

УДК 553.9

Лопаткин Евгений Викторович
студент 2 курса магистратуры, институт геологии и нефтегазодобычи
Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ТОРТАСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация: В статье рассматриваются нефтегазоносность месторождения, физико-гидродинамические характеристики, фильтрационно-ёмкостные свойства, свойства и состав пластовых флюидов тюменской свиты Тортасинского нефтяного месторождения.

Ключевые слова: тюменская свита, Тортасинское месторождение, нефтегазоносность, фильтрационно-ёмкостные свойства, флюид.

Lopatkin Evgeny Viktorovich
2nd year master's student, Institute of Geology and oil and gas production
Tyumen industrial University, Russia, Tyumen

GEOLOGICAL-PHYSICAL CHARACTERISTIC OF THE TYUMEN SUITE DEPOSITS TORTASINSKOYE

Abstract: The article discusses the petroleum potential of the deposits, physical-hydrodynamic characteristics, reservoir characteristics, properties and composition of reservoir fluids Tyumen Suite Tortasinskoye oil fields.

Keywords: Tyumen formation, Tortasinskoye field, oil and gas potential, filtration and reservoir properties, fluid.

Тортасинское нефтяное месторождение открыто в 1989 г., введено в разработку в 2013 г. Территория Тортасинского участка относится к Ляминскому нефтеносному району Фроловской нефтегазоносной области. Промышленная нефтеносность на месторождениях района установлена в

неокомских отложениях, в баженовской, тюменской и горелой свитах. На схеме совмещённых контуров залежей, представленной на рисунке 1 видно, что Тортасинское месторождение является многопластовым.

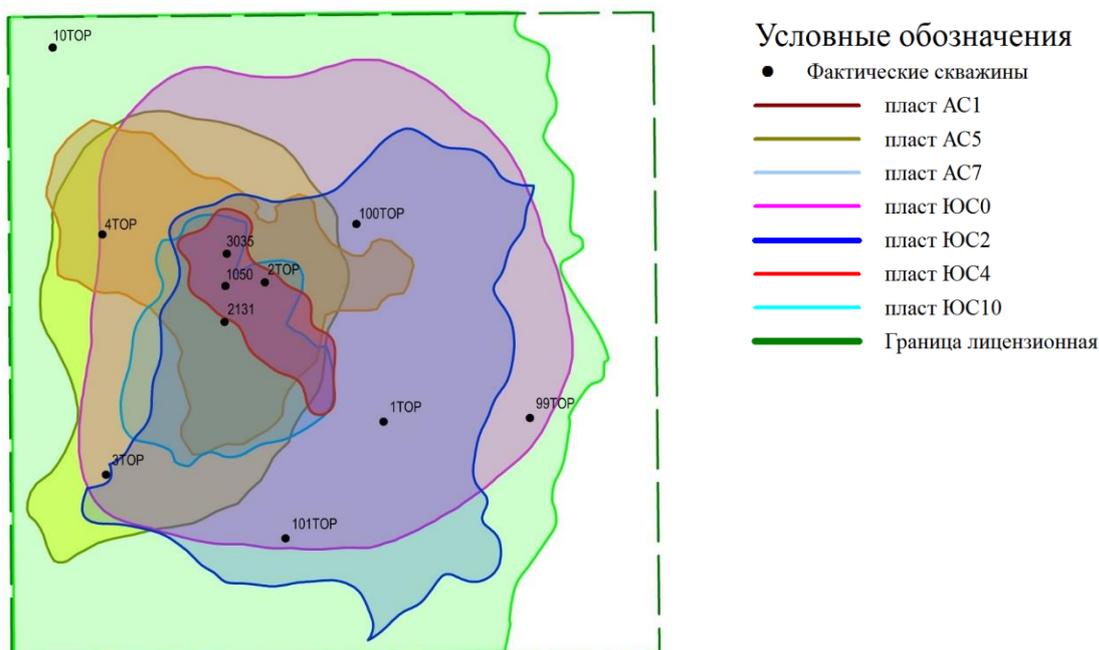


Рисунок 1. Схема совмещённых контуров продуктивных пластов Тортасинского месторождения (на 01.01.2019 г.)

Залежи нефти, в основном, пластовые, сводовые, литологически ограниченные и экранированные. Тип коллектора на месторождении преимущественно поровый. На территории Тортасинского месторождения выявлено 7 залежей нефти в 7 продуктивных пластах. Залежи нефти установлены в том числе в пластах тюменской свиты (ЮС2, ЮС4).

