

УДК 622.276

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАПАДНО-ТУГРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гасанов Р.А.

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: gasanovra@mail.ru*

Западно-Тугровское месторождение расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 60 км к юго-западу от г. Нягань и 245 км к северо-западу от г. Ханты-Мансийска. Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой. Ближайшие разрабатываемые месторождения: Краснolenинское, Ловинское и Сыморьяхское. В тектоническом отношении месторождение приурочено к ряду локальных поднятий Тугровского малого вала – структуры II порядка в пределах Шеркалинского мегапрогиба – структуры I порядка. Дегазированная нефть лёгкая по плотности, маловязкая, малосернистая, парафинистая, смолистая. Промышленная нефтеносность месторождения связана с континентальными отложениями тюменской и шеркалинской свит. По пласту Ю10 по керну пористость определялась на 184 образцах из 12 скважин, проницаемость – на 103 образцах из 10 скважин, водоудерживающая способность – на 92 образцах из 9 скважин. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определён на 14 образцах керна из 4 скважин. Обоснование фазовых проницаемостей проведено по результатам исследований на 14 образцах керна пластов из 3 скважин. По ГИС пористость и проницаемость определены во всех скважинах. Всего проведено 93 гидродинамических исследований в 47 скважинах.

Ключевые слова: нефть, геологическая характеристика, юрские отложения, состояние разработки, подготовка скважинной продукции.

## GEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE WEST-TUGROVSKY FIELD

Gasanov R.A.

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: gasanovra@mail.ru*

The Zapadno-Tugrovskoye field is located in the Sovetsky district of the Khanty-Mansiysk autonomous district of the Tyumen region, 60 km south-west of the town of Nyagan and 245 km north-west of the town of Khanty-Mansiysk. The field is located in an area with developed infrastructure. The nearest development fields are Krasnoleninskoye, Lovinskoe and Symoryakhskoye. In tectonic terms, the field is confined to a series of local uplifts of the Tugrovsky small shaft — a structure of the second order within the Sherkalinsky megaprogib — a structure of the first order. Degassed oil is light in density, low-viscosity, low-sulfur, paraffin, resinous. The industrial oil-bearing capacity of the field is associated with continental deposits of the Tyumen and Sherekalinsk suite. For the Yu10 reservoir, the core porosity was determined on 184 samples from 12 wells, permeability - on 103 samples from 10 wells, water holding capacity - on 92 samples from 9 wells. The coefficient of residual oil saturation is determined on 14 core samples from 4 wells. The justification of the phase permeabilities was carried out according to the results of studies on 14 samples of the core layers from 3 wells. GIS porosity and permeability are defined in all wells. A total of 93 hydrodynamic studies were conducted in 47 wells.

Keywords: oil, geological characteristics, Jurassic sediments, development status, preparation of well production.

Западно-Тугровское месторождение расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 60 км к юго-западу от г. Нягань и 245 км к северо-западу от г. Ханты-Мансийска [1].

Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой [2]. Ближайшие разрабатываемые месторождения: Красноленинское, Ловинское и Сыморьяхское (рисунок 1).

