

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
СЕВЕРО-ТАРАСОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE NORTH-TARASOVSKOYE OIL FIELD**

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры
«Оборудования нефтяных
и газовых промыслов»,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Ильинский Кирилл Анатольевич

студент,
института Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
kirill771855@mail.ru

Фесенко Максим Юрьевич

главный инженер,
Инженерно-технический центр
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»
maksfe@rambler.ru

Аннотация. В статье выполнен анализ текущего состояния разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения. Описаны основные этапы проектирования разработки месторождения и представлен анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации. Показано, что основным резервом в области рациональной разработки месторождения является более эффективное использование эксплуатационного фонда, при проведении геолого-технических мероприятий возможен ввод в эксплуатацию скважин пассивного добывающего фонда. Рассмотрено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, а также анализ выработки запасов нефти и анализ эффективности реализуемой системы разработки. Показано, что месторождение разрабатывается низкими темпами и к настоящему моменту темп отбора снизился до 1 % от НИЗ.

Ключевые слова: основные этапы проектирования разработки месторождения; анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации; анализ текущего состояния разработки месторождения; динамика показателей разработки месторождения; сопоставление проектных и фактических показателей разработки; анализ выработки запасов нефти; анализ эффективности реализуемой системы разработки.

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of department
«Equipment of oil and gas fields»,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Ilinskii Kirill Anatolevich

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological University
kirill771855@mail.ru

Fesenko Maxim Yurievich

Chief Engineer,
Engineering and Technical Center
«Gazprom transgaz Krasnodar» LLC
maksfe@rambler.ru

Annotation. The article analyzes the current state of development of the North-Tarasovskoye oil field. The main stages of field development design are described and an analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation is presented. It is shown that the main reserve in the field of rational field development is a more efficient use of the operating fund; when carrying out geological and technical measures, it is possible to put into operation the wells of the passive production fund. Comparison of design and actual development indicators, as well as analysis of oil reserves recovery and analysis of the efficiency of the implemented development system are considered. It is shown that the field is being developed at a low rate and by now the rate of withdrawal has decreased to 1 % of the initial recoverable reserves.

Keywords: main stages of field development design; analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation; analysis of the current state of field development; dynamics of field development indicators; comparison of design and actual development indicators; analysis of the development of oil reserves; analysis of the effectiveness of the implemented development system.

Основные этапы проектирования разработки месторождения

По состоянию запасов нефти на 01.01.1997 г., числящихся на балансе ВГФ, в 1998 году был составлен «Проект пробной эксплуатации Северо-Тарасовского

месторождения». Проведение пробной эксплуатации было рекомендовано начать бурением эксплуатационных скважин от разведочной скважины № 265Р. Основной задачей пробной эксплуатации являлось определение гидродинамических характеристик пласта, физико-химических свойств насыщающих флюидов и изучение геологического строения пласта БП₁₀².

Рекомендуемый вариант разработки пластов предусматривает применение трёхрядной системы с размещением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между ними 500 м.

Проектные показатели разработки Северо-Тарасовского месторождения согласно проектному документу:

- максимальный уровень добычи нефти – 263 тыс. тонн;
- максимальный уровень добычи жидкости – 1375,7 тыс. тонн;
- максимальный уровень закачки воды – 1523 тыс. тонн;
- бурение 65 скважин (46 добывающих и 19 нагнетательных);
- добыча нефти механизированным способом (ЭЦН, ШГН).

В 2004 году институтом «СибНИИНП» было составлено дополнение к проекту пробной эксплуатации Северо-Тарасовского месторождения. Центральная комиссия по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений постановила принять представленный проектный документ в качестве технологической схемы опытно-промышленной разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения на пятилетний период со следующими принципиальными положениями и технологическими показателями:

- уровни добычи нефти:
 - 2005 год – 85,27 тыс. тонн;
 - 2006 год – 95,66 тыс. тонн;
 - 2007 год – 83,34 тыс. тонн;
 - 2008 год – 73,29 тыс. тонн;
 - 2009 год – 62,32 тыс. тонн;
- общий проектный фонд скважин – 46, в том числе:
 - добывающих – 34;
 - нагнетательных – 12.

Программа опытно-промышленных работ предусматривала:

- бурение скважин с отбором керна;
- проведение работ по гидроразрыву пласта на 18 скважинах;
- проведение ремонтно-изоляционных работ на 3 скважинах;
- совершенствование системы ППД.

В 2009 году на основании оперативного пересчёта запасов нефти и растворённого газа, утверждённого в ТКЗ ЯНАО, была составлена «Технологическая схема разработки Северо-Тарасовского месторождения» и утверждена в ТКР ЯНАО.

Новой технологической схемой предусмотрена трёхрядная система разработки с плотностью сетки 25 га/скв. (500×500 м). Основными объектами эксплуатации являются залежи пластов БП₁₀¹, БП₁₀² и БП₁₁², залежи нефти пластов БП₈² и БП₉¹ – совместно-возвратные объекты с вводом в эксплуатацию в 2015 году. Пласты БП₁₀¹, БП₁₀² и БП₁₁² за пределами лицензионного участка эксплуатируются скважинами Восточно-Тарасовского месторождения после их отработки на пласте БП₁₄.

Фонд скважин – 138, в том числе 89 добывающих и 49 нагнетательных. Около 50 % проектных скважин составят скважины с открытым стволом (щелевым фильтром), а остальные с цементированием эксплуатационной колонны. Планируется дополнительно пробурить 37 скважин с открытым забоем и 18 обсаженных скважин. Зарезка вторых стволов с 2017 года на пласты БП₁₀¹ (в 2 скважинах), БП₁₀² (в 11 скважинах) и БП₁₁² (в 5 скважинах).

Давление на забое скважин не ниже давления насыщения, депрессия на пласт – 6–8 МПа, давление нагнетания по объектам – 8 МПа. Способ эксплуатации как фонтанный, так и механизированный (УСШН, УЭЦН).

Разработка месторождения производится с применением работ по ГРП, работ по изоляции водопритоков, а также применение зарезки вторых горизонтальных стволов для дополнительной выработки запасов нефти.

Предусмотрена также система приконтурного заводнения. Для закачки в пласт предусматривается использовать подтоварную и пресную воду с водозабора на реке Пякупур с использованием технологических мощностей Тарасовского месторождения. Под закачку вводится 12 краевых скважин с 2015 года.

С учётом новых запасов в 2017 году ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» был выполнен новый проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения».

На ТО ЦКР Роснедра проектный документ принят по варианту 4, сроком на 5 лет (2017–2021 гг.), со следующими основными положениями и технологическими показателями:

Проектные уровни	2017	2018	2019	2020	2021
Добыча нефти, тыс. тонн	99,5	99,6	107,0	123,3	140,6
Добыча жидкости, тыс. тонн	252,5	286,0	300,9	329,8	351,1
Добычи растворённого газа, млн м ³	14,7	14,7	15,7	18,2	20,7
Закачка воды, тыс. м ³	267,1	301,9	340,6	397,6	437,1
Использование растворённого газа, %	95	95	95	95	95
Действующий фонд добывающих скважин, шт.	42	41	43	46	49
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	10	10	11	12	13

- выделение трёх эксплуатационных объектов разработки: БП₁₀₋₁₁ (пласты БП₁₀¹, БП₁₀² и БП₁₁²), БП₈ (пласты БП₈¹ и БП₈²), БП₉ (пласт БП₉¹);

- объект БП₁₀₋₁₁ – вариант 4, трёхрядная с треугольным размещением скважин и расстоянием между скважинами 400 м. Очаг заводнения через одну нагнетательную скважину. Плотность сетки скважин – 22 га/скв;

- объект БП₈ вариант 2 и БП₉ вариант 1 – эксплуатация скважинами, выполнившими своё проектное назначение на объект БП₁₀₋₁₁. Плотность сетки скважин – 31 и 23 га/скв. соответственно;

Общий фонд скважин – 111;

в т.ч. добывающих – 95;

нагнетательных – 21.

Фонд скважин для бурения – 29;

в т.ч. добывающих – 24;

нагнетательных – 5.

Геолого-технические мероприятия:

- ГРП – 12 мероприятий;
- оптимизация – 8 мероприятий;
- вывод из бездействия и консервации – 1 скважина;
- перевод в ППД – 4 скважины;
- восстановление закачки – 1 скважины.

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

Северо-Тарасовское месторождение введено в промышленную эксплуатацию в сентябре 2001 года разведочной скважиной № 265Р. В 2002 году пробурена ещё одна скважина № 29.

Наибольший объём эксплуатационного бурения пришёлся на 2003 год, было введено в эксплуатацию 19 добывающих скважин. В 2014 году пробурена и введена в эксплуатацию добывающая скважина-дублёр № 89ВН2, в 2016 году – добывающие скважины-дублёры №№ 7ВН2 и 28ВН2.

Скважины №№ 15, 20, 25 и 31 куста 2 пробурены с изменением конструкции. Отличием технологии является то, что заканчивание скважин производилось с приме-

нением хвостовиков с щелевыми фильтрами (без цементаж). Эта технология дала значительное увеличение дебитов по сравнению с традиционным заканчиванием скважин (спуск и цементирование обсадной колонны до забоя).

На начало 2020 года на месторождении пробурено 82 эксплуатационные скважины (скважина № 265Р переведена в эксплуатационный фонд из разведочных). Две намеченные в технологической схеме скважины (№№ 72 и 81) не пробурены, так как по результатам бурения эксплуатационных скважин они оказались бы за пределами контура нефтеносности. Проектный фонд практически реализован (табл. 1).

Таблица 1 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2020 г.

№№ n/n	Категория фонда	Северо-Тарасовское месторождение
1	Утверждённый проектный фонд, всего	111
	в том числе:	
	добывающие	104
	нагнетательные	7
	контрольные*	0
	водозаборные	0
2	Фонд скважин на 01.01.2020 г., всего	82
	в том числе:	
	добывающие	80
	нагнетательные	2
	контрольные*	0
	водозаборные	0
3	Фонд скважин для бурения на 01.01.2020 г., всего	29
	в том числе:	
	добывающие	24
	нагнетательные	5
	контрольные	0
	водозаборные	0

По состоянию на 01.01.2020 г. добывающий фонд составляет 80 скважин – 36 действующих (46 % добывающего фонда), 1 в бездействии, 21 в консервации (26 %), 9 пьезометрических (11 %) и 13 скважин переведено под закачку (16 %). В нагнетательном фонде числится 2 скважины, и из добывающих переведены под закачку 13 скважин – 12 действующих, 3 в консервации (табл. 2).

