административном отношении Русское газонефтяное месторождение относится к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Поселок Тазовский находится в 110 км к северо-западу от границы месторождения. Ближайший населенный пункт Тазовского района — п. Тибейсале — расположен в 65 км к северо-западу.

Климат исследуемого объекта субарктический, со сравнительно коротким, прохладным летом и продолжительной зимой с низким уровнем температур. Среднегодовая температура отрицательна ($-8,5^{\circ}\text{C}$). Средняя температура самого холодного месяца (января) $-27,1^{\circ}\text{C}$, а самого жаркого (июля) $+14,6^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температуры составляет -61°C , абсолютный максимум $+37^{\circ}\text{C}$. Годовая сумма осадков составляет 531 мм, при этом подавляющее количество (до 353 мм) выпадает в теплый период (с апреля по октябрь) [8, 9].

Русское месторождение расположено в бассейне р. Таз и ее притоков разного порядка, наиболее крупной из которых является р. Малая Тотыдэоттаяха. Кроме того, по периметру много озер, площадь которых занимает около 12 % исследуемой территории. Глубина некоторых озер может достигать 4–5 м, что позволяет использовать их для технического водоснабжения буровых установок. Проведенные исследования показали, что в целом экологическое состояние природных вод можно признать удовлетворительным. Однако они подвержены загрязнению на локальных участках и имеют мозаичный характер [2, 10].

Территория исследуемого месторождения отличается своеобразием почв, сформировавшихся в результате сложного взаимодействия зональных биоклиматических и геоморфологических факторов [11, 12]. По характеру растительности изучаемая территория находится в лесотундровой зоне. Растительность представлена кустарничковыми, травяно-моховыми кочковатыми и мохово-лишайниковыми тундровыми сообществами, в сочетании с елово-березово-лиственничными редколесьями, кочковатыми мерзлыми кустарничково-лишайниково-моховыми болотами и бугристыми торфяниками. Лесная растительность приурочена только к относительно дренированным полосам вдоль мелких рек.

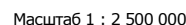
Почвенный покров обладает довольно высокой чувствительностью к антропогенному воздействию, в результате чего является неустойчивым элементом окружающей среды. Результат этого воздействия может проявляться как в загрязнении, так и в нарушении почвенного покрова. Проведенные исследования показали, что современное состояние почвенного покрова на территории Русского газонефтяного месторождения в целом является удовлетворительным, однако, по выявленным концентрациям загрязняющих веществ, позволяют отнести почвы к первому допустимому уровню загрязнения.

В геологическом строении изучаемого района выделены метаморфические породы палеозойского комплекса и осадочные отложения мезозойско-кайнозойского чехла [13].

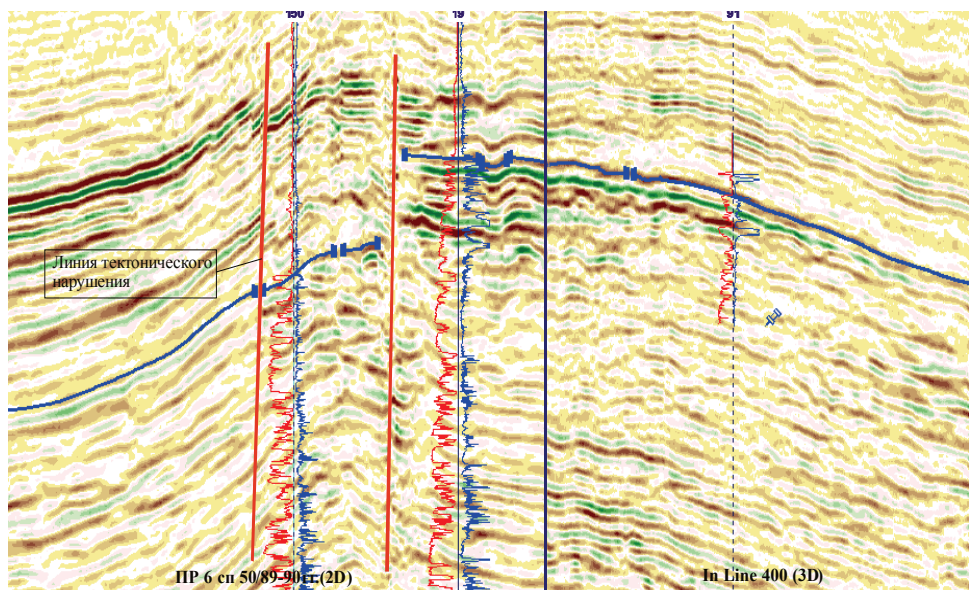
Отложения палеозоя в пределах месторождения бурением не вскрыты. В районе доюрские породы вскрыты на глубинах 3 936–5 500 м (Уренгойское, Южно-Русское, Западно-Таркосалинское и другие месторождения). Породы палеозойского фундамента представлены базальтами, известняками и аргиллитами.