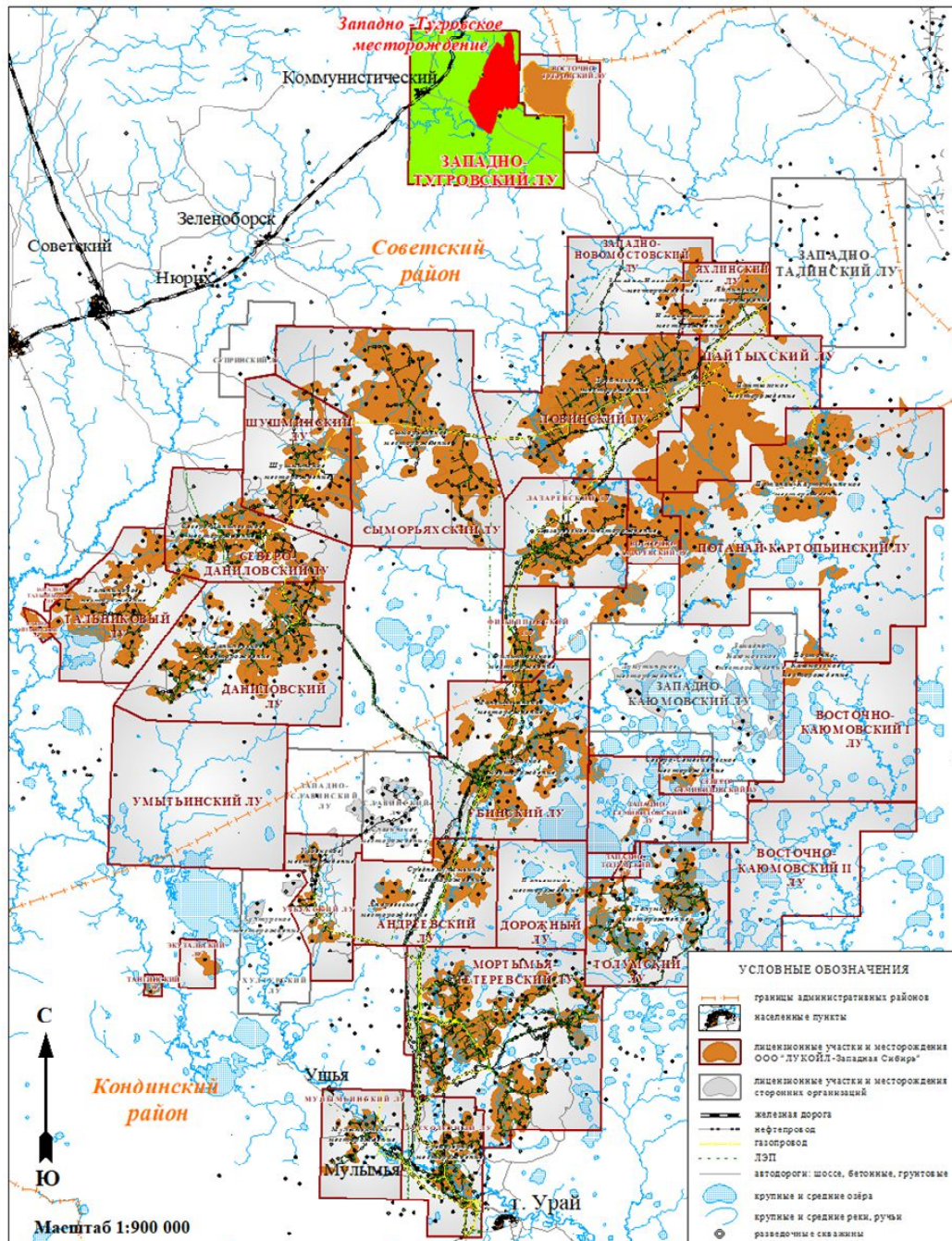


Рисунок 1 – Обзорная схема района месторождения

В тектоническом отношении месторождение приурочено к ряду локальных поднятий Тугровского малого вала – структуры II порядка в пределах Шеркалинского мегапрогиба – структуры I порядка [3].

В пределах Тугровского вала по данным бурения и сейсморазведочных материалов МОГТ выделяется большое количество тектонических разрывных нарушений, которые захватывают доюрские образования и юрские отложения [4, 5].

Промышленная нефтеносность месторождения связана с континентальными отложениями тюменской и шеркалинской свит: пласты Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>10</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>10</sub><sup>2</sup>, рисунок 2.

