

УДК 550.8  
AGRIS P31

<https://doi.org/10.33619/2414-2948/58/09>

## ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА Ю<sub>2-3</sub> ЗАПАДНО-ТУГРОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- ©**Булатов В. И.**, SPIN-код: 1652-4184, д-р геогр. наук, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, [vibul@rambler.ru](mailto:vibul@rambler.ru)  
©**Игенбаева Н. О.**, SPIN-код: 5110-0513, канд. геогр. наук, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, [nataligeo@narod.ru](mailto:nataligeo@narod.ru)  
©**Бирюкова О. Н.**, SPIN-код: 8227-1720, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, [on-birukova@mail.ru](mailto:on-birukova@mail.ru)  
©**Нанишвили О. А.**, SPIN-код: 8482-1528, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, [olgayugu@yandex.ru](mailto:olgayugu@yandex.ru)

## CHARACTERISTICS OF RESERVOIR PROPERTIES AND FORMATION HETEROGENEITY OF THE Yu<sub>2-3</sub> OF THE ZAPADNO-TUGROVSKOYE OIL FIELD

- ©**Bulatov V.**, SPIN-code: 1652-4184, Dr. habil., Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, [vibul@rambler.ru](mailto:vibul@rambler.ru)  
©**Igenbaeva N.**, SPIN-code: 5110-0513, Ph.D., Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, [nataligeo@narod.ru](mailto:nataligeo@narod.ru)  
©**Biryukova O.**, SPIN-code: 8227-1720, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, [on-birukova@mail.ru](mailto:on-birukova@mail.ru)  
©**Nanishvili O.**, SPIN-code: 8482-1528, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, [olgayugu@yandex.ru](mailto:olgayugu@yandex.ru)

*Аннотация.* В работе проведен анализ геолого–геофизических материалов в целях изучения коллекторских свойств и неоднородности пласта Ю<sub>2-3</sub> тюменской свиты по материалам геофизических исследований пробуренных скважин на Западно–Тугровском месторождении. Представлен информационный анализ морфологической сложности и неоднородности строения продуктивного пласта Ю<sub>2-3</sub>, которые оказывают негативное влияние на характер и процесс выработки запасов углеводородов в пределах отдельных участков залежи.

*Abstract.* The paper analyzes geological and geophysical materials in order to study reservoir properties and formation heterogeneity of the Yu<sub>2-3</sub> of the Tyumen formation based on the materials of geophysical studies of wells drilled at the Zapadno–Tugrovskoye field. The information analysis of morphological complexity and heterogeneity of the structure of the productive layer Yu<sub>2-3</sub>, which have a negative impact on the nature and process of development of hydrocarbon reserves within individual areas of the Deposit, is presented.

*Ключевые слова:* тюменская свита, геологические запасы нефти, морфологическая сложность, расчлененность, проницаемость, песчанистость, нефтенасыщенность, выработка запасов.

**Keywords:** tyumen formation, geological oil reserves, morphological complexity, dissection, permeability, sandiness, oil saturation, production of bolts.

Западно-Тугровское нефтяное месторождение расположено на территории Западно-Тугровского лицензионного участка, в пределах Сергинского нефтегазоносного района Красноленинской нефтегазоносной области.

Западно-Тугровское месторождение открыто в 1992 г., введено в разработку в 2008 г.

Подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа производился отдельно по пластам Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup>. В эксплуатации находятся залежи в составе пластов Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup>. На дату исследований в разработке два эксплуатационных объекта — Ю<sub>2-6</sub>, и Ю<sub>10</sub>;

Основной объем запасов нефти месторождения приходится на пласт Ю<sub>2-3</sub> объекта разработки Ю<sub>2-6</sub>.

Продуктивная толща пласта Ю<sub>2-3</sub> на месторождении представлена среднеюрскими отложениями тюменской свиты, которые характеризуются неравномерным переслаиванием песчаников и алевролитов с редкими прослоями аргиллитов. По структуре песчаники мелкозернистые и средне-мелкозернистые, а алевролиты преимущественно мелко-крупнозернистые. Общая толщина пласта достигает 32,1 м (Рисунок 1).

