

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ЛОГИНОВ ДМИТРИЙ КОНСТАНТИНОВИЧ

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФАЦИЙ  
НА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА  
ЛУГИНЕЦКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**Научный руководитель:**  
кандидат геолого-минералогических наук,  
ЧЕРНОВА О.С.

Томск – 2015

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

<b>АННОТАЦИЯ</b>	3
<b>ANNOTATION</b>	4
<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	5
1 Reservoir statistic parameters	7
1.1 Under coal formation	7
1.2 Upper coal formation	12
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	16
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	18

## АННОТАЦИЯ

Объектом изучения является келловей-оксфордская продуктивная толща горизонта Ю-I Л. зоны нефтегазонакопления, развитая в пределах северо-западной части Пудинского мегавала (юго-восток Западной Сибири, территория центральной части Томской области), с целью выяснения характера влияния основных петрофизических параметров на выделенные фациальные зоны Л. месторождения.

Месторождение в административном отношении расположено в Парабельском районе Томской области в 400 км северо-западнее областного центра. Районный центр - село Парабель – находится в 130 км от месторождения, а ближайший населённый пункт – г. Кедровый, удалён на расстояние около 80 км. Крупным ближайшим центром является г. Колпашево, расстояние до которого по воздушной трассе составляет 220 км, а водным путём 570 км.

Промышленная нефтегазоносность Л. месторождения связана с продуктивными песчано-алевролитовыми коллекторами юрских отложений Ю-I. Горизонт Ю-I васюганской свиты содержит 92% запасов нефти и газа и разделяется на четыре продуктивных пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, разобщенных глинистыми перемычками толщиной от 1-2 до 10 и более метров. Каждый из перечисленных пластов можно рассматривать как самостоятельную пластовую сводовую залежь.

Геологический разрез представлен мощной толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, залегающих на поверхности палеозойских отложений.

В результате анализа изучаемого объекта (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>) были построены упорядоченный и неупорядоченный графики Лоренца для обеих толщ, по которым была дана оценка неоднородности для пластов-коллекторов.

Для подугольной толщи (Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>) в большинстве скважин прослеживается относительно невысокий показатель коэффициента Лоренца, что говорит нам о достаточно низком значении неоднородности. Повышенный уровень анизотропии прослеживается в западной, а также в северо-западной частях подугольной толщи.

Для надугольной толщи характерно хаотичное распределение областей с повышенной степенью неоднородности. По результатам исследованных скважин было выявлено, что северо-западная часть структуры имеет наиболее повышенную степень анизотропии.

## ANNOTATION

The object of study is the Callovian - Oxford productive stratum of U-I horizon of L. oil and gas accumulation zone, developed within the north-western part of Pudinskyi megaswell (south-east of Western Siberia, the central part of the territory of the Tomsk region). The main purpose of investigation is to clarify the nature of the influence of the main petrophysical parameters on selected facies zone of L. field.

The deposit is administratively located in the Parabel district of the Tomsk region. The village Parabel is the regional center which is located in 130 kilometers from the oil and gas field, and the town Kedrovoy is the closest locality, which is away to a distance of about 80 km. The town of Kolpashevo is big nearest center, the distance to which by airway is 220 km and 570 km by waterway.

Commercial oil and gas deposits of L. field is connected with the productive sandy-siltstone reservoirs of Jurassic deposits U-I. The U-I Vasyugan suite contains on 92% of oil and gas reserves, and is divided into four productive reservoir  $U_1^1$ ,  $U_1^2$ ,  $U_1^3$ ,  $U_1^4$ , fragmented by clay astillen with thickness from 1-2 meters up to 10 meters or more. Each of these layers can be regarded as an independent layer-arch deposit.

The geological section is represented by a thick layer of clastic rocks of the Mesozoic-Cenozoic age, lying on the surface of the Paleozoic sediments.

Ordered and unordered Lorenz plots were constructed in consequence of analysis of the body of interest ( $U_1^1$ ,  $U_1^2$ ,  $U_1^3$ ,  $U_1^4$ ) for both sequences. Based on it, there has been assessed the heterogeneity of reservoir.