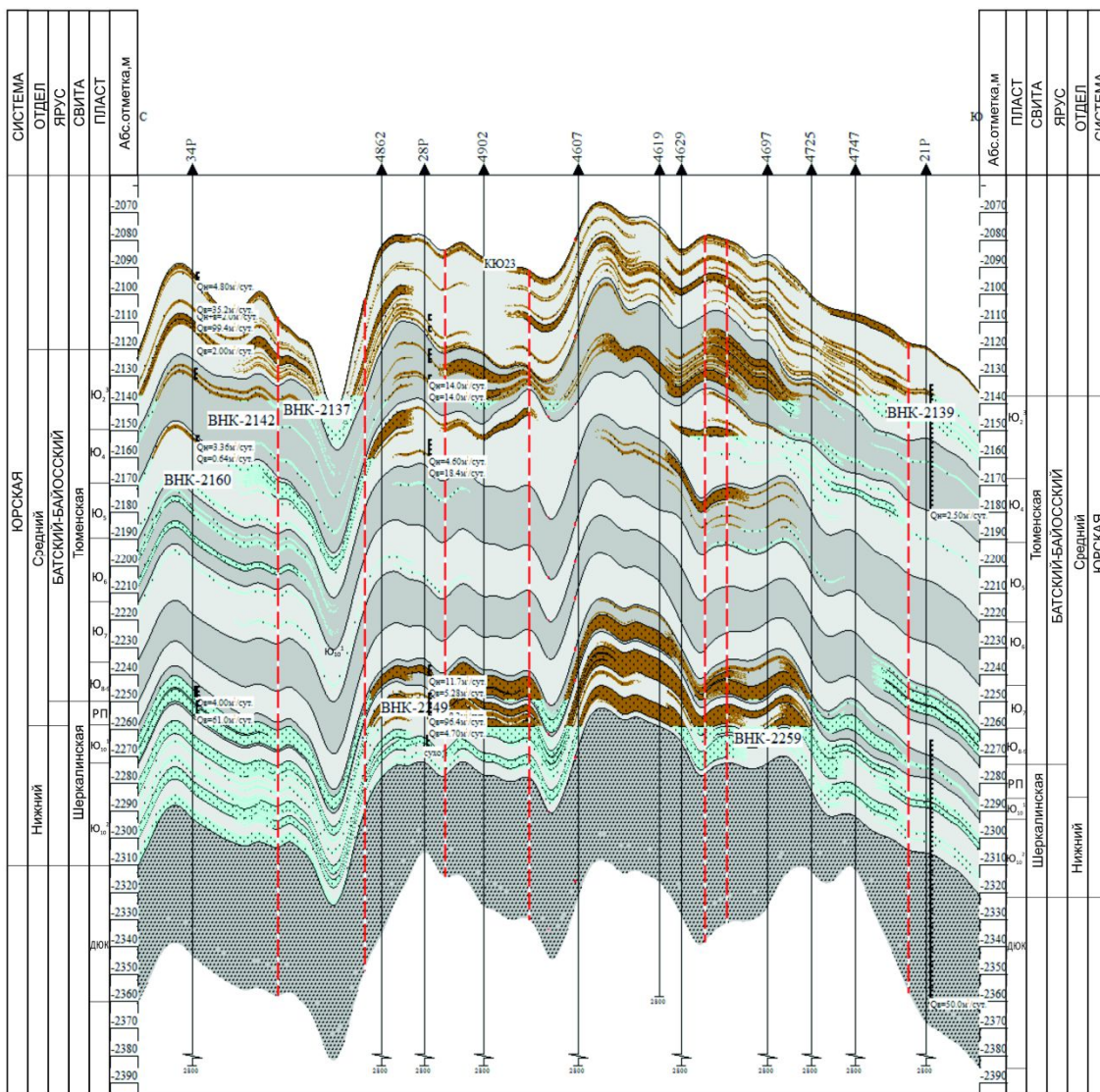


Рисунок 2 – Геологический профиль

### Ю<sub>2b-bt</sub> пласт Ю<sub>2-3</sub>

В отложениях пласта выявлено четыре блока:

Залежь блока 1 – пластовая сводовая, литологически- тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 16,0×5,2 км, высотой 70 м.

Залежь блока 2 – пластовая сводовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 2,7×2,0 км, высотой 60 м.

Залежь блока 3 – пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 2,5×1,6 км, высотой 58 м.

Залежь блока 4 – пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 5,6×05 км, высотой 34 м.

По керну пористость определялась на 439 образцах из 20 скважин, проницаемость – на 414 образцах из 20 скважин, водоудерживающая способность – на 394 образцах из 20 скважин.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определён на 33 образцах керна из 6 скважин. Обоснование фазовых проницаемостей проведено по результатам исследований на 22 образцах керна пластов из 4 скважин. Капиллярные характеристики коллекторов получены по результатам исследований 12 образцов керна пластов из одной скважины.

По ГИС пористость и проницаемость определены во всех скважинах.

Гидродинамические исследования проводились в целом по пластам Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>. Всего по пластам проведено 277 гидродинамических исследований (КВУ, КВД, КПД, ИД) в 101 скважине. Совместно с пластами Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup> проведено 342 гидродинамических исследования в 95 скважинах.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Свойства нефти изучены по 4 глубинным пробам из 2 скважин и 10 поверхностным пробам из 9 скважин. Дегазированная нефть лёгкая по плотности, маловязкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

#### **Јb-bt пласт Ю<sub>4</sub>**

В отложениях пласта выявлено четыре блока:

Залежь блока 1 – пластовая сводовая, литологически- тектонически экранированная нефтяная, размером 14,0×4,5 км, высотой 45 м.

Залежь блока 2 – пластовая сводовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 2,7×2,0 км, высотой 40 м.

Залежь блока 3 – пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 1,5×1,0 км, высотой 7 м.

Залежь блока 4 – пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 5,7×05 км, высотой 18 м.