Тюменская свита, пласт ЮС₂. Выявлена одна нефтяная залежь. Размеры залежи 13,0x12,5 км, высота – 90 м. Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически экранированная. Коллекторские свойства пласта изучались по керну (пористость – 471 определение из десяти скважин, проницаемость – 375 определений из десяти скважин), ГИС (пористость и проницаемость – по 226 определений в 17 скважинах, нефтенасыщенность – 159 определений в 16 скважинах). Коэффициент вытеснения и относительные фазовые проницаемости приняты по данным исследований на собственном керне (три определения по керну из одной скважины). Физико-химические свойства

нефти изучались по 15 поверхностным и семи глубинным пробам. Нефть лёгкая по плотности, малосернистая, парафинистая.

Тюменская свита, пласт ЮС₄. Выявлена одна нефтяная залежь. Размеры залежи 7,6x7,3 км, высота – 47 м. Залежь по типу пластово-сводовая. Коллекторские свойства пласта изучались по керну (пористость – 416 определений из семи скважин, проницаемость – 277 определений из семи скважин), ГИС (пористость и проницаемость – по 108 определений в 10 скважинах, нефтенасыщенность – 89 определений в девяти скважинах). Коэффициент вытеснения и относительные фазовые проницаемости приняты по данным исследований на собственном керне (три определения по керну из одной скважины. Физико-химические свойства нефти изучались по двум поверхностным и трём глубинным пробам. Нефть лёгкая по плотности, малосернистая, парафинистая.

Продуктивная толща Тортасинского месторождения представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием песчано-алевритовых разностей. Коллекторы имеют межзерновой тип порового пространства.

По результатам гранулометрии пласты ЮС сложены в основном песчаной фракцией 48,2 %, чуть меньшая доля приходится на алевритовую фракцию – 31,6 %.

В составе глин в пластах группы ЮС₂₋₄ преобладает гидрослюда (40,3 %) и каолинит 35,3 %, хлорита 15,7 %, меньше всего ССО 8,7 %.

Граничные значения геофизических параметров для выделения эффективных толщин приведены в таблице 1.

Все полученные уравнения зависимостей для определения подсчётных параметров (пористости, нефтенасыщенности) и коэффициента проницаемости по пластам Тортасинского месторождений приведены в таблице 2.

Таблица 1.

Граничные значения геофизических параметров

Пласт	Источник, год	$\Delta J_{гкгр}$, д.ед.	Кпгр, %	Кпргр, мД
ЮС2	ОПЗ 2016	0,54	10,7	0,31
	ПЗ 2019	-	10,7	0,19
ЮС4	ОПЗ 2016	0,54	10,7	0,31
	ПЗ 2019	-	10,7	0,14

Таблица 2.

Алгоритмы обработки и интерпретации материалов ГИС пластов ЮС по скважинам Торчасинского месторождения

Пласты	ЮС2-4
$\Delta J_{г.гр}$	-
Кп.гр, %	10,5
Кпр.гр, мД	0,47
Кво.гр, %	-
$\rho_{п.гр}$, Ом*м	$\rho_{п} > 7,2$ Ом*м – нефть
	$\rho_{п} < 7,2$ Ом*м – вода
Кгл	$0,084 \times (23,7 \Delta J_{г-1})$
$K_{п} = F(\delta_{п})$	
$K_{п} = F(\Delta T)$	$K_n = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{жс} - \Delta T_{ск}} - K_{зл} \frac{\Delta T_{зл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{жс} - \Delta T_{ск}}$
	$\Delta T_{ск} = 170$ мкс/м
	$\Delta T_{жс} = 670$ мкс/м $\Delta T_{гл} = 270$ мкс/м
$K_{п} = F(HM)$	$K_{п} = W_s - K_{гл} \omega_{гл} + W_{лит}$
	$W_s = -34,144 \Delta J_n 3 + 82,242 \Delta J_n 2 - 81,809 \Delta J_n + 39,609$ $W_{лит} = 2.5\%$
	$\omega_{гл} = 0,270$
$K_{пр} = f(K_{п})$	$K_{пр} = 0,0006 K_{п} 2.6195$
$R_{п} = f(K_{п})$	$R_{п} = K_{п} - 1,8$
$R_H = f(K_B)$	$R_H = 0,96 \times K_B - 1,729$
Св, г/л	22
T_0 , С	110
ρ_B , Ом*м	0,105

Выводы: По результатам интерпретации комплекса ГИС, ГДИС, керна, коллектора являются низкопористые – 0,14 д.ед., низкопроницаемые - 0,47

мД, что определяет влияние капиллярных сил на распределение нефтенасыщенности по разрезу. В связи с чем высота структурного поднятия определила низкую нефтенасыщенность 0,52 д.ед. На ряду с высокой расчлененностью разреза в 6.6 ед. и прерывистостью коллекторов данные характеристики будут определять низкую эффективность водной репрессии.

Список литературы:

1. Технологическая схема разработки Тортасинского нефтяного месторождения ХМАО-Югры, ООО «ТННЦ», 2019.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00.
3. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003 г.
4. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. ЦКР Роснедра, Москва, 2007