There is can be traced relatively low coefficient of the Lorentz factor for under coal formation ( $U_1^3$ ,  $U_1^4$ ) in most of the wells, which tells us about low value of heterogeneity. The increased level of anisotropy is observed in the western and north-western parts of under coal formation.

The upper coal formation is characterized by a chaotic distribution of areas with a high degree of heterogeneity. According to the results of the investigated wells, it revealed that the north-western part of the structure have the most elevated degree of anisotropy

## ВВЕДЕНИЕ

Объектом изучения является келловей-оксфордская продуктивная толща горизонта Ю-I Л. зоны нефтегазонакопления, развитая в пределах северо-западной части Пудинского мегавала (юго-восток Западной Сибири, территория центральной части Томской области), с целью выяснения характера влияния основных петрофизических параметров на выделенные фациальные зоны Л. месторождения.

Пудинский мегавал, пространственно приурочен к юго-восточной, наиболее приподнятой части Западно-Сибирского осадочного мегабассейна (левый берег среднего течения р. Оби). Мегавал, являющийся продолжением Обь-Васюганской гряды, представляет собой крупное неправильной формы поднятие, вытянутое в северо-западном направлении и характеризующееся следующими параметрами: площадь 3520 км<sup>2</sup>, амплитуда 260 м, оконтуривающая изогипса - 2440 м (Конторович, 2002).

В административном отношении территория исследования находится на территории Парабельского района Томской области в 130 км от районного центра с. Парабель, в 400 км на северо-запад от г. Томска. Ближайший населенный пункт - это г. Кедровый, который находится на расстоянии 80-ти км на юго-восток от месторождения. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием (НГТР) территории, Л. месторождение находится в пределах Пудинского нефтегазового района (НГР), входящего в состав Васюганской нефтегазоносной области (НГО) (Атлас «Геология и нефтегазоносность ...», 2004).

Нефтегазоносность месторождения установлена в отложениях коры выветривания, верхней части разреза известняков доюрского комплекса (горизонт М) и средне-верхнеюрских отложениях (горизонты Ю-II и Ю-I).

Л. район начал разрабатываться с 1982 году, и тогда здесь было добыто порядка 9,77 миллионов тонн нефти. На начальном этапе исследований Л. нефтегазоконденсатного месторождения считали, что горизонты между собой связаны гидродинамически. Но после бурения было показано, что уровни ГНК и ВНК являются непостоянными для всей площади. Месторождение представляет из себя изометрическую антиклинальную раскладку, которая имеет размеры 30x24 километра, а амплитуду – 160 метров. Залежи тут газоконденсатные, которые имеют нефтяную оторочку. [1]

Первые сведения о географических и геоморфологических исследованиях территории относятся к XVII веку, а первые данные о геологическом строении были получены лишь в 1947 году коллективом Западно-Сибирского геологического управления

и носили сугубо региональный характер. Целенаправленные же нефтегазопроисследовательские работы начались только после принятия в 1947 году обширной программы Мингео СССР об освоении недр Западной Сибири (Нестеров, 2000).

На сегодняшний день в Л. зоне нефтегазонакопления по данным сейсморазведки и бурения установлены залежи, приуроченные к собственно Л. поднятию (Л. месторождение), залежи, приуроченные к Северо-Л. структуре (Северо-Л. месторождение), Нижне-Л. структуре (Нижне-Л. месторождение) и Западно-Л. структуре (Западно-Л. месторождение). Эта территория, согласно нефтегазогеологическому районированию территории Томской области относится к Пудинскому нефтегазоносному району (НГР), входящему в состав Васюганской нефтегазоносной области (Даненберг и др., 2006).

По результатам бурения, геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатационных скважин большинство месторождений изучаемого района содержит залежи углеводородов (УВ), приуроченные к пластам васюганской / наунакской (горизонт Ю-I) и тюменской (горизонт Ю-II) свит юры.

Практически все выявленные залежи УВ, пластовые, сводовые, нередко осложненные литологическими экранами. Выявленный продуктивный этаж нефтегазоносности составляет ~ 180 м (Белова и др., 1998).