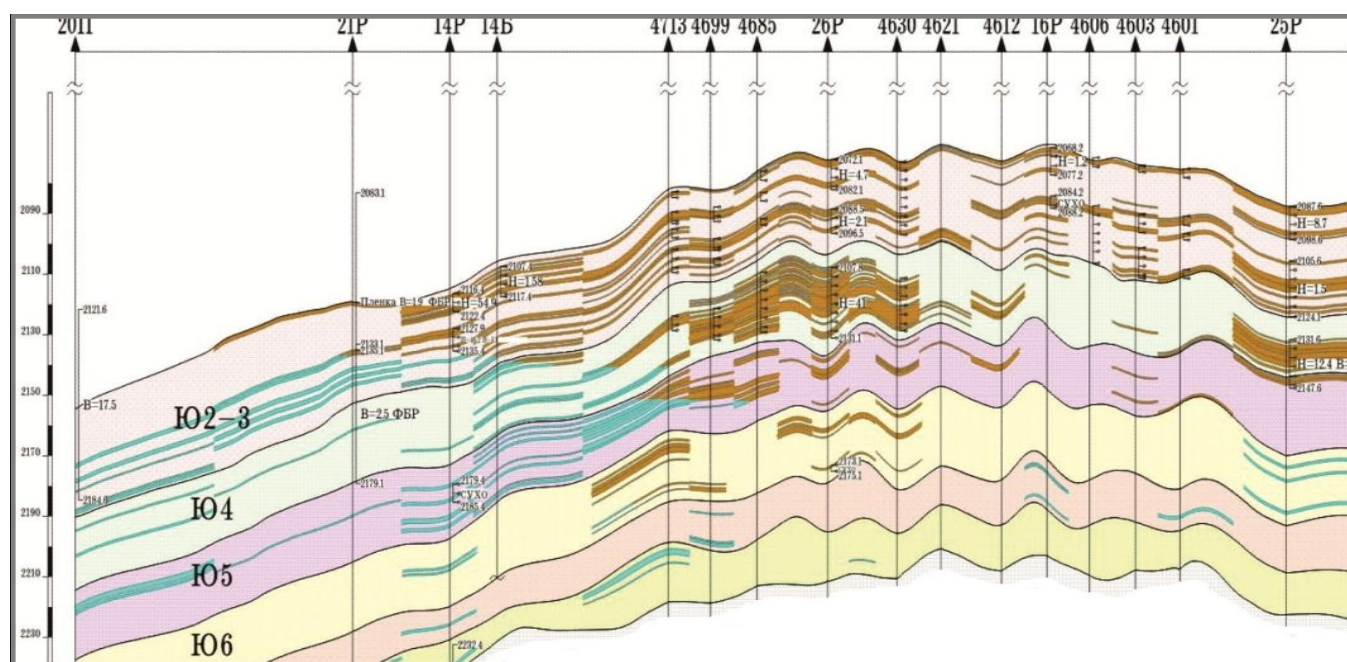


Рисунок 1. Геологический профиль по линии скважин 20П-25П. Объект разработки Ю<sub>2-6</sub>.

Залежь пласта Ю<sub>2-3</sub> пластовая, сводовая, тектонически- и литологически экранированная. Линиями тектонических нарушений разделена на 3 блока (Рисунок 2).

Доля геологических запасов промышленных категорий пласта Ю<sub>2-3</sub> в объекте разработки Ю<sub>2-6</sub> составляет 68% (Рисунок 3).

