

УДК 553.9

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

## **СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ТОРТАСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

***Аннотация:** В статье рассматриваются текущее состояние разработки эксплуатационных объектов ЮС2-4, обоснование применения методов повышения извлечения нефти и интенсификации добычи УВС тюменской свиты Тортасинского нефтяного месторождения.*

***Ключевые слова:** тюменская свита, Тортасинское месторождение, скважина, объект, многостадийный ГРП, горизонтальная скважина.*

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

## **STATE OF DEVELOPMENT OF THE TYUMEN SUITE DEPOSITS TORTASINSKOYE**

***Abstract:** The article deals with the current state of development of operational facilities of US2-4, the rationale for the use of methods to increase recovery coefficients and intensify production of UVS of the Tyumen formation of the Tortasinskoye oil field.*

***Keywords:** Tyumen formation, Tortasinskoye field, well, object, multi-stage hydraulic fracturing, horizontal well.*

Тортасинское месторождение разрабатывается на основании «Проект пробной эксплуатации Тортасинского нефтяного месторождения и находится на начальной стадии разработки. Объект ЮС<sub>2-4</sub> является основным эксплуатационным объектом по начальным геологическим запасам и накопленной добычи нефти Тортасинского месторождения. На объекте ЮС<sub>2-4</sub>

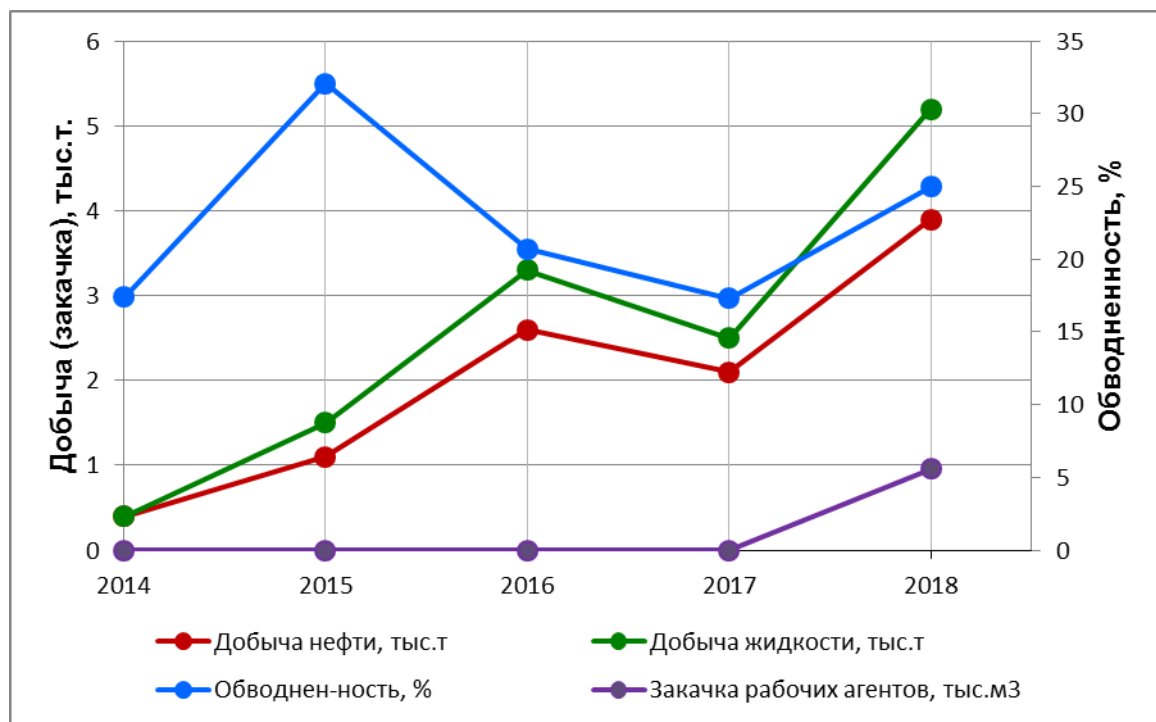
Тортасинского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г. всего числится 14 скважин. За всю историю разработки в добыче нефти участвовало 9 скважин, в закачке воды – 1 скважина. Добывающий эксплуатационный фонд на 01.01.2019г. составляет 6 скважин, из них 4 действующие, 1 находится в бездействии. В нагнетательном фонде числится 1 скважина, (находится в бездействии). Средний дебит скважин по нефти 2,6 т/сут, по жидкости 3,8 т/сут. Обводненность добываемой продукции 25 %. Эксплуатация скважин ведется фонтанным способом. Три скважины работают совместно на пласт ЮС<sub>2</sub> и ЮС<sub>4</sub>. За 2018 г. добыча нефти по объекту составляет 3.8 тыс.т, жидкости – 5.1 тыс.т. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил 0,04 %. Всего по объекту на 01.01.2019 г. отобрано 10.3 тыс.т нефти, 13.4 тыс.т жидкости. Удельная добыча на одну эксплуатационную скважину составляет 1.2 тыс.т нефти и 1.5 тыс.т жидкости. Накопленный ВНФ равен 0,29 т/т. Текущий КИН (категория запасов АВ1) составляет 0,022 % при утвержденном 20.6%. Отбор от НИЗ 0,107%. Закачка велась только в 2018 г. и составила 5,7 тыс.м<sup>3</sup> воды при средней приемистости нагнетательной скважины 130 м<sup>3</sup>/сут. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 109,0 %, накопленная – 42,1 %. Закачка велась на объект ЮС<sub>2-4</sub>. Динамика технологических показателей разработки месторождения представлена в таблице 1 и на рисунке 1. Объект ЮС<sub>2-4</sub> объединяет пласты ЮС<sub>2</sub>, ЮС<sub>4</sub>, оба находятся в разработке. Начальный режим работы залежи оценивается как упруго-водонапорный.