Покрышкой для залежей исследуемого горизонта Ю-I являются глинистые породы баженовской свиты, которые представляют собой региональную покрышку для юрских залежей в пределах Западно-Сибирской платформы. Залегающие между пластами глинистые и углистые прослои относятся к локальным реперам.

## 1 RESERVOIR STATISTIC PARAMETERS

Isolation and collectors identification of reservoir properties for the Callovian-Oxford productive strata carried by the results of the integrated interpretation of geophysical, core and hydrodynamic investigations. Analysis of reservoir petrophysical parameters was carried out for identification of the laws of their changes in connection with the conditions of sedimentation and forecast areas with improved reservoir properties.

Stock data on open porosity, horizontal and vertical permeability and rock carbonate content have been used for solving this problem by results of studying of Y.Y. Nenakhova (Laboratory of Physics of the formation of "TomskNIPIneft") and J.K. Romanov (Laboratory of Physics of the formation of "Tomskneftegazgeologiya"). Classification of reservoir rocks is given by A.A. Hanin (Hanin, 1973).

Over the whole period, starting from exploration on the oil and gas field, there is drilled 62 wells, including 25 exploration wells. Laboratory tests were carried out according to standard procedures. There were investigated 1817 samples of rocks, represented by sandstones, siltstones, mudstones [2].

### 1.1 UNDER COAL FORMATION

In general, fine sand fraction has spread distribution with medium grain size and silt fractions, which often does not exceed 15-20 % and argillaceous cement - 13 % [2].

The zone of increased thickness of  $U_1^3$ ,  $U_1^4$ , which occupies the central part of L. structure, characterized by a maximum content of 0.5-0.25 m fraction (10-20%). As a rule, medium-grained material is absent, when the effective thickness lies in 6-7 meters. Distribution of silt material represents the opposite picture. Its maximum content has been noted on the eastern part of the structure and the minimum - in the central and eastern parts of the investigated area. Character of change of cement amount in the collectors is the same as the distribution of silt material [2].

Also there is observed a definite behavior of changing in the size distribution within formation section. There is a gradual increase in grain size in the lower section from 0.09 to 0.15 mm. This zone occupies 25-30% of the total thickness of formation. A mean grain size lie in the range of 0.14-0.15 mm above this collector zone and only at the top of formation average grain size is reduced to 0.12 mm. The thickness of this zone is small and is approximately 10% of the total thickness of formation [2].

The lower part of  $U_1^4$  is characterized by a sharp increase in the average values of the coefficient of sorting material from 1.3 to 2.0, and then up the section, as its rapid decline to 1.30-1.35. This part of the formation coincides with the area of increasing the average grain size. Collectors of overlying part of formation are well sorted, and only at the top of formation there is a slight deterioration in the sorting of the material. Zone of improve reservoir properties coincides with the zone of growth of the average grain size.

Analyzing the map of heterogeneity by the productive part of  $U_1^4$  it is visible that the central region of the western dome fold is almost uniform in composition, as characterized by sand content in most wells above 70%, the average-to-gross ratio comprise 0.6-0.8. In some local areas coefficient of compartmentalization is 9.7; 8.1; 7.8. However, it is not very affected on the value of sand content along of the small thickness. Almost one, at least - two or more collector's interlayer is represented formation of  $U_1^4$  in the western part of the western dome and the northern part of the eastern dome [2].

In its capacity and filtration properties the western and eastern dome folds are similar to each other. Porosity coefficient values are fluctuated at both domes, mostly in the 14-17% range.

Northern, central and southern parts of investigated area, differ by relative maximum in porosity value of 17%. In the north-eastern and south-eastern areas it is observed a significant decrease in porosity. The remaining part of the eastern dome fold is characterized by a sufficiently low porosity. Statistic characteristics of different petrophysical parameters are given in Table 1.1.

Permeability of formation rocks ranges from 6 to 248 mD with an average value of about 52 mD.