Характеристика коллекторских свойств и неоднородности пласта Ю<sub>2-3</sub> представлена по материалам геофизических исследований пробуренных на месторождении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

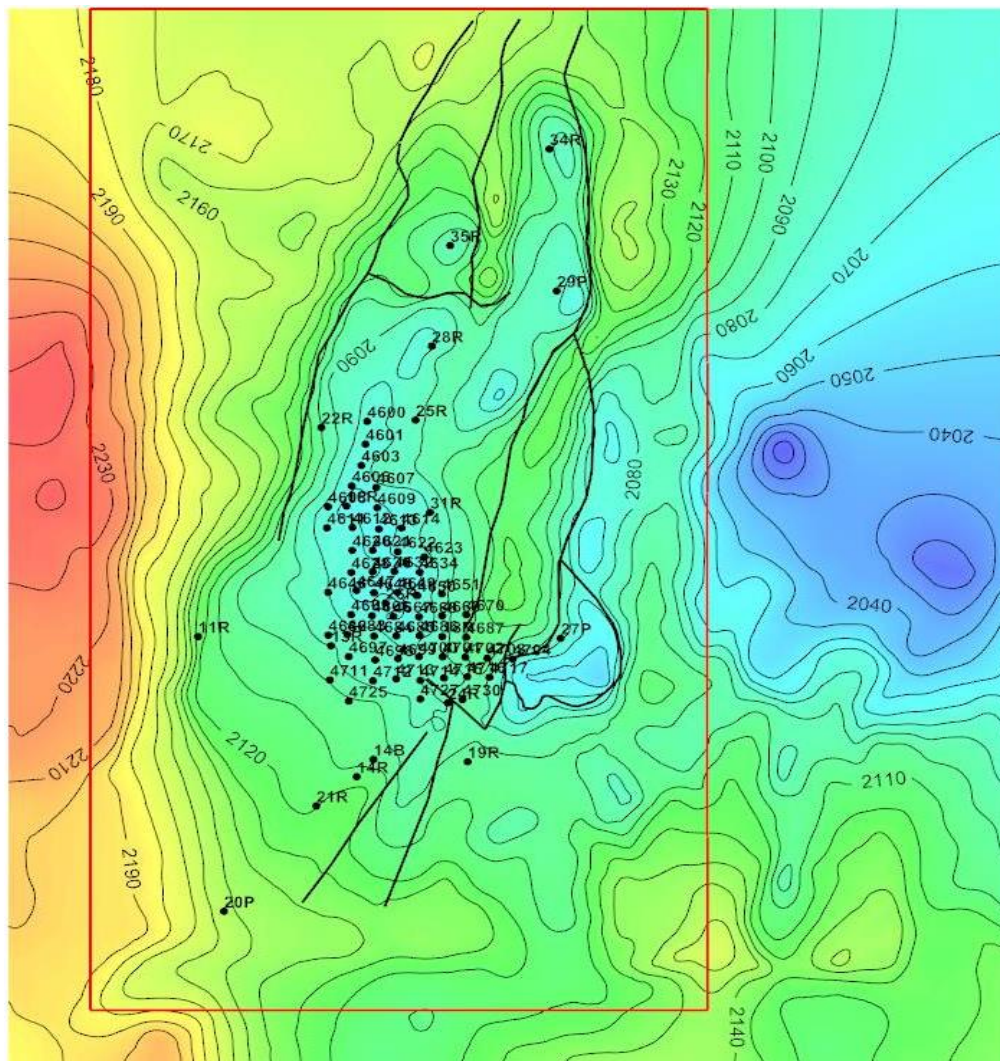


Рисунок 2. Структурная карта пласта Ю<sub>2-3</sub> Западно-Тугровского месторождения.

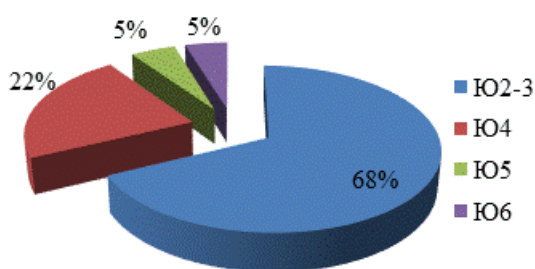


Рисунок 3. Доля геологических запасов промышленных категорий по пластам объекта ЮС<sub>2-6</sub>.

Морфологическая сложность, неоднородность и коллекторские свойства залежи продуктивного пласта Ю<sub>2-3</sub> тюменской свиты изучались по данным ГИС скважин, вскрывших продуктивный разрез Западно-Тугровского месторождения.

