

УДК 553.9

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

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ТОРТАСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация: В статье рассматриваются технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки с обоснованием рекомендуемого варианта разработки тюменской свиты Тортасинского нефтяного месторождения.

Ключевые слова: тюменская свита, Тортасинское месторождение, суммарный вариант разработки, разработка месторождения, чистый дисконтированный доход.

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

THE DESIGN OF DEVELOPMENT OF THE TYUMEN SUITE DEPOSITS TORTASINSKOYE

Abstract: The article considers the technological indicators of the development options and selection of recommended option design rationale for the recommended development option of the Tyumen Suite Tortasinskoye oil fields.

Key words: Tyumen Suite, Tortasinskoye field, summary option development, mine development, net discounted income.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС» № 12-р от 18.05.2016 выбор рекомендуемого варианта разработки осуществляется на данных не менее чем трех вариантов разработки по каждому

эксплуатационному объекту. На объектах тюменской свиты рассмотрено шесть вариантов разработки. Основные различия в вариантах заключаются в режимах работы, размещении и типе скважин, а также предполагаемых ГТМ. Варианты рассчитывались на весь срок разработки.

Объект ЮС₂₋₄

Вариант 1 Вариант предусматривает бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин (800 м) по двухрядной системе ППД. Расстояние между скважинами и рядами 800 м. В зонах совпадения в плане пластов ЮС₂ и ЮС₄ предусмотрено совместное вскрытие. Предусмотрена эксплуатация 5 фактически пробурённых и работающих скважин. Общий фонд скважин составляет 108 (72 добывающие, 36 нагнетательных). Фонд скважин для бурения – 103, в т.ч. 67 добывающих горизонтальных, 36 нагнетательных горизонтальных. За проектный период максимальный уровень добычи нефти составит 220.2 тыс. т, жидкости - 333.2 тыс. т, растворенного газа - 20.9 млн. м³, закачка воды - 312.2 тыс. м³. На конец разработки накопленная добыча нефти составит 9505 тыс. т, жидкости - 13486.9 тыс. т., растворенного газа - 774.4 млн. м³, накопленная закачка - 15530.9 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов к концу разработки составит 81.8%. КИН составит 0.125.

Вариант 2 Вариант предусматривает бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин (800 м) по однорядной системе ППД. Расстояние между скважинами и рядами 800 м. В зонах совпадения в плане пластов ЮС₂ и ЮС₄ предусмотрено совместное вскрытие. Предусмотрена эксплуатация 5 фактически пробурённых и работающих скважин. Общий фонд скважин составляет 245 (128 добывающие, 117 нагнетательных). Фонд скважин для бурения – 240, в т.ч. 123 добывающих горизонтальных, 117 нагнетательных горизонтальных. За проектный период максимальный уровень добычи нефти составит 361.6 тыс. т, жидкости - 557.5 тыс. т, растворенного газа - 36.3 млн. м³, закачка воды - 531.9 тыс. м³. На конец разработки накопленная добыча нефти составит 13921.2 тыс. т,

жидкости - 26357.2 тыс. т., растворенного газа - 1211.8 млн. м³, накопленная закачка - 34353.8 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов к концу разработки составит 98.3%. КИН составит 0.183.

Вариант 3 По сравнению с вариантом 2, предусматривает уплотнение сетки скважин до 400 м, бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин (800 м) по однорядной системе ППД. Расстояние между скважинами и рядами 400 м. В зонах совпадения в плане пластов ЮС₂ и ЮС₄ предусмотрено совместное вскрытие. Предусмотрена эксплуатация 5 фактически пробурённых и работающих скважин. Общий фонд скважин составляет 154 (81 добывающая, 73 нагнетательных). Фонд скважин для бурения – 149, в т.ч. 76 добывающих горизонтальных, 73 нагнетательных горизонтальных. За проектный период максимальный уровень добычи нефти составит 396.4 тыс. т, жидкости - 541.6 тыс. т, растворенного газа - 41.9 млн. м³, закачка воды - 507.6 тыс. м³. На конец разработки накопленная добыча нефти составит 13762.9 тыс. т, жидкости - 22964 тыс. т., растворенного газа - 1037.4 млн. м³, накопленная закачка - 27388.6 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов к концу разработки составит 94.8%. КИН составит 0.181.