	Subtype 1a				Subtype 1b				Type 2				Type 3			
	$\emptyset$	$V_{sh}$	k	$S_w$												
$k_{ar}$	0,15	0,50	33,59	0,54	0,16	0,39	51,55	0,42	0,16	0,44	41,41	0,48	0,17	0,37	59,90	0,44
$k_{geom}$			3,74				10,39				7,21				12,57	
$k_{har}$			0,63				0,67				0,63				0,67	
SD	0,05	0,31	54,77	0,28	0,04	0,28	62,74	0,22	0,04	0,28	54,77	0,22	0,04	0,28	63,03	0,22
$C_v$	0,31	0,62	1,63	0,52	0,24	0,73	1,22	0,52	0,25	0,64	1,32	0,46	0,24	0,76	1,05	0,49
mode	0,19	0,18	75,10	0,31	0,21	0,06	177,22	0,25	0,18	0,25	44,23	0,35	0,20	0,14	92,46	0,26
median	0,15	0,48	5,80	0,38	0,18	0,28	33,33	0,30	0,17	0,38	14,04	0,37	0,18	0,28	36,10	0,32
Min	0,09	0,11	0,06	0,12	0,09	0,05	0,10	0,21	0,08	0,00	0,08	0,19	0,08	0,04	0,03	0,24
Max	0,20	0,91	122,67	0,99	0,21	0,86	177,22	0,83	0,21	0,93	240,44	0,96	0,21	0,96	181,11	0,96

	Subtype 4a				Subtype 4b				Type 5				Type 6			
	$\emptyset$	$V_{sh}$	k	$S_w$												
$k_{ar}$	0,17	0,36	57,83	0,39	0,15	0,48	38,30	0,49	0,16	0,42	62,44	0,49	0,16	0,40	62,81	0,47
$k_{geom}$			14,34				5,08				7,74				8,87	
$k_{har}$			0,68				0,41				0,41				0,44	
SD	0,04	0,26	67,16	0,21	0,04	0,28	55,85	0,25	0,04	0,32	76,21	0,25	0,04	0,32	73,23	0,24
$C_v$	0,22	0,73	1,16	0,53	0,26	0,59	1,46	0,51	0,29	0,76	1,22	0,51	0,28	0,80	1,17	0,51
mode	0,18	0,08	149,21	0,26	0,09	0,88	0,09	0,97	0,21	0,20	68,41	0,23	0,11	0,77	0,31	0,23
median	0,18	0,29	31,18	0,30	0,15	0,53	5,40	0,42	0,17	0,34	22,56	0,40	0,18	0,32	31,46	0,33
Min	0,09	0,00	0,06	0,20	0,07	0,04	0,03	0,16	0,08	0,00	0,03	0,20	0,07	0,00	0,03	0,21
Max	0,21	0,90	240,44	0,99	0,21	0,97	184,69	0,97	0,21	0,96	240,44	1,00	0,21	0,97	240,44	0,88

Table 1.1 – The statistical characteristics of the main petrophysical parameters of under coal formation

Histograms of the distribution of reservoir properties, shows that collectors of  $U_1^3$ ,  $U_1^4$ , by the results of research for gas-saturated part of the formation, have porosity in the range of 10-22%, with a peak value 20%; permeability from 10 to 256 mD; most frequent clay value of 20% and the residual water saturation 30-90% with the most frequent value of 30% (Figure 1.1). The collectors of  $U_1^3$ ,  $U_1^4$  formations are cover to the IV and V classes according to the classification A.A. Hanin.