Неоднородность строения пластов продуктивной части разреза анализировалась и оценивалась по следующим показателям: толщина (общая, эффективная, нефтенасыщенная), расчлененность ( $K_{расч}$ ), толщины песчаных и глинистых пропластков, песчанистость ( $K_{песч}$ ), пористость ( $K_{п}$ ), проницаемость ( $K_{пр}$ ), нефтенасыщенность ( $K_{н}$ ).



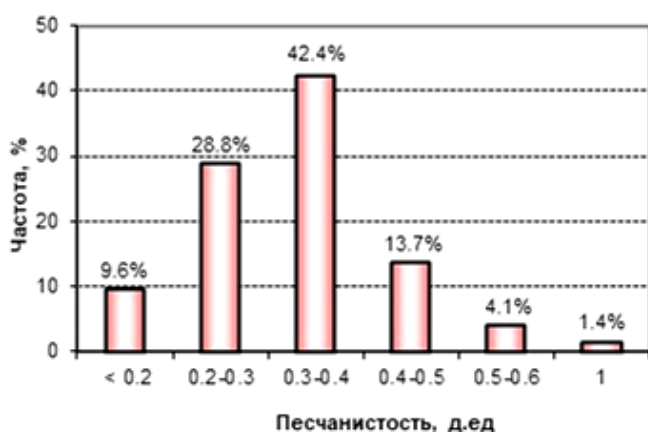
Отложения пласта Ю<sub>2-3</sub> распространены практически по всей площади месторождения (Рисунок 1). Отложения продуктивной части пласта в границах залежей вскрыты 73 скважинами, в том числе: ЧНЗ — 69 скважин, ВНЗ — 4 скважины.

Общая толщина пласта в границах нефтеносности изменяется от 27,1 м до 38,5 м, при среднем значении параметра — 32,1 м. Эффективные толщины по скважинам изменяются в широких пределах от 0,9 м до 13,3 м, составляя в среднем — 8,3 м.

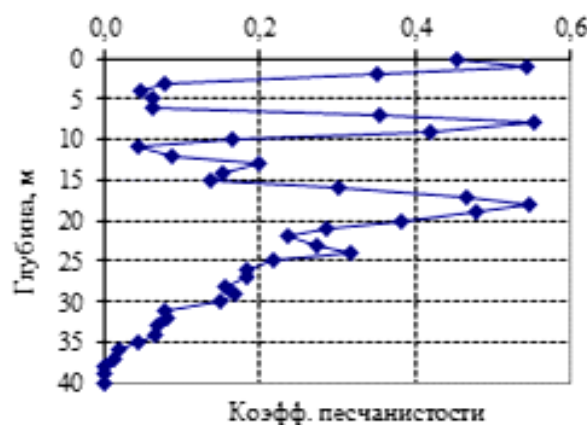
Песчаность ( $K_{\text{песч}}$ ) по скважинам изменяется от 0,03 до 0,44, при среднем значении — 0,26.

Распределение скважин по коэффициенту песчаности представлено на Рисунке 4. Из распределения следует, что в целом продуктивная часть пласта Ю<sub>2-3</sub> характеризуется низкой песчаностью разреза.

Характер распределения коэффициента песчаности по площади месторождения показал, что доля гидродинамически связанных коллекторов (ГСК) в разрезе пласта ( $K_{\text{песч}} > 0,7$ ) отсутствует.



Распределение скважин по коэффициенту песчаности



Геолого-статистический разрез по  $K_{\text{песч}}$

Рисунок 4. Характеристика песчаности пласта Ю<sub>2-3</sub> Западно-Тугровского месторождения.

Количество проницаемых пропластков в разрезе пласта по скважинам изменяется от 1 до 12, при среднем значении коэффициента расчлененности — 7,1. Максимальными значениями коэффициента расчлененности характеризуются разрезы скважин, пробуренных в сводовой нефтяной зоне пласта.

Распределение скважин по параметру «расчлененность» и нефтенасыщенная мощность представлено на Рисунке 5.

Продуктивный разрез сложен песчаными пропластками с толщиной от 0,3 м до 3,8 м, в среднем — 1,0 м, коэффициент вариации — 0,6.