Таблица 2 – Характеристика фонда скважин Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин			
		объект эксплуатации			в целом
		БП ₈	БП ₉	БП ₁₀₋₁₁	
1	2	3	4	5	6
Фонд добывающих скважин	Пробурено	0	0	80	80
	Возвращено с других горизонтов	3	3	0	
	Всего	3	3	80	80
	В том числе:				
	действующие	1	3	32	36
	из них: фонтанные	0	0	1	1
	ЭЦН	1	2	19	22

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	
Фонд добывающих скважин	ШГН	0	1	12	13	
	газлифт	0	0	0	0	
	бездействующие	0	0	1	1	
	в освоении после бурения	0	0	0	0	
	в консервации	1	1	19	21	
	пьезометрические	0	0	9	9	
	Переведены под закачку	0	0	13	13	
	Переведены на другие горизонты	1	0	6	0	
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	
	Наблюдательные	0	0	0	0	
	Ликвидированные	0	0	0	0	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0	0	2	2	
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0	
	Переведены из добывающих	0	0	13	13	
	Всего	0	0	15	15	
	В том числе:					
	под закачкой	0	0	12	12	
	бездействующие	0	0	0	0	
	в освоении после бурения	0	0	0	0	
	в консервации	0	0	3	3	
	в отработке на нефть	0	0	0	0	
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	
	Ликвидированные	0	0	0	0	

В действующем добывающем фонде 22 скважины (61 % от общего фонда) оборудованы ЭЦН, 13 скважин (36 %) оборудованы штанговыми насосами и 1 скважина ведёт фонтанный способ эксплуатации.

В добывающем фонде 21 скважина находится в консервации, значительная часть которых почти не участвовала в добыче, и характеризуется невысоким стартовым дебитом и быстрым скачкообразным нарастанием обводнённости из-за наличия заколонного перетока из нижележащего водонасыщенного пласта БП₁₁, близости нагнетательных скважин или естественным подъёмом ВНК.

Структура фонда скважин Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. приведена на рисунке 1.

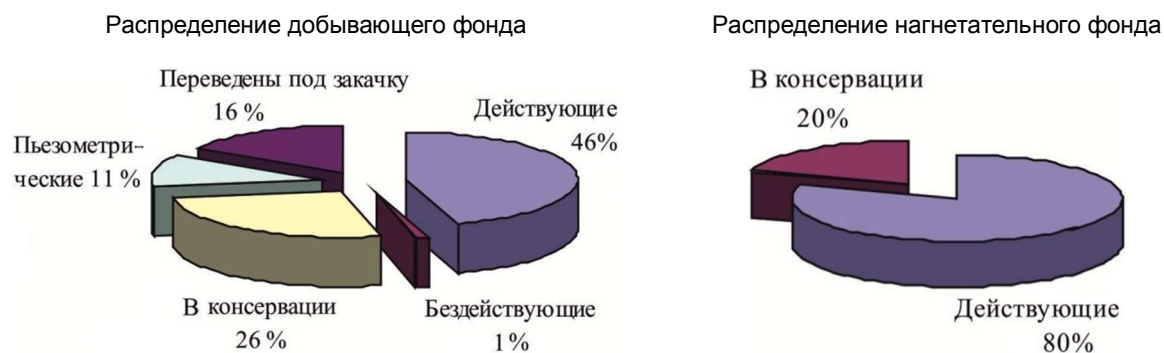


Рисунок 1 – Структура фонда скважин Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

В нагнетательном фонде 10 скважин находится под закачкой. Приёмистость нагнетательных скважин в 2014 году находилась в пределах от 1 м³/сут. до 249 м³/сут. и в среднем составила 92 м³/сут.

Поскольку фонд пластов БП₈² и БП₉¹ не превышает 5 % от общего фонда месторождения и практически не влияет на общую динамику, в дальнейшем идёт рассмотрение характеристик фонда месторождения в целом без подразделения на объекты разработки.

На 01.01.2020 г. добывающий фонд составлял 67 скважин, в течение 2017–2019 гг. из добывающего фонда были переведены в нагнетательный фонд 4 скважины – №№ 64 и 56 (2017 год) и №№ 42 и 19 (2018 год). В 2019 году 4 высокообводнённые и малодебитные скважины (№№ 12800, 54, 62 и 28ВН2) действующего фонда и одна скважина № 6 из бездействующего фонда переведены в пьезометрические. Скважина № 45 в 2017 году как высокообводнённая и малодебитная переведена в бездействующий фонд. В 2019 году из бездействующего фонда скважины №№ 45 и 12 переведены в консервацию и одна скважина № 68 из добывающего фонда. На 01.01.2020 г. в добывающем фонде числится 67 скважин.

На рисунке 2 и таблице 3 представлено распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и обводнённости.



Рисунок 2 – Распределение действующего добывающего фонда по дебиту нефти, жидкости и обводнённости

Таблица 3 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и обводнённости

Интервал	№№ скважин	Количество скважин
1	2	3
Распределение скважин по текущим дебитам нефти, тонн/сут.		
0–5	107, 18, 20, 23, 33, 37, 41, 47, 49, 5, 57, 59, 66, 7ВН2, 89ВН2, 96	16
5–10	15, 25, 30, 34, 36, 4, 51, 69	8
10–15	12900, 13000, 52, 58	4
15–20	13, 55, 8, 9	4
>20	13600, 60, 61, 63	4
Распределение скважин по текущим дебитам жидкости, тонн/сут.		
0–10	107, 18, 20, 23, 36, 37, 41, 47, 49, 57, 59, 66, 69, 89ВН2, 96	15
10–20	15, 25, 30, 34, 5, 52, 55, 7ВН2	8
20–30	12900, 13, 58, 61, 8	5
30–40	13600, 60	2
>40	13000, 33, 4, 51, 63, 9	6

Окончание таблицы 3

1	2	3
Распределение скважин по текущей обводнённости, %		
0–5	36, 47, 69	3
5–20	52, 55, 61,	3
20–40	13600, 13, 15, 20, 23, 30, 41, 60, 63, 8	10
40–60	107, 12900, 18, 25, 34, 58	6
60–80	13000, 37, 5, 51, 89ВН2, 9	6
80–95	4, 57, 7ВН2	3
>95	33, 49, 59, 66, 96	5

Анализ распределения скважин действующего фонда месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. показал, что 45 % действующего фонда скважин (16 единиц) эксплуатируется с дебитом нефти менее 5 тонн/сут. Максимальной продуктивностью по нефти (дебит более 20 тонн/сут.) можно охарактеризовать работу 4 скважин или 11 % фонда. К числу среднепродуктивных скважин (с дебитом нефти от 5 до 20 тонн/сут.) можно отнести чуть менее половины работающих скважин месторождения – 16 единиц.

Дебит добывающих скважин по жидкости изменяется от 0,8 тонн/сут. (скважины №№ 89ВН2 и 96) до 67 тонн/сут. (скважина № 13000).

По итогам разработки месторождения за 2019 год коэффициент использования действующего добывающего фонда составлял 0,936, коэффициент использования нагнетательного фонда – 0,898. Коэффициент эксплуатации добывающего фонда в 2019 году составил 0,977, по нагнетательному фонду данный показатель достиг значения 0,898.

Обращает на себя внимание значительное количество скважин в консервации в добывающем фонде (21 единиц). Это составляет 26 % пробуренного на месторождении фонда. По всем этим скважинам отмечается невысокий стартовый дебит и быстрое скачкообразное нарастание обводнённости. На момент остановки и перевода в фонд консервации скважины работали в режиме накопления, дебит жидкости не превышал 3–5 тонн/сут., дебит нефти составлял менее 1 тонн/сут. при обводнённости более 95 %. Однако при детальном анализе имеющихся результатов ПГИ по скважинам, находящимся в консервации, выявлено, что возможной причиной обводнения является наличие колонного перетока из нижележащего водонасыщенного пласта БП₁₁. В дальнейшем в работе будут рассмотрены варианты ликвидации ЗКЦ и запуска скважин в работу для довыработки остаточных запасов нефти. Причиной перевода в фонд консервации нагнетательных скважин являются геологические причины и низкая продуктивность.

В целом необходимо отметить, что в создавшейся ситуации основным резервом в области рациональной разработки месторождения является более эффективное использование эксплуатационного фонда, при проведении геолого-технических мероприятий возможен ввод в эксплуатацию скважин пассивного добывающего фонда.

Всего по месторождению накопленная добыча нефти на 01.01.2020 г. составила 2187 тыс. тонн, жидкости – 3634 тыс. тонн, накопленная закачка – 5853 тыс. м³. За 2019 год на месторождении добыто 96 тыс. тонн нефти, 201 тыс. тонн жидкости, для поддержания пластового давления закачано 315 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 150 %, накопленная – 142 % (рис. 3). Среднегодовой дебит нефти – 7,8 тонн/сут., жидкости – 16,4 тонн/сут., обводнённость – 51,3 %.

Объект БП_{10–11}

Пласты БП₁₀¹, БП₁₀² и БП₁₁² Северо-Тарасовского месторождения составляют единый объект разработки БП_{10–11} и разрабатываются блоковой трёхрядной системой разработки при равномерном размещении скважин по треугольной сетке 500×500 м (плотность 25 га/скв). С пластами объекта БП_{10–11} связаны основные запасы (95 % балансовых и 97 % извлекаемых запасов нефти) месторождения. На залежи сформировано 3 разрезающих ряда нагнетательных скважин, на севере залежи организовано очаговое заводнение с двумя одиночными и двумя расположенными в один ряд нагне-

тательными скважинами. На юге залежи из-за раннего обводнения скважин и остановки по этой причине эксплуатации добывающих скважин система заводнения не получила своего развития.