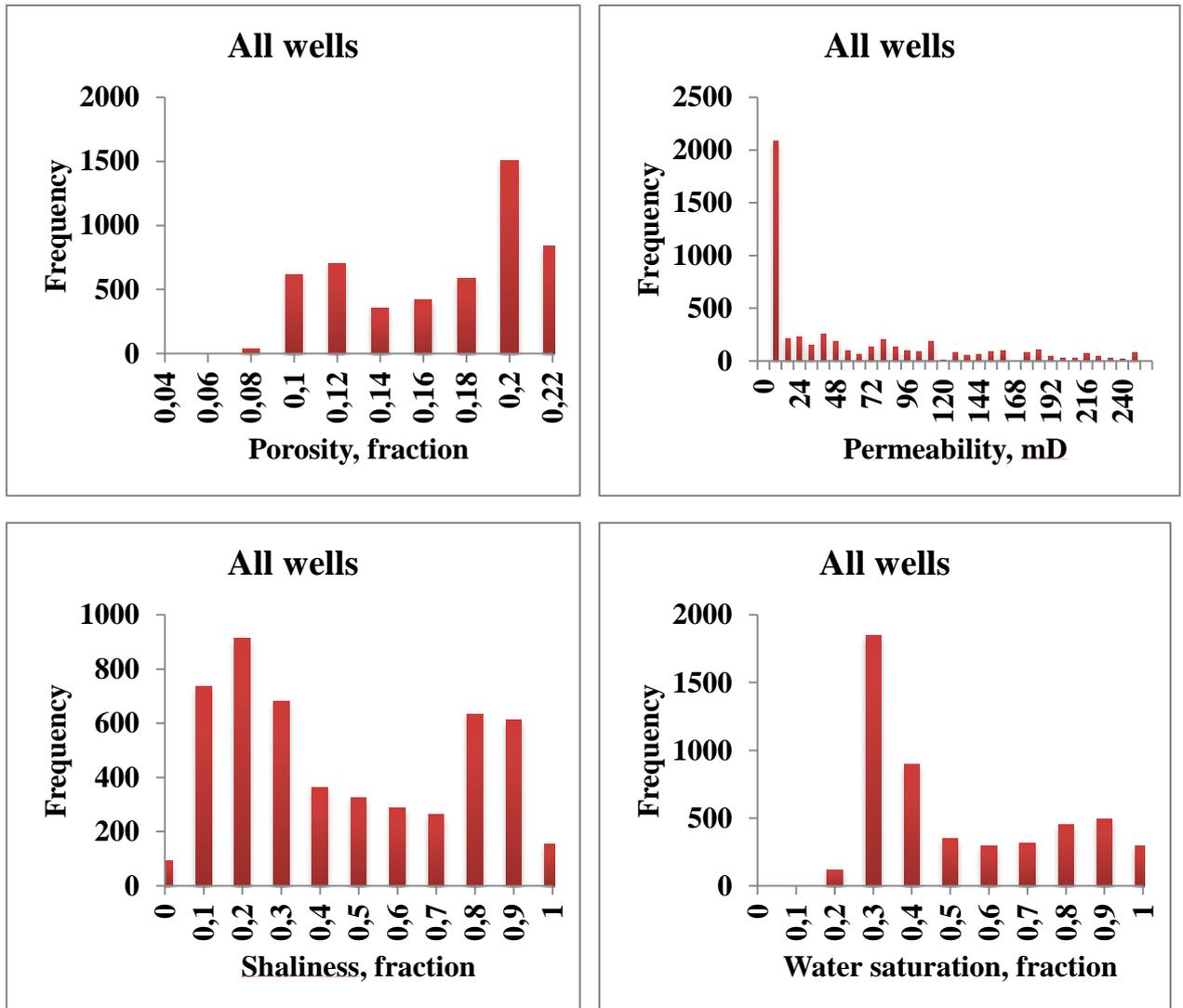


Figure 1.1 – Histograms of the distribution of petrophysical parameters for  $U_1^3$ ,  $U_1^4$

The maximum permeability values are located in the southwest area of research territory. The central and south-eastern regions of under coal formation have the most degraded properties. This area is characterized by the worst values of the indicators of petrophysical properties.

There is observable a general trend in change of the average grain size. Zones with increased thickness correspond to an increase in the average grain size of collectors. Sorting coefficient in the bottom of  $U_1^3$  varies as well as in the bottom of  $U_1^4$ . It can be assumed that the

bottom of the formation  $U_1^3$  took place under conditions similar to formation  $U_1^4$ , namely, in the shallow part of the sea shore. By the nature of changes in these parameters.

