

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Шарыга А.В., Пономарева Д.В.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: alekse-gashik77799@icloud.com

В каждом пласте выявлены по две залежи: Центральная и Южная, имеющие разные уровни ВНК и разделенные между собой тектоническим нарушением. Запасы всех трех пластов Т1, Т2 и Т3 представлены в пределах каждой из залежей; при этом запасы пласта Т1, преимущественно, сосредоточены по Центральной залежи, запасы пласта Т2 равномерно распределены по обеим залежам, запасы пласта Т3 почти целиком сосредоточены по Южной залежи. При существующей системе разработки месторождения, выработка запасов нефти по залежам ведется недостаточно равномерно по площади пласта Т2, и неравномерно по разрезу по всем пластам месторождения. В настоящее время преимущественно вырабатываются запасы нефти пласта Т2 Южной залежи, характеризующиеся более благоприятными свойствами коллекторов, а также сформированной системой разработки. Несмотря на кажущуюся разницу в отборах по пласту Т1 и пластов Т2 и Т3, относительно вовлеченных запасов, в разбуренной зоне темпы отбора запасов по пласту Т1 сопоставимы с темпом отбора по пласту Т2. Пласт Т3 менее выработан по причине неполного вскрытия площади действующим фондом добывающих скважин. В целях повышения эффективности выработки остаточных запасов нефти, рекомендуется проведение таких мероприятий как бурение боковых стволов, организация раздельной закачки воды по всем трем пластам.

Ключевые слова: нефть, выработка запасов нефти, коэффициент извлечения нефти, скважина, Тюменская свита

ANALYSIS GENERATION EFFICIENCY TYUMEN FORMATION RESERVES OIL AT SHAIM PETROLEUM DISTRICT

Sharyga A.V., Ponomareva D.V.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: alekse-gashik77799@icloud.com

Two reservoirs were identified in each stratum: Central and South, which have different levels of VNK and are separated by a tectonic disturbance. The reserves of all three layers T1, T2 and T3 are presented within each of the deposits; however, the T1 reservoir reserves are mainly concentrated in the Central reservoir, the T2 reservoir reserves are evenly distributed in both reservoirs, and the T3 reservoir reserves are almost entirely concentrated in the South reservoir. Under the existing field development system, the development of oil reserves in the deposits is not sufficiently uniform across the T2 reservoir area, and unevenly across the section across all reservoir layers. At present, the T2 Southern reservoir oil reserves are predominantly developed, characterized by more favorable reservoir properties, as well as a developed development system. Despite the apparent difference in the selection of the T1 reservoir and the T2 and T3 reservoirs, relative to the reserves involved, in the drilled area, the rates of reservoir selection for the T1 reservoir are comparable to the sampling rate of T2 reservoir. The reservoir T3 is less developed due to incomplete opening of the area by the existing fund of producing wells. In order to improve the efficiency of the development of residual oil reserves, it is recommended to carry out such activities as drilling sidetracks, organizing the separate injection of water in all three layers.

Keywords: oil, oil reserves, oil recovery, well, Tyumen Formation

В административном отношении нефтяное месторождение расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 110 км на север от г. Урая. Ближайшие разрабатываемые месторождения – Шушминское, Ловинское, Лазаревское [1].

Месторождение открыто в 1987 г. в результате получения промышленного притока нефти из отложений тюменской свиты (пласты T_1 и T_2) в разведочной скважине № 10137Р. В 1996 года пуском скважины 10260Р месторождение было введено в пробную эксплуатацию, в настоящее время находится в промышленной разработке.

Основная часть высокопродуктивных запасов уже введена, ведется разбуривание участков с более низкой продуктивностью. Ввод новых скважин и проводимые геолого-технические мероприятия не компенсируют снижение добычи нефти по переходящему фонду [2,3].

Для вовлечения в разработку запасов в пределах разбуренных зон необходимо провести анализ выработки запасов нефти как по площади, так и по разрезу.

Нефтеносность месторождения связана с пластами T_1 , T_2 и T_3 , которые объединены в один объект разработки T_1 – T_3 .

В каждом пласте выявлены по две залежи: Центральная и Южная, имеющие разные уровни ВНК и разделенные между собой тектоническим нарушением. Центральная залежь имеет блоковое строение, осложнена разрывными нарушениями, являющимися тектоническими экранами и, соответственно, определяющими геометрию залежи и различие положения уровней ВНК в отдельных блоках. Южная залежь осложнена малоамплитудными тектоническими нарушениями, разбившими залежь на вертикально ограниченные блоки (участки) с разными уровнями ВНК, что осложняет процесс разработки.