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла в пределах Русского месторождения представлены осадочными образованиями триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под редакцией И. И. Нестерова, 1990 г.) (рис. 1.) Русское месторождение приурочено к одноименному валу, который является северной частью Русско-Часельского мегавала субмеридионального простирания.



Русский вал



**Рис. 2. Сопоставление временных разрезов пересекающихся профилей
ПР 6 сп 50/89-90 (2D) и In Line 400 (3D)**

Полученные данные сейсморазведки, в том числе по методике 3D, помимо высокоамплитудных разломов в пределах Русской структуры, позволили установить множество малоамплитудных дизъюнктивных нарушений, которые делят структуру на тектонические блоки с различным положением газоводонефтяных контактов.

Промышленная нефтегазоносность установлена в пластах ПК₁₋₇ сеноманского яруса покурской свиты. Также в баррем-аптских отложениях открыты небольшие по размерам тектонически экранированные залежи газа в пластах ПК₂₁², ПК₂₂¹. В пласте МХ₈ малохетской свиты выявлена тектонически экранированная залежь газа.

Русское месторождение находится в северо-восточной части Западно-Сибирского мегабассейна. В вертикальном разрезе выделяют три гидрогеологических бассейна: кайнозойский, мезозойский и палеозойский, каждый из которых обладает определенными признаками и характеризуется своеобразной обособленностью в соответствии со стратификацией, предложенной В. М. Матусевичем [14].

По литологическим, геохимическим и гидродинамическим особенностям в разрезе изучаемого месторождения выделяются следующие гидрогеологические комплексы: триас-палеозойский, юрский, неокомский, апт-альб-сеноманский и палеоген-четвертичный. В состав гидрогеологических комплексов входят водоносные и водоупорные горизонты, краткая характеристика которых приведена в таблице 1 с привлечением региональных данных [15].

Основные нефтегазоносные горизонты месторождения и района связаны с мезозойским гидрогеологическим бассейном, включающим в себя апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы, поэтому в данной работе авторские исследования посвящены этим комплексам.

Таблица 1

Схематический гидрогеологический разрез района Русского месторождения

Гидрогеологический комплекс		Слагающие породы; толщина, м	Кп, % Кпр, мД	$\frac{\text{Дебиты}}{\text{м}^3/\text{сут}};$ СДУ*, м	Т, °С
Возраст	Тип проницаемости горных пород				
Четвертичный	Водоносный	Супеси, суглинки с прослоями песков и гравия; от 45 до 100	н/д	н/д	–5,0– –1,5
Турон-палеогеновый	Водоупорный	Преимущественно глины, газсалинская пачка — алевролиты и пески; около 600–850	–	$\frac{1,9}{\text{перелив}}$ (газсалинская пачка)	+2,4**
Апт-альб-сеноманский	Водоносный	Чередование алевроитов, уплотненных песков с прослоями глин; до 800–1 000	$\frac{28-32}{\text{до}}$ 137,9– 210,1	$\frac{n(1-10)}{40-634}$	+15,4– +30,5
Нижнеаптский	Водоупорный	Преимущественно глины; до 25	–	–	+41**
Неокомский	Водоносный	Чередование песчаников, алевролитов и глин; порядка 1 300–1 500	$\frac{16-18}{0,1-100}$	$\frac{n(10-100)}{500-1\ 000}$	+46,5– +75,0
Оксфорд-берриасский	Водоупорный	Глины аргиллитоподобные; около 250	–	–	+76**
Юрский	Водоносный	Чередование пропластов песчаников, алевролитов и глин; около 1 600	$\frac{9-12}{0,01-10}$	$\frac{0,7-1,2}{750-1\ 459}$	+77– +81
Нижнеюрский	Водоупорный	Глины аргиллитоподобные; до 80	–	–	+89**
Триас-палеозойский	Водоносный	Чередование известняков с глинистыми сланцами; вскрыто около 11	н/д	5/532	+110**

Примечание. *СДУ — средний динамический уровень; **+2,4 — расчетное значение температуры.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс приурочен к осадкам покурской свиты, представленной неравномерным чередованием и переслаиванием алевролитов, песчаников с линзовидными прослоями и невыдержанными пластами глин. Общая мощность комплекса достигает 800–1 000 м. Подошвенные глины покурской свиты мощностью до 25 м являются изолирующим водоупором от нижезалегающих неокомских водоносных горизонтов.

Комплекс характеризуется хорошими и средними фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов. На Русском месторождении значения коэффициента пористости (Кп) отложений покурской свиты варьируют в пределах 28–32 %, коэффициента проницаемости (Кпр) — в основном 15,6–90,6, реже — 137,9–210,1 мД [16, 17].