Character of changes in size distribution and sorting of material are point at frequent change in hydrodynamic conditions of sedimentation process. There is certain regularity in the distribution of the effective thickness according to formation  $U_1^3$ . The greatest thickness of formation is recorded in the eastern part of the territory (up to 12-17 m), which are reduced in the western and north-western direction from 5 to 10 m, with individual local areas from 10 to 14.2 m (wells: 701, 1191, 726). Increase in thickness is observed in the east central part of the territory, and continues in an easterly direction. There are allocated separate local areas with a thickness of less than 10 m (559 well - 6.8 m; 595 well - 3 m; 485 well - 7.2 m), and more than 10 m (662 well - 16,8 m; 615 well - 16 m; 590 well - 18 m) by the general background of effective thickness of 10 to 15 m. Reducing of the effective thickness is due to clay alteration at the top or at the bottom of formation.

## 1.2 UPPER COAL FORMATION

The  $U_1^1$ ,  $U_1^2$  formations are allocated in the upper part of the horizon U-I as the upper coal formation. In the lithological term is volatile and out of range due to frequent replacement of sandy siltstone by the clay formations. In this regard, on its distribution area are allocated separate lenses and bands of sand and silt collectors, which are lithologically limited on every side.

The distribution law is uniform and has a clearly defined mode with a slight left-sided asymmetry. Average and median values are virtually identical. The law is typical for conditions of sedimentation of the formation.