Распределение нефтенасыщенных пропластков по интервалам толщин приведено на Рисунке 4. Из распределения следует, что 93,5% песчаных пропластков имеют толщину меньше 2 м (в т. ч. 61,2% с толщиной меньше 1 м), 5,7% — от 2 до 3 м, 0,8% — от до 4 м.

Средние по скважинам значения толщин глинистых пропластков варьируют от 0,1 м до 29,5 м, при среднем значении — 3,1 м. Перемычки с толщиной от 4 м и более составляют 26% пропластков.

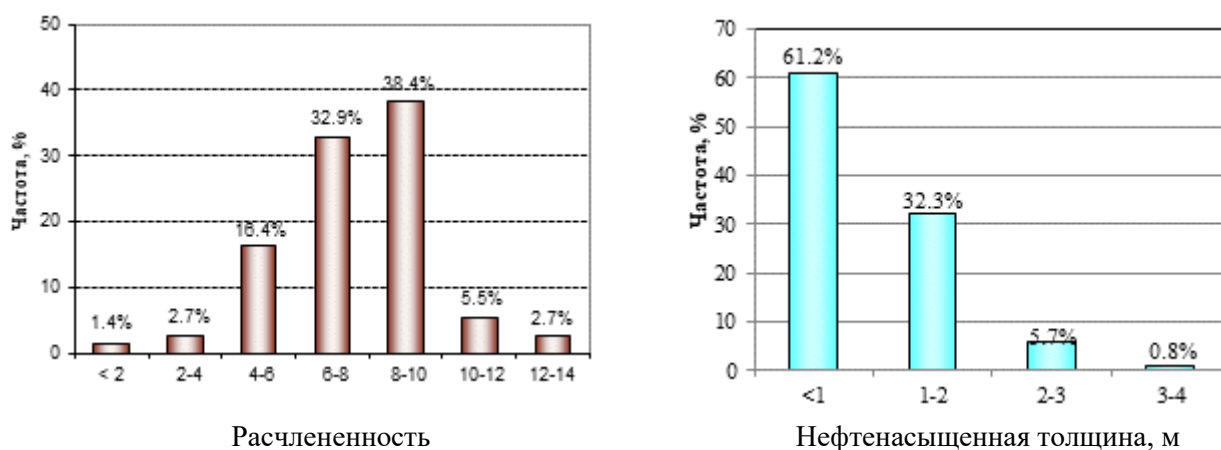


Рисунок 5. Распределение скважин по расчлененности и нефтенасыщенной толщине пласта Ю<sub>2-3</sub> Западно-Тугровского месторождения.

В целом по месторождению толщина непроницаемого раздела между нефтенасыщенным и водонасыщенным коллектором по данным ГИС 4 скважин, вскрывших водонефтяную зону пласта, варьирует от 0,5 м до 5,6 м, составляя в среднем — 3,4 м.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта изучались по данным 508 определений.

Средневзвешенные по скважинам значения  $K_{п}$  изменяются от 13,0% до 18,7%, при среднем значении параметра — 15,3%.

Распределение  $K_{п}$  по площади месторождения и геолого-статистический разрез по коэффициенту пористости показано на Рисунке 6, из которого следует, что лучшими емкостными свойствами характеризуются коллекторы в купольной части разрез пласта.