Водообильность пород различная, в основном получены непереливающие притоки (единицы, реже первые десятки м³/сут) при среднем динамическом уровне (СДУ) = 40–634 м. Фонтан пластовой воды с дебитом 250 м³/сут наблюдался в скв. 2 через штуцер d = 10 мм, в скв. 6 — переливающий приток 144 м³/сут через отвод d = 2 мм. Пластовая температура по разрезу комплекса изменяется от +15,4 до +30,5 °С (см. табл. 1).

По классификации В. А. Сулина пластовые воды относятся в основном к хлоридно-кальциевому типу, реже встречаются воды гидрокарбонатно-натриевого состава. При этом гидрокарбонатный тип имеет локальное распространение в некоторых блоках присводовой части Русской структуры, что может свидетельствовать о том, что Русское газонефтяное месторождение находится в переходной, «промежуточной» зоне, в которой одновременно присутствуют в разных пластах разнотипные (полигенетические) воды. Анализируя данные таблицы 2, можно отметить, что величина минерализации по разрезу комплекса хотя и варьирует в близких пределах, но имеет тенденцию уменьшения с глубиной. Так, если пластовые воды сеноманских отложений характеризуются средней минерализацией 11,0 г/дм³ в хлоридно-кальциевом типе и 9,6 г/дм³ — в гидрокарбонатно-натриевом составе, то в водах апт-альбских отложений средняя минерализация падает до 8,9 г/дм³, что не соответствует региональным изменениям данного параметра [15]. Вероятно, установленная на Русском месторождении вертикальная гидрохимическая инверсия в разрезе апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, скорее всего, связана с влиянием тектонических нарушений.

Таблица 2

**Гидрогеохимическая характеристика гидрогеологических комплексов
Русского месторождения (средние значения)**

Единица измерения	Показатель	Гидрогеологический комплекс		
		Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский
	pH	7,6	7,8	7,4
г/дм ³	Минерализация	11,0/9,6* (сеноман) 8,9 (апт-альб)	7,4	22,8
мг/дм ³	Na ⁺ + K ⁺	4 683,3	2 594,1	1 950,0
	Ca ²⁺	394,0	438,0	36,0
	Mg ²⁺	59,8	37,8	7,0
	NH ₄ ⁺	27,0	6,3	5,0
	Cl ⁻	6 671,9	4 621,5	1 560,0
	HCO ₃ ⁻	180,6	146,4	2 684,0
	SO ₄ ²⁻	35,0	9,6	0
	CO ₃ ²⁻	24,0	12,0	0
	J	8,5	7,8	1,78
	Br	31,0	21,3	5,95
	H ₂ S	< 0,002	—	—
	O ₂	6,6	—	—
	Нефтепродукты	0,33	—	—
	rNa/rCl	0,83–0,98/1,05*	0,76–0,96	0,83
г/см ³	Плотность воды	1,006	1,009	1,012
	Тип вод по В. А. Сулину	Хлоридно-кальциевый/ гидрокарбонатно-натриевый*	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый

Примечание. * — локальное распространение.

Подземные воды слабощелочные с $\text{pH} = 7,6$ (см. табл. 2). Содержание основных солеобразующих ионов: хлор — $6\,671,9 \text{ мг/дм}^3$, (натрий + калий) — $4\,683,3 \text{ мг/дм}^3$, кальций — $394,0 \text{ мг/дм}^3$, магний — $59,8 \text{ мг/дм}^3$, гидрокарбонат — $180,6 \text{ мг/дм}^3$, сульфаты — $35,0 \text{ мг/дм}^3$, аммоний — $27,0 \text{ мг/дм}^3$, карбонаты — $24,0 \text{ мг/дм}^3$. Микрокомпоненты содержатся в следующем количестве: йод — $8,5 \text{ мг/дм}^3$, бром — $31,0 \text{ мг/дм}^3$. Плотность воды в среднем — $1,006 \text{ г/см}^3$.

Воды комплекса, как правило, слабо метаморфизованы. Коэффициент gNa/gCl для вод хлоридно-кальциевого типа колеблется в диапазоне $0,83\text{--}0,98$, для гидрокарбонатно-натриевого типа он составляет $1,05$.

Состав водорастворенных газов метановый ($93,53\text{--}99,04 \%$), содержание углекислого газа составляет $0,23\text{--}4,07 \%$, азота — $0,65\text{--}1,05 \%$. Газонасыщенность вод равна $1,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [16, 17].

Неокомский гидрогеологический комплекс приурочен к отложениям малохетской, заполярной и мегионской свит, представленных чередующимися пластами песчаников, алевролитов и глин. Общая мощность водонасыщенных пород на Русском месторождении — $1\,300\text{--}1\,500 \text{ м}$. Подстилающим водоупором для комплекса служат аргиллитоподобные глины подачимовской толщи мегионской и марьяновской свит толщиной около 250 м .