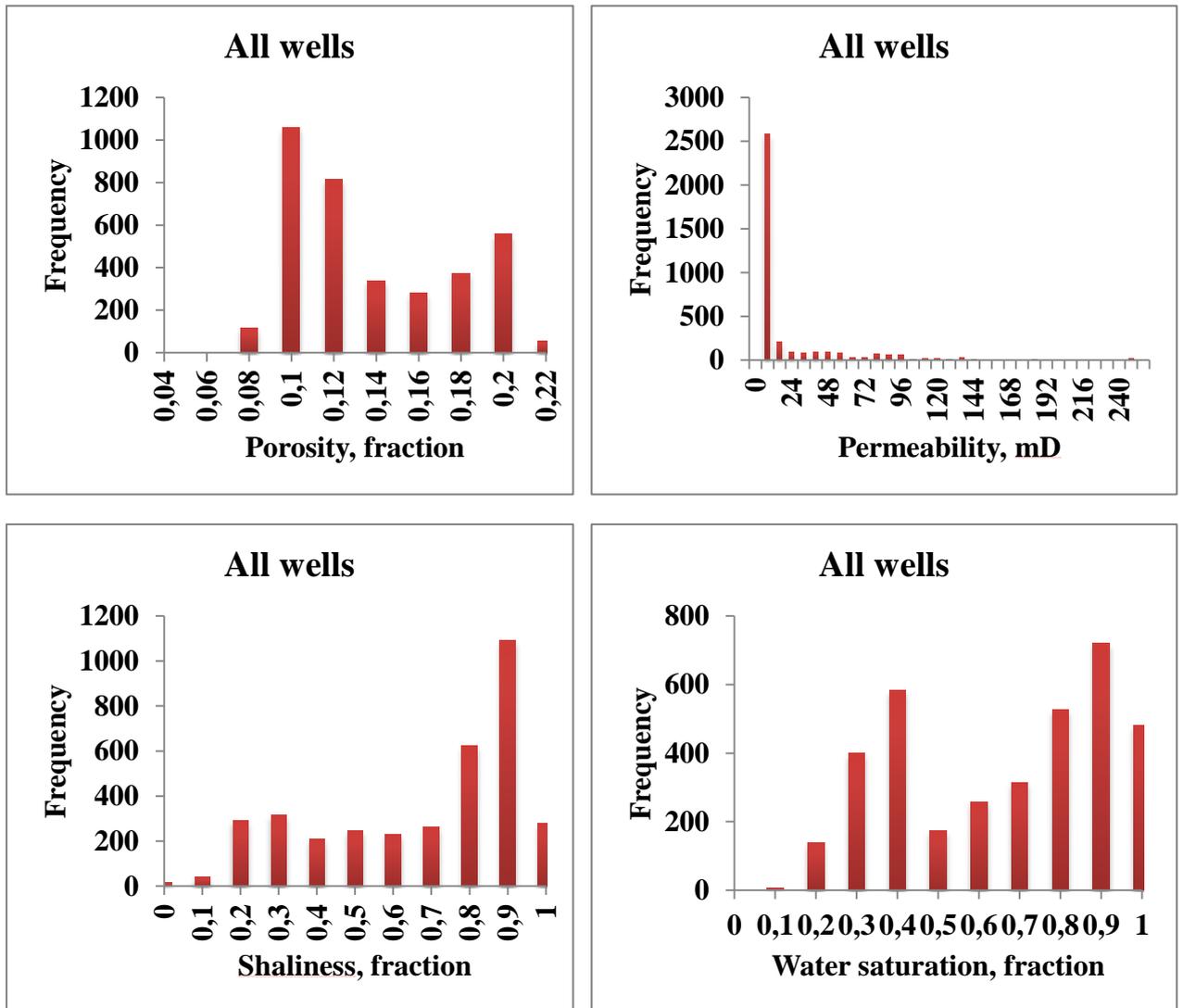


Figure 1.2 – Histograms of the distribution of petrophysical parameters for  $U_1^1$ ,  $U_1^2$

Histograms of the distribution of porosity for reservoirs  $U_1^1$ ,  $U_1^2$  show that the largest number of definitions of porosity lie in the range of 9-12%; permeability - 100 mD; with a peak value of clay in the range of 75-98%, and water saturation - in the 80-100% range (Figure 1.2).

There are traced patchy uneven striping type sections in the investigated area. There is a gradient change in porosity values in direction from the north-east (area of increased porosity values) to the north-west, west and south-west territories (area of low porosity values). A similar disposition has a spatial distribution of permeability.

The statistical characteristics of the main petrophysical parameters are presented in the table 1.2.

	Subtype 1a				Subtype 1b				Type 2			
	$\emptyset$	$V_{sh}$	k	$S_w$	$\emptyset$	$V_{sh}$	k	$S_w$	$\emptyset$	$V_{sh}$	k	$S_w$
$k_{ar}$	0,14	0,56	26,73	0,56	0,13	0,63	17,97	0,64	0,13	0,63	14,23	0,59
$k_{geom}$			2,38				1,28				1,32	
$k_{har}$			0,35				0,23				0,29	
SD	0,04	0,28	50,49	0,23	0,04	0,28	33,99	0,25	0,03	0,24	32,46	0,22
$C_V$	0,28	0,50	1,89	0,42	0,32	0,45	1,89	0,40	0,27	0,38	2,28	0,38
mode	0,19	0,85	0,13	0,93	0,08	0,91	0,08	0,92	0,10	0,82	0,22	0,80
median	0,13	0,67	0,95	0,60	0,11	0,78	0,49	0,73	0,12	0,71	0,91	0,64
Min	0,09	0,00	0,06	0,23	0,08	0,01	0,04	0,24	0,08	0,09	0,03	0,17
Max	0,21	0,91	240,38	0,97	0,21	0,93	177,17	1,00	0,20	0,96	137,85	0,96

	Type 3				Type 4			
	$\emptyset$	$V_{sh}$	k	$S_w$	$\emptyset$	$V_{sh}$	k	$S_w$
$k_{ar}$	0,13	0,64	12,17	0,60	0,12	0,68	8,85	0,67
$k_{geom}$			1,08				0,70	
$k_{har}$			0,22				0,15	
SD	0,04	0,25	22,95	0,27	0,04	0,24	18,95	0,25
$C_v$	0,30	0,40	1,89	0,45	0,31	0,35	2,14	0,37
mode	0,10	0,82	0,30	0,87	0,09	0,89	0,07	0,94
median	0,11	0,78	0,30	0,71	0,11	0,77	0,30	0,74
Min	0,07	0,13	0,03	0,08	0,08	0,17	0,04	0,20
Max	0,20	0,96	103,55	0,96	0,19	0,93	79,83	0,99

Table 1.2 – The statistical characteristics of the main petrophysical parameters of upper coal formation

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе изложены результаты анализа геолого-геофизических особенностей строения келловей-волжского комплекса отложений, получившего развитие в северо-западной части Пудинского мегавала.

Анализ проведен по геолого-геофизическим данным, полученным по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах Л., Западно-Л., Северо-Л. и Нижне-Л. структур.