Распределение начальных извлекаемых запасов по пластам составляет:

- пласт T_1 – 8242 тыс. т или 38 % извлекаемых запасов месторождения;
- пласт T_2 – 10732 тыс. т или 50 % извлекаемых запасов;
- пласт T_3 – 2532 тыс. т или 12 % извлекаемых запасов.

Как следует из этих данных, начальные запасы нефти, преимущественно, сосредоточены в пластах T_1 и T_2 , доля запасов пласта T_3 менее значительна. Наиболее освоен пласт T_2 , наименее – пласт T_3 .

Распределение начальных извлекаемых запасов по пластам в границах залежей следующее:

- пласт T_1 : Центральная залежь – 5897 тыс. т или 72 % запасов пласта T_1 , Южная залежь – 2345 тыс. т или 28 % запасов пласта T_1 ;

– пласт Т₂: Центральная залежь – 5817 тыс. т или 54 %, Южная залежь – 4915 тыс. т или 46 %;

– пласт Т₃: Центральная залежь – 231 тыс. т или 9 %, Южная залежь – 2301 тыс. т или 91 %.

Таким образом, запасы всех трех пластов Т₁, Т₂ и Т₃ представлены в пределах каждой из залежей; при этом запасы пласта Т₁, преимущественно, сосредоточены по Центральной залежи, запасы пласта Т₂ равномерно распределены по обоим залежам, запасы пласта Т₃ почти целиком сосредоточены по Южной залежи.

Геолого-физическая характеристика пластов Т₁, Т₂ и Т₃ отличается неблагоприятными параметрами – высокой неоднородностью пластов как по разрезу, так и по площади, низкой песчанистостью, высокой расчлененностью, невысокими ФЕС (таблица 1).

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика пластов Т₁, Т₂ и Т₃

Параметры	Размерность	Пласты		
		Т ₁	Т ₂	Т ₃
Абсолютная отметка кровли	м	-1843,2-2002,3	-1870-2020	-1929,6-2016,5
Абсолютная отметка ВНК	м	-1924-1965	-1944-1980	-1955-1988
Тип залежи		пластово-сводовый, стратиграфически и тектонически экранированный		
Тип коллектора		поровый		
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2,2	2,8	2,4
Коэффициент пористости	доли ед.	0,177	0,188	0,185
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,566	0,614	0,584
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,537	0,588	0,553
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,563	0,608	0,569
Проницаемость	мкм ²	0,0044	0,053	0,0638
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,16	0,22	0,22
Коэффициент расчлененности	ед.	3,4	4,3	2,9
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	5,4	5,4	5,4
Плотность нефти в пластовых условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,751	0,751	0,751
Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,44	0,50	0,47

Разработка месторождения ведется с 1996 года. Предыдущим ПТД была утверждена квадратная сетка скважин с расстоянием между ними 500 м в пределах нефтенасыщенных толщин более 6 м, 700 м – в толщинах менее 7 м, плотность сетки скважин – 32 га/скв, система заводнения – площадная девятиточечная с переходом на очагово-избирательную.

К настоящему времени проектный фонд реализован на 66 %, отбор от НИЗ составляет 30,7 %. Согласно промысловым данным, основной объем добычи приходится на пласт Т₂ – 3792 тыс. т или 57 % накопленной добычи месторождения, на пласт Т₁ – 1999 тыс. т или 30 %, на пласт Т₃ – 813 тыс. т или 12 %.

На уровне показателей по пластам, отмечается неравномерность в степени освоения запасов, усложнение текущей структуры запасов в результате опережающей выработки пласта Т₂, отличающегося более благоприятными ФЕС, существенным отставанием по темпам извлечения запасов углеводородов по пласту Т₃ (рисунок 1, таблица 2).