Коллекторские свойства песчаников снижены относительно вышележащего комплекса. Пористость пород готерив-барремского возраста в районе Надым-Тазовского междуречья редко превышает $16\text{--}18 \%$, проницаемость обычно составляет $0,1\text{--}100 \text{ мД}$ или несколько выше, с глубиной происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств.

Воды высоконапорные, водообильность пород различная, часто высокая (десятки — первые сотни $\text{м}^3/\text{сут}$ при СДУ до $500\text{--}1\,000 \text{ м}$). Дебиты скважин при повторном вскрытии пласта перфорацией на Русском месторождении изменялись от $17,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ при СДУ = $1\,261 \text{ м}$ (скв. 25, интервал $1\,996\text{--}2\,008 \text{ м}$) до $168 \text{ м}^3/\text{сут}$ при переливе (скв. 70, интервал $2\,029\text{--}2\,034 \text{ м}$). Температура пластовых вод изменяется от $+46,5$ до $+75 \text{ }^\circ\text{C}$ (см. табл. 1).

Пластовые воды слабосолоноватые с величиной минерализации от $7,4 \text{ г/дм}^3$. Воды в соответствии с классификацией В. А. Сулина относятся к хлоридно-кальциевому типу. Содержание основных солеобразующих компонентов следующее: (натрий + калий) — $2\,594,1 \text{ мг/дм}^3$, кальций — $438,0 \text{ мг/дм}^3$, магний — $37,8 \text{ мг/дм}^3$, хлор — $4\,621,5 \text{ мг/дм}^3$, аммоний — $6,3 \text{ мг/дм}^3$, гидрокарбонаты — $146,4 \text{ мг/дм}^3$, сульфаты — $9,6 \text{ мг/дм}^3$. Из микрокомпонентов содержатся следующие: йод — $7,8 \text{ мг/дм}^3$, бром — $21,3 \text{ мг/дм}^3$. Плотность воды — $1,009 \text{ г/см}^3$. Воды преимущественно слабощелочные ($\text{pH} = 7,8$) (см. табл. 2).

Водорастворенный газ имеет метановый состав ($\text{CH}_4 = 95,61\text{--}99,35 \%$), содержание азота не превышает $2,30 \%$, углекислого газа — $0,58 \%$. Газонасыщенность вод составляет $2,2\text{--}5,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Юрский гидрогеологический комплекс охватывает породы верхневасюганской подсвиты, тюменской, котухтинской, ягельной, береговой свит, изолированные аргиллитоподобными глинами нижневасюганской подсвиты мощностью около 80 м .

Для комплекса в целом характерны очень сильная фациальная изменчивость и неоднородность коллекторских свойств пород. Водонасыщенные пропластки песчаников и алевролитов часто и неравномерно чередуются с уплотненными глинами. Общая вскрытая мощность пород юрского возраста в районе работ составляет около $1\,600 \text{ м}$.

Фильтрационно-емкостные свойства пород, как правило, низкие, водообильность комплекса — невысокая. По имеющимся данным открытая пористость песчаников тюменской и васюганской свит обычно варьирует в пределах 9–12 %, проницаемость — 0,1–10 мД. При испытании юрского комплекса дебиты пластовой воды из отложений васюганской свиты не превышали 0,7–1,2 м³/сут при СДУ = 750–1 459 м (см. табл. 1).

Подземные воды по классификации В. А. Сулина относятся к хлоридно-кальциевому типу, с минерализацией 22,8 г/дм³. Содержание основных солеобразующих ионов: (натрий + калий) — 1 950,0 мг/дм³, кальций — 36,0 мг/дм³, магний — 7,0 мг/дм³, хлор — 1 560,0 мг/дм³, гидрокарбонаты — 2 684,0 мг/дм³. Микрокомпоненты содержатся в следующем количестве: йод — 1,78 мг/дм³, бром — 5,95 мг/дм³. Плотность воды составляет 1,012 г/см³. Воды нейтральные (рН = 7,4). Коэффициент метаморфизации $r_{Na/rCl}$ составляет 0,83. Водородный показатель равен 7,4. Плотность вод — 1,012 г/см³. Температура пластовых вод составляет от +77 до +81 °С (см. табл. 2).

Водорастворенный газ метанового состава. Газонасыщенность вод по региональным данным варьирует от 1,5 до 3,0 м³/м³.

Геотемпературные особенности района исследований

По данным многочисленных исследований, проведенных в результате изучения недр Западной Сибири и анализов фактического материала, установлено, что современный облик теплового режима недр имеет глубинную природу.

Особенности региональных вариаций глубинного теплового потока определяются остаточным воздействием тепловых источников, ответственных за развитие геосинклинальных процессов и неравномерности по площади и во времени завершения их деятельности. Современные геотермические условия определяются также нестационарностью теплового поля, вызванного колебаниями климата в течение четвертичного периода [6, 8].