Согласно изложенным в предыдущих разделах результатам изучения отложений, слагающих келловей-волжские природные резервуары Л. зоны нефтегазонакопления, можно выделить следующие основные аспекты пространственно-временного изменения их литолого-фациальных и петрофизических характеристик.

Характерной особенностью исследуемой песчано-алеврито-глинистой келловей-волжской толщи является цикличность строения. По данным исследования материалов геофизических исследований скважин проанализированы выделенные по площади пласты подугольной ( $Ю_1^{3н}$ ,  $Ю_1^4$ ) и надугольной ( $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ) толщ. Выделенные пласты имеют близкий вещественный состав, но отличаются по условиям формирования и фациям.

По проведенным литолого-фациальным исследованиям выделено 17 литолого-генетических типов отложений, объединенных в 8 макрофаций, для которых проведены палеогеографические реконструкции условий седиментации, обусловившие основные закономерности распространения пород-коллекторов.

Установлено, что формирование групп происходило в полифациальных условиях (в зоне перехода «суша-море») и наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами обладают отложения, пространственно и генетически ассоциирующиеся с прибрежно-отмелевыми (пласт  $Ю_1^4$ ) и дельтовыми (пласт  $Ю_1^{3н}$ ) фациями.

На основании изучения 45 геофизических разрезов скважин выявлены площадные закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных резервуаров, проведен статистический анализ, а также дана оценка неоднородности по предоставленным данным.

Сложный характер изменчивости петрофизических параметров продуктивных пластов горизонта Ю-I Л. зоны нефтегазонакопления, является прямым следствием их фациальной неоднородности. Часто меняющиеся гидродинамические условия накопления осадков в разные седиментационные циклы обусловили развитие зон пласта с ухудшенными значениями пористости и проницаемости, возрастающими вверх по разрезу.

Статистический анализ фильтрационно-емкостных характеристик келловей-оксфордской продуктивной толщи, позволил выделить строение толщ, выраженное в наличие двух седиментационных циклов, отражающих определенные этапы развития территории. Первый седиментационный цикл объединяет продуктивные отложения подугольной толщи ( $Ю_1^3н$ ,  $Ю_1^4$ ). Вторым циклом выражается в накоплении отложений надугольной толщи ( $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ). Границей между седиментационными циклами является так называемая межугольная толща ( $Ю_1^3м$ ), фиксируемая в средней части разреза.

Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных циклитов подугольной толщи  $Ю_1^3н$ ,  $Ю_1^4$  характеризуются незначительной латеральной и вертикальной анизотропией. Данная толща имеет наилучшие характеристики по площадному распространению и характеризующиеся более равномерным распределением свойств по латерали и вертикали.

В отложениях пластов надугольной толщи ( $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$ ) наблюдается картина пониженной пористости и проницаемости. Соответственно, отложения пластов  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$  могут быть отнесены к малопроницаемым. Пространственное распределение открытой пористости показывает ухудшение её значений в юго-западной и северо-западных частях территории исследований. Аналогичный характер имеет пространственное распределение проницаемости. Данной толще присуще пятнистое неравномерное чередование типовых разрезов по территории исследования.

Между вертикальной и горизонтальной проницаемостью пород надугольной толщи существует жесткая корреляционная связь, что позволяет предполагать наличие единой гидродинамической системы для этой части разреза.

Литологическая изменчивость различных частей горизонта Ю-I, обусловлена особенностями седиментогенеза. При структурно-фациальном анализе, установлен косослоистый характер напластования природных резервуаров, с ритмичным чередованием и дискретной линзовидной геометрией тел, обусловленный первичным седиментационным наклоном дна бассейна седиментации.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- 1 . <http://kniganefiti.ru/field.asp?field=69> [1]
- 2 . Жилина Е.Н. Условия формирования и геометризация келловей-волжских природных резервуаров Лугинецкой зоны нефтегазонакопления (Томская область). – Томск 2015 [2]
- 3 . (Атлас «Геология и нефтегазоносность ...», 2004).
- 4 . Конторович, 2002
- 5 . <http://studopedia.org/11-2326.html> [3]
- 6 . <http://www.rosgeoportal.ru/subsoil/tomsk/sitepages/stratigraphy.aspx> [4]