*Таблица 1.*

**Технологические показатели разработки объекта ЮС2-4 Тортасинского нефтяного месторождения**

Год	Фонд скважин с начала разработки	Действующий фонд скважин		Добыча нефти, тыс.т		КИН, %	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>
		добывающих нефтяных	нагнетательных	годовая	накопленная		годовая	накопленная		
14	11	0	-	0.4	0.8	0.002	0.4	0.9	17.4	0.1

15	11	0	-	1.1	1.8	0.004	1.5	2.4	32.1	0.2
16	14	3	-	2.6	4.0	0.009	3.3	5.7	20.7	0.5
17	15	5	-	2.1	7.0	0.015	2.5	8.2	17.3	0.8
18	15	3	1	3.8	10.3	0.022	5.1	13.3	25.0	1.5



**Рисунок 1. - Динамика технологических показателей разработки объекта ЮС2-4 Тортасинского нефтяного месторождения**

Основными методами интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов в настоящее время являются гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин, боковых стволов, физико-химические технологии, обработка призабойной зоны, ремонтно-изоляционные работы.

Основной причиной невысокого эффекта от ГРП является сложность геологического строения пласта – низкие значения ФЕС. В этих условиях наиболее эффективным является создание трещин ГРП большой полудлины (не менее 150 м). С целью повышения успешности мероприятий рекомендуется проводить большеобъемный ГРП с закачкой в пласт 90-100 тонн проппанта, а также ОПР по закачке оторочек растворов гидрофобизаторов в скважины с ранее созданными трещинами ГРП. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов увеличения продуктивности скважин, поскольку не

только интенсифицирует извлечение нефти из дренируемой скважиной зоны, но и существенно расширяет эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые области.

Основной объем проводимых ОПЗ составляют кислотные обработки на нагнетательном фонде. Средняя кратность увеличения приемистости составляет 2,5 при средней продолжительности эффекта 300 суток.

На пластах Тортасинского месторождения рекомендуется проведение ГРП во всех добывающих скважинах на этапе ввода в эксплуатацию. В связи с тем, что пласты находятся на значительном расстоянии друг от друга, в программу ГТМ необходимо заложить проведение ГРП. Также рекомендуется проведение ОПЗ на нагнетательных и добывающих скважинах с целью очищения ПЗП, поддержания приемистости и увеличения коэффициента продуктивности.

По близлежащим месторождениям, на которых разрабатываются объекты средней юры, схожие по свойствам с пластами Тортасинского месторождения, наиболее высокой эффективностью характеризуется бурение горизонтальных скважин (удельная эффективность – 8 тыс.т/скв.), ГРП (3,9 тыс.т/скв.-опер.), бурение боковых стволов (7,8 тыс.т/скв.-опер.). Эффективность остальных операций (ОПЗ, потокоотклоняющие технологии), в среднем, оценивается на уровне от 0,4 до 0,7 тыс.т/скв.-обр.

На Тортасинском месторождении на пластах средней юры рекомендуется проведение многостадийных ГРП на горизонтальных стволах скважин на этапе ввода скважин в эксплуатацию. Также необходимо проведение ОПЗ в нагнетательных и добывающих скважинах.

Выводы: Месторождение находится на начальной стадии разработки. С начала разработки на 01.01.2019 г. по месторождению отобрано 10.4 тыс.т нефти, 13.5 тыс.т жидкости. Текущий КИН (категория запасов АВ1) составляет 0,031 % при утвержденном 21.2% по месторождению в целом. Отбор от НИЗ в целом по месторождению 0,13%. Пластовое давление находится на первоначальном уровне. На основании результатов

проведенных исследований по объекту ЮС2-4, даны рекомендации по сокращению расстояния между рядами скважин. Для эффективной выработки запасов необходимо продолжить разбуривание залежей и формирование системы заводнения.

#### **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