По результатам исследований нескольких тысяч скважин различных категорий, пробуренных в Западной Сибири, выполнены расчет глубинного теплового потока, являющегося интегративной энергетической характеристикой осадочного чехла и фундамента, а также экстраполяция температур в интервале глубин 500–3 000 м. Это позволило дифференцировать всю территорию Западной Сибири на

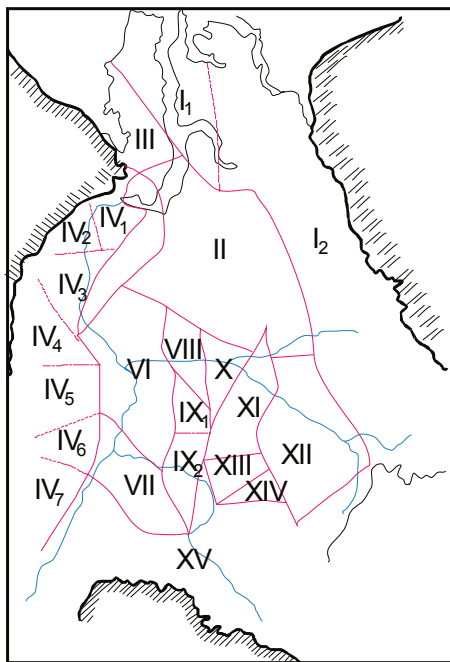


Рис. 3. Районирование Западной Сибири по геотермическим данным:
I–XV — блоки с разной характеристикой глубинного теплового потока

ряд блоков с различным геотермическим режимом. Русское месторождение относится к блоку I (рис. 3). В таблице 1 ввиду отсутствия точечных замеров

температуры горных пород по всему разрезу, по стратонам с недостающей информацией использованы расчетные значения температур.

Территория вышеописанного блока характеризуется слабой дифференциацией глубинного теплового потока, который в основном не превышает 50 мВт/м². Исключением является район Русско-Часельского мегавала, к которому и приурочена исследуемая территория.

Непосредственно на Русском месторождении, расположенном в Пур-Тазовской нефтегазоносной области, глубинный тепловой поток изменяется от 47,3 до 57,0 мВт/м² [7, 8]. Почти повсеместно наблюдаются локальные вариации исследуемого параметра, достигающие 3–4 мВт/м². Вероятно, имеется корреляционная связь между локальными флуктуациями теплового потока и наличием многочисленных дизъюнктивных нарушений, разделяющих исследуемый участок на блоки и, возможно, являющихся флюидопроводниками. Согласно замеренным данным, средний геотермический градиент в интервале апт-сеноманских отложений не превышает 3–3,5 °С/100 м. Распределение температур по разрезу осадочного чехла по данным точечных замеров подчиняется закономерностям теплового поля, что подтверждается графически на рисунке 4.

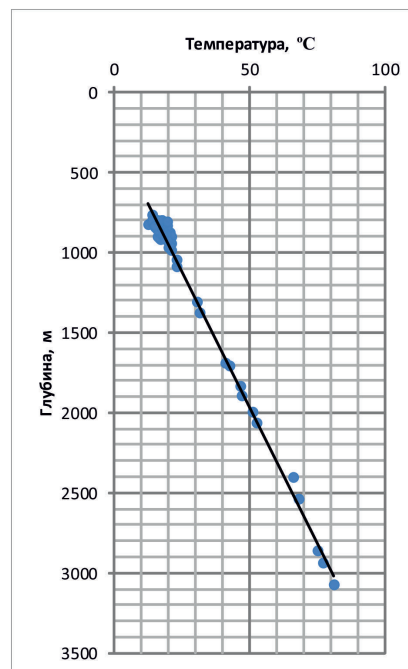


Рис. 4. Распределение температур по разрезу осадочного чехла

Гидродинамические особенности района исследований

Согласно схеме водонапорных систем [1, 4, 5], месторождение относится к элизионной геодинамической системе Ямало-Гыданских линеаментов. Это зона сочленения разновозрастных блоков, что предопределило специфические черты гидродинамического поля месторождения: Русское месторождение находится в зоне низких значений пластовых давлений.

Ниже приводятся (рис. 5–7) схемы распределений пластовых давлений северной части Западно-Сибирского мегабассейна, построенные по апт-альб-сеноманскому, неокомскому и юрскому гидрогеологическим комплексам (в рисунках стрелками показаны направления градиентов давления).

В основу составленных схем гидродинамического состояния водонапорных систем мезозойского гидрогеологического бассейна севера Западно-Сибирского мегабассейна заложены показатели величин превышения пластового давления над условным приведенным гидростатическим напором, соответствующим поверхности абсолютной нулевой отметки [8].

Расчет величин превышения пластового давления (ΔP , м) производился по формуле

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - H_0, \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление столба воды, м; H_0 — приведенное гидростатическое давление, м.