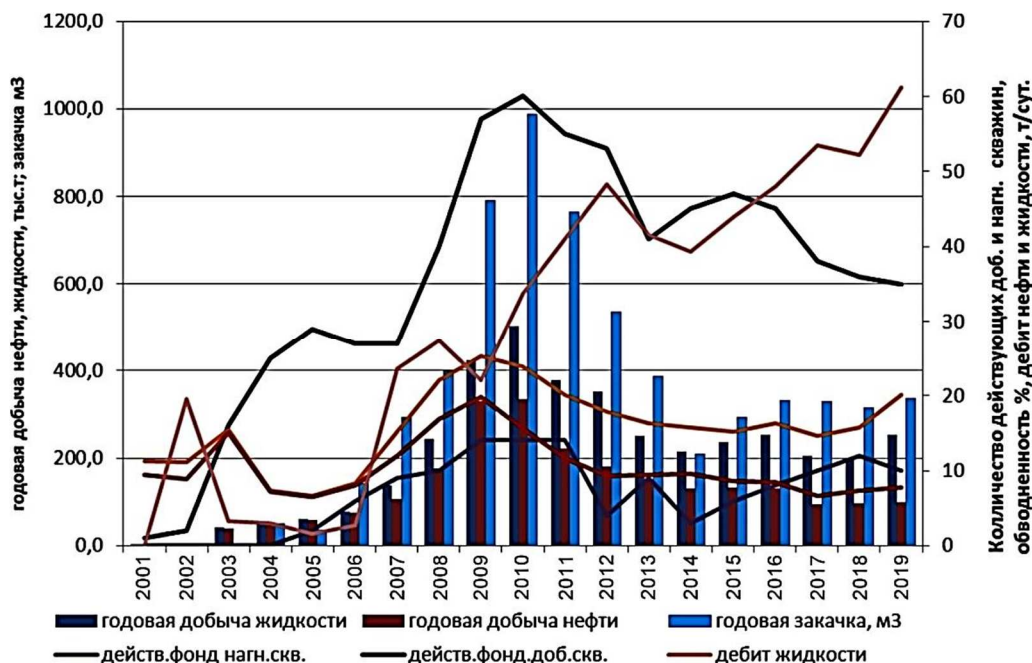


Рисунок 3 – Динамика показателей разработки Северо-Тарасовского месторождения

Всего по объекту БП₁₀₋₁₁ накопленная добыча нефти на 01.01.2020 г. составила 2158 тыс. тонн, жидкости – 3482 тыс. тонн, накопленная закачка – 5853 тыс. м³. Действующий фонд добывающих скважин насчитывает 30 единиц, действующий фонд нагнетательных скважин – 17. За 2019 год по объекту было добыто 89 тыс. тонн нефти, 210 тыс. тонн жидкости, для поддержания пластового давления закачано 335 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 123 %, накопленная – 118 % (рис. 4). Среднегодовой дебит нефти – 8,2 тонн/сут., жидкости – 19,6 тонн/сут., обводнённость – 57 %.

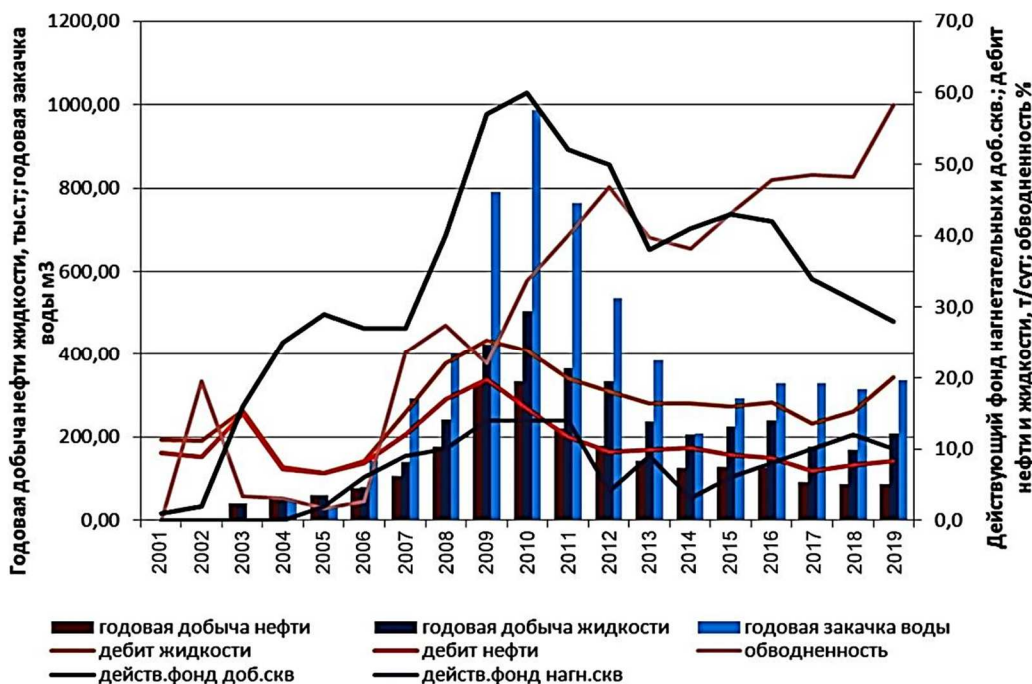


Рисунок 4 – Динамика показателей разработки объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения

Карты текущих и накопленных отборов объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения представлены на рисунках 5 и 6.

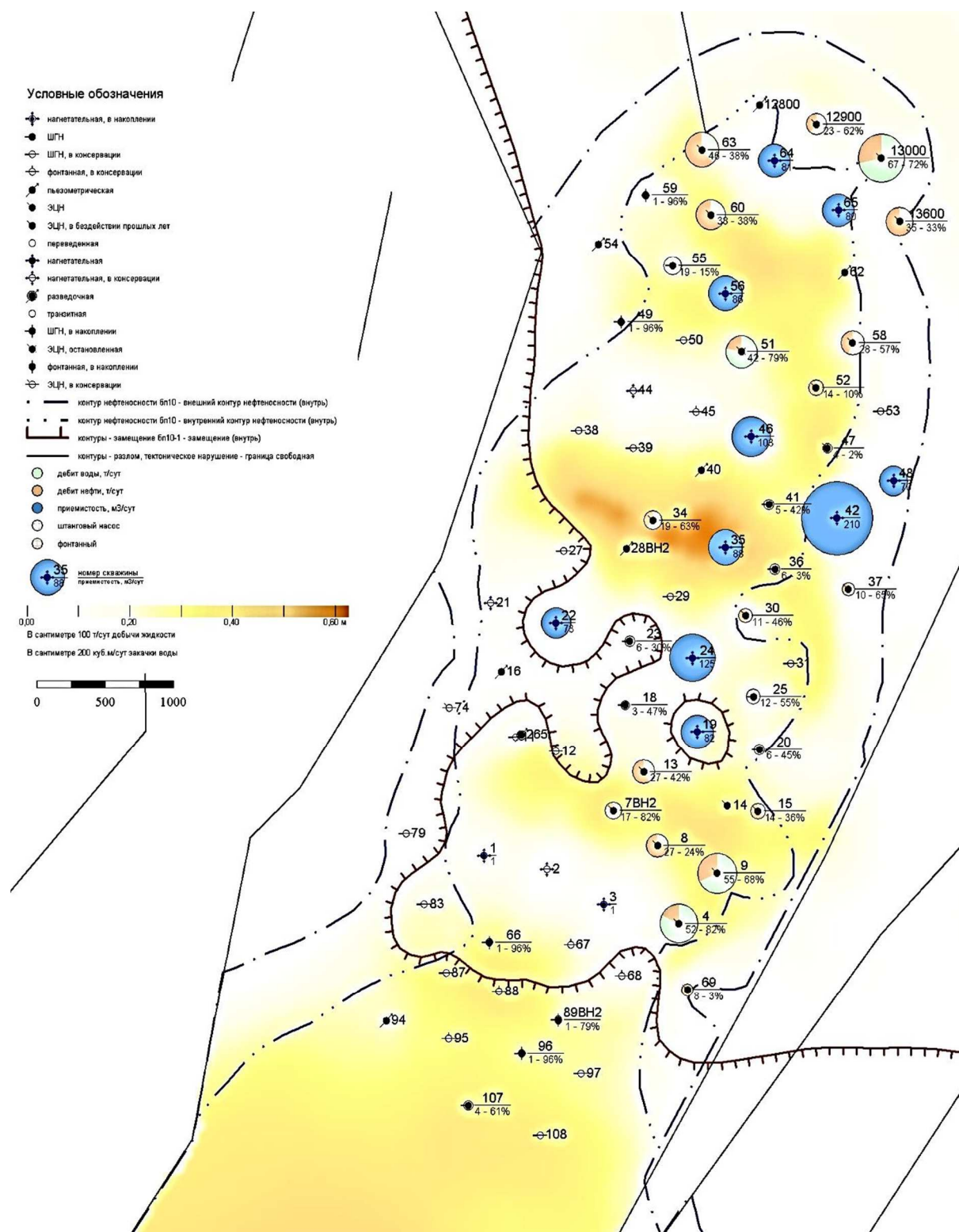


Рисунок 5 – Карта текущих отборов объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. (на основе карты плотности остаточных подвижных запасов объекта БП₁₀₋₁₁)

В 2017–2019 гг. по сравнению с 2016 годом происходит снижение основных показателей разработки за счёт снижения действующих добывающих скважин. На 01.01.2017 г. в действующем добывающем фонде оставалось 42 скважины, в 2017 году

количество действующих скважин снизилось на 8 единиц, на 2 скважины в 2018 году и на 1 в 2019 году, т.е. на 24 % действующий фонд уменьшился по сравнению с 2016 годом.

