

## Особенности геологического строения нефтегазоконденсатного месторождения Томской области

С. Ф. Мулявин<sup>1\*</sup>, А. В. Бяков<sup>2</sup>, Р. А. Нещадимов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

<sup>2</sup>ООО «МНП «ГЕОДАТА», г. Тюмень, Россия

\*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

**Аннотация.** Нефтегазоконденсатное месторождение X располагается в Парабельском районе Томской области, является крупным по количеству извлекаемых запасов. Нефтегазоносность приурочена к юрским отложениям тюменской и васюганской свит. Коллектора васюганской свиты представляют собой морские и прибрежно-морские отложения, характеризующиеся чередованием песчаников, аргиллитов, алевролитов, глин, и обладают сложным внутренним строением. Продуктивные отложения тюменской свиты имеют континентальный генезис, отличаются значительной литологической изменчивостью. В продуктивных пластах выделена одна нефтяная (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), одна газонефтяная (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) и три газоконденсатных (пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>) залежи. В статье проанализированы особенности геологического строения и условий осадконакопления продуктивных пластов. Флюид залежи Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> по своему фазовому состоянию и физико-химическим свойствам является «летучей нефтью», фазовое состояние которой близко к окологкритическому. Коллекторы продуктивных пластов терригенного типа, поровые, низкопроницаемые, при этом продуктивность пластов по нефти высокая ввиду сверхнизкой вязкости нефти.

**Ключевые слова:** геология; геолого-физическая характеристика; нефтегазоконденсатное месторождение; геологическое строение

## Features of the geological structure of an oil and gas condensate field in Tomsk region

Semen F. Mulyavin<sup>1\*</sup>, Aleksandr V. Byakov<sup>2</sup>, Roman A. Neschadimov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>MNP GEODATA LLC, Tyumen, Russia

\*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

**Abstract.** The X oil and gas condensate field is located in Parabel district of Tomsk region; the field is large in terms of recoverable reserves. Oil and gas content is confined to Jurassic sediments of Tyumen suite and Vasyugan suite. The reservoirs of the Vasyugan suite are marine and coastal-marine sediments, characterized by alternating sandstones, mudstones, siltstones, clays and exhibit complex internal aging. The productive deposits of the Tyumen suite are of continental origin and are distinguished by significant lithological variability. One oil deposit (J<sub>1</sub><sup>1</sup> stratum), one gas and oil deposit (J<sub>1</sub><sup>2</sup> stratum) and three gas condensate deposits (J<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, J<sub>3</sub>, J<sub>4-5</sub> strata) were identified in the productive formations. The article analyzes the features of the geological structure and conditions of sedimentation of productive strata. In terms of its phase state and physicochemical proper-

ties, the fluid of the  $J_1^1$  deposit is a "volatile oil", phase state of which is close to the near-critical. Reservoirs of productive formations are of terrigenous type, porous, low-permeability, while the oil productivity of the formations is high due to the ultra-low oil viscosity.

*Key words:* geology; geological and physical characteristics; oil and gas condensate field; geological structure

### **Введение**

Открытое в 1967 году нефтегазоконденсатное месторождение X находится в Парабельском районе Томской области, северо-западнее города Томска, и относится к Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Промышленная нефтегазоносность приурочена к юрским отложениям тюменской и васюганской свит. В разрезе месторождения выделены 5 продуктивных пластов:  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^{3-4}$ ,  $Ю_3$  и  $Ю_{4-5}$ .

По объему извлекаемых запасов углеводородов месторождение относится к категории крупных.

### **Объект и методы исследования**

Объектом исследования являются продуктивные пласты  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^{3-4}$ ,  $Ю_3$  и  $Ю_{4-5}$  нефтегазоконденсатного месторождения X, расположенного в Парабельском районе Томской области.

В статье приводятся результаты выполненного анализа особенностей геологического строения пластов, приуроченных к юрским отложениям тюменской и васюганской свит, определены условия осадконакопления пород-коллекторов, проведена оценка их геолого-физической характеристики.

### **Результаты**

Васюганская свита на месторождении X представлена продуктивными пластами  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$  и  $Ю_1^{3-4}$ , образованными морскими и прибрежно-морскими отложениями, для которых характерно чередование песчаников, аргиллитов, алевролитов и глин. Внутреннее строение васюганской свиты в связи с наличием размывов и замещением в отдельных объектах коллекторов глинистыми непроницаемыми породами является достаточно сложным [1, 2]. В каждом из продуктивных пластов верхнеюрских отложений выделено по одной залежи. Фрагмент сводного геологического разреза приведен на рисунке 1.

Залежь пласта  $Ю_1^1$  пластово-сводового стратиграфически экранированного типа, на западе и юге выявлены зоны размыва пласта, ограничивающие залежь, на севере и востоке залежь ограничена внешним контуром нефтеносности, через центральную часть месторождения протягивается узкая зона отсутствия пласта [3].

Пласт  $Ю_1^1$  сверху перекрыт регионально выдержанной покрывкой, представленной породами георгиевской свиты. Георгиевская свита состоит из аргиллитов с многочисленными останками ростров белемнитов. Мощность пород георгиевской свиты составляет 5–10 м.

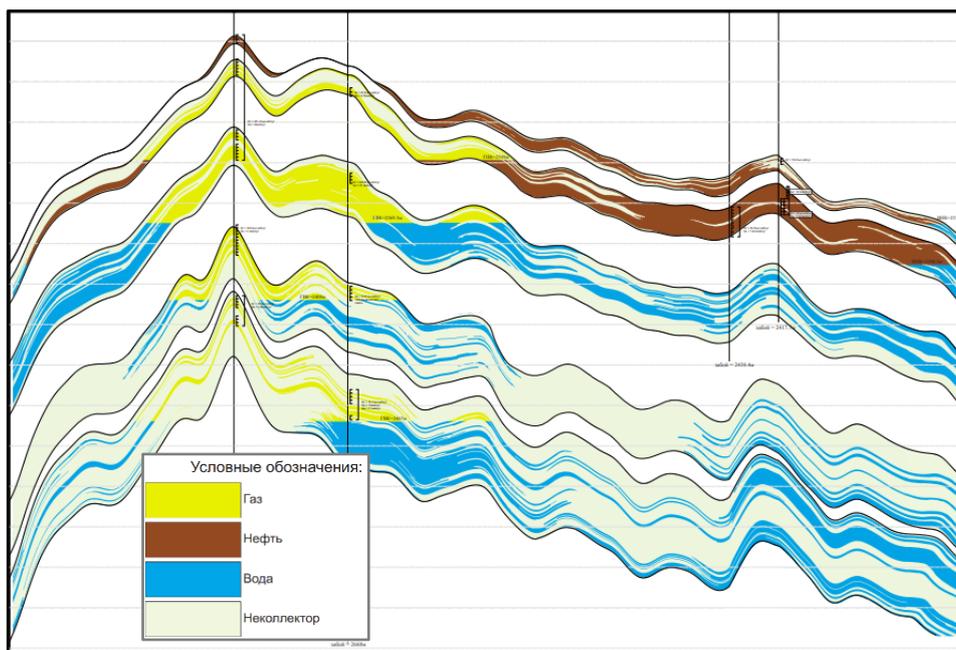


Рис. 1. Фрагмент сводного геологического разреза

Породы пласта сложены алевролитами с прослоями аргиллитов, песчаниками, встречаются доломитистые песчаники и аргиллиты, доломитизированные аргиллиты преобладают в покрывке. Песчаники характеризуются значительными площадями распространения и высокой выдержанностью. Коллекторами являются песчаники и песчаные алевролиты.

При испытаниях скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> был получен приток газа и конденсата без обводненности. По результатам более поздних исследований глубинных проб представления о пластовой системе изменились, и она была классифицирована как нефтяная [4, 5].

Высота залежи Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> — 92,5 м. Наивысшая отметка кровли коллектора составляет 2 278 м. По данным, полученным в результате опробования скважин и интерпретации геофизических исследований, уровень водонефтяного контакта установлен в интервале — 2 370–2 371,1 м. Протяженность залежи с севера на юг — 18 км, с запада на восток — 12,3 км, площадь нефтеносности — 171 482 тыс. м<sup>2</sup>.

Значение коэффициента пористости по скважинам изменяется в интервале от 0,143 до 0,19, среднее по залежи составляет 0,172.

Значение коэффициента нефтенасыщенности по скважинам изменяется в интервале от 0,545 до 0,885, среднее по залежи составляет 0,736.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируются от 0,5 до 6,5, среднее по залежи составляет 3,1 м. Максимальными эффективными и эффективными нефтенасыщенными толщинами характеризуется пониженный участок палеоструктуры в северной и северо-западной части залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, в данной зоне наблюдается скопление песчаного материала (рис. 2).

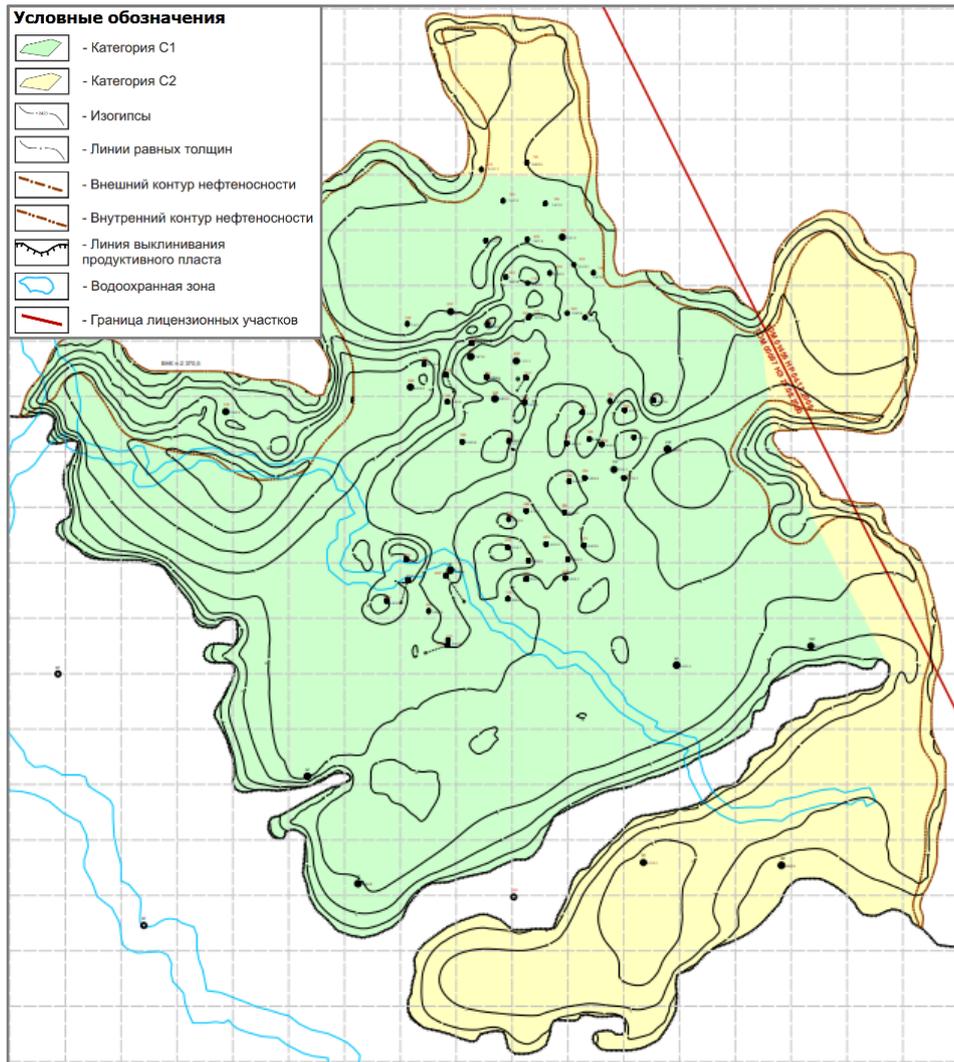


Рис. 2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> распространен на всей площади структуры и является основным объектом разработки. В составе объекта выявлена пластово-сводовая нефтяная залежь, имеющая газовую шапку.

Глинистая перемычка, разделяющая пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, образована алеврито-глинистыми породами, среди которых преобладают глинистые алевролиты, значительно реже отмечаются более грубые песчано-алевритовые разности и аргиллиты. Толщина покрывки над пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> составляет 8–10 м.

Породы пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> представлены алевролитами, песчаниками с прослоями аргиллитов, углей. Присутствуют также доломитистые и известковистые крепко сцементированные песчаники и алевролиты. Коллекторами являются средне-мелкозернистые песчаники и песчаные алевролиты.

Наивысшая отметка кровли коллектора определена на глубине 2 291 м в газовой шапке. Высота газовой части пласта — 48,0 м, нефтяной — 51,5 м. Газонефтяной контакт установлен на глубине 2 339 м, водонефтяной контакт — 2 390,5 м. Размеры нефтяной площади оторочки с запада

на восток — 21 км, с севера на юг — 22 км, размеры газовой шапки с запада на восток — 9 км, с севера на юг — 7 км.

Среднее значение коэффициента пористости по нефтяной части залежи — 0,157, по скважинам изменяется от 0,131 до 0,177. Среднее значение коэффициента пористости по газонасыщенной части пласта — 0,157, по скважинам изменяется от 0,149 до 0,162.

Среднее значение коэффициента нефтенасыщенности по залежи — 0,542, газонасыщенности — 0,650, по скважинам коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0,375 до 0,704, коэффициент газонасыщенности — от 0,631 до 0,693.

Значение нефтенасыщенных толщин по скважинам находится в диапазоне от 2,4 м до 17,5 м. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин по залежи — 6,6 м. Наибольшие нефтенасыщенные толщины приурочены к северной части залежи.

Среднее значение газонасыщенных толщин по залежи составляет 3,4 м, по скважинам изменяется от 3,2 м до 4,3 м (рис. 3 и 4).

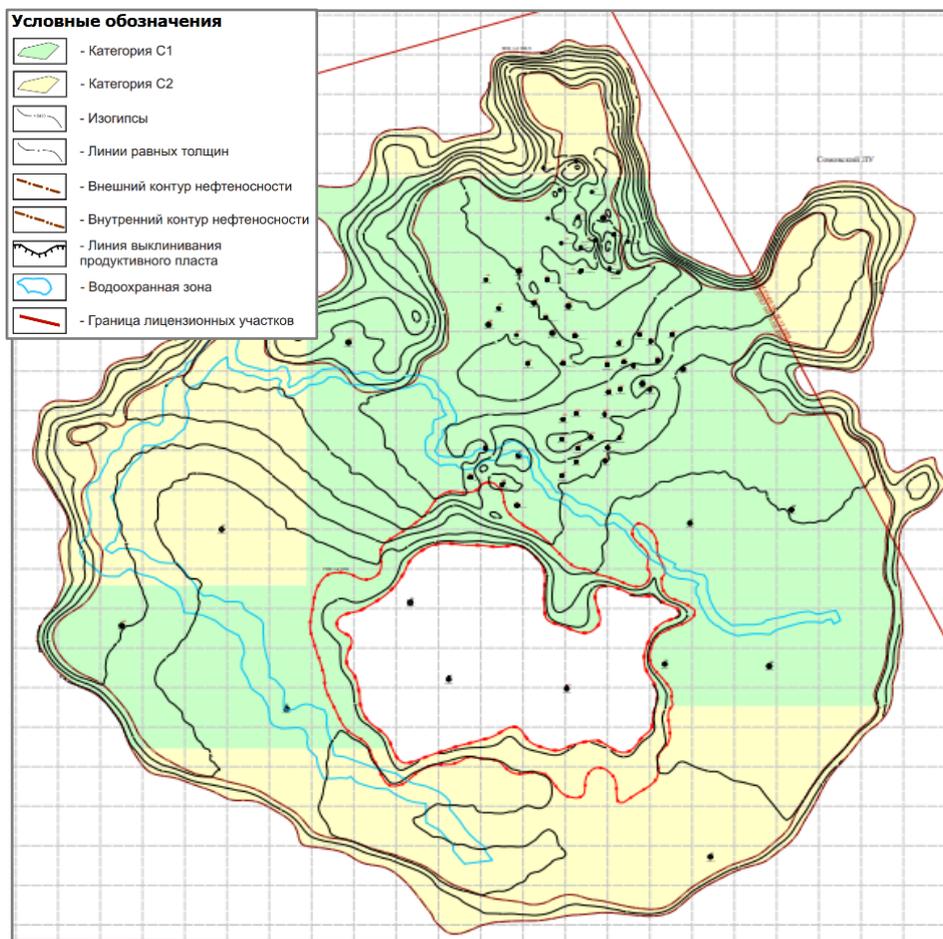


Рис. 3. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

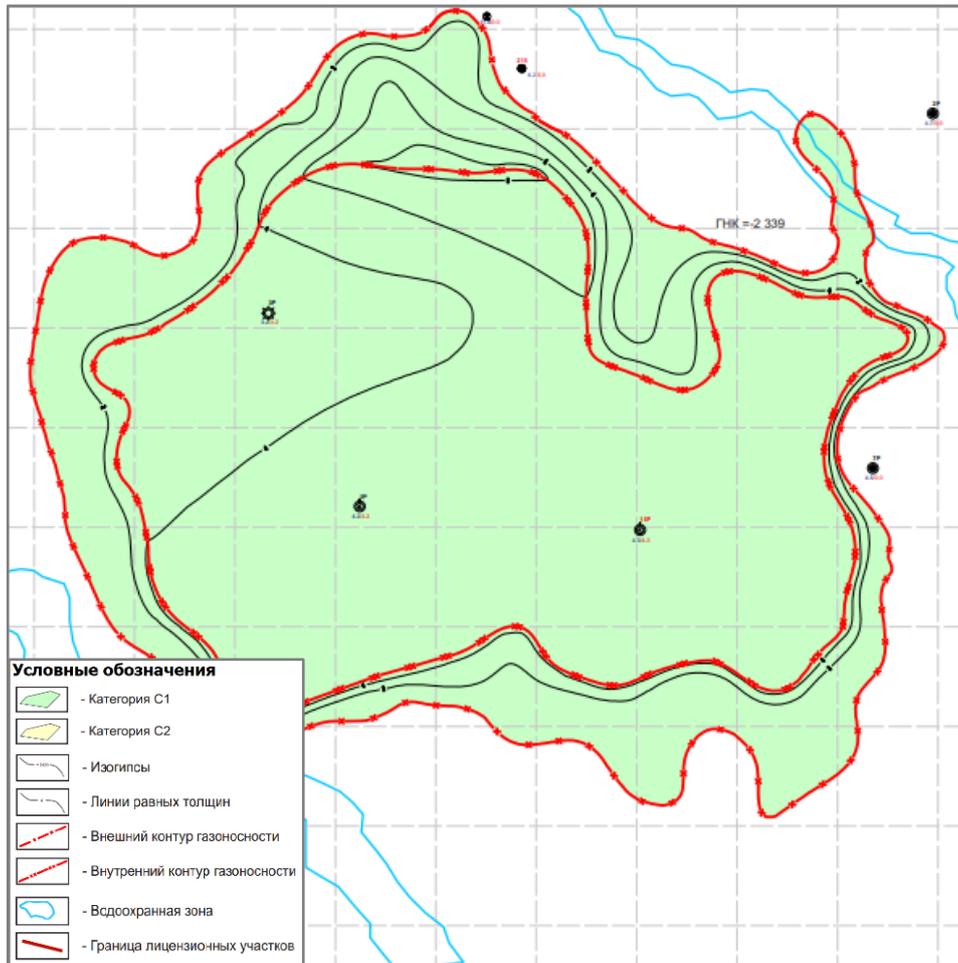


Рис. 4. Карта эффективных газонасыщенных толщин пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> содержит одну газоконденсатную залежь пластового типа. Коллектор экранируется пачкой аргиллитов с переслоениями угля, аргиллиты часто карбонатизированы. Толщина пачки варьируется от 15 до 20 м. Породы коллектора представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов, углей. В водоносной части встречаются известковистые и доломитистые крепко сцементированные песчаники и алевролиты. В подошве газонасыщенного пласта имеется переслаивание аргиллита сидеритизированного с песчаником мелкозернистым крепко сцементированным.

Высота залежи Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> — 44,8 м. Наивысшая отметка кровли коллектора составляет 2 324,7 м. Размеры залежи с севера на юг — 5,1 км, с запада на восток — 8,1 км. Газоводяной контакт пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> в залежи установлен на глубине 2 369,5 м.

Значение коэффициента пористости по скважинам изменяется в интервале от 0,166 до 0,19, среднее по залежи составляет 0,173.

Значение коэффициента газонасыщенности по скважинам изменяется в интервале от 0,511 до 0,690, среднее по залежи составляет 0,629.

Значение эффективных газонасыщенных толщин по скважинам изменяется в интервале от 9,8 до 18,1, среднее по залежи составляет 8,75 (рис. 5).

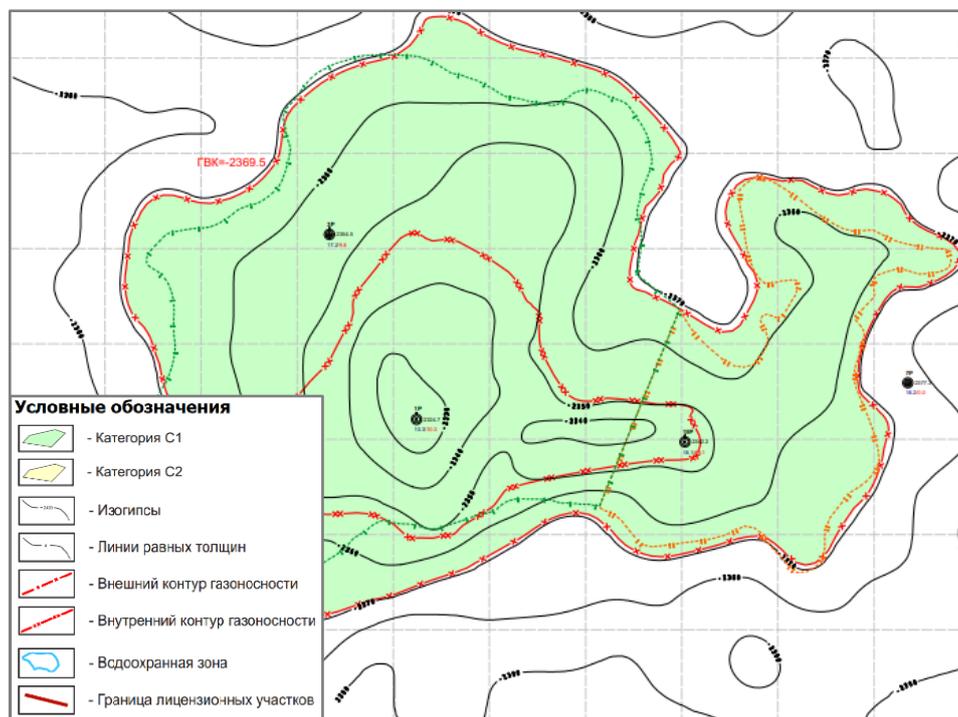


Рис. 5. Карта эффективных газонасыщенных толщин пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>

Продуктивные отложения тюменской свиты представлены пластами Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4-5</sub>, имеющими континентальный генезис и характеризующимися значительной литологической изменчивостью [6].

Пласт Ю<sub>3</sub> перекрывается мощной толщей аргиллитов нижневасюганской подсвиты и пачкой аргиллитов тюменской свиты толщиной от 17 до 20 метров. Пласт Ю<sub>4-5</sub> экранируется пачкой аргиллитов до 30 метров толщиной с прослоями углей и алевролитов.

Пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4-5</sub> представлены переслаиванием крепко сцементированных мелкозернистых песчаников, алевролитов различной степени глинизации и аргиллитов. Они характеризуются частым изменением толщин песчано-глинистого материала, связанного с континентальными условиями осадконакопления и приуроченного к русловым типам коллекторов.

В обоих продуктивных пластах тюменской свиты выделено по одной газоконденсатной залежи пластового типа, имеющих схожее строение и совпадающих в плане.

Наивысшая отметка залежи Ю<sub>3</sub> определена на глубине 2 369,9 м, высота залежи составляет 38,1 м. Протяженность залежи с севера на юг — 3,2 км, с запада на восток — 5,4 км. Глубина газоводяного контакта в среднем — 2 408 м.

Значение коэффициента пористости по скважинам изменяется в интервале от 0,151 до 0,19, среднее по залежи составляет 0,17.

Значение коэффициента газонасыщенности по скважинам изменяется в интервале от 0,636 до 0,77, среднее по залежи составляет 0,676.

Значение эффективных газонасыщенных толщин по скважинам изменяется в интервале от 2,7 до 9,7, среднее по залежи составляет 4,22.

Наивысшая отметка залежи Ю<sub>4-5</sub> — 2 407 м, высота залежи составляет 59,6 м. Протяженность залежи с севера на юг — 4,9 км, с запада на восток — 7,2 км.

Значение коэффициента пористости по скважинам изменяется в интервале от 0,143 до 0,158, среднее по залежи составляет 0,151.

Значение коэффициента газонасыщенности по скважинам изменяется в интервале от 0,511 до 0,69, среднее по залежи составляет 0,627.

Значение эффективных газонасыщенных толщин по скважинам изменяется в интервале от 5,5 до 7,1 м, среднее по залежи составляет 4,08 (рис. 6).

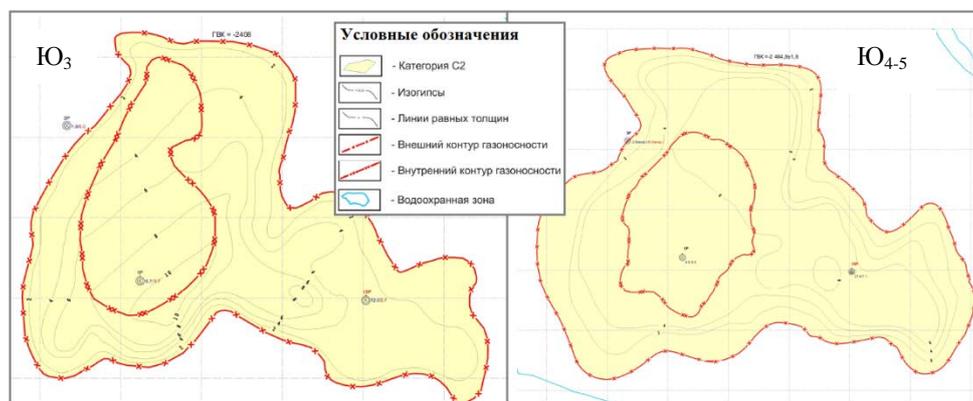


Рис. 6. Карта эффективных газонасыщенных толщин пластов Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4-5</sub>

### Обсуждение

В пределах месторождения установлена одна нефтяная (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), одна газонефтяная (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) и три газоконденсатных (пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>) залежи.

Состав и свойства пластовой смеси углеводородов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> являются уникальной особенностью месторождения. По результатам исследований флюид залежи Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> по своему фазовому состоянию и физико-химическим свойствам является «летучей нефтью» [7–10], фазовое состояние которой близко к окологрническому. Нефть обладает сверхнизкой вязкостью и очень высоким газосодержанием. Давление насыщения для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> близко к давлению насыщения нефти газом [11–15].

Нефть залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> оценена как очень легкая (плотность при 20 °С соответствует 766,7 кг/м<sup>3</sup>), аналогично нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> имеет низкую вязкость и высокое газосодержание [16, 17].

Для пластов анализируемого месторождения характерно малое значение нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> — 3,1 м, нефтенасыщенная толщина Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> — 6,6 м и газонасыщенная — 6,6 м. Газонасыщенные толщины для пластов Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4-5</sub> составляют 8,75, 4,22 и 4,08 м соответственно.

**Геолого-физическая характеристика пластов месторождения X**

Параметр	Единица измерения	Пласт					
		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>		Ю <sub>1</sub> <sup>3,4</sup>	Ю <sub>3</sub>	Ю <sub>4,5</sub>
			Газ	Нефть			
Средняя глубина залегания	м	2 325	2 315	2 365	2 348	2 390	2 436
Тип залежи		Нефтяная	Нефтяная с газоконденсатной шапкой		Газоконденсатные		
Тип коллектора		Поровый					
Площадь нефтегазоносности	тыс.м <sup>2</sup>	171 482	47 357	285 037	32 664	15 033	24 956
Средняя общая толщина	м	5,5	9,2	11,9/8,7	25,1	28,4	39,2
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	3,1	–	6,6	–	–	–
Средняя газонасыщенная толщина	м	–	3,44	–	8,75	4,22	4,08
Пористость	д.ед.	0,172	0,157	0,157	0,174	0,17	0,151
Средняя начальная насыщенность нефтью (газом)	д.ед.	0,74	(0,650)	0,54	(0,598)	(0,676)	(0,627)
Проницаемость	мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	43,9	6,5	18,7	18,8	14,1	3,8
Расчлененность	ед.	1,3	2,3	1,7	4,0	2,5	5,4
Коэффициент песчаности	д.ед.	0,61	0,43	0,81	0,44	0,13	0,38
Пластовая температура	°С	83,1	84,7	83	86,8	85,2	87
Пластовое давление	МПа	24,5	24,3	24,9	24,5	26	26,5
Вязкость нефти/воды в пластовых условиях	мПа·с	0,04/0,38	–/0,38	0,22/0,38	–/0,38	–/0,38	–/0,38
Давление насыщения нефти газом	МПа	22,7	–	20,3	–		
Подвижность нефти	мкм <sup>2</sup> /МПа·с	1,10	–	0,085	–		
Газосодержание нефти	м <sup>3</sup> /т	883,8	–	348,2	–		
Доля запасов водонефтяная и газонефтяная / водонефтяная зона	%	10,6 / 6,8	–	19,0 / 7,8	–		
Содержание стабильного конденсата	г/м <sup>3</sup>	–	111,8	–	75		
Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	64,9	–	45,9	–		
Коэффициент вытеснения нефти водой/газом	д.ед.	0,573/0,394	–	0,559/0,241	–		
Геологические запасы нефти (свободного газа) / их доля в запасах месторождения (C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )	тыс. т (млн м <sup>3</sup> ) %	15 816 18,5	(3 490) 6,7	69 565 81,5	(10 454) 20,0		

Все пласты месторождения обладают низкими значениями проницаемости: от  $43,9 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$  ( $Ю_1^1$ ) до  $3,8 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$  ( $Ю_{4-5}$ ), но при этом коэффициенты продуктивности для нефтяных залежей являются высокими:  $64,9 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$  ( $Ю_1^1$ ) и  $45,9 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$  ( $Ю_1^2$ ), что объясняется низким значением вязкости нефти и ее высокой подвижностью. Коэффициент нефтенасыщенности  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$  достаточно высок, составляет 0,74 и 0,54 соответственно. Пласты месторождения X характеризуются в целом средними значениями коэффициентов расчлененности и песчаности, исключением является пласт  $Ю_3$ , коэффициент песчаности которого составляет 0,13. Коэффициенты вытеснения нефти водой высокие — 0,573 для  $Ю_1^1$  и 0,559 для  $Ю_1^2$  [18–22]. Начальное пластовое давление близко к гидростатическому [23].

Пластовые воды васюганской и тюменской свит хлоркальциевого типа с плотностью 1,018–1,052 г/см<sup>3</sup>, минерализация — 25–45,3 г/л. Из микрокомпонентов содержатся следующие (мг/л): йод — 4,08–6,6, бром — 28,26–103,9. Состав насыщающего воды горючего газа: содержание метана — 75,5–92,05 %, сумма тяжелых углеводородов — 1–5,73 %. Содержание углекислоты — до 1–31,5 %, содержание азота незначительно — до 1,17–2,45 %. Газовый фактор пластовых вод равен 1,33 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. По простирацию водонасыщенные горизонты не выдержанные со слабым напором, часто встречаются замещения непроницаемыми глинистыми породами.

Геолого-физическая характеристика пластов месторождения X приведена в таблице.

### **Выводы**

На основании анализа имеющихся данных о геолого-физических характеристиках пластов одного из месторождений Томской области и информации об условиях осадконакопления можно сделать следующие выводы:

- промышленная нефтегазоносность нефтегазоконденсатного месторождения X, расположенного в Парабельском районе Томской области, приурочена к юрским отложениям тюменской и васюганской свит;
- по количеству извлекаемых запасов месторождение классифицируется как крупное;
- в продуктивных пластах выделена одна нефтяная (пласт  $Ю_1^1$ ), одна газонефтяная (пласт  $Ю_1^2$ ) и три газоконденсатных (пласты  $Ю_1^{3-4}$ ,  $Ю_3$ ,  $Ю_{4-5}$ ) залежи;
- флюид залежи  $Ю_1^1$  по своему фазовому состоянию и физико-химическим свойствам является «летучей нефтью», фазовое состояние которой близко к околокритическому;
- коллекторы продуктивных пластов терригенного типа, поровые, низкопроницаемые, при этом продуктивность пластов по нефти высокая ввиду сверхнизкой вязкости нефти.

### **Библиографический список**

1. Конторович, В. А. Условия формирования и модель строения келловей-оксфордских отложений в зоне замещения морских отложений континентальными (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) / В. А. Конторович, Л. М. Калинина. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 2–13.

2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. / Под редакцией Ф. Г. Гурари. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004. – 114 с. – Текст : непосредственный.
3. Житов, А. В. Отчет о результатах сейсморазведочных работ, приведенных на \*\*\* площади в Паробельском районе Томской области / А. В. Житов, А. П. Сысоев // Сейсм. партия № 10/04-05 ОАО «\*\*\*», Новосибирск, 2006. – Текст : непосредственный.
4. Стасюк, М. Е. Совершенствование методов исследования свойств «летучих» нефтей Западной Сибири / М. Е. Стасюк, М. П. Бодрягина, В. Е. Мискевич. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1993. – № 12. – С. 4–9.
5. Фаниев, Р. Д. О критериях выделения залежей «переходного состояния» и принципах их разработки / Р. Д. Фаниев, В. П. Оноприенко. – Текст : непосредственный // Тр. УкрНИПИМП. – 1972. – № 8–9. – С. 3–10.
6. Букатов, М. В. Особенности строения и нефтегазоносности верхнеюрских отложений в пределах Тазо-Хетской фациальной области / М. В. Букатов, С. В. Михайлова. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017. – № 3(5). – С. 26–31.
7. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов : понятия, определения, термины : учебное пособие / Ю. И. Брагин, С. Б. Вагин, И. С. Гутман, И. П. Чоловский. – Москва : Недра, 2004. – 398 с. – Текст : непосредственный.
8. Брусиловский, А. И. Критерии определения типов пластовых углеводородных флюидов / А. И. Брусиловский, А. Н. Нугаева, И. Е. Хватова. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2009. – № S(633). – С. 4.
9. Гриценко, А. И. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа / А. И. Гриценко, Т. Д. Островская, В. В. Юшкин. – Москва : Недра, 1983. – 263 с. – Текст : непосредственный.
10. Коротаев, Ю. П. Классификация газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений по составу пластовой смеси / Ю. П. Коротаев, Г. С. Степанова, С. Л. Критская – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1974. – № 9. – С. 23–24.
11. Брусиловский, А. И. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем / А. И. Брусиловский, А. Н. Нугаев. – Москва : ИРЦ Газпром, 2008. – 112 с. – Текст : непосредственный.
12. Брусиловский, А. И. Опыт оценки объемного коэффициента пластовой нефти и рациональный подход к получению зависимостей PVT-свойств от давления при ограниченной исходной информации / А. И. Брусиловский, И. Е. Хватова, А. Н. Нугаева. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 44–46.
13. Брусиловский, А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. – Москва : Грааль, 2002. – 575 с. – Текст : непосредственный.
14. Оценка фазового состояния залежи одного из месторождений углеводородов Томской области / И. В. Гончаров, Н. В. Обласов, А. В. Сметанин [и др.]. – Текст : непосредственный // Горный журнал. – 2012. – № S4. – С. 67–70.
15. Долгушин, Н. В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Долгушин Николай Васильевич. – Ухта, 2007. – 400 с. – Текст : непосредственный.
16. Кронквист, Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью / Ч. Кронквист – Текст : непосредственный // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1979. – № 4. – С. 21–32.
17. Островская, Т. Д. Фазовое состояние – зеркало типа залежи / Т. Д. Островская, И. А. Гриценко, В. И. Желтовский. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1984. – № 2. – С. 23–24.
18. Мулявин, С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / С. Ф. Мулявин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 224 с. – Текст : непосредственный.
19. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Ч. 1. – 263 с. – Текст : непосредственный.
20. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов. – Тюмень : ТИУ, 2017. – Ч. 2. – 143 с. – Текст : непосредственный.

21. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Мулявин Семен Федорович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2013. – 47 с. – Текст : непосредственный.

22. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Мулявин Семен Федорович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2013. – 381 с. – Текст : непосредственный.

23. Гиматудинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений : проектирование разработки / Ш. К. Гиматудинов, Ю. П. Борисов, М. Д. Розенберг. – Москва : Недра, 1983. – 463 с. – Текст : непосредственный.

### References

1. Kontorovich, V. A., & Kalinina, L. M. (2006). Formation conditions and the model of structure of Callovian-Oxfordian deposits in replacement zone of marine deposits by continental (on the example of Chusik-Chizhap oil and gas accumulation zone). *Oil and gas geology*, (5), pp. 2-13. (In Russian).

2. Gurari, F. G. (Ed.) (2004). Reshenie 6-go Mezhdovedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniju i prinjatiju utochnennyh stratigraficheskikh shem mezozojskikh otlozhenij Zapadnoj Sibiri, Novosibirsk, 2003. Novosibirsk, SNIIGGiMS, 114 p. (In Russian).