Результаты расчета избыточных пластовых давлений по гидрогеологическим комплексам мезозойского гидрогеологического бассейна Русского месторождения приводятся в таблице 3.

Таблица 3

**Гидродинамические показатели водоносных гидрогеологических комплексов
Русского месторождения**

Гидрогеологический комплекс	Интервал определения, м		$P_{пл}$, м	H_0 , м	Абсолютная отметка пьезометрического уровня, м	ΔP , м
Апт-альб-сеноманский	967	1 016	1 018	972	44	46
Неокомский	2 285	2 296	2 279	2 252	44	27
Юрский	3 480	3 500	3 420	3 470	75	150

Несмотря на некоторую условность расчетов показателей ΔP , выполненных по формуле (1), полученные результаты позволяют проследить состояние водонапорной системы и по высоте столба воды над дневной поверхностью оценить потенциальную возможность разгрузки и характер движения пластовых вод.

Характер изменения пьезометрической поверхности можно проследить почти на всей территории севера бассейна. Из рассмотренных схем пластовых давлений, построенных по апт-альб-сеноманскому (см. рис. 5), неокомскому (см. рис. 6), юрскому (см. рис. 7) водоносным комплексам, можно видеть изменения пластовых давлений в северной части Западно-Сибирского мегабассейна.



Рис. 5. Гидродинамическая схема апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (ΔP , м)

Самые высокие отметки пьезометрических уровней отмечаются в северо-западной приуральской и северо-восточной частях бассейна. По юрскому, неокомскому, апт-альб-сеноманскому комплексам здесь фиксируются обширные площади, где избыточное пластовое давление составляет 150–200 м при абсолютных отметках дневной поверхности не более 100 м. Далее пьезометрическая поверхность понижается к центральным районам.

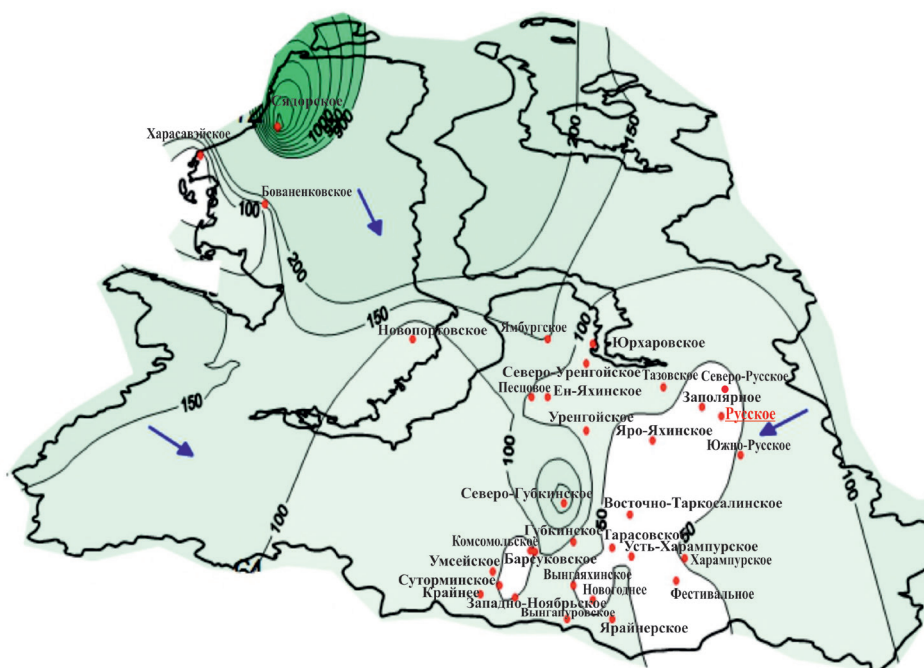


Рис. 6. Гидродинамическая схема неокомского гидрогеологического комплекса (ДР, м)