По керну пористость определялась на 210 образцах из 14 скважин, проницаемость – на 202 образцах из 13 скважин, водоудерживающая способность – на 190 образцах из 13 скважин.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определён на 33 образцах керна из 3 скважин. Обоснование фазовых проницаемостей проведено по результатам исследований на 20 образцах керна пластов из 4 скважин. Капиллярные характеристики коллекторов не изучены и приняты по аналогии с пластом Ю<sub>2-3</sub>.

По ГИС пористость и проницаемость определены во всех скважинах.

Гидродинамические исследования проводились в целом по пластам Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>. Всего по пластам проведено 277 гидродинамических исследований (КВУ, КВД, КПД, ИД) в 101 скважине. Совместно с пластами Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup> проведено 342 гидродинамических исследования в 95 скважинах.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Свойства нефти изучены по 2 глубинным пробам из 1 скважин и 6 поверхностным пробам из 5 скважин. Дегазированная нефть лёгкая по плотности, маловязкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

#### **Ж<sub>2b-bt</sub> пласт Ю<sub>5</sub>**

В отложениях пласта выявлено четыре блока:

Блок 1 – три залежи:

- Северная залежь – пластовая сводовая, литологически-, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 7,0×3,6 км, высотой 22 м;
- Южная залежь – пластовая сводовая, литологически экранированная нефтяная залежь, размером 4,2×3,0 км, высотой 26 м;
- Восточная залежь – пластовая сводовая, литологически-, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 1,5×0,5 км, высотой 12 м.

Залежь блока 2 – пластовая сводовая, литологически-тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 2,6×2,0 км, высотой 27 м.

Залежь блока 3 – пластовая сводовая литологически-тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 1,0×1,0 км, высотой 15 м.

Залежь блока 4 – пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 5,8×05 км, высотой 14 м.

По керну пористость определялась на 187 образцах из 12 скважин, проницаемость – на 183 образцах из 12 скважин, водоудерживающая способность – на 176 образцах из 12 скважин.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности не определён по пласту. Обоснование фазовых проницаемостей проведено по результатам исследований на 3 образцах керна

пласта из одной скважины. Капиллярные характеристики коллекторов получены по результатам исследований 6 образцов керна пласта из одной скважины.

По ГИС пористость и проницаемость определены во всех скважинах.

Гидродинамические исследования проводились в целом по пластам Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>. Всего по пластам проведено 277 гидродинамических исследований (КВУ, КВД, КПД, ИД) в 101 скважине. Совместно с пластами Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup> проведено 342 гидродинамических исследования в 95 скважинах.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Свойства нефти изучены по 2 глубинным пробам из 1 скважин и 2 поверхностным пробам из 2 скважин. Дегазированная нефть лёгкая по плотности, маловязкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

#### **Ж<sub>2b-bt</sub> пласт Ю<sub>6</sub>**

В отложениях пласта выявлено два блока:

Залежь блока 1 – пластовая, литологически-, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 5,0×3,5 км, высотой 30 м;

Залежь блока 4 – пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 5,6×0,5 км, высотой 18 м.

По керну пористость определялась на 60 образцах из 8 скважин, проницаемость – на 55 образцах из 8 скважин, водоудерживающая способность – на 55 образцах из 8 скважин.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, обоснование фазовых проницаемостей, капиллярные характеристики коллекторов не определены по пласту. Данные характеристики взяты по аналогии пласта Ю<sub>5</sub>.

По ГИС пористость и проницаемость определены во всех скважинах.

Гидродинамические исследования проводились по пласту Ю<sub>6</sub> в период испытания. Всего проведено 9 гидродинамических исследований в 6 скважинах.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Свойства нефти не изучены и приняты по аналогии пласта Ю<sub>5</sub>. Дегазированная нефть лёгкая по плотности, маловязкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

#### **Ж<sub>1t-a</sub> пласт Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>**

В отложениях пласта выявлено четыре блока.

Залежь блока 1 – пластовая сводовая, тектонически экранированная нефтяная, размером 11,5×5,2 км, высотой 35 м.

Залежь блока 2 – пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная нефтяная залежь, размером 1,0×0,25 км, высотой 8 м.

Залежь блока 3 – пластовая сводовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 2,0×1,0 км, высотой 11 м.

Залежь блока 4 – пластовая, тектонически экранированная нефтяная залежь, размером 5,7×0,5 км, высотой 25 м.