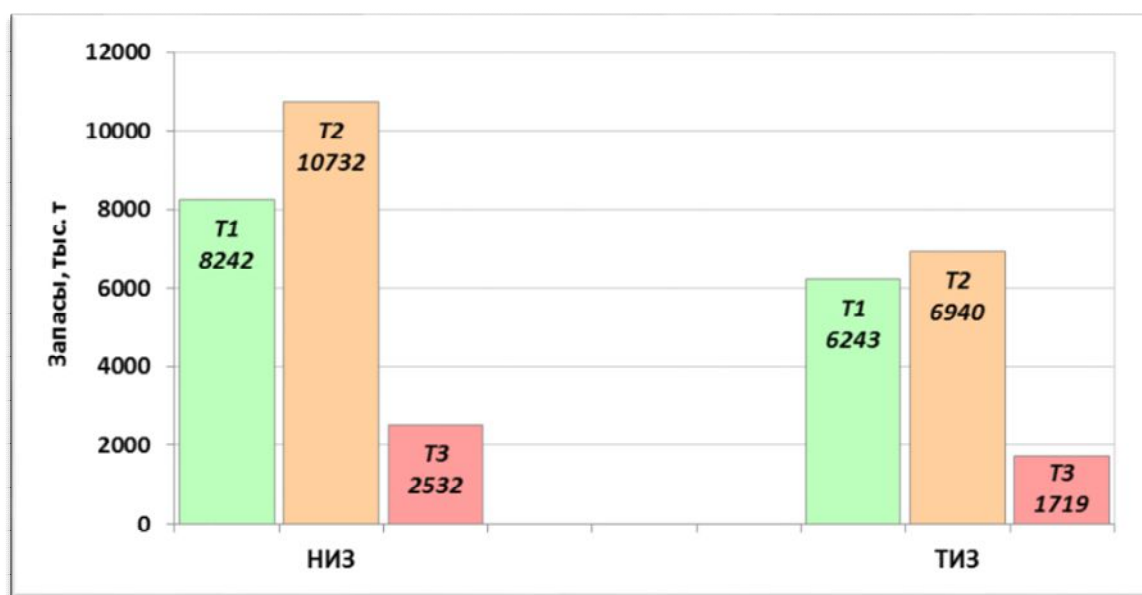


Рисунок 1 – Структура НИЗ и ТИЗ месторождения

Кроме того, обращает на себя внимание тот факт, что за историю разработки (21 год) при значительной степени разбуренности месторождения отбор составил 31 %, т.е. разработка ведется невысокими темпами – максимальный темп отбора от НИЗ составил 2,4 % в 2011 году (таблица 2, рисунок 2), и соотношение обводненности 85 % при отборе 31 % указывает на значительные сложности процесса извлечения запасов углеводородов.

В дополнение к обозначенному выше, на месторождении еще до организации заводнения пластов обводненность составляла 30 %, безводный период добычи на месторождении отсутствует, при этом свыше 80 % запасов месторождения сосредоточено в чистонефтяной зоне. Таким образом, извлечение запасов углеводородов сопровождается значительными объемами попутно добываемой воды, обусловленной наличием рыхлосвязанной водонасыщенности в пределах нефтенасыщенной части разреза [4,5].

Таблица 2 – Характеристика выработки запасов и технологические показатели разработки

Показатели	T ₁ –T ₃
Год ввода в разработку	1996
Геологические запасы нефти категории ВС ₁ , тыс. т	86462
Извлекаемые запасы нефти категории ВС ₁ , тыс. т	21506
Максимальная добыча нефти, тыс. т	525,3
Темп отбора от НИЗ при макс. уровне добычи нефти, %	2,4
Накопленная добыча нефти, тыс. т	6604
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	26761
Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти, %	30,7
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д. ед.	0,076
Накопленный водонефтяной фактор	3,1
Прокачка, д. ед.	0,246
Добыча нефти, тыс. т	337,1
Добыча жидкости, тыс. т	2231,4
Обводненность продукции, %	84,9
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	209
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,6
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,2
Текущий водонефтяной фактор	5,6