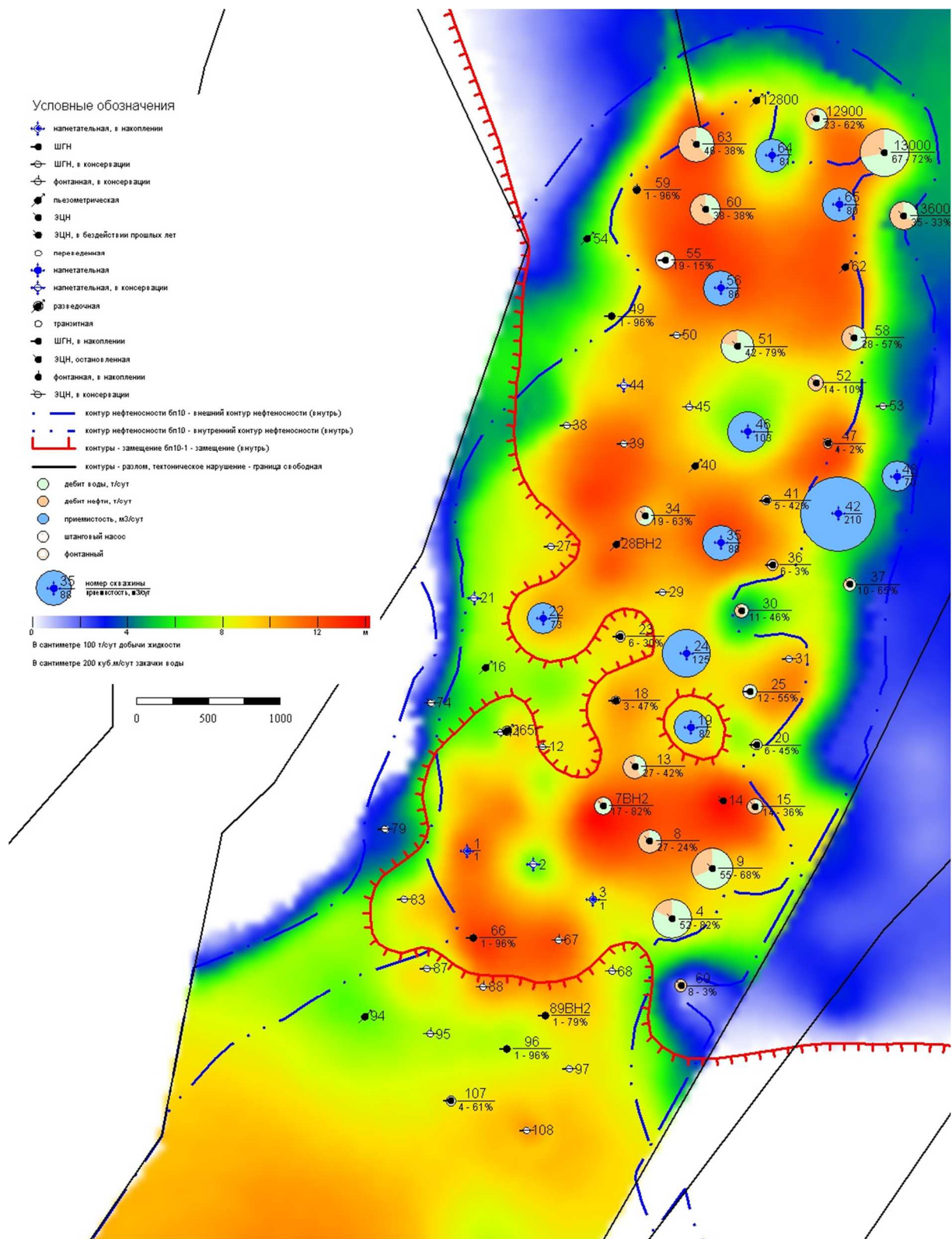


Рисунок 6 – Карта накопленных отборов объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. (на основе карты начальных нефтенасыщенных толщин объекта БП₁₀₋₁₁)

Из действующего добывающего фонда 5 скважин переведено в нагнетательный фонд, под закачку воды – №№ 64, 56 и 35 в 2008 году и №№ 42 и 19 в 2018 году, ещё 4

скважины №№ 12800, 54, 62 и 28ВН2 в 2018 году переведены в пьезометрические и 1 скважина № 68 в консервацию. Скважины №№ 17 и 33 в 2017 году переведены на вышележащий пласт БП₉. Снижение уровня добычи и колебания дебита нефти и обводнённости связаны с выводом из действующего фонда высокообводнённых и низкопродуктивных скважин.

В 2018 году введено из бездействия две скважины №№ 60 и 62 и одна из консервации № 107. Скважина № 60 в ноябре 2017 года остановлена в связи с планово-предупредительными работами и в марте 2018 года вновь запущена в эксплуатацию, в сентябре 2018 года успешно проведены работы по ГРП.

Скважина № 62 в феврале 2017 года остановлена и переведена в бездействие из-за высокой обводнённости и малоедебитности, в мае 2018 года введена в работу, но из-за высокой обводнённости в июне 2018 года вновь остановлена и введена в бездействие текущего года.

Скважина № 107 с мая 2013 года пребывала в консервации по причине малоедебитности и высокой обводнённости, в январе 2018 года проведена повторная перфорация эксплуатируемого объекта, в июле 2018 года введена в эксплуатацию с дебитом нефти 3,2 тонн/сут. и обводнённостью 33 %.

Также в 2017–2019 гг. проводились различные ГТМ: интенсификации притока (ГРП, ОПЗ), оптимизации режима работы скважин. В двух скважинах (№№ 51 и 12900) в 2017 году, в шести (№№ 60, 37, 52, 8, 12800 и 63) в 2018 году и в семи (№№ 69, 4, 18, 23, 20, 41 и 47) в 2019 году.

Система ППД представлена 15 скважинами, 12 скважин находится под закачкой и 3 в консервации. Средняя приёмистость действующих скважин составляет 89 м³/сут., причём две скважины (№№ 1 и 3) работают с накоплением и имеют приёмистость 1 м³/сут., остальные скважины от 70 до 210 м³/сут. Скважины №№ 24 и 35 на 01.01.2017 г. работали с приёмистостью 1 м³/сут., в 2018 году в скважине № 35 приёмистость увеличилась до 209 м³/сут., в 2019 году в скважине № 24 приёмистость достигала значения 252 м³/сут. Уровень закачки в 2018 году удерживался на уровне 2017 года (330–329 тыс. м³), в 2019 году закачка увеличилась на 2 % по сравнению с 2018 годом и составила 335 тыс. м³. Годовая и накопленная компенсация отбора закачкой увеличилась по сравнению с 2017 годом (составляла 123 % и 118 % соответственно).

По площади горизонт БП_{10–11} делится на четыре блока (нумерация с севера на юг). Деление осуществляется по сформированным нагнетательным рядам.

Пласт БП₉

В марте 2011 года скважиной № 57 введён в эксплуатацию пласт БП₉, работающий совместно с пластом БП_{10–11}. Среднесуточный дебит нефти составил 3 тонн/сут. и 21 тонн/сут. жидкости при обводнённости 85 %. В 2013 году скважину № 57 полностью перевели на работу вышележащий пласт БП₉.

На 01.01.2020 г. в работе на пласт, кроме скважины № 57, осуществляли ещё 3 скважины (№№ 61, 28 и 33), переведённые с нижележащего пласта БП_{10–11}. В действующем фонде добывающих скважин пребывает 3 скважины (№№ 57, 61 и 33). Скважина № 57 оборудована ШГН, скважины №№ 61 и 33 работают с помощью ЭЦН. В консервации находится скважина № 17 по причине высокой обводнённости. Со скважины № 28 забурили второй ствол на пласт БП_{10–11} – скважину-дублёр № 28ВН2 в ноябре 2016 года.

С начала разработки пласта показатели добычи нефти отличаются невысокими значениями 1,0–1,5 тыс. тонн, за последние годы (2016–2019 гг.) годовая добыча нефти составляла на уровне 4–8 тыс. тонн. Также характеризуется большими значениями обводнённости 80–90 %, что связано с заколонными перетоками скважин с пласта БП_{10–11}. Годовые уровни добычи в 2019 году составили значения 8,0 тыс. тонн нефти и 34,9 тыс. тонн жидкости. Среднесуточный дебит нефти составил 5,8 тонн/сут. и 24,7 тонн/сут. при обводнённости продукции 77 %. Накопленная добыча нефти на 01.01.2020 г. составила 26,0 тыс. тонн и 119,3 тыс. тонн жидкости.

Разработка пласта ведётся без поддержания пластового давления.

На рисунке 7 приведена динамика показателей разработки пласта БП₉.

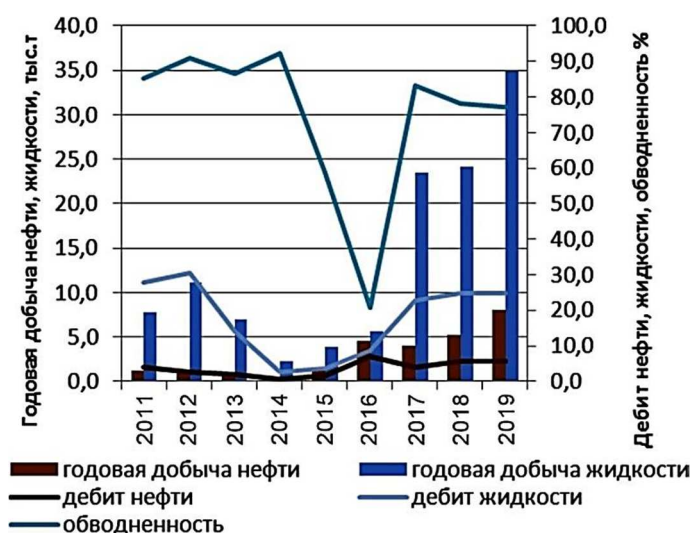


Рисунок 7 – Динамика показателей разработки пласта БП₉ Северо-Тарасовского месторождения

Пласт БП₈

С 2011 года в эксплуатацию введена залежь нефти пласта БП₈² скважинами №№ 5, 6 и 54. Скважину № 54, пребывавшей в консервации с мая 2013 года, перевели с пласта БП₈ в ноябре 2014 года по причине высокой обводнённости на пласт БП₁₀₋₁₁.

На 01.01.2020 г. в действующем добывающем фонде пребывает одна скважина № 5, оборудованная ЭЦН. Скважина № 6 в декабре 2018 года переведена в пьезометрический фонд по причине малодобитности.

Годовой уровень добычи нефти в 2019 году достиг 1,4 тыс. тонн и 8,9 тыс. тонн жидкости. Среднесуточный дебит нефти составил 1,8 тонн/сут. и 11,0 тонн/сут. жидкости при обводнённости продукции 84,2 %. Накопленная добыча нефти на 01.01.2020 г. составила 20,4 тыс. тонн и 57,2 тыс. тонн жидкости.

Закачка воды в указанную залежь не ведётся.

На рисунке 8 приведена динамика показателей разработки пласта БП₈.



Рисунок 8 – Динамика показателей разработки пласта БП₈ Северо-Тарасовского месторождения

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Северо-Тарасовское месторождение открыто скважиной № 265Р в 1994 году при испытании пласта БП₁₀ и введено в разработку в сентябре 2001 года.

Сопоставление фактических показателей разработки за 2014–2016 гг. проведено с проектными уровнями «Технологической схемы разработки Северо-Тарасовского месторождения», за 2017–2019 гг. сопоставление представлено с проектным документом «Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Тарасовского нефтяного месторождения».

При сравнении проектных и фактических показателей в целом по месторождению видно, что проектные показатели значительно превышают фактические. Разница по добыче нефти составляет более 200 % и в 2016 году достигла значения 120,5 тыс. тонн, что в 3 раза ниже проектного значения. Основной причиной отставания является значительное расхождение по действующему фонду добывающих скважин (85–69 проектных вместо 45–47 фактических) и низкие добывные возможности уже пробуренных добывающих скважин: при более чем в 2 раза большей фактической депрессии на пласт – в среднем 11,0 МПа против 5,0 МПа по проекту фактические дебиты добывающих скважин составляли по нефти 7,5–8,2 тонн/сут. вместо 13,6–14,9 тонн/сут., по жидкости 13,1–15,8 тонн/сут. вместо 31,6–38,7 тонн/сут. заложенных в проекте.