По керну пористость определялась на 184 образцах из 12 скважин, проницаемость – на 103 образцах из 10 скважин, водоудерживающая способность – на 92 образцах из 9 скважин.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определён на 14 образцах керна из 4 скважин. Обоснование фазовых проницаемостей проведено по результатам исследований на 14 образцах керна пластов из 3 скважин. Капиллярные характеристики коллекторов пласта не изучались.

По ГИС пористость и проницаемость определены во всех скважинах.

Гидродинамические исследования проводились в целом по пластам Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup>. Всего проведено 93 гидродинамических исследований в 47 скважинах. Совместно в пластами Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub> проведено 342 гидродинамических исследования в 95 скважинах.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Свойства нефти в целом по пластам Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup> изучены по 5 глубинным пробам из 2 скважин и 13 поверхностным пробам из 6 скважин. Дегазированная нефть лёгкая по плотности, маловязкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

### **Ж<sub>1т</sub>-а пласт Ю<sub>10</sub><sup>2</sup>**

В отложениях пласта выявлено два блока.

Залежь блока 1 – пластовая сводовая, тектонически-, литологически экранированная нефтяная залежь, размером 10,9×5,2 км, высотой 35 м.

Залежь блока 3 – пластовая сводовая, тектонически-, литологически экранированная нефтяная залежь, размером 2,5×1,4 км, высотой 23 м.

По керну пористость определялась на 406 образцах из 16 скважин, проницаемость – на 295 образцах из 14 скважин, водоудерживающая способность – на 273 образцах из 13 скважин.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определён на 18 образцах керна из 5 скважин. Обоснование фазовых проницаемостей проведено по результатам исследований на 13 образцах керна пластов из 3 скважин. Капиллярные характеристики коллекторов пласта не изучались.

По ГИС пористость и проницаемость определены во всех скважинах.

Гидродинамические исследования проводились в целом по пластам Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup>. Всего проведено 93 гидродинамических исследования в 47 скважинах. Совместно в пластами Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub> проведено 342 гидродинамических исследования в 95 скважинах.

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Свойства нефти в целом по пластам Ю<sub>10</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>10</sub><sup>2</sup> изучены по 5 глубинным пробам из 2 скважин и 13 поверхностным пробам из 6 скважин. Дегазированная нефть лёгкая по плотности, маловязкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты					
		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>
Средняя глубина залегания кровли	м	2359,0	2413,0	2438,7	2456,5	2525,5	2524,4
Площадь нефте/газоносности	тыс.м <sup>2</sup>	68875	39673	26394	12569	31860	26090
Средняя общая толщина	м	33,8	26,8	22,5	23,4	11,4	29,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	7,3	4,2	2,7	2,2	4,1	6,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	2,2	2,4	2,1	1,4	3,2	6,0
Коэффициент пористости	доли ед.	0,15	0,17	0,16	0,16	0,17	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,514	0,566	0,507	0,54	0,551	0,48
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,494	0,492	0,489	0,54	0,496	0,48
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,51	0,55	0,49	0,54	0,54	0,48
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	3,9	21,7	9,6	7,9	76,3	45,4
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,26	0,20	0,17	0,14	0,44	0,41
Расчлененность	ед.	7,4	4,6	3,1	2,9	1,9	5,2
Начальная пластовая температура	°С	78	78	78	78	83	83
Начальное пластовое давление	МПа	20,4	20,4	20,4	20,4	21,4	21,4
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,18	-	0,91	0,91	1,09	1,09
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,755	0,750	0,768	0,768	0,754	0,754
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,827	0,824	0,827	0,827	0,828	0,828
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,147	1,151	1,129	1,129	1,153	1,153
Содержание серы в нефти	%	0,35	0,29	-	-	0,34	0,34
Содержание парафина в нефти	%	3,23	2,86	3,76	3,76	3,33	3,33
Давление насыщения нефти газом	МПа	10,98	10,60	10,51	10,51	13,7	13,7
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	61,6	64,4	56,5	56,5	84,7	84,7
Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,419	0,453	0,400	0,447	0,447	0,392
Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /сут * МПа	6	6	6	6	7,2	7,2



## Литература

1. Подсчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН Западно-Тугровского месторождения, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 2013 г.
2. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по залежам 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> Западно-Тугровского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 2015 г.
3. Оперативное изменение состояния запасов нефти и растворенного газа 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> Западно-Тугровского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 2016 г.
4. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Западно-Тугровского нефтяного месторождения / ТФ ООО «КогалымНИПИнефть». – 2007.
5. Технологическая схема разработки Западно-Тугровского нефтяного месторождения / ТФ ООО «КогалымНИПИнефть». – 2013.