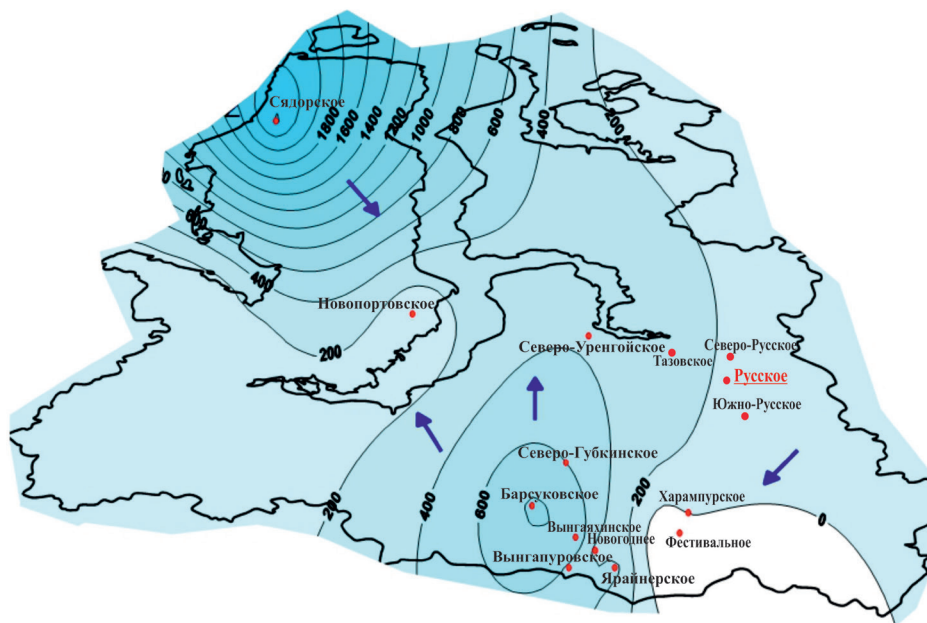


Рис. 7. Гидродинамическая схема юрского гидрогеологического комплекса (ДР, м)

На приведенных схемах отчетливо видно, что в центральных и отчасти в северных районах в гидрогеологических комплексах пластовые воды обладают высокими избыточными давлениями. Здесь очаги с повышенными пластовыми давлениями несут локальный характер и фиксируются на отдельных участках. Происхождение этих давлений, величина которых существенно меняется в различных участках севера бассейна, связано с литостатическими и тектоническими напряжениями, возникающими в неоднородных глинисто-песчаных толщах в результате блоковых движений фундамента [1, 4, 18]. Движение подземных вод направлено в основном от обрамлений бассейна к центральным районам и далее на север. Можно предположить, что разгрузка подземных вод антиклинального склона происходит в Обскую, а моноклинального — в Тазовскую губу бассейна [19, 20].

Выводы

Гидрогеология мезозойских отложений Русского месторождения определена историей формирования элизионной геодинамической водонапорной системы Ямало-Гыданских линеаментов и современными неотектоническими процессами. Именно с этим связано наличие инверсионной вертикальной гидрогеохимической зональности в мезозойском гидрогеологическом бассейне, которая прослеживается в уменьшении минерализации как в разрезе апт-альб-сеноманского комплекса — от 11,0 (сеноман) до 8,9 г/дм³ (апт-альб), так и в нижезалегающем неокомском комплексе (7,4 г/дм³), увеличиваясь до 22,8 г/дм³ в юрском комплексе, а также наличие низких пластовых давлений. Описанные гидрогеохимические и гидродинамические особенности должны быть приняты во внимание при проектировании полигона закачки сточных вод и корректировке моделей разработки углеводородов.

Библиографический список

1. Матусевич, В. М. Роль литогенеза, зон разломов и рифтовых систем в перераспределении вещества и энергии в Западно-Сибирском мегабассейне / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2004. — № 2. — С. 4–11.
2. Бешенцев, В. А. Техногенное воздействие на подземные воды Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона и оценка степени их защищенности / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. — DOI 10.31660/0445-0108-2015-4-20-24. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 4. — С. 20–24.
3. Tóth, J. Gravitational Systems of Groundwater Flow : Theory, Evaluation, Utilization / J. Tóth. — Cambridge University Press (the United Kingdom), 2009. — 297 p. — Текст : непосредственный.
4. Матусевич, В. М. Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова, Т. Ю. Яковлева. — Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. — 2014. — № 8 (часть 6). — С. 1400–1407.
5. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. — Текст : непосредственный // Советская геология. — 1986. — № 2. — С. 17–122.
6. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. — Москва : Недра, 1987. — 134 с. — Текст : непосредственный.
7. Бешенцев, В. А. Подземная гидросфера севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2014. — № 4. — С. 6–11.