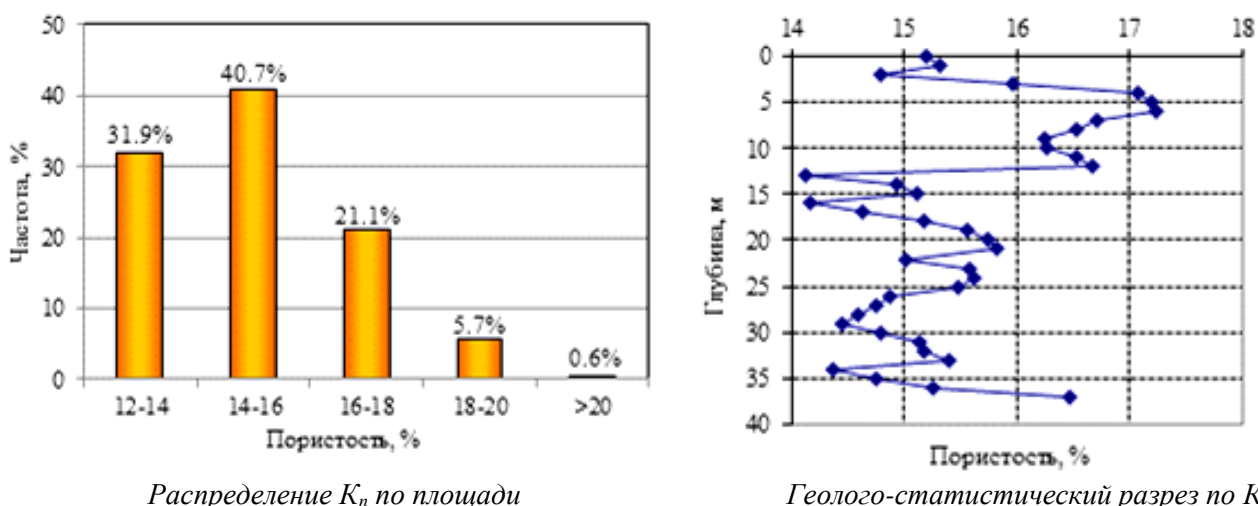


Рисунок 6. Характеристика пористости пласта Ю<sub>2-3</sub>.

Разрез продуктивной толщи в пределах контура нефтеносности сложен проницаемыми прослоями с  $K_{п}$  от 13,0% до 22,3%, при среднем значении  $K_{п}$  — 15,0%.

Из распределения следует, что 31,9% прослоев в нефтенасыщенном объеме имеют  $K_{п}$  ниже 14%, прослоев с  $K_{п}$  от 14% до 16% имеют 40,7%, прослоев с  $K_{п}$  от 16% до 18% имеют 5,7% прослоев, с  $K_{п}$  более 20%, имеют 0,6%.

Средневзвешенные по скважинам значения проницаемости ( $K_{пр}$ ) изменяются в пределах от  $0,2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $113 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, при среднем значении —  $3,1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Разрез пласта в границах нефтеносности сложен прослоями коллектора с  $K_{пр}$  от  $0,2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $244,1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, при средневзвешенном по объему значении  $K_{пр}$  —  $3,0 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и коэффициенте вариации — 4,2, что говорит о высокой степени анизотропии разреза по проницаемости. Распределение нефтенасыщенных прослоев, слагающих продуктивный разрез, по интервалам  $K_{пр}$  представлено на Рисунке 7.