Фонд нагнетательных скважин согласно проектному документу в 2014 году должен был соответствовать 37 скважинам и в 2015–2016 гг. должен был увеличиваться на 12 скважин.

По проектному документу к концу 2016 года месторождение в границах Северо-Тарасовского лицензионного участка должно было быть полностью разбурено (в пределах Тарасовского лицензионного участка планировалось вести выработку пластов группы БП_{10–11} возвратным фондом с пласта БП₁₄). Фактическое бурение продолжалось до 2011 года (за срок действия проектного документа было пробурено и введено в разработку 42 скважины), что и привело к значительной разнице в значениях действующих добывающих и нагнетательных скважин в 2014–2016 гг.

В течение 2017–2019 г. отклонение фактических уровней добычи нефти от проектных как в целом по месторождению, так и отдельно по эксплуатационным объектам БП_{10–11}, БП₈ и БП₉ не превышало 15 %, что соответствует допустимым отклонениям фактических показателей разработки от проектных +20 %.

Так, по основному эксплуатационному объекту БП_{10–11} в течение 2017–2018 гг. отклонение фактических уровней добычи нефти от проектных в меньшую сторону составило 3,9 и 3,7 % соответственно (таблица 4). Существенно ниже проектных величин отборы жидкости (на 17,1 % и 8,4 % за 2017 и 2018 гг. соответственно) и обводнённость продукции (на 7,2 % и 11,3 %).

При равном в 2017 году фактическом и проектном фонде действующих нагнетательных скважин (13 скважин) в 2018 году система заводнения осваивалась более интенсивно, чем предусмотрено проектом – 17 действующих нагнетательных скважин против 13 проектных. Кроме указанного выше превышения фактического фонда нагнетательных скважин над проектным, компенсация отбора жидкости в пластовых условиях закачкой воды также выше проектной. Так, в 2015–2017 гг. текущая компенсация отборов, напротив, значительно превышала проектную (на 46 % и 40 % за 2017 и 2018 гг. соответственно). Увеличение объёмов закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные непосредственно вблизи зон отбора, позволило стабилизировать пластовое давление в 2017–2018 гг. на отметке 25 МПа в среднем в зонах отбора и на отметке 30 МПа закачки.

Вследствие роста темпов закачки воды в ближайшее время предполагается значительный рост обводнённости добывающих скважин, что наглядно демонстрируется динамикой обводнения скважин №№ 12800, 13 и 13600, по которым обводнённость в течение 2018 года росла опережающими темпами с 3–10 % до 40–60 % и которые наиболее близко расположены к высокоприёмистым нагнетательным скважинам.

На конец 2018 года накопленная добыча нефти выше проектной на 110 тыс. тонн, достигнут коэффициент нефтеотдачи 0,096 (с учётом пересчёта запасов 01.08.2016 г.) – проектный 0,096 (с учётом пересчёта запасов 01.08.2016 г.), текущая обводнённость – 47,2 %, проектная 58,5 %.

Таблица 4 – Сопоставление проектных и фактических технологических показателей разработки Северо-Тарасовского месторождения (в целом)

№№ п/п	Показатели	2015		2016		2017		2018		2019	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Добыча нефти всего, тыс. тонн	398,4	132,1	350,2	131,3	99,9	95,6	100,8	95,9	108,3	98,4
2	в том числе из переходящих скважин	388,9	132,1	340,7	129,4	98,4	95,2	98,1	95,9	106,3	98,4
3	из новых скважин	9,5	0,0	9,5	1,9	1,5	0,4	2,7	0,0	2,0	0,0
4	механизированных скважин	298,0	132,1	327,6	131,3	99,9	95,6	100,8	95,9	108,3	98,4
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	3	0	3	2	0	2	2	1	1	0
6	в т.ч. из эксплуатационного бурения	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	переводом с других объектов	3	0	3	0	2	0	0	1	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, тонн/сут.	19,7	0,0	19,7	9,9	0,0	1,8	4,9	0,0	11,9	0,0
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	160	0	160	96	0	223	275	0	165	0
11	Средняя глубина новой скважины, м	0	0	0	3 175	0	0	0	0	0	0
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0	0	0	6,4	0	0	0	0	0	0
13	в т.ч. Добывающие скважины	0	0	0	6,4	0	0	0	0	0	0
14	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Расчётное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скважино-дни	984	365	984	0	660	482	0	243	660	0
16	Расчётная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. тонн	19,5	2,5	19,4	0,0	6,5	129,4	0,0	95,2	3,2	0,0
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. тонн	427,6	126,0	388,9	127,0	129,4	131,3	98,4	95,6	98,1	95,9
18	Расчётная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	447,1	132,1	408,3	129,4	135,9	260,7	98,4	190,8	101,3	95,9
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	388,9	138,2	340,7	131,7	98,4	95,6	98,1	95,9	106,3	98,4
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. тонн	-58,2	6,1	-67,6	2,3	-37,4	-165,1	-0,3	-94,9	5,0	-2,5
21	Процентное изменение добычи нефти из переходящих скважин, %	-13,0	4,6	-16,6	1,8	-27,5	-63,3	-0,3	-49,7	4,9	-2,6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22	Мощность новых скважин, тыс. тонн	21,6	0,0	21,6	6,5	0,0	0,0	3,2	0,0	3,9	0,0
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	11	4	1	7	1	2	1	1
24	в т.ч. под закачку	0	0	6	0	2	2	0	2	1	0
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	83	69	72	67	70	67	69	67	68	67
26	в том числе нагнетательных в отработке	7	8	1	7	0	0	0	0	0	0
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	79	47	69	45	44	38	43	36	45	36
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	6	0	9	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин, шт.	61	0	67	0	44	38	43	36	45	67
30	Ввод нагнетательных скважин, шт.	6	4	6	2	2	2	0	4	1	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	43	11	49	10	13	13	13	17	14	16
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	43	6	49	8	10	10	10	12	11	12
34	Фонд введённых резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	34,5	13,4	38,7	14,7	16,3	12,9	18,6	16,4	19,3	23,6
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, тонн/сут.	34,6	13,2	38,9	14,1	14,1	12,9	19,1	16,4	18,8	23,6
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, тонн/сут.	32,0	0,0	32,4	81,4	0,0	0,0	7,3	0,0	15,8	0,0
38	Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, %	59,3	43,9	64,9	48,5	60,4	52,9	64,8	51,3	64,0	61,3
39	Средняя обводнённость продукции переходящих скважин, %	59,7	43,9	65,3	45,3	55,8	48,6	65,2	51,3	64,4	61,3
40	Средняя обводнённость продукции новых скважин, %	38,5	—	39,2	87,9	95,1	97,5	32,6	0,0	24,5	—
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн/сут.	14,1	7,5	13,6	7,6	6,4	6,8	6,5	7,8	6,9	7,9
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, тонн/сут.	14,0	7,4	13,5	7,7	6,2	6,8	6,3	7,8	6,6	7,9
43	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут.	96,0	165,5	81,0	108,9	77,0	109,8	87,1	87,6	89,3	93,5
44	Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	979,4	235,6	998,2	252,3	252,5	205,5	286,1	200,5	301,1	253,9
45	в т.ч. из переходящих скважин	964,0	235,6	982,6	236,6	222,7	189,5	282,1	200,5	298,5	253,9
46	из новых скважин	15,4	0,0	15,6	15,7	29,8	16,0	4,0	0,0	2,6	0,0
47	механизированным способом	738,5	234,6	936,4	243,8	252,5	205,5	286,1	200,5	301,1	253,9

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн	5775	2976	6773	3228	3473	3433	3760	3634	4061	3888
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	3320	1983	3670	2114	2220	2122	2321	2132	2430	2288
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,140	0,084	0,155	0,089	0,094	0,090	0,098	0,090	0,103	0,097
51	Отбор от утверждённых извлекаемых запасов, %	36,7	21,9	40,5	23,3	24,5	23,4	25,6	23,5	26,8	25,3
52	Темп отбора от начальных утверждённых извлекаемых запасов, %	4,4	1,5	3,9	1,4	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1
53	Темп отбора от текущих утверждённых извлекаемых запасов, %	6,9	1,9	6,1	1,9	1,9	1,4	1,5	1,4	1,6	1,4
54	Закачка рабочего агента, тыс. м ³	1349	292	1307	330	267	329	302	315	341	336
55	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс. м ³	8804	4843	10111	5173	5476	5502	5778	5818	6118	6154
56	Компенсация отбора текущая, %	108	97,7	105	104,8	89,2	151,4	90,5	150	96,8	78,3
57	с начала разработки, %	109	113,4	109	112,3	121,2	139,5	119,1	142	117,6	113,7

С 2011 года в разработку введены залежи нефти объектов БП₈² и БП₉¹. Их эксплуатация осуществлялась скважиной № 5 (пласт БП₈²) и скважинами №№ 33, 57 и 61 (пласт БП₉¹). Согласно технологической схеме эксплуатация указанных объектов предусматривалась после отработки объекта БП₁₀₋₁₁. В настоящее время залежи эксплуатируются скважиной № 5 со средним дебитом нефти 2,5 тонн/сут. и обводнённостью 83 %, скважиной № 33 – 0,1 тонн/сут. и обводнённостью 98-99 %, скважиной № 57 – 0,1 тонн/сут. и обводнённостью 88 %, скважиной № 61 – 20,6 тонн/сут. и обводнённостью 10,5 %. Следует отметить, что в настоящее время скважина № 5 эксплуатируется с забойным давлением 13,3 МПа, что ниже давления насыщения 19,4 МПа. Закачка воды в указанные залежи не ведётся. На начало 2019 года накопленная добыча нефти по объектам разработки БП₈² и БП₉¹ составила 16925 и 18566 тонн соответственно, достигнут КИН – 0,046 и 0,023 доли ед. Общий вклад обоих горизонтов в добычу месторождения не превышает 5 %.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Северо-Тарасовского месторождения в целом приведено на рисунке 9.

В целом можно отметить, что фактические показатели разработки за 2017–2018 гг. практически соответствуют принятым в «Дополнении к технологической схеме...».