8. Абатурова, И. В. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-Ненецкого автономного округа : геологический отчет / И. В. Абатурова, В. А. Бешенцев. – Екатеринбург : Бюро экологических экспертиз, 2003. – 394 с. – Текст : непосредственный.
9. Чувашов, Г. И. Гыданско-Тазовская природная зона / Г. И. Чувашов. – Санкт-Петербург : ВСЕГЕИ, 1997. – 180 с. – Текст : непосредственный.
10. Бешенцев, В. А. Техногенное воздействие на окружающую среду в результате освоения и эксплуатации Русского нефтегазового месторождения (природные воды) / В. А. Бешенцев, Е. И. Павлова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 3. – С. 68–80.
11. Бешенцев, В. А. Техногенное воздействие на окружающую среду в результате освоения и эксплуатации Русского нефтегазового месторождения (почвы) / В. А. Бешенцев, Е. И. Павлова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 7. – С. 76–83.
12. Беспалова, Ю. В. Воздействие нефтегазовых промыслов на почвы криолитозоны севера Западной Сибири / Ю. В. Беспалова, Т. В. Семенова, В. А. Бешенцев. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-4-6-10. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 6–10.
13. Бешенцев, В. А. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) : монография / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский гос. нефтегазовый ун-т. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 223 с. – Текст : непосредственный.
14. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рылков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
15. Hydrogeology of Mesozoic deposits of the North-Russian gas condensate field in Western Siberia / V. A. Beshentsev, R. N. Abdrashitova, I. G. Sabanina [et al.]. – Текст : непосредственный // International Journal of Advanced Science and Technology. – 2020. – Vol. 29, Issue 4. – P. 2201–2207.
16. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 1) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 10–22.
17. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 2) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 19–30.
18. Дюнин, В. И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский гос. ун-т им. М. В. Ломоносова. – Москва : Научный мир, 2000. – 472 с. – Текст : непосредственный.
19. Характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова, И. Г. Сабанина, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-39-48. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 39–48.
20. Beshentsev, V. A. Factors for formation of hydrogeochemical groundwater composition in the north of Russia's West Siberia / V. A. Beshentsev, T. V. Semenova, A. N. Popova. – Текст : непосредственный // 16th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM2016, Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining. – 2016. – Book 1, Vol. 3. – P. 109–114.

References

1. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2004). Rol' litogeneza, zon razlomov i riftovykh sistem v pereraspredelenii veshchestva i energii v Zapadno-Sibirskom megabasseyne. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (2), pp. 4-11. (In Russian).

2. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). Technogenic impact on Yamal-Nenets oil and gas producing region ground waters and assessment of their protection degree. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 20-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-20-24
3. Tóth, J. (2009). *Gravitational Systems of Groundwater Flow: Theory, Evaluation, Utilization*. Cambridge University Press, 297 p. (In English).
4. Matusevich, V. M., Abdrashitova, R. N., & Yakovleva, T. Yu. (2014). Largest geodynamic water pressure system of the West Siberian megabasin. *Fundamental research*, (8(chast' 6)), pp. 1400-1407. (In Russian).
5. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). *Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseyina*. *Sovetskaya geologiya*, (2), pp. 17-122. (In Russian).
6. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). *Geotermya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri*. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
7. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2014). Underground hydrosphere of the West Siberia North (within the Yamal-Nenets oil and gas producing region). *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (4), pp. 6-11. (In Russian).
8. Abaturova, I. V., & Beshentsev, V. A. (2003). *Otsenka resursov i kachestva podzemnykh vod YAmalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga: geologicheskii otchet*. Ekaterinburg, Byuro ekologicheskikh ekspertiz Publ., 394 p. (In Russian).
9. Chuvashov, G. I. (1997). *Gydansko-Tazovskaya prirodnaya zona*. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 180 pp. (In Russian).
10. Beshentsev, V. A., & Pavlova, E. I. (2011). Tekhnogennoe vozdeystvie na okruzhayushchuyu sredu v rezul'tate osvoeniya i ekspluatatsii Russkogo neftegazovogo mestorozhdeniya (prirodnye vody). *Gornye vedomosti*, (3), pp. 68-80. (In Russian).
11. Beshentsev, V. A., & Pavlova, E. I. (2011). Tekhnogennoe vozdeystvie na okruzhayushchuyu sredu v rezul'tate osvoeniya i ekspluatatsii Russkogo neftegazovogo mestorozhdeniya (pochvy). *Gornye vedomosti*, (7), pp. 76-83. (In Russian).
12. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Beshentsev, V. A. (2016). Influence of oil and gas field soils of the cryolithic zone of the Western Siberia north. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 6-10. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-6-10
13. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). *Podzemnye vody severa Zapadnoy Sibiri (v predelakh Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona)*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 223 p. (In Russian).
14. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyina*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
15. Beshentsev, V. A., Abdrashitova, R. N., Sabanina, I. G., Salnikova, Yu. I., & Lazutin, N. K. (2020). Hydrogeology of Mesozoic deposits of the North-Russian gas condensate field in Western Siberia. *International Journal of Advanced Science and Technology*, 29(4), pp. 2201-2207. (In English).
16. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 1). *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 10-22. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22
17. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 2). *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 19-30. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30
18. Dyunin, V. I. (2000). *Gidrogeodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseyinov*. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 472 p. (In Russian).
19. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., Sabanina, I. G., & Vorobjeva, S. V. (2019). Characteristics of groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin at the fields of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 39-48. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-39-48

20. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Popova, A. N. (2016). Factors for formation of hydrogeochemical groundwater composition in the north of Russia's West Siberia. 16th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM2016, Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining, 3(Book 1), pp. 109-114.

Сведения об авторах

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., доцент, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сальникова Юлия Ивановна, аспирант, Тюменский индустриальный университет, заведующий лабораторией Западно-Сибирского института проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Воробьева Сима Васильевна, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Yulia I. Salnikova, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Head of Laboratory of the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Seema V. Vorobjeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen