

УДК 553.98.042

## СРАВНИТЕЛЬНАЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗОВ ГЕРАСИМОВСКОГО И КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ)

Алеева Анна Олеговна<sup>1</sup>,  
rastorguevaAO\_90@mail.ru

Исаев Валерий Иванович<sup>1,2</sup>,  
isaevvi@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup> Югорский государственный университет,  
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью воспроизводства сырьевой базы углеводородов юго-востока Западной Сибири за счет поисков и разведки залежей, приуроченных к доюрским отложениям.

**Цель:** определить критерии прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов на основе изучения геофизического различия разрезов юрских отложений месторождений, как с палеозойскими залежами нефти, так и месторождений только с юрскими залежами нефти.

**Объекты:** разрезы глубоких скважин Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения с основными запасами в пласте М – в проницаемых интервалах коры выветривания отложений палеозоя и скважин Крапивинского нефтяного месторождения, промышленная нефтеносность которого связана с терригенными отложениями юрского продуктивного горизонта Ю.

**Методы:** статистический анализ петрофизических параметров пластов-коллекторов по данным геофизических исследований скважин, оценка литологического состава коллекторов по петрофизическому критерию, сопоставительная оценка геофизической характеристики баженовской свиты Герасимовского и Крапивинского месторождений.

**Результаты.** На примере геофизической характеристики разрезов 29 глубоких скважин Герасимовского месторождения и 34 скважин Крапивинского месторождения показано, что палеозойские залежи имеют уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского осадочного разреза. Эта уникальность выражается существенно более высокими значениями удельного электрического сопротивления и карбонатизацией интервалов юрских отложений, а также отличительной характеристикой геофизических параметров интервала баженовской свиты. Для дальнейшей аргументации уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих отложений, как критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ, предлагается провести аналогичные исследования на нескольких месторождениях как герасимовского, так и крапивинского типов.

### Ключевые слова:

Залежи углеводородов доюрских отложений, геофизическая характеристика перекрывающего осадочного разреза, уникальное геофизическое «отражение» залежей палеозоя, критерий прогнозирования нефтегазоносности палеозоя, юго-восток Западной Сибири.

### Введение

На юго-востоке Западной Сибири воспроизводство сырьевой базы углеводородов (УВ) связывается с открытием новых залежей в слабоизученных комплексах [1]. Такими перспективными комплексами являются отложения нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК) и внутреннего палеозоя [2–4], залежи в которых относятся к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ) [5].

На 2018 г. в этом регионе на государственный баланс поставлено 25 месторождений с залежами, приуроченными как к промежуточному структурному этажу – НГГЗК, так и к отложениям внутреннего палеозоя. Эти месторождения отмечены условными номерами на рис. 1: Арчинское (1), Урманское (2), Южно-Урманское (3), Нижнетабаганское (4), Тамбаевское (5), Южно-Тамбаевское (6), Южно-Табаганское (7), Солоновское (8), Калиновое (9), Северо-Калиновое (10), Герасимовское

(11), Останинское (12), Северо-Останинское (13), Селимхановское (14), Сатпаевское (15), Верхнекомбарское (16), Восточно-Верхнекомбарское (17), Лугинецкое (18), Средне-Глуховское (19), Фестивальное (20), Речное (21), Ясное (22), Чкаловское (23), Конторовичское (24), Советское (25).

На современном этапе поиск новых залежей УВ акцентирован на отложения коры выветривания и внутреннего палеозоя. Здесь формирование пород-коллекторов – это результат вторичных процессов, и, как следствие, такие отложения более сложные для оценки перспектив их нефтегазоносности в сравнении с юрско-меловыми отложениями [7–9].

В качестве предпосылки настоящих исследований принято следующее концептуальное положение. Палеозойские залежи могут иметь уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Такое «отражение» может заметно отличаться от геолого-геофизических параметров

мезозойско-кайнозойского разреза месторождений, не имеющих залежей в доюрском основании. Если принятая концепция будет аргументирована, то появятся дополнительные критерии прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов, а именно, по уникальным геолого-геофизическим признакам в перекрывающем осадочном комплексе.

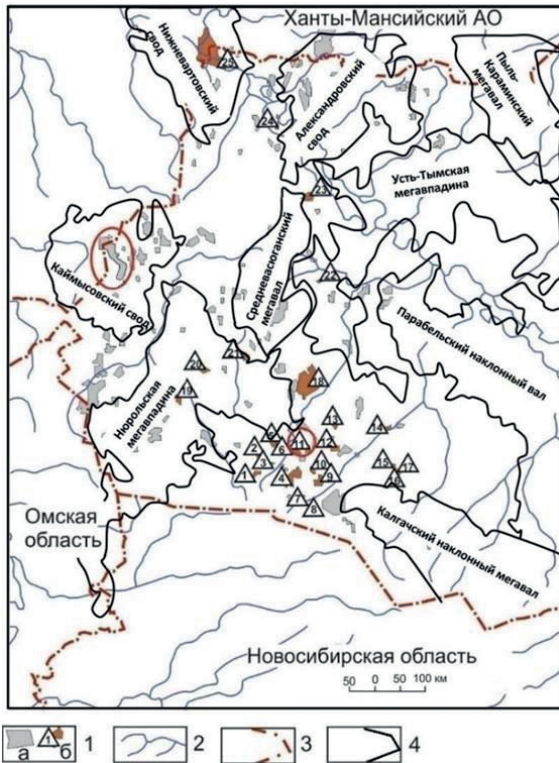


Рис. 1. Схема месторождений западных нефтепромысловых районов Томской области: 1 – месторождение в юрско-меловых НГК (а), с залежами в доюрском НГК (б); 2 – гидросеть; 3 – граница областей; 4 – границы тектонических элементов I порядка [6]. Овалами выделены Герасимовское месторождение (с залежами в доюрском НГК) и Крапивинское месторождение (с залежами в юрско-меловых НГК). Схема составлена по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»

Fig. 1. Scheme of fields of Western oil-field areas of the Tomsk region: 1 is the field in the Jurassic-Cretaceous oil and gas complex (a), with deposits in the pre-Jurassic oil and gas complex (b); 2 is the hydraulic network; 3 is the border of the areas; 4 are the boundaries of tectonic elements of the first order [6]. Ovals mark the Gerasimovskoye field (with deposits in the pre-Jurassic oil and gas complex) and the Krapivinskoye field (with deposits in the Jurassic-Cretaceous oil and gas complex). The scheme is based on the materials of Tomsk branch of the «TFGI in Siberian Federal District»

Для аргументации концепции в качестве объектов исследований выбраны Герасимовское нефтегазоконденсатное и Крапивинское нефтяное месторождения. Герасимовское отличается широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносных комплексов (НГК) – юра–палеозой. Основные запасы УВ сосредоточены в пласте М, представленном проницаемыми интервалами коры вывет-

ривания [10], получены промышленные притоки нефти из пласта М<sub>1</sub> внутреннего палеозоя. А промышленная нефтеносность Крапивинского месторождения связана с отложениями продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub> – пластами Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Герасимовское месторождение располагается в области схождения палеорифтов разных направлений, а Крапивинское месторождение располагается западнее наиболее протяженного Уренгойско-Колтогорского палеорифта. Как уже отмечалось [11], высокоомные коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы, а низкоомные коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются повышенной глинистостью.

### Геолого-структурная характеристика Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения

Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1983 г. при бурении параметрической скважины 444, установившей нефтегазоносность пластов васюганской и тюменской свит (рис. 2).

С 1987 г. месторождение находится в пробной эксплуатации, проводимой силами НГДУ «Лугинекнефть». Кроме разведочных скважин 5 и 8 в эксплуатацию введен один куст скважин: 112, 113, 114, 117, 118, 119, 122, 123, 124 и 203. Все скважины пробурены в принятом ранее контуре нефтеносности по нефтяным пластам Ю<sub>7</sub> и М. Базовым объектом разработки является пласт М, представленный глинисто-кремнистыми отложениями коры выветривания палеозоя. Из десяти эксплуатационных скважин только семь являются продуктивными по пластам Ю<sub>7</sub> и М. Остальные оказались либо за контуром залежей, либо в зоне отсутствия коллектора.

Геологический разрез района месторождения представлен отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста. Наиболее древние отложения на Герасимовском месторождении вскрыты в объеме мирной толщи.

По кровле палеозойских образований Герасимовское поднятие представляет собой горст-синклиналь, сформированную как пликативной крупной складчатостью, так и инверсионными блоковыми движениями по системе разломов [12]. Сеть тектонических нарушений разделяет месторождение на ряд блоков, причем зоны улучшенных коллекторских свойств в доюрских образованиях тяготеют к участкам разгрузки тектонических напряжений (зоны разуплотнения и дробления, фиксируемые более мелкими нарушениями различной ориентировки) [13].

Юрские терригенные коллекторы (пласты Ю<sub>1</sub>–Ю<sub>12</sub>) представлены песчаниками, включающими прослой алевролитов и аргиллитов. Песчаники – типично поровые коллекторы. Основные запасы нефти на месторождении сосредоточены в верхней, измененной части палеозойского разреза – в пласте М [14]. Этот пласт сложен выветрелыми отложениями палеозойского возраста. Кол-

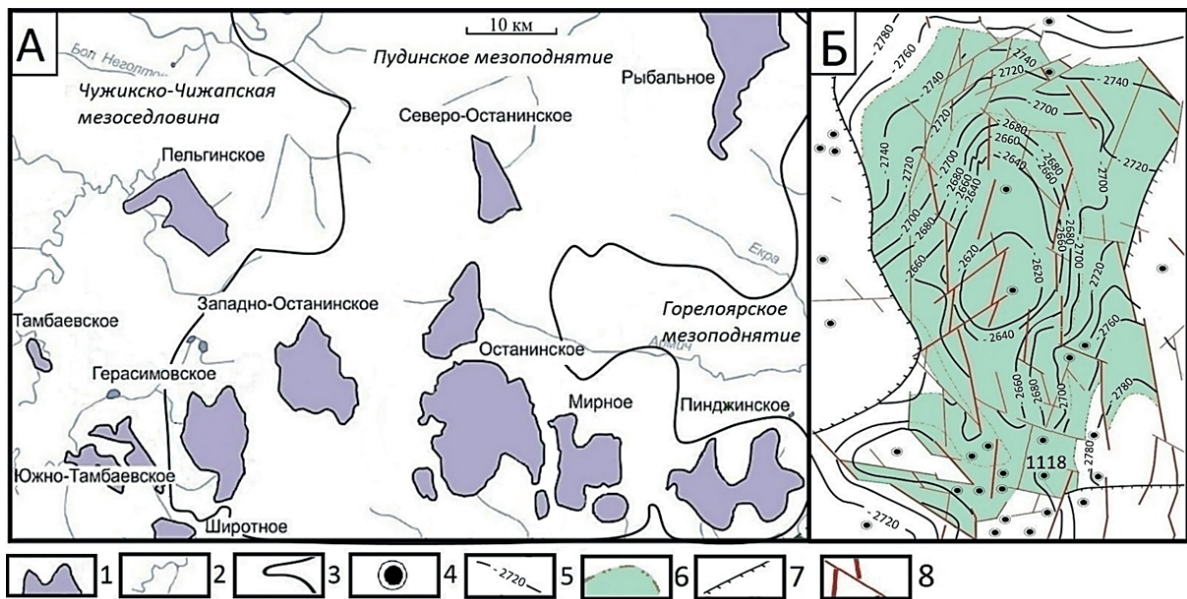


Рис. 2. Обзорная схема территории исследований. Герасимовско-Останинская группа месторождений углеводородов Томской области (А) и контур Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (Б). К А: 1 – месторождение УВ; 2 – речная сеть; 3 – контуры тектонических элементов II-го порядка [6]. К Б: 4 – исследуемые скважины; 5 – изоhipsы по отражающему горизонту Фа (кровля пласта М); 6 – контур ВНК по пласту М; 7 – линия замещения коллектора пласта М; 8 – тектонические нарушения. Схема составлена по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»

Fig. 2. Overview of the territory of research. Gerasimovsko-Ostaninskaya group of hydrocarbon fields of the Tomsk region (A) and the contour of the Gerasimovskoye oil and gas condensate field (B). To A: 1 is the hydrocarbon field; 2 is the river network; 3 are the contours of tectonic elements of the second order [6]. To B: 4 are the wells under study; 5 are the isohypses on the reflecting horizon Fa (roof of the seam M); 6 is the contour of the oil-water contact through the reservoir M; 7 is the replacement line of the reservoir M; 8 are the tectonic disturbances. The scheme is based on the materials of the Tomsk branch of the «TFGI in Siberian Federal District»

лктор относится к поровому, трещинно-поровому типу. Он имеет вторичный генезис, формировался под воздействием процессов поверхностного выветривания и инфильтрационного метасоматоза [15].

#### Геофизическая характеристика Герасимовского месторождения

Для характеристики петрофизики пластов Герасимовского месторождения использовались данные геофизических исследований по разрезу 29 скважин (рис. 2, А) и петрофизические уравнения (по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО», О.В. Суханова, 1995).

Анализ каротажных диаграмм, на примере скважины 1118 (рис. 3), показывает, что интервал коры выветривания и интервал юрского разреза имеют отличительные геофизические свойства.

Доюрский интервал разреза отличается повышенными показаниями индукционного каротажа (ИК) – 280–300 против 210 мкС/м в интервале юрского разреза, вероятно, за счет повышенного содержания пластовой воды и повышенной ее минерализации. Кора характеризуется понижением показаний нейтронного каротажа (НКТ) – 2,9 против 3,9, вероятно, за счет повышения минерализации пластовой воды.

Кора существенно менее радиоактивна, чем пласты юрского разреза: 4–5 мкР/ч против

9–10 мкР/ч. Низкая радиоактивность интервала коры выветривания, скорее всего, связана с вторичными процессами, в которых участвуют подвижные формы радиоактивного калия и урана [16]. Можно заметить, что понижение радиоактивности разреза происходит еще на границе с корой выветривания, резкое понижение – уже в разрезе коры выветривания. Возможно, что эта геолого-геофизическая особенность может быть критерием для выделения верхней границы коры выветривания и прогноза ее продуктивности по данным геофизических исследований скважин.

Как правило, для терригенных разрезов пористость пластов-коллекторов определяется по данным метода потенциалов собственной поляризации (ПС) – по относительной амплитуде ( $\alpha_{ПС}$ ) [17]. Исключительной особенностью Герасимовского месторождения является отсутствие значимой корреляционной зависимости между коэффициентом пористости ( $K_n$ ) и  $\alpha_{ПС}$ . Это убедительно демонстрируется на приведенном кросс-плоте (рис. 4, А). Отсутствие значимой зависимости между  $K_n$  и  $\alpha_{ПС}$  имеет место практически по всем пластам юрского разреза, а также для пласта М.

Физико-геологической основой определения пористости по  $\alpha_{ПС}$  является тесная связь пористости коллектора и его глинистости. В связи с этим можно предположить, что коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы.

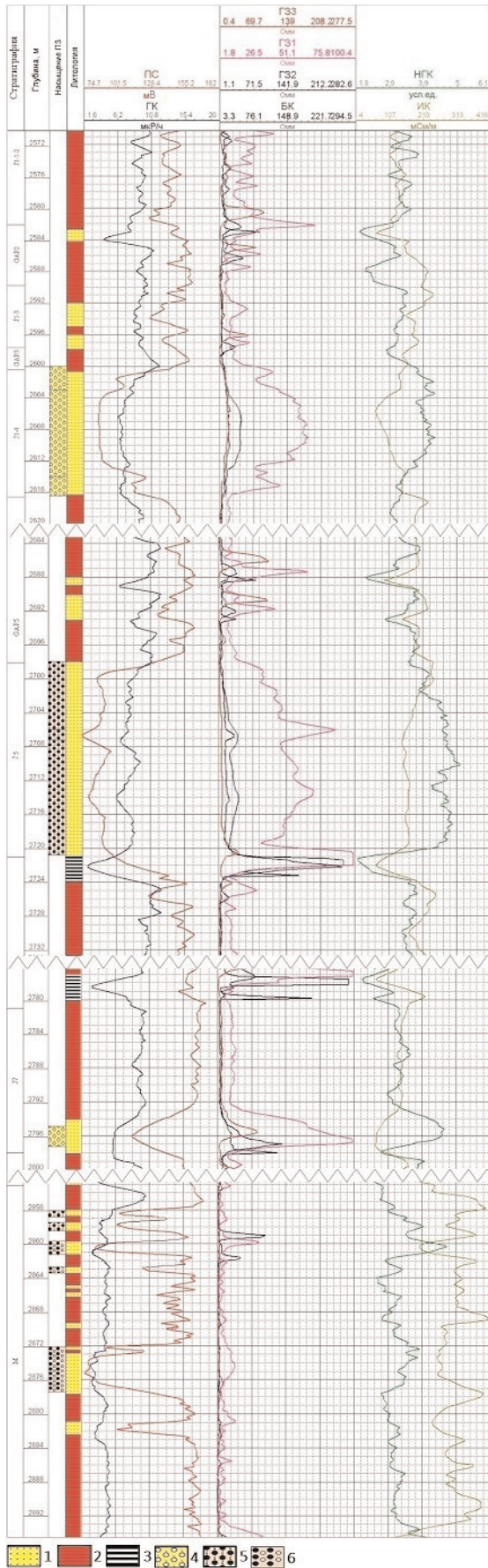


Рис. 3. Герасимовское месторождение. Геофизическая характеристика разреза скважины 1118 в интервалах пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> (J1-2), Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (J1-3), Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (J1-4), Ю<sub>5</sub> (J5), Ю<sub>7</sub> (J7), M: 1 – песчаник; 2 – аргиллит; 3 – уголь; 4 – газонасыщенный; 5 – нефтенасыщенный; 6 – нефтеводонасыщенный

Fig. 3. Gerasimovskoe field. Geophysical characteristics of the well section 1118 in the intervals of the J<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, J<sub>1</sub><sup>3</sup>, J<sub>1</sub><sup>4</sup>, J<sub>5</sub>, J<sub>7</sub>, M: 1 is the sandstone; 2 is the argillite; 3 is the coal; 4 – gas saturated; 5 – oil saturated; 6 – oil-water-saturated

Для обоснования этого предположения был проведен расчет удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов-коллекторов, так как карбонатизация песчаника должна приводить к увеличению его УЭС [18]. Для расчетов использованы петрофизические уравнения, применяемые для оценки параметра нефтенасыщенности пластов (P<sub>n</sub>). Как видно по результатам расчета ρ<sub>нп</sub> (табл. 1), юрские пласты-коллекторы Герасимовского месторождения имеют существенно высокие значения УЭС, пласт M – несколько ниже.

Для контроля корректности полученных значений УЭС, указывающих на карбонатизацию пластов, были произведены расчеты интервального времени твердой фазы (ΔT<sub>тв</sub>), которое входит в уравнение «среднего времени» – зависимости «ΔT–K<sub>n</sub>». Согласно типовой модели, ΔT<sub>тв</sub> глины – 253, непористых песчаников – 173, карбоната (кальцита) – 158 мкс/м [19]. По расчетам (табл. 2), пласты Герасимовского месторождения имеют низкие значения ΔT<sub>тв</sub>, характерные для карбонатизированной породы. Наряду с этим, на малоглинистый состав пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> указывает теснота связи «ΔT–K<sub>n</sub>» – R<sup>2</sup>=0,67 (рис. 4, Б).

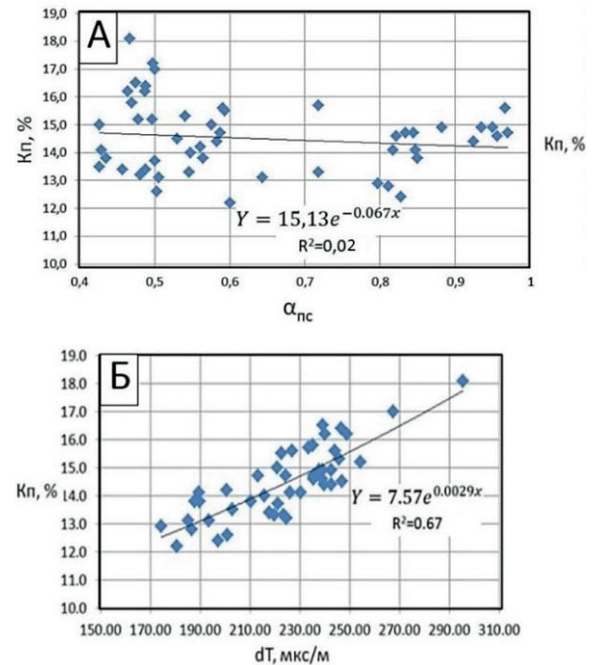


Рис. 4. Герасимовское месторождение. Теснота корреляционной связи K<sub>n</sub> пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> и α<sub>пс</sub> (А), K<sub>n</sub> и dT (Б). Поля корреляции по 29 скважинам (рис. 2)

Fig. 4. Gerasimovskoe field. The tightness of the correlation of the φ of the J<sub>1</sub><sup>1-2</sup> formation and α<sub>sp</sub> (A), φ and dT (B). Correlation field for 29 wells (Fig. 2)

Таблица 1. Результаты расчета удельного электрического сопротивления  $\rho_{\text{пл}}$  пластов Герасимовского месторождения

Table 1. Results of calculation of the electrical resistivity  $R_t$  layers of the Gerasimovskoe field

Пласт Formation	* $K_{\text{пл}}$ , д. е. * $\phi$ , d. e.	* $K_{\text{пл}}$ , д. е. * $S_{\text{oil}}$ , d. e.	* $\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м * $R_w$ , om-m	Петрофизическое уравнение Petrophysical equation	$P_{\text{н}}$ , о. е. $F$ , o. e.	$\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м $R_o$ , om-m	$K_{\text{пл}}$ , д. е. $S_w$ , d. e.	$P_{\text{н}}$ , о. е. $RI$ , o. e.	$\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м $R_t$ , om-m	
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	0,15	0,56	0,06	$P_{\text{н}}=0,82/K_{\text{пл}}^{1,82}$	27,1	1,63	0,44	4,8	7,8	
Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	0,16	0,59								
Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	0,15	0,58								
Ю <sub>2</sub>	0,15	0,56								
Ю <sub>10</sub>	0,14	0,68	0,05	$P_{\text{н}}=2,02/K_{\text{пл}}^{1,39}$	35,1	1,75	0,32	8,7	15,2	
Ю <sub>11</sub>	0,14	0,59								
Ю <sub>12</sub>	0,13	0,56								
Ю <sub>14</sub>	0,14	0,63								
Ю <sub>15</sub>	0,15	0,64								
М	0,18	0,55								
			0,04	$P_{\text{н}}=2,65/K_{\text{пл}}^{1,47}$	$P_{\text{н}}=1,07/K_{\text{пл}}^{2,00}$	34,2	1,37	0,45	5,3	7,3

\*средневзвешенные значения по 29 скважинам.

\*weighted average values for 29 wells.

Поскольку отличительно высокое значение УЭС юрских пластов Герасимовского месторождения с нефтяными пластами М в коре выветривания и М<sub>1</sub> внутреннего палеозоя является практически «сквозной» характеристикой разреза, то, вероятно, эта геофизическая характеристика юрского разреза может быть использована как прогностико-поисковый индикатор нефтегазоносности палеозойского НГК.

### Геолого-структурная характеристика Крапивинского нефтяного месторождения

Крапивинское нефтяное месторождение было открыто в 1984 г. и по запасам относится к разряду крупных. Первоочередной явилась скважина 195Р, заложенная в своде Крапивинского поднятия (рис. 5).

Крапивинское локальное поднятие имеет форму брахиантиклинальной складки субмеридиально-

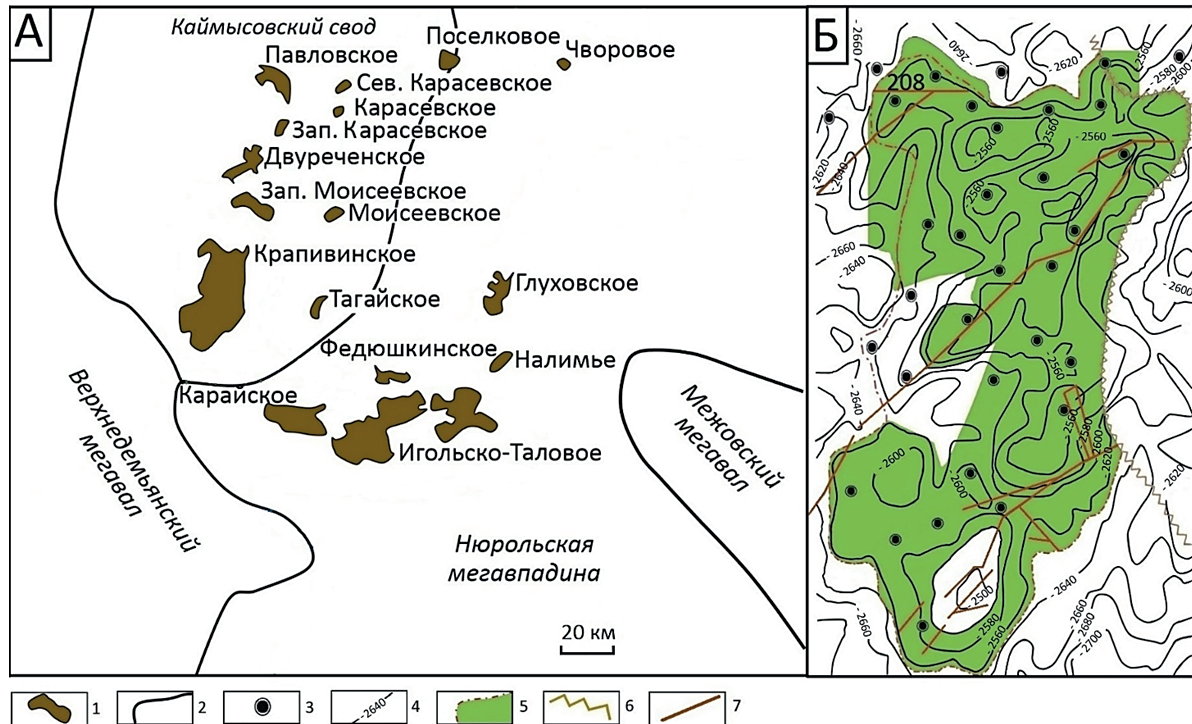


Рис. 5. Обзорная схема территории исследований. Крапивинская группа месторождений (А), контур Крапивинского нефтяного месторождения (Б). К А: 1 – месторождение УВ; 2 – контуры тектонических элементов. К Б: 3 – исследуемые скважины; 4 – изогипсы по подошве базеновской свиты; 5 – контур ВНК; 6 – линия литологического замещения пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>; 7 – тектонические нарушения. Схема составлена по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»

Fig. 5. Overview of the territory of research. Krapivinskaya group of fields (A), the contour of the Krapivinskoe oil field (B). To A: 1 is the hydrocarbon field; 2 are the contours of tectonic elements. To B: 3 are the wells under study; 4 are the isohypses on the base of the Bazhenov suite; 5 is the contour of the oil-water contact; 6 is the line of lithological replacement of the J<sub>1</sub><sup>2</sup>; 7 are the tectonic disturbances. The scheme is based on the materials of the Tomsk branch of the «TFGI in Siberian Federal District»

го простирания. Центральная часть Крапивинского поднятия оконтуривается по изогипсе –2580 м. Тектоническими нарушениями, достигающими баженковского горизонта и проникающими в нижнемеловой интервал разреза, месторождение разбито на ряд блоков [20]. Терригенные отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла подстилаются метаморфизованными и дислоцированными породами доюрского фундамента.

Таблица 2. Пласты Герасимовского месторождения. Оценка интервального времени твердой фазы ( $\Delta T_{tv}$ ) и прогноз литологического состава

Table 2. Layers of the Gerasimovskoe field. Estimation of the interval time of the solid phase ( $\Delta T_{tv}$ ) and the forecast of the lithological composition

Пласты Formation	Петрофизическое уравнение Petrophysical equation	$\Delta T_{tv}$ , мкс/м $\Delta T_{tv}$ , mks/m	Прогноз литологического состава Forecast of lithological composition
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup> , Ю <sub>2</sub> , Ю <sub>10</sub> –Ю <sub>12</sub> , Ю <sub>14</sub> , Ю <sub>15</sub>	$K_p=0,24\Delta T-39$	168	Карбонатизированный песчаник Carbonated sandstone
М	$K_p=0,23\Delta T-37$	160	Интенсивно карбонатизированная порода Intensively carbonated rock

В верхней части васюганской свиты локализован горизонт Ю<sub>1</sub>, представленный песчаниками и алевролитами [21]. Нефтегазоносные песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> разделены углисто-глинистым пластом Ю<sub>1</sub><sup>MV</sup>. Основные промышленные запасы нефти сконцентрированы в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> представляется как маломощный и низко-продуктивный.

### Геофизическая характеристика Крапивинского месторождения

Для характеристики петрофизики пластов Крапивинского нефтяного месторождения использовались данные геофизических исследований по разрезу 34 скважин (рис. 5, Б) и петрофизические уравнения (по материалам Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО», А.В. Гавура, 1996).

Сделан анализ петрофизических параметров пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Изучены коэффициенты  $K_p$  и проницаемости ( $K_{пр}$ ), параметр пористости ( $P_p$ ),  $\alpha_{пс}$  и относительные амплитуды ГК ( $\alpha_{ГК}$ ). Определены медианные характеристики параметров и корреляционные зависимости между ними. Наиболее ярким представителем является разрез скважины

Таблица 3. Петрофизические параметры и петрофизические уравнения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения. Скважина 208

Table 3. Petrophysical parameters and petrophysical equations of the J<sub>1</sub><sup>3</sup> reservoir of the Krapivinskoe field. Well 208

* $K_{пр}$ , Мд * $K$ , mD	* $K_p$ , % * $\varphi$ , %	* $P_p$ , о.е. * $F$ , о.е.	Уравнения связи и коэффициент достоверности линейной аппроксимации ( $R^2$ ) Relationship equations and the coefficient of reliability of linear approximation ( $R^2$ )				
			$K_p - \alpha_{пс}$ $\varphi - \alpha_{SP}$	$K_p - \alpha_{ГК}$ $\varphi - \alpha_{GR}$	$\alpha_{ГК} - \alpha_{пс}$ $\alpha_{GR} - \alpha_{SP}$	$\lg K_{пр} - K_p$ $\lg K - \varphi$	$\lg P_p - K_p$ $\lg F - \varphi$
74,3	16,3	19,1	$y=15,64x+4,62$ $R^2=0,72$	$y=9,41x+10,38$ $R^2=0,69$	$y=1,44x-0,45$ $R^2=0,78$	$y=0,30x-3,52$ $R^2=0,91$	$y=-0,04x+2,02$ $R^2=0,98$

\*средневзвешенные значения.

\*weighted average values.

208 (рис. 6, табл. 3). Разрез этой скважины отличается высокими значениями  $K_{пр}$  и низкими УЭС, что следует из значений  $P_p$  [22].

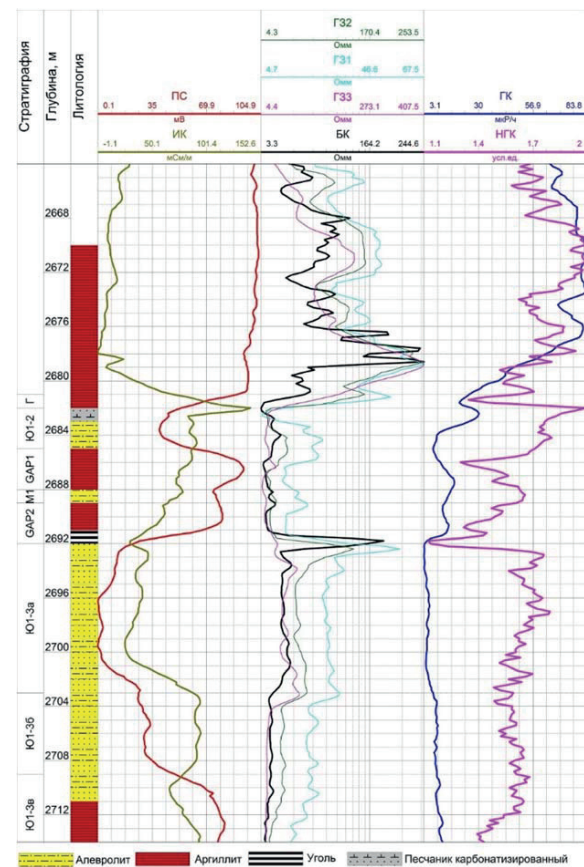


Рис. 6. Крапивинское месторождение. Геофизическая характеристика разреза скважины 208 в интервалах пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3a</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3b</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3c</sup>

Fig. 6. Krapivinskoe field. Geophysical characteristics of the well section 208 in the intervals of layers J<sub>1</sub><sup>2</sup>, J<sub>1</sub><sup>3a</sup>, J<sub>1</sub><sup>3b</sup>, J<sub>1</sub><sup>3c</sup>

Для оценки удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов Крапивинского месторождения использованы петрофизические уравнения, применяемые для расчета параметра нефтенасыщенности ( $P_p$ ). Судя по результатам оценки (табл. 4), юрские пласты-коллекторы Крапивинского месторождения имеют низкие значения УЭС.

Таким образом, интервалы юрских пластов в пределах Крапивинского нефтяного месторождения, не имеющего залежи в доюрском основании, отличаются низкими показаниями удельного электрического сопротивления.

Таблица 4. Результаты расчета удельного электрического сопротивления  $\rho_{\text{пл}}$  пластов Крапивинского месторождения

Table 4. Results of calculation of electrical resistivity  $R_e$  of Krapivinskoe field seams

Пласт Formation	* $K_{\text{пл}}$ , д. е. * $\varphi$ , d. e.	* $K_{\text{пл}}$ , д. е. * $S_{\text{пл}}$ , d. e.	* $\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м * $R_{\text{пл}}$ , om·m	Петрофизическое уравнение Petrophysical equation		$P_{\text{пл}}$ , о. е. $F$ , o. e.	$\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м $R_{\text{пл}}$ , om·m	$K_{\text{пл}}$ , д. е. $S_{\text{пл}}$ , d. e.	$P_{\text{пл}}$ , о. е. $RI$ , o. e.	$\rho_{\text{пл}}$ , Ом·м $R_t$ , om·m
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	0,15	0,59	0,06	$P_{\text{пл}}=1,87/K_{\text{пл}}^{1,80}$	$P_{\text{пл}}=1,08/K_{\text{пл}}^{1,6}$	22,2	1,44	0,41	4,5	6,5
Ю <sub>1</sub> <sup>3А</sup>	0,16	0,53		$P_{\text{пл}}=1,24/K_{\text{пл}}^{1,53}$	$P_{\text{пл}}=0,90/K_{\text{пл}}^{2,09}$	20,8	1,35	0,47	4,4	5,9
Ю <sub>1</sub> <sup>2В</sup>	0,14	0,44		$P_{\text{пл}}=2,15/K_{\text{пл}}^{1,81}$	$P_{\text{пл}}=0,93/K_{\text{пл}}^{1,87}$	28,3	1,84	0,56	2,8	5,1
Ю <sub>1</sub> <sup>3В</sup>	0,17	0,58				21,9	1,43	0,42	4,8	6,8

\*средневзвешенные значения по 34 скважинам.

\*weighted average values for 34 wells.

## Выводы

Аргументация критериев прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов на основе геологического и геофизического различия месторождений герасимовского и крапивинского типов, следующая.

- Для оценки параметров пластов-коллекторов Герасимовского и Крапивинского месторождений по данным электрических методов геофизических исследований скважин рассчитаны удельные электрические сопротивления  $\rho_{\text{пл}}$ . Результаты расчетов показали (табл. 1, 4), что юрские пласты Герасимовского месторождения отличаются от разрезов юрских пластов Крапивинского месторождения существенно более высокими значениями УЭС. Юрский разрез Герасимовского месторождения, имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС 7–11 Ом·м при среднем значении 10 Ом·м, а юрский разрез Крапивинского месторождения, не имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС 5–7 Ом·м при среднем значении 6 Ом·м.
- Для оценки литологического состава коллекторов Герасимовского месторождения проведен расчет интервального времени твердой фазы ( $\Delta T_{\text{тв}}$ ) (табл. 2): 160–168 мкс/м, интенсивно карбонатизированная порода, карбонатизированный песчаник. А расчет интервального времени для коллекторов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения показывает: 175 мкс/м, слабоглинистый песчаник. Таким образом, оценка литологического состава коллекторов по акустическому каротажу установила, что коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы, а коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются повышенной глинистостью.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression / G. Lobova, E. Osipova, V. Isaev, D. Terre // Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – V. 24. URL: [http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315\\_24\\_1\\_012001.pdf](http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf) (дата обращения 29.04.2019).
- Paleozoic facies megazones in the basement of the West Siberian geosyncline / E.A. Yolkin, A.E. Kontorovich, N.K. Bakharev, S.Yu. Belyaev, A.I. Varlamov, N.G. Izokh, A.V. Kanygin,

- На примере скважины 6 Герасимовского месторождения и скважины 226 Крапивинского месторождения были изучены геофизические характеристики баженовской свиты [23]. Омечено, что Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение отличается спокойным характером ПС и низким отношением КС/ГК в интервале баженовской свиты. А баженовская свита на Крапивинском нефтяном месторождении обладает противоположными признаками.

## Заключение

На примере геофизической характеристики разрезов глубоких скважин Герасимовского месторождения с палеозойскими залежами нефти и разрезов скважин Крапивинского месторождения с юрскими залежами нефти показано, что палеозойские залежи имеют уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Эта уникальность отражается в существенно более высоких значениях УЭС и карбонатизации интервалов юрских отложений, а также в характеристике геофизических параметров интервала баженовской свиты.

Для дальнейшей аргументации уникальности «отражения» залежей палеозоя в геофизических параметрах перекрывающих отложений, как критерия прогнозирования и поисков палеозойских залежей УВ, предлагается провести аналогичные исследования на нескольких месторождениях как герасимовского, так и крапивинского типов. При этом нужно уделить особое внимание геофизическим характеристикам баженовской свиты [24–26], которая, возможно, наряду с девонскими доманиками, является источником УВ для палеозойских залежей [27, 28].

V.A. Kashtanov, N.P. Kirida, A.G. Klets, V.A. Kontorovich, V.I. Krasnov, V.A. Krinin, S.A. Moiseev, O.T. Obut, S.V. Saraev, N.V. Sennikov, V.M. Tishchenko, Yu.F. Filippov, A.V. Khomenko, V.G. Khromykh // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48. – № 6. – P. 491–504.

- Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Кириллина М.С. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 3. – С. 123–133.

4. Белозёров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях Девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128–139.
5. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia) / V.I. Isaev, S.G. Kuzmenkov, R.Sh. Ayupov, Yu.A. Kuzmin, G.A. Lobova, P.A. Stulov // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 1. – С. 33–43.
6. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
7. Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – V. 43. URL: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/35185/1/dx.doi.org-10.1088-1755-1315-43-1-012008.pdf> (дата обращения 29.04.2019).
8. Ковешников А.Е., Недолишко Н.М. Кобы выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской синеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
9. Ковешников А.Е., Недолишко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.
10. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhupka regional oil-gas accumulation) // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – V. 48. – № 5. – P. 422–428.
11. Рассторгуева А.О. Сравнительная геофизическая характеристика разрезов с разными электрическими типами коллекторов горизонта Ю, месторождений углеводородов (Томская область) // XV Уральская молодежная научная школа по геофизике. Сборник докладов – Екатеринбург: ИГФ УрО РАН. – 2014. – С. 194–197.
12. A Region Approach to Industrial Restructuring in the Tomsk Region, Russian Federation / A. Woergoetter, P. Huber, S. Nagaev, P. Hanson, P. Kirkow, N. Vishnevskaya, G. Ramsey, K. Brom, N. Malyshev, A.V. Chikunov, V. Radaev, T. Korhonen, K. Rantapu, M. Obersteiner, M.J. Sagers, A. Zamparutti, M. Kozeltsev, U. Armangil, A.G. Harutounian, J. Teagan, E. Whitlock, V.N. Keisselev, A. Jean-Eric. – Paris: Organisation for economic co-operation and development, 1998. – 516 p.
13. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьёв // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 5–15.
14. Перспективы нефтегазоносности зоны контакта отложений палеозоя и мезозоя Лугининского нефтегазоносного района (Томская область) / Е.В. Белова, Л.М. Бурштейн, И.В. Жилина, И.А. Иванов, В.А. Каштанов, В.А. Конторович, Г.И. Тищенко, В.П. Мельников // Геология нефти и газа. – 1998. – № 5. – С. 30–35.
15. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Bordyug, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. van Bergen // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. – № 8. – P. 1176–1184.
16. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
17. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). – М.: Недра, 1978. – 318 с.
18. Niab D., Dinaldson E.C. Petrophysics. – Oxford: Elsevier, 2004. – 926 p.
19. Физика горных пород / Л.Я. Ерофеев, Г.С. Вахромеев, В.С. Зинченко, Г.Г. Номоконова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 520 с.
20. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – V. 50. – № 4. – P. 346–357.
21. Особенности строения продуктивного пласта Ю1–3/4 Крапивинского месторождения нефти по геологосейсмическим данным / В.П. Девятков, В.И. Берилко, В.В. Фоменко, Н.И. Карапузов // Вопросы геологии и палеонтологии Сибири. – Томск: Изд-во НТЛ, 1997. – С. 12–18.
22. Djebbar T., Erle C. Donaldson petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2<sup>nd</sup> ed. – Oxford: Elsevier, 2004. – 889 p.
23. Алеева А.О. Геофизические особенности верхнеюрского разреза месторождений углеводородов Томской области // Геофизические методы при разведке недр: Всероссийская научно-практическая Конференция с международным участием, посвященная 70-летию основания в Томском политехническом институте первой в азиатской части СССР кафедры «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – С. 82–85.
24. The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness / S.V. Ryzhkova, L.M. Burshtein, S.V. Ershov, V.A. Kazanenko, A.E. Kontorovich, V.A. Kontorovich, A.Y. Nekhaev, B.L. Nikitenko, M.A. Fomin, B.N. Shurygin, A.L. Beizel, E.V. Borisov, O.V. Zolotova, L.M. Kalinina, E.V. Popomareva // Russian Geology and Geophysics. – 2018. – V. 59. – № 7. – P. 846–863.
25. Недолишко Н.М., Перевертайло Т.Г. Литолого-петрографические особенности коллекторов баженовской свиты на юго-востоке Западно-Сибирской провинции (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 77–87.
26. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia / M.V. Shal'dybin, M.J. Wilson, L. Wilson, Yu.M. Lopushnyak, R. Brydson, V.V. Krupskaya, E. S. Kondrashova (Deeva), A.V. Glotov, I.V. Goncharov, V.V. Samoilenko, S.I. Arbuзов, O.V. Bether, A.R. Fraser, L. Bowen, D. White, N.V. Dorofeeva // Marine and Petroleum Geology. – February 2019. – V. 100. – P. 358–375.
27. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) / Г.А. Лобова, В.И. Исаев, С.Г. Кузьменков, Т.Е. Лунёва, Е.Н. Осипова // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 73–106.
28. Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Геолого-геофизические аргументы гипотезы «баженовского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область) // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посвященной 85-летию акад. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – С. 22–25.

Поступила 29.05.2019 г.



#### **Информация об авторах**

**Алеева А.О.**, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Исаев В.И.**, доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; ведущий научный сотрудник института нефти и газа Югорского государственного университета.

UDC 553.98.042

## COMPARATIVE PETROPHYSICAL CHARACTERISTIC OF THE CUTS OF THE GERASIMOVSKOE AND KRAPIVINSKOE FIELDS (IN RELATION TO PETROLEUM POTENTIAL OF PRE-JURASSIC DEPOSITS)

Anna O. Aleeva<sup>1</sup>,  
rastorguevaAO\_90@mail.ru

Valeriy I. Isaev<sup>1,2</sup>,  
isaewi@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> Yugra State University,  
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to reproduce the raw material base of hydrocarbons in the southeast of Western Siberia due to prospecting and exploration of deposits associated with pre-Jurassic deposits.

**The aim** of the research is to determine the criteria for forecasting and prospecting Paleozoic hydrocarbon deposits based on a study of geophysical differences in the sections of the Jurassic field sediment with both Paleozoic deposit of oil and fields with nothing but Jurassic oil deposit.

**The objects** of the research are the sections of deep wells of the Gerasimovskoe oil and gas condensate field with the main reserves in the reservoir M – in permeable intervals of crust weathering of Paleozoic deposits and wells of the Krapivinskoe oilfield, which industrial oil bearing capacity is associated with terrigenous sediments of the Jurassic productive horizon J<sub>1</sub>.

**Methods:** statistical analysis of petrophysical parameters of reservoirs according to well logging data, assessment of the lithological composition of reservoirs by petrophysical criterion, comparative assessment of the geophysical characteristics of the Bazhenov suite of the Gerasimovskoe and Krapivinskoe fields.

**Results.** On the example of geophysical characteristics of sections of 29 deep wells of the Gerasimovskoe field and 34 wells of the Krapivinskoe field, it is shown that Paleozoic deposits have a unique «reflection» in the geological and geophysical parameters of the overlying Mesozoic–Cenozoic sedimentary section. This uniqueness is expressed by significantly higher values of electrical resistivity and carbonatization of the intervals of Jurassic sediments, as well as the distinctive characteristic of the geophysical parameters of the interval of the Bazhenov suite. To further argue the uniqueness of the «reflection» of Paleozoic deposits in the geophysical parameters of overlying sediments, as a criterion for predicting and searching for Paleozoic hydrocarbon deposits, it is proposed to conduct similar studies at several fields of both Gerasimov and Krapivinskoe types.

### Key words:

Hydrocarbon deposits of pre-Jurassic deposits, geophysical characteristics of the overlying sedimentary section, unique geophysical «reflection» of the Paleozoic deposits, criterion for forecasting the oil and gas potential of Paleozoic, south-east Western Siberia.

### REFERENCES

- Lobova G., Osipova E., Isaev V., Terre D. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression. *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24. Available at: [http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315\\_24\\_1\\_012001.pdf](http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf) (accessed 29 April 2019).
- Yolkin E.A., Kontorovich A.E., Bakharev N.K., Belyaev S.Yu., Varlamov A.I., Izokh N.G., Kanygin A.V., Kashtanov V.A., Kirida N.P., Klets A.G., Kontorovich V.A., Krasnov V.I., Krinin V.A., Moiseev S.A., Obut O.T., Saraev S.V., Sennikov N.V., Tishchenko V.M., Filippov Yu.F., Khomenko A.V., Khromykh V.G. Paleozoic facies megazones in the basement of the West Siberian geosyncline. *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 6, pp. 491–504.
- Lobova G.A., Luneva T.E., Kirillina M.S. Zoning of oil-gas potential of pre-Jurassic reservoirs in Nyuro'l'ka megadepression (using paleotemperature modeling and drilling). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 3, pp. 123–133. In Rus.
- Belozherov V.B., Garcia A.S. Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the south-eastern part of the Western-Siberian plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128–139.
- Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Ayupov R. Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G.A., Stulov P.A. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Geophysical journal*, 2019, vol. 41, no. 1, pp. 33–43.
- Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v mezozoe i kaynozoe [Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic]. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 1832–1845.
- Koveshnikov A.E., Nesterova A.C., Dolgaya T.F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43. Available at: <http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/35185/1/dx.doi.org-10.1088-1755-1315-43-1-012008.pdf> (accessed 29 April 2019).
- Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Weathering crusts of pre-Jurassic deposits of West Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 77–81.
- Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Secondary catagenetic transformations of pre-Jurassic rocks of Western-Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 82–86.

10. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 422–428.
11. Rastorgueva A.O. *Sravnitel'naya geofizicheskaya kharakteristika razrezov s raznymi elektricheskimi tipami kollektorov gorizonta J<sub>1</sub> mestorozhdeniy uglevodorodov (Tomskaya oblast)* [Comparative geophysical characteristics of sections with different electrical types of reservoirs of hydrocarbon deposits horizon J<sub>1</sub> (Tomsk region)]. Ekaterinburg, IGf UrO RAN Publ., 2014. pp. 194–197.
12. Woergoetter A., Huber P., Nagaev S., Hanson P., Kirkow P., Vishnevskaya N., Ramsey G., Brom K., Malyshev N., Chikunov A.V., Radaev V., Korhonen T., Rantapuu K., Obersteiner M., Sagers M.J., Zamparutti A., Kozeltsev M., Armangil U., Harutonian A.G., Teagan J., Whitlock E., Keisselev V.N., Jean-Eric Aubert. *A Region Approach to Industrial Restructuring in the Tomsk Region, Russian Federation*. Paris, Organisation for economic cooperation and development, 1998. 516 p.
13. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solovyev M.V. Petroleum prospects of the West Siberian Palaeozoic, geoseismic models of reference fields. *Geology of oil and gas*, 2018, no. 4, pp. 5–15. In Rus.
14. Belova E.V., Burshtein L.M., Zhilina I.V., Ivanov I.A., Kashtanov V.A., Kontorovich V.A., Tischenko G.I., Melnikov V.P. Perspektivy neftegazonosnosti zony kontakta otlozheniy paleozoya i mezozoya Luginetskogo neftegazonosnogo rayona (Tomskaya oblast) [Oil and gas potential of the contact zone of Paleozoic and Mesozoic deposits of the Luginets oil and gasbearing area (Tomsk region)]. *Geologiya nefti i gaza*, 1998, no. 5, pp. 30–35.
15. Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., Van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, no. 8, pp. 1176–1184.
16. Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika* [Petrophysics]. Moscow, Nedra Publ., 1991. 368 p.
17. Vendelshteyn B.Yu., Rezvanov R.A. *Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov (pri podschete zapasov i proyektirovani razrabotki mestorozhdeniy)* [Geophysical methods for determining the parameters of oil and gas reservoirs (when calculating reserves and designing field development)]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 318 p.
18. Niab D., Donaldson E.C. *Petrophysics*. Oxford Elsevier, 2004. 926 p.
19. Erofeev L.Ya., Vakhromeev G.S., Zinchenko V.S., Nomokono-va G.G. *Fizika gornykh porod* [Physics of rocks]. Tomsk, TPU Publ. house, 2011. 520 p.
20. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 346–357.
21. Devyatov V.P., Berilko V.I., Fomenko V.V., Karapuzov N.I. Osobennosti stroyeniya produktivnogo plasta J<sub>1-3/4</sub> Krapivinskogo mestorozhdeniya nefti po geologoseismicheskim dannym [Seismic data on structure of reservoir J<sub>1-3/4</sub> of Krapivinskoe oil field]. *Voprosy geologii i paleontologii Sibiri* [Issues of geology and paleontology of Siberia]. Tomsk, NTL Publ., 1997. pp. 12–18.
22. Djebbar T., Erle C. *Donaldson petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2<sup>nd</sup> ed. Oxford, Elsevier, 2004. 889 p.
23. Aleeva A.O. *Geofizicheskie osobennosti verkhneyurskogo razreza mestorozhdeniy uglevodorodov Tomskoy oblasti* [Geophysical features of the Upper Jurassic section of hydrocarbon deposits of the Tomsk region]. Tomsk, TPU Publ. house, 2016. pp. 82–85.
24. Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Y., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beizel A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness. *Russian Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, no. 7, pp. 846–863.
25. Nedolivko N.M., Perevertaylo T.G. Lithological and petrographic characterization of Bazhenov suite reservoir rocks in the southeast of the Western-Siberian province (Tomsk region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 77–87.
26. Shaldybin M.V., Wilson M.J., Wilson L., Lopushnyak Yu.M., Brydson R., Krupskaya V.V., Kondrashova (Deeva) E.S., Glotov A.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Arbuzov S.I., Bether O.V., Fraser A.R., Bowen L., White D., Dorofeeva N.V. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia. *Marine and Petroleum Geology*, February 2019, vol. 100, pp. 358–375.
27. Lobova G.A., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G., Luneva T.E., Osipova E.N. Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geophysical journal*, 2018, vol. 40, no. 4, pp. 73–106. In Rus.
28. Galieva M.F., Krutenko D.S. *Geologo-geofizicheskie argumenty gipotezy «bazhenovskogo istochnika» doyruskikh zalezhey nefti Ostaninskoy gruppy mestorozhdeniy (Tomskaya oblast)* [Geological and geophysical arguments of the hypothesis of the «Bazhenov suite» of pre-Jurassic oil deposits of the Ostaninsky group of fields (Tomsk region)]. Novosibirsk, IPTS NGU Publ., 2019. pp. 22–25.

Received: 29 May 2019.

#### Information about the authors

**Anna O. Aleeva**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Valeriy I. Isaev**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University; leading researcher Yugra State University.