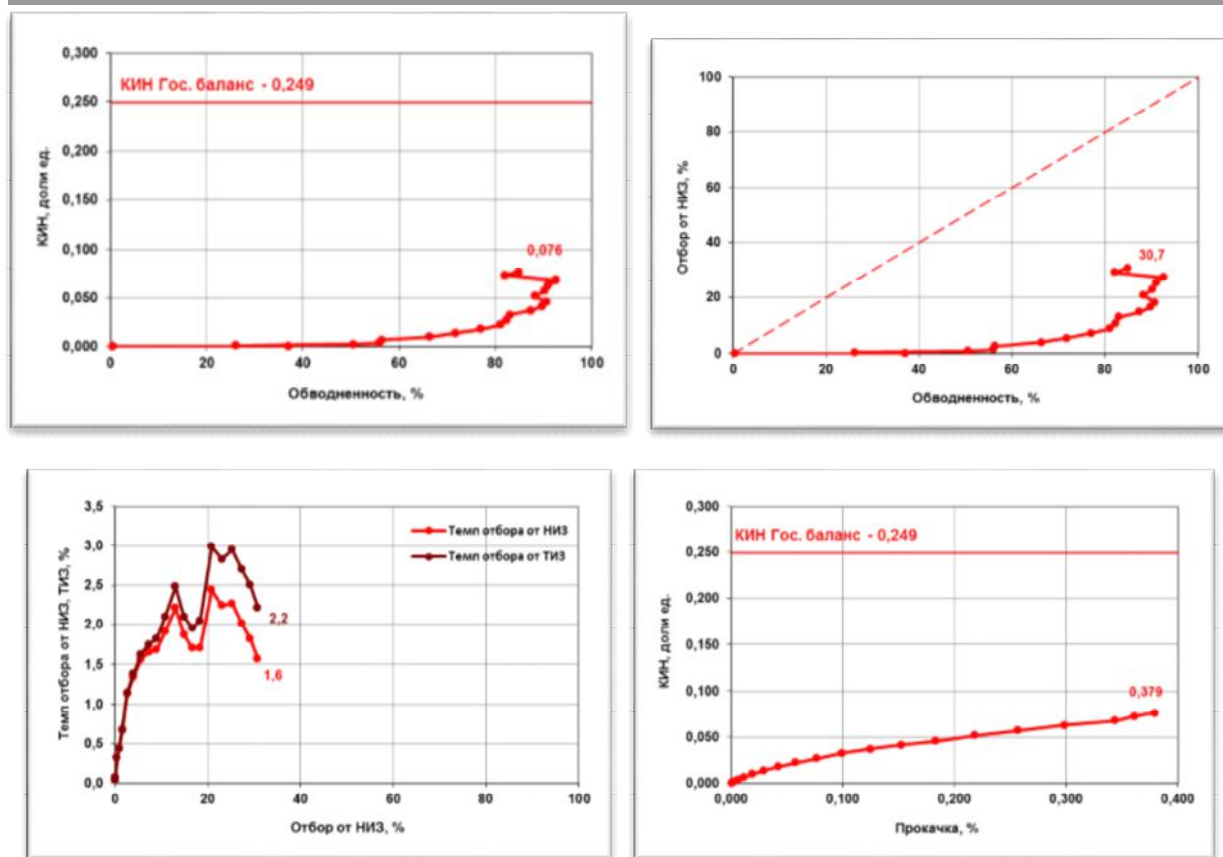


Рисунок 2 – Динамика показателей выработки

Как было указано выше, на 01.01.2017 г. по месторождению было добыто 6604 тыс. т нефти, что соответствует отбору 30,7 % извлекаемых запасов; основной объем добычи

приходится на пласт T_2 – 3792 тыс. т или 57 % добычи месторождения, на пласт T_1 – 1999 тыс. т или 30 %, на пласт T_3 – 813 тыс. т или 12 %.

Эксплуатационное бурение на объекте было начато в 1997 году, и до 2013 года велось непрерывно небольшими темпами, в среднем 3,2 % относительно фонда скважин, утвержденного в предыдущем ПТД. Основные объемы буровых работ были выполнены в 2000-2003, 2006-2008 и 2013 годах, проектный фонд реализован на 66 %. В целом по объекту площадь, приходящаяся на одну скважину в разбуренной зоне, составляет 25,4 га, т.е. объект характеризуется плотной сеткой пробуренных эксплуатационных скважин.

В общей сложности, в разработке участвовало 328 скважин, из них в добыче – 302 скважины, средний накопленный отбор на добывающую скважину составляет 21,9 тыс. т; распределение скважин по накопленной добыче приводит рисунок 3.