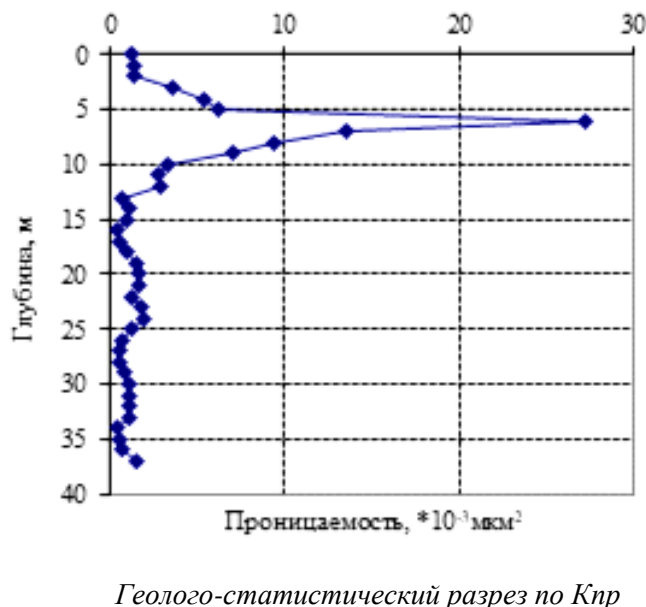
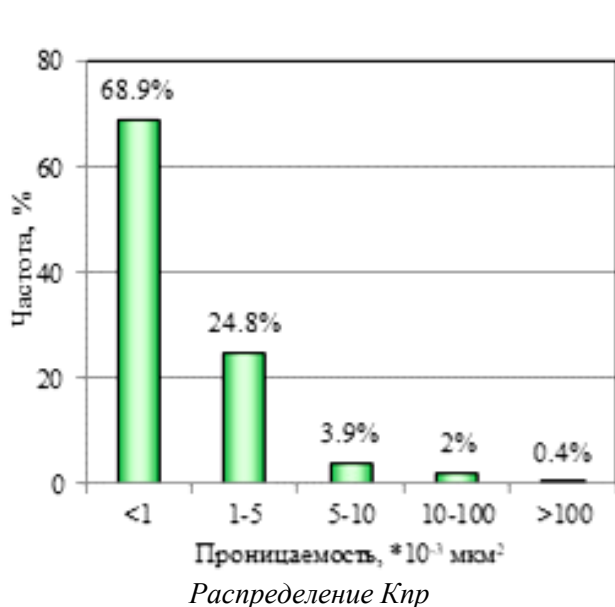
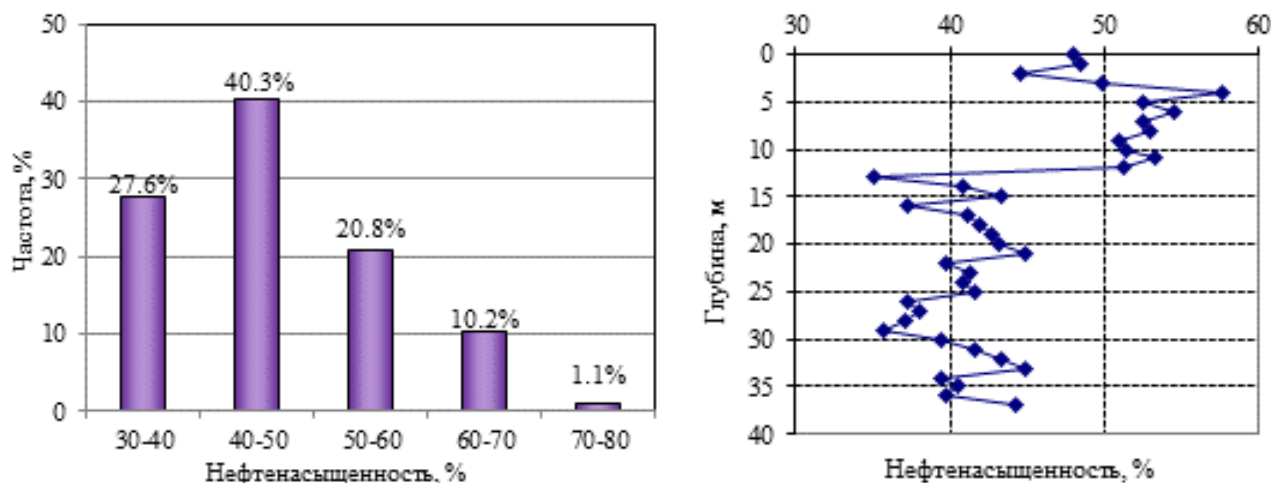


Рисунок 7. Распределение нефтенасыщенных прослоев по интервалам коэффициента проницаемости  $K_{пр}$ . Пласт Ю<sub>2-3</sub>.

Анализ распределения показал, что 68,9% прослоев в нефтенасыщенном объеме пласта Ю<sub>2-3</sub> имеют очень низкие значения  $K_{пр}$ , не превышающие  $1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, 28,7% — от  $1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $10 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, 2% — от  $10 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $100 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, 0,4% прослоев обладают средними фильтрационными свойствами и имеют  $K_{пр}$  более  $100 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Анализ площадного распределения показал, что по коэффициенту нефтенасыщенности пласт наиболее неоднороден в купольной части разреза. Средневзвешенные по скважинам значения нефтенасыщенности ( $K_n$ ) по данным ГИС (293 послойных определений), изменяются в пределах от 33,3% до 69,5%, при среднем значении — 47,1%. Геолого-статистический разрез по коэффициенту нефтенасыщенности представлен на Рисунке 8.