Анализ выработки запасов нефти

Процесс извлечения нефти из пласта зависит от многих факторов: от геологической неоднородности среды, являющейся областью фильтрации, физико-химических свойств нефти и вытесняющего агента, системы воздействия и расстановки скважин, режимов работы и других. Условно их можно разделить на природные и технологические. Задача анализа – рассмотреть влияние этих факторов на характер и степень выработки запасов нефти.

Изучение закономерностей состояния выработки запасов осуществляется с помощью геолого-промыслового анализа, к основным методам которого относятся:

- 1) изучение профилей притока и приёмистости в добывающих и нагнетательных скважинах;
- 2) методы электрометрии и радиометрии для изучения текущей нефтенасыщенности в скважинах, пробуренных в заводнённых зонах пласта;
- 3) контроль за динамикой обводнения добывающих скважин и косвенные методы определения текущего положения ВНК;
- 4) определение подвижных запасов нефти, активно вовлекаемых в разработку, и остаточных запасов с помощью характеристик вытеснения.

Кроме того, используются альтернативные методы, основанные на различных статистических зависимостях, и сопоставление с принятой геолого-технологической моделью продуктивных пластов.

Недостаточный объём качественно проведённых геофизических исследований на Северо-Тарасовском месторождении не позволяет сделать надёжные выводы о состоянии выработки запасов и характере текущего насыщения пластов разработки по первым двум методам. Поэтому нами дополнительно для оценки состояния выработки запасов нефти объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения с учётом сложившихся тенденций в разработке и динамики отборов существующим фондом скважин были проведены расчёты запасов нефти, активно вовлекаемых в разработку разбуренным фондом скважин, с использованием характеристик вытеснения.

Для разбуренных участков объекта БП₁₀₋₁₁, разрабатываемых с поддержанием пластового давления и обводнённостью продукции более 20 %, применялись интегральные характеристики вытеснения вида $Q_n = f(Q_{ж})$. Анализ проводился по сложившимся блокам разработки, ограниченными разрезающими нагнетательными рядами. Выделение блоков по разбуренной части объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения представлено на рисунке 10. Величина предельных извлекаемых запасов нефти принималась при достижении конечной обводнённости по залежам 98 %. Добыча скважин, расположенных на границах блоков, относилась к накопленной добыче по блоку в пропорции 50/50. Запасы неразбуренных участков на севере (категория запасов С₂) и юго-западе месторождения в расчётах не участвовали.

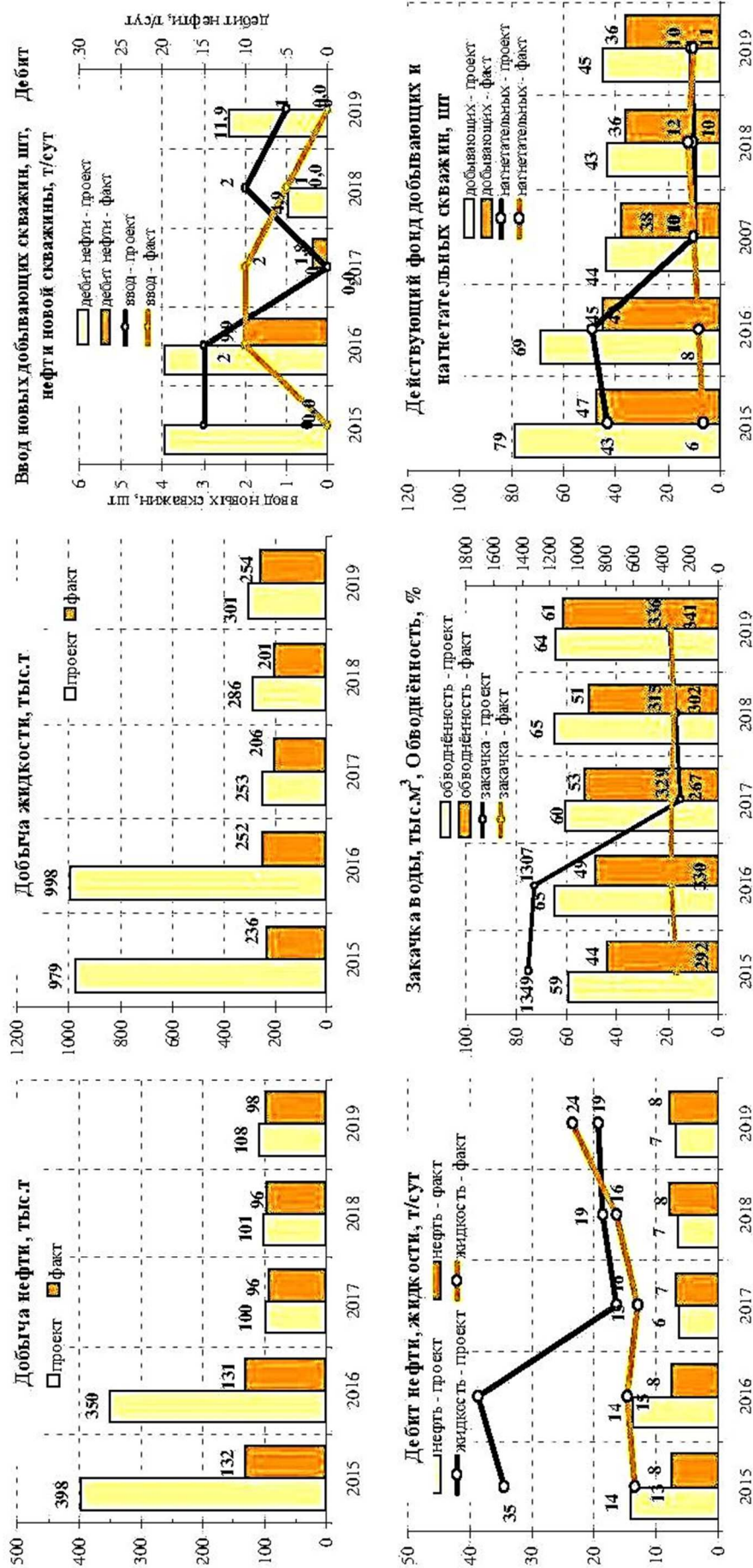


Рисунок 9 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Северо-Тарасовского месторождения (в целом)

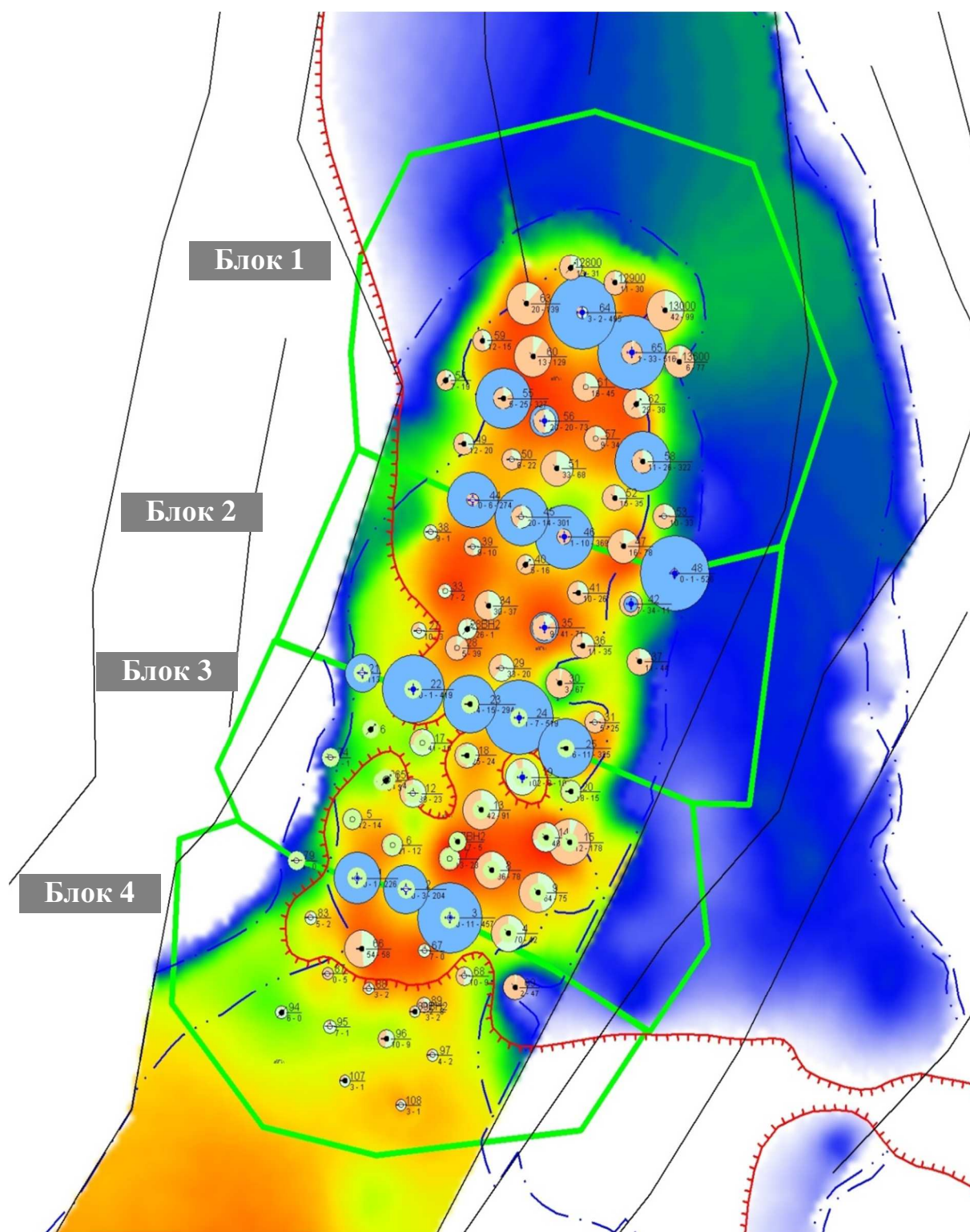


Рисунок 10 – Выделение блоков разработки для анализа выработки запасов нефти по объекту БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения

Состояние выработки запасов нефти по объекту БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения охарактеризовано с помощью сводной геолого-промысловой характеристики, приведённой в таблице 5.

С начала промышленной разработки (2001 год) на 01.01.2020 г. по объекту БП₁₀₋₁₁ отобрано 2158,0 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 3220 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,154, проектный 0,385. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 40 %, темп отбора НИЗ – 1 % при среднегодовой обводнённости продукции 48 %. Кратность запасов 18,9 лет.