Выработка запасов месторождения по пластам:

– пласт T_1 – добыто 1999 тыс. т нефти (24,3 % от НИЗ по пласту T_1), текущий КИН (по категории AB_1) – 0,054 (при утвержденном – 0,221), темп отбора от НИЗ – 0,7 %, темп отбора от ТИЗ – 2,4 %;



Рисунок 3 – Распределение скважин по накопленной добыче нефти

– пласт T_2 – добыто 3792 тыс. т нефти (35,3 % от НИЗ по пласту T_2), текущий КИН (по категории AB_1) – 0,095 (при утвержденном – 0,269), темп отбора от НИЗ – 0,8 %, темп отбора от ТИЗ – 2,6 %;

– пласт Т₃ – добыто 813 тыс. т нефти (32,1 % от НИЗ по пласту Т₃), текущий КИН (по категории АВ₁) – 0,088 (при утвержденном – 0,273), темп отбора от НИЗ – 0,1 %, темп отбора от ТИЗ – 0,8 %.

Относительно НИЗ по пластам, наибольшая выработка запасов достигнута по пластам Т₂ и Т₃ (35,3 % от НИЗ и 32,1 % от НИЗ, соответственно), по пласту Т₁ этот показатель меньше (24,3 % от НИЗ). Необходимо отметить, что все приведенные выше характеристики выработки пластов Т₁, Т₂ и Т₃ получены на основе распределения добычи из совместных скважин, в соответствии с промысловой отчетностью.

В этой связи практический интерес представляет оценка достоверности этого распределения как основного фактора, определяющего возможную погрешность анализируемых показателей выработки запасов.

Все добывающие скважины по набору вскрытых перфорацией пластопересечений делятся на 7 групп:

- собственные скважины пласта Т₁;
- совместная добыча из пластов Т₁ и Т₂;
- совместная добыча из пластов Т₁ и Т₃;
- собственные скважины пласта Т₂;
- совместная добыча из пластов Т₂ и Т₃;
- собственные скважины пласта Т₃;
- совместная добыча из пластов Т₁, Т₂ и Т₃.

Всего из указанных скважин в период 2009-2016 гг. было добыто 3393 тыс. т нефти, и на долю самостоятельных скважин приходится 917 тыс. т нефти или 27 % общей добычи месторождения (таблица 3).

Таблица 3 – Распределение накопленной добычи нефти собственных и совместных скважин (период 2009-2016 гг.)

Показатели	Собственные скважины			Совместные скважины				Всего
	Т ₁	Т ₂	Т ₃	Т ₁ +Т ₂	Т ₁ +Т ₃	Т ₂ +Т ₃	Т ₁ +Т ₂ +Т ₃	
Пластопересечения	48	35	1	186	1	9	22	302
Нак. добыча нефти								
Т ₁	437			979	15		71	1502
Т ₂		477		1035		74	133	1720
Т ₃			3		1	46	121	170
Всего, тыс. т	917			2015	16	120	325	3393
Всего, %	27			59	0	4	10	100

Очевидно, что в таких условиях показатели разработки пластов существенно зависят от распределения добычи из совместных скважин, причем определяющее значение имеет деление добычи из совместных скважин пластов Т₁ и Т₂, на долю которых приходится 59 %

накопленной добычи месторождения (таблица 3). В общей сумме, на долю пластов Т₁ и Т₂ (самостоятельные и совместные скважины) приходится 2929 тыс. т или 86 % добычи месторождения; оставшаяся четверть добычи преимущественно приходится на сочетание пластов Т₁, Т₂ и Т₃.

Таким образом, при существующей системе разработки месторождения, выработка запасов нефти по залежам ведется недостаточно равномерно по площади пласта Т₂, и неравномерно по разрезу по всем пластам месторождения.

В целях повышения эффективности выработки остаточных запасов нефти, рекомендуется проведение таких мероприятий как бурение боковых стволов, организация раздельной закачки воды по всем трем пластам.

Литература.

1. Шарыга А.В. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ШАЙМСКОГО РАЙОНА // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 4.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=444> (дата обращения: 02.12.2018).
2. Щеколдин А.А., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПУРОВСКОМ РАЙОНЕ ЯНАО // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17340> (дата обращения: 28.10.2018).
3. Калиманова Н.П., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. ПОДГОТОВКА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17337> (дата обращения: 28.10.2018).
4. Кашапов А.Р., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5.; URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17330> (дата обращения: 28.10.2018).
5. Пономарёва Д.В., Урванцев Р.В., Линцер С.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЗБС В УСЛОВИЯХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО МЕЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 2.; URL: <http://eduherald.ru/ru/article/view?id=18162> (дата обращения: 11.11.2018).