3. Zhitov, A. V., & Sysoev, A. P. (2006). Otchet o rezul'tatah sejsmorazvedochnyh rabot, privedennyh na \*\*\* ploshhadi v Parobel'skom rajone Tomskoj oblasti. Sejsm. partija No. 10/04-05 PJSC “\*\*\*”, Novosibirsk, 2006. (In Russian).

4. Stasyuk, M. E., Bodryagina, M. P., & Miskevich, V. E. (1993). Sovershenstvovanie metodov issledovaniya svoystv "letuchih" neftej Zapadnoj Sibiri. *Oil and gas geology*, (12), pp. 4-9. (In Russian).

5. Faniev, R. D., & Onoprienko, V. P. (1972). O kriterijah vydelenija zalezhej “perekhodnogo sostojaniya” i principah ih razrabotki. *Trudy UkrNIPINP*, (8-9), pp. 3-10. (In Russian).

6. Bukatov, M. V., & Mikhailova, S. V. (2017). Features of the upper Jurassic sediments in the Tazo-Hetskaya facial areas. *PRoneft. Professionals about oil*, 3(5), pp. 26-31. (In Russian).

7. Bragin, Yu. I., Vagin, S. B., Gutman, I. S., & Cholovskij, I. P. (2004). Neftegazopromyslovaja geologija i gidrogeologija zalezhej uglevodorodov: ponjatija, opredelenija, terminy. Moscow, Nedra Publ., 398 p. (In Russian).

8. Brusilovskiy, A. I., Nugaeva, A. N., & Khvatova, I. E. (2008). Kriterii opredelenija tipov plastovyh uglevodorodnyh fljuidov, *Gas Industry of Russia*, (S(633)), p. 4. (In Russian).

9. Gritsenko, A. I., Ostrovskaya, T. D., & Yushkin, V. V. (1983). Uglevodorodnye kondensaty mestorozhdenij prirodnogo gaza. Moscow, Nedra Publ., 263 p. (In Russian).

10. Korotaev, Yu. P., Stepanova, G. S., & Kritskaya, S. L. (1974). Klassifikacija gazovyh, gazokondensatnyh i nefjtjanyh mestorozhdenij po sostavu plastovoj smesi. *Gas industry of Russia*, (9), pp. 23-24. (In Russian).

11. Brusilovskiy, A. I., & Nugaeva, A. N. (2008). Teoriya i praktika obosnovaniya svoystv prirodnykh uglevodorodnykh system. Moscow, IAC Gazprom Publ., 112 p. (In Russian).

12. Brusilovsky, A. I., Khvatova, I. E., & Nugaeva, A. N. (2009). Oil formation volume factor estimation experience and efficient approach to forming of PVT-relation on pressure based on limited input information. *Oil industry*, (1), pp. 44-46. (In Russian).

13. Brusilovsky, A. I. (2002). Fazovye prevrashhenija pri razrabotke mestorozhdenij nefiti i gaza. Moscow, Graal Publ., 575 p. (In Russian).

14. Goncharov, I. V., Oblasov, N. V., Smetanin, A. V., Zhurova, E. L., & Voronkov, A. A. (2012). Phase state evaluation of one hydrocarbon accumulation in Tomsk region. *Gornyi Zhurnal*, (S4), pp. 67-70. (In Russian).

15. Dolgushin, N. V. (2007). Metodologija izuchenija gazokondensatnoj karakteristiki neftegazokondensatnyh mestorozhdenij s vysokim soderzhanijem kondensata i bol'shim jetazhom gazonosnosti. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ukhta, SEVERNIPIGAZ, 400 p. (In Russian).
16. Cronquist, Ch. (1979). Ocenka i razrabotka plastov s letuchej neft'ju. Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom, (4). pp. 21-32. (In Russian).
17. Ostrovskaya, T. D., Gritsenko, I. A., & Zheltovskiy, V. I. (1984). Fazovoe sostojanie - zerkalo tipa zalezhi. Gas industry of Russia, (2), pp. 23-24. (In Russian).
18. Mulyavin, S. F. (2014). Osnovy proektirovaniya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 224 p. (In Russian).
19. Mulyavin, S. F., & Maslov, V. N. (2016). Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Chast' 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 263 p. (In Russian).
20. Mulyavin, S. F., & Maslov, V. N. (2017). Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Chast' 2. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 143 p. (In Russian).
21. Mulyavin, S. F. (2013). Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhej uglevodorodnogo syr'ja s trudnoizvlekaemymi zapasami. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 47 p. (In Russian).
22. Mulyavin, S. F. (2013). Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhej uglevodorodnogo syr'ja s trudnoizvlekaemymi zapasami. Diss. ... dokt. tekhn. nauk. Tyumen, TGNGU, 381 p. (In Russian).
23. Gimatudinov, Sh. K., Borisov, Yu. P., & Rozenberg, M. D. (1983). Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i jekspluatacii neftyanykh mestorozhdenij: proektirovanie razrabotki. Moscow, Nedra Publ., 463 p. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Мулявин Семен Федорович**, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

**Быков Александр Витальевич**, начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, ООО «МНП «ГЕОДАТА», г. Тюмень

**Нещадимов Роман Александрович**, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

#### **Information about the authors**

**Semen F. Mulyavin**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

**Aleksandr V. Byakov**, Head of Oil and Gas Fields Development Department, MNP GEODATA LLC, Tyumen

**Roman A. Neschadimov**, Master's Student, Industrial University of Tyumen