Таблица 5 – Геолого-промысловая характеристика разбуренной части объекта БП_{1,0-11} Северо-Тарасовского месторождения

Блок	Пласт	Запасы, тыс. тонн		НИЗ	КИН, доли ед.		Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	Остаточные извлекаемые запасы, тыс. тонн	Коэффициент использования запасов, %	Текущая обводнённость, %	Водонетный фактор	Начальные запасы на скважину, тыс. тонн	Удельный отбор нефти на скважину, тыс. тонн	Остаточные запасы на 1 добывающую скважину, тыс. тонн	Добыча за 2018 год, тыс. тонн	Кратность запасов, лет
		геологические	геологические		утверждённый	текущий										
Блок 1	БП _{1,0} ¹	1962	779				1001,9	614	62	43	0,293	66,7	42,6	35,1	76,9	8,0
	БП _{1,0} ²	2173	837			0,391	0,242									
	БП _{1,0} ¹ + БП _{1,0} ²	4135	1616													
Блок 2	БП _{1,0} ¹	751	298				406,4	850	32	36	0,387	59,8	19,4	53,1	20,1	42,3
	БП _{1,0} ²	2488	958			0,388	0,125									
	БП _{1,0} ¹ + БП _{1,0} ²	3239	1256													
Блок 3	БП _{1,0} ¹	626	249				595,3	671	47	59	0,811	57,5	27,1	37,3	68,1	9,8
	БП _{1,0} ²	2643	1018			0,387	0,182									
	БП _{1,0} ¹ + БП _{1,0} ²	3269	1266													
Блок 4	БП _{1,0} ¹	191	76				154,4	1129	12	27	0,847	73,3	8,8	70,5	5,4	209,0
	БП _{1,0} ²	3136	1207			0,386	0,046									
	БП _{1,0} ¹ + БП _{1,0} ²	3327	1283													
Всего по разбуренной части	БП _{1,0} ¹	3530	1359				2158,0	3220	40	48	0,498	64,0	25,7	47,7	170,5	18,9
	БП _{1,0} ²	10440	4019			0,385	0,154									
	БП _{1,0} ¹ + БП _{1,0} ²	13970	5378													

При рассмотрении по блокам видно, что наиболее благоприятная ситуация складывается в блоке 1 (северная часть месторождения до нагнетательного ряда скважин №№ 44, 45, 46 и 48). Хотя блок введён в разработку последним, он обеспечил более 46 % всей накопленной добычи нефти. По блоку 1 отобрано 1001,9 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 614 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,242, проектный 0,391. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 62 %, темп отбора НИЗ – 3,1 % при среднегодовой обводнённости продукции 43 %. Кратность запасов 8,0 лет. Более высокая степень выработки запасов по блоку обусловлена достаточно высокими дебитами по нефти в течение 2008–2012 гг. Этот период характеризуется высокими объёмами добычи жидкости и закачки. Система ППД позволяла поддерживать пластовые давления, близкие к первоначальным, и обеспечивала эффективный процесс вытеснения нефти.

Блок 2 характеризуется стабильными дебитами нефти за всю историю разработки. По блоку отобрано 406,4 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 850 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,125, проектный 0,388. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 32 %, темп отбора НИЗ – 1,9 % при среднегодовой обводнённости продукции 36 %. Кратность запасов 42,3 года. Анализ работы скважин по блоку показывает быстрое обводнение скважин первых рядов и продолжительную стабильную работу скважин стягивающего ряда.

Блок 3 в целом работает аналогично блоку 2. Динамика добычи характеризуется быстрым обводнением, связанным, скорее всего, с прорывами нагнетаемой воды по высокопроницаемым пропласткам. По блоку отобрано 595,3 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 671 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,182, проектный 0,387. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 47 %, темп отбора НИЗ – 3,4 % при среднегодовой обводнённости продукции 59 %. Кратность запасов 9,8 лет.

Наиболее неблагоприятная обстановка с выработкой запасов по блоку 4. На 01.01.2020 г. по блоку отобрано 154,4 тыс. тонн нефти, остаточные извлекаемые запасы составляют 1129 тыс. тонн. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,046, проектный 0,386. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 12 %, темп отбора НИЗ – 2,3 % при среднегодовой обводнённости продукции 27 %. Скважины блока характеризуются невысокими дебитами по жидкости и высокой обводнённостью.

Интегральные характеристики выработки запасов представлены на рисунках 11 и 12.

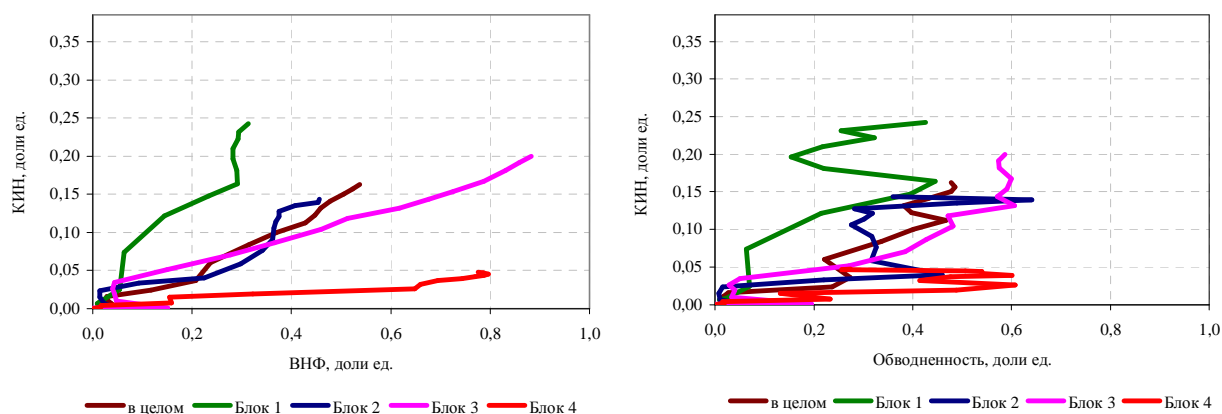


Рисунок 11 – Характеристика выработки запасов нефти по объекту БП_{10–11} Северо-Тарасовского месторождения

С учётом сложившейся тенденции в разработке по блокам объекта БП_{10–11} была проведена оценка объёма подвижных запасов нефти, активно вовлекаемых в разработку, с использованием вышеперечисленных критериев и характеристик вытеснения. Результаты оценки подвижных запасов нефти и расчётных коэффициентов охвата и извлечения нефти приведены в таблицах 6 и 7.

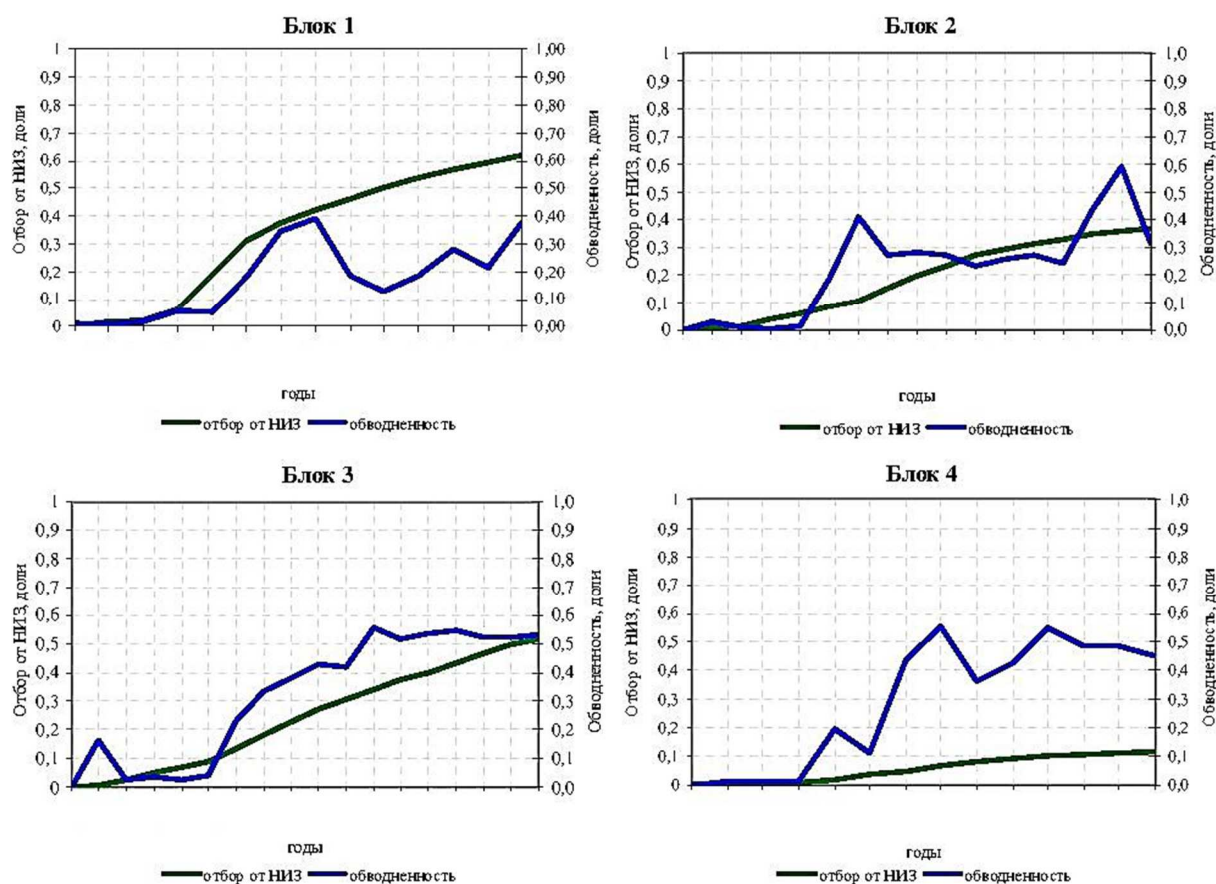


Рисунок 12 – Характеристика выработки запасов нефти по объекту БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения

Таблица 6 – Оценка извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения

Метод	НИЗ, тыс. тонн			
	Блок 1	Блок 2	Блок 3	Блок 4
1	2	3	4	5
Камбаров	1519	739	538	244
Пирвердян	1980	948	663	304
LN_Камбаров	2000	937	611	294
Сазонов	3794	1754	1128	519
Назаров – Сипачёв	5846	1337	625	359
Гайсин – Тимашев	26677	3567	1064	596
V _n (ВНФ)	1398	640	1581	283
Сипачёв – Посевич	26677	3567	1064	596
Говорова – Рябинина			6260	
Французский институт нефти			14329	7752
Максимов	4623	1794	930	496
Гарб	27889	3932	1143	826
Арпс 2		9498	2286	1357
диф. Пирвердян	1985	958	551	305
диф. LN_Камбаров	2011	952	554	296
диф. Камбаров	1519	744	448	245
Островский – Джапаров 1	1047	499	785	197