Вариант 4 По сравнению с вариантом 3, вариант предусматривает сокращение эксплуатационного фонда за счет удлинения до 1500 м горизонтальных участков стволов скважин, бурение осуществляется по однорядной системе ППД. Расстояние между скважинами и рядами 400 м. В зонах совпадения в плане пластов ЮС₂ и ЮС₄ предусмотрено совместное вскрытие. Предусмотрена эксплуатация 5 фактически пробурённых и работающих скважин. Общий фонд скважин составляет 183 (102 добывающие, 81 нагнетательная). Фонд скважин для бурения – 178, в т.ч. 97 добывающих горизонтальных, 81 нагнетательная горизонтальная. За проектный период максимальный уровень добычи нефти составит 566.6 тыс. т, жидкости - 1610.5 тыс. т, растворенного газа - 58.9 млн. м³, закачка воды - 1187.4 тыс. м³. На конец разработки накопленная добыча нефти составит

16338 тыс. т, жидкости - 121760.4 тыс. т., растворенного газа - 1540.4 млн. м³, накопленная закачка - 89693 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов к концу разработки составит 90.6%. КИН составит 0.215.

Вариант 5 В отличии от варианта 4, вариант предусматривает отдельную эксплуатацию пластов ЮС₂ и ЮС₄, запланирован перевод скважин, выбывших на пласте ЮС₂ на пласт ЮС₄ путем забуривания добывающих и нагнетательных боковых горизонтальных стволов (800 м). Длина основных ГС 1500 м, бурение осуществляется по однорядной системе ППД. Расстояние между скважинами и рядами 400 м. Предусмотрена эксплуатация 5 фактически пробурённых и работающих скважин. Общий фонд скважин составляет 239 (125 добывающие, 114 нагнетательных). Фонд скважин для бурения – 234, в т.ч. 120 добывающих горизонтальных, 114 нагнетательных горизонтальных. За проектный период максимальный уровень добычи нефти составит 571 тыс. т, жидкости - 875.2 тыс. т, растворенного газа - 67 млн. м³, закачка воды - 1049.8 тыс. м³. На конец разработки накопленная добыча нефти составит 18406.1 тыс. т, жидкости - 89453.9 тыс. т., растворенного газа - 2691.7 млн. м³, накопленная закачка - 104642 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов к концу разработки составит 106%. КИН составит 0.242.

Вариант 6 В отличии от варианта 5, вариант предусматривает одновременную закачку воды на пласты объекта наклонно-направленными скважинами в зонах совпадения в плане, а также увеличение длины ЗГБС. Длина основных ГС 1500 м, бурение осуществляется по однорядной системе ППД. Расстояние между скважинами и рядами 400 м. Предусмотрена эксплуатация 5 фактически пробурённых и работающих скважин. Общий фонд скважин составляет 154 (81 добывающие, 73 нагнетательных). Фонд скважин для бурения – 149, в т.ч. 76 добывающих горизонтальных, 73 нагнетательных горизонтальных. За проектный период максимальный уровень добычи нефти составит 559.5 тыс. т, жидкости - 836.7 тыс. т,

растворенного газа - 58.3 млн. м³, закачка воды - 460.3 тыс. м³. На конец разработки накопленная добыча нефти составит 17031.3 тыс. т, жидкости - 60614.6 тыс. т., растворенного газа - 1497.7 млн. м³, накопленная закачка - 47130.6 тыс. м³. Накопленная компенсация отборов к концу разработки составит 76.1%. КИН составит 0.224. Основные характеристики вариантов разработки объектов представлены в таблице 1.

Таблица 1.2

Основные характеристики вариантов разработки объектов

Характеристика	Объект ЮС2-4					
	Варианты разработки					
	1	2	3	4	5	6
Режим разработки	Жестко-водонапорный					
Система размещения скважин	двухрядная с ППД	однорядная с ППД				
Расстояние между скважинами (рядами), м	800	400	400	400	400	400
Длина ГС, м	800	800	1500	1500	1500	800-1500
Плотность сетки скважин, Га/скв.	100.3	35.4	49.1	41.1	31.2	39.1
Коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин, доли ед.						
добывающих, нагнетательных	1					
Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, доли ед.						
добывающих, нагнетательных	0.95					

Для выбора оптимального варианта разработки была проведена оценка экономической эффективности вариантов разработки. Вариант разработки в целом по месторождению получен суммированием вариантов эксплуатационных объектов с максимальным значением интегрального показателя оптимальности T_{opt} . Для расчета T_{opt} показатели КИН, ЧДД

пользователя недр и ДДГ рассчитывались за рентабельный срок разработки месторождения по каждому варианту.

Вывод: Разработка месторождения в целом при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя. Анализ чувствительности проекта разработки месторождения по суммарному варианту показывает, что наибольшее влияние на экономическую эффективность оказывает изменение цены реализации, менее существенное влияние оказывает изменение величины капитальных затрат.

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