Из распределения нефтенасыщенных прослоев по интервалам следует, что 27,6% прослоев разреза пласта имеют  $K_n$  ниже 40%, 40,3% прослоев с  $K_n$  от 40% до 50%, 20,8% прослоев с  $K_n$  от 50% до 60%, 10,2% от 60% до 70, 1,1% прослоев с  $K_n$  выше 70%.



Распределение нефтенасыщенности, %

Геолого-статистический разрез по  $K_n$

Рисунок 8. Распределение нефтенасыщенных прослоев по интервалам пласта Ю<sub>2-3</sub>.

### Выводы

Анализ морфологической сложности и неоднородности строения продуктивного пласта Ю<sub>2-3</sub> Западно-Тугровского месторождения показал следующее:

– для пластов тюменской свиты характерен значительный разброс величин таких параметров, как эффективная толщина (0,9–13,3 м), свойственно наличие многочисленных зон глинизации пластов (толщина глинистых пропластков 0,1–29 м), линзовидный характер песчано-алевритовых тел (продуктивные площади пластов Ю<sub>4</sub>–Ю<sub>6</sub> уменьшаются от 50% до 17% относительно пласта Ю<sub>2-3</sub>);

– низкая песчанистость продуктивной части разреза (по пластам изменяется от 0,03 до 0,44);

– низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов продуктивных пластов Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub> (проницаемость по пласту изменяется от  $0,2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $113 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), пористость от 13,0% до 18,7%, нефтенасыщенность изменяется от 33,3% до 69,5%).

Вышеперечисленные показатели морфологической сложности и неоднородности строения пласта Ю<sub>2-3</sub> оказывают негативное влияние на характер и процесс выработки запасов УВ в пределах отдельных участков залежи, таких как:

– наличие зон глинизации и тектонических разломов, влияющих на распределение фильтрационных потоков, а, следовательно, и процесс выработки запасов;

– характер глинизации продуктивных отложений, обуславливающий зональную неоднородность пластов по толщине, которая в свою очередь влияет на характер выработки запасов на участках залежей с резким выклиниванием пласта.

– фильтрационная неоднородность разреза пластов, влияющая на равномерность выработки запасов УВ.

### Список литературы:

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Западно-Тугровского нефтяного месторождения. ТФ ООО «КогалымНИПИнефть». 2007.

2. Медведский Р. И., Севастьянов А. А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. СПб.: Недра, 2004. 192 с.

3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: утв. приказом МПР России 21.03.2007 г. №61.

*References:*

1. (2007). Technological diagram of the pilot industrial development of the West-Tugrovskoye oil field. LLC KogalymNIPIneft.
2. Medvedskii, R. I., & Sevastyanov, A. A. (2004). Otsenka izvlekaemykh zapasov nefti i prognoz urovnei dobychi po promyslovym dannym. St. Petersburg, Nedra, 192.
3. (2007). Methodological recommendations for the design of the development of oil and gas-oil fields: approved. by order of the Ministry of Natural Resources of Russia on March 21, no. 61.

*Работа поступила  
в редакцию 29.07.2020 г.*

*Принята к публикации  
02.08.2020 г.*

*Ссылка для цитирования:*

Булатов В. И., Игенбаева Н. О., Бирюкова О. Н., Нанишвили О. А. Характеристика коллекторских свойств и неоднородности пласта Ю<sub>2-3</sub> Западно-Тугровского нефтяного месторождения // Бюллетень науки и практики. 2020. Т. 6. №9. С. 88-95. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/58/09>

*Cite as (APA):*

Bulatov, V., Igenbaeva, N., Biryukova, O., & Nanishvili, O. (2020). Characteristics of Reservoir Properties and Formation Heterogeneity of the Yu<sub>2-3</sub> of the Zapadno-Tugrovskoye Oil Field. *Bulletin of Science and Practice*, 6(9), 88-95. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/58/09>