Окончание таблицы 6

1	2	3	4	5
Островский – Джапаров 2	1076	506	1168	205
Арпс 1	2560	942	2398	353
Эршаги – Оморидж	1384	627	1463	270
Мовмыга – Черепяхин	950	468	661	186
Стасенков – Рахимкулов – Рудчук	1300	571	1006	213
Праведников	1721	641	67488	259
Среднее значение	1274	727	847	352

Таблица 7 – Оценка подвижных и извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения

Блок	Запасы, тыс. тонн		Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	Остаточные извлекаемые запасы, тыс. тонн	Извлекаемые запасы (расчёт), тыс. тонн	K _{выт}	K _{охв} (расчёт)	КИН (расчёт)
	геологические	НИЗ						
1	4135	1616	1001,9	614	1274	0,581	0,530	0,308
2	3239	1256	406,4	850	727	0,581	0,386	0,224
3	3269	1266	595,3	671	847	0,581	0,446	0,259
4	3327	1283	154,4	1129	352	0,581	0,182	0,106
В целом	13970	5378	2158,0	3220	3200	0,581	0,394	0,229

Пример оценки вовлечённых в разработку извлекаемых запасов по методу Камбарова для блока 1 представлен на рисунке 13. Извлекаемые запасы рассчитаны из условия достижения обводнённости 98 %. В связи с недостаточной охарактеризованностью скважин объекта характеристиками вытеснения, коэффициент вытеснения для объекта БП₁₀₋₁₁ принят 0,554 по аналогии со скважинами объекта БП₁₀₋₁₁ Южно-Тарасовского месторождения.

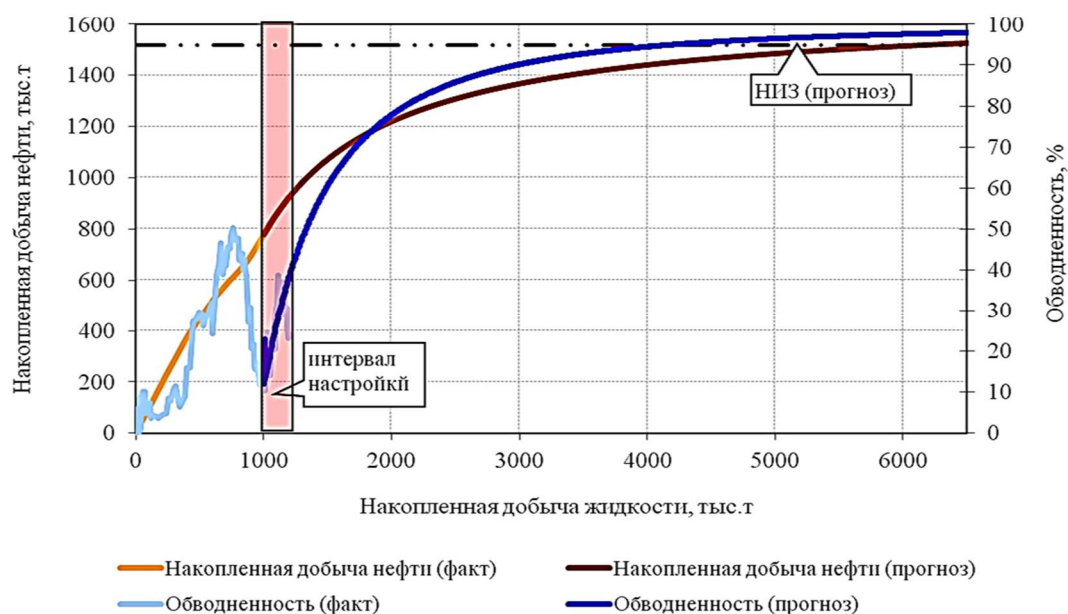


Рисунок 13 – Оценка предельной накопленной добычи нефти по блоку 1 объекта БП₁₀₋₁₁ Северо-Тарасовского месторождения (по характеристике Камбарова)

Проведённые расчёты показывают, что при сложившейся динамике отборов существующим фондом скважин по 1 блоку, который находится в северной части за-

лежи, расчётные предельно извлекаемые запасы составляют всего 1274 тыс. тонн нефти (принятые – 1616 тыс. тонн). Это наиболее близкие значения расчётных и принятых величин извлекаемых запасов нефти. По 2 блоку объекта БП₁₀₋₁₁, находящегося в центральной части залежи, расчётные извлекаемые запасы составляют 727 тыс. тонн (принятые – 1256 тыс. тонн). По 3 блоку объекта расчётная предельная величина извлекаемых запасов составляет 847 тыс. тонн при принятых значениях 1266 тыс. тонн. Наиболее неблагоприятная ситуация по блоку 4 – при сложившейся системе разработки предельная величина извлекаемых запасов составляет 352 тыс. тонн при принятых 1283 тыс. тонн, достигнутый КИН не превысит 0,106.

Таким образом, по разбуренной части объекта БП₁₀₋₁₁ с учётом сложившейся тенденции в разработке расчётная величина предельно извлекаемых запасов нефти составляет 3200 тыс. тонн при достижении КИН 0,229. Наиболее максимально и равномерно вырабатываются запасы нефти по блокам 1 и 3, блок разработки 2 несколько отстаёт в выработке запасов, минимальной выработкой запасов нефти охвачена южная часть – блок разработки 4.

В целом по объекту с учётом запасов, не вовлечённых в активную разработку, достигнутый КИН составляет 0,153. Извлечение всего объёма остаточных запасов нефти по объекту БП₁₀₋₁₁, числящихся на балансе РГФ, возможно лишь при разбуривании северного участка и юго-западных частей залежи, которые не охвачены выработкой запасов нефти, а также при дальнейшем проведении мероприятий по интенсификации отборов нефти и жидкости с проведением на существующем эксплуатационном фонде скважин комплекса ГТМ и реорганизации системы ППД.

Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Залежь нефти в пластах БП₁₀ имеет вытянутую с севера на юг, фактически полообразную форму, окаймлённую с запада и востока разрывными нарушениями. На наш взгляд, принята и реализована эффективная для такой формы залежей система воздействия – блоковая трёхрядная система при равномерном размещении скважин по треугольной сетке 500×500 м. На залежи сформировано 3 разрезающих ряда нагнетательных скважин, на севере залежи организовано очаговое заводнение с двумя одиночными и двумя расположенными в один ряд нагнетательными скважинами. На юге залежи из-за раннего обводнения скважин и остановки по этой причине эксплуатации добывающих скважин система заводнения не получила своего развития.

Заводнение велось при устьевом давлении 16 МПа, средняя приёмистость составляла 198–150 м³/сут., текущая компенсация отборов закачкой – 123–118 %. Реализуемая система заводнения обеспечила поддержание пластового давления практически на первоначальном уровне 26–27 МПа в течение всего периода разработки, т.е. закачиваемая вода поступала в нефтенасыщенные пласты. Фиксируемое превышение отбора закачкой можно объяснить некоторыми поверхностными потерями закачиваемой воды и уходом части воды, по-видимому, в существующие гидрогеологические окна с пластом БП₁₁, несмотря на наличие глинистого раздела толщиной 18–20 м.

Тем не менее, такое эффективное воздействие закачиваемой воды на нефтенасыщенные пласты не привело к достижению проектной нефтеотдачи в зоне отбора. Максимальная нефтеотдача ожидается в блоке 3 (между рядами нагнетательных скважин №№ 1–3 и скважин №№ 21–25) – на уровне 0,227, в остальных блоках (1 и 2) несколько ниже – на уровне 0,17–0,22.

Причиной низкой нефтеотдачи является, естественно, высокая послойная неоднородность. Потокметрические исследования показывают на работу узких интервалов пластов, что связано с проводимыми в скважинах ГРП.

Другой причиной получения низкой нефтеотдачи является обводнение и выход из эксплуатации скважин после различного рода ГТМ и ПРС. Анализ динамики обводнения всех добывающих скважин показал, что в 70 % перебивавших в эксплуатации добывающих скважинах обводнение происходит «скачками» за один месяц, «скачок» обводнённости составляет от 20–30 % до 85–93 %. В случае высокого обводнения только единичные скважины удаётся в некоторой степени восстановить, снизив обводнённость до 60–65 %.

Техническое осложнение скважин как после ГРП, так и после ГТМ и ПРС, связано с некачественным строительством скважин, в связи с этим предусмотренные в технологической схеме РИР после ГРП оказались не эффективными. На южном участке более половины пробуренных скважин оказались высокообводнёнными с начала их ввода в эксплуатацию, причём все скважины расположены в благоприятных для добычи нефти условиях.

В целом залежь БП₁₀ в зоне запасов промышленной категории С₁ недоразбурена на севере и юге, причём в этих зонах эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 5–10 м.

Причиной приостановки бурения на Северо-Тарасовском месторождении, по видимому, явилось получение высокообводнённой продукции из чисто нефтяных пластов.

Таким образом, сложившаяся система выработки запасов объекта БП₁₀ не обеспечивает достижение проектной нефтеотдачи 0,314 и требует своего совершенствования.

В период 2017–2019 гг. было выполнено 13 успешных мероприятий по ГРП, дополнительная добыча нефти составила 27,4 тыс. тонн. Кроме ГРП на месторождении проводились мероприятия по выводу добывающих скважин из бездействия и консервации, изменение способа эксплуатации, дополнительная перфорация и ПВЛГ. Проведённые мероприятия позволили в 2017–2019 гг. почти достичь проектного уровня добычи нефти 99,5–99,6 тыс. тонн (95,6–95,9 тыс. тонн по факту).

Действующий добывающий фонд на конец анализируемого периода был представлен 35 скважинами (по проекту предусмотрено 40 скважин), из них 22 скважины оборудованы ЭЦН, 1 скважина эксплуатируется фонтанным способом и 13 скважин оборудованы штанговыми насосами.

Под закачкой в нагнетательном фонде находится 10 скважин (по проекту предусмотрено 11 скважин). Реализуемая в условиях Северо-Тарасовского месторождения система разработки обеспечила сохранение величины пластового давления выше давления насыщения. На протяжении всего периода разработки разгазирования нефти в пласте не наблюдалось. Внедрение заводнения в 2004 году на эксплуатационном объекте БП₁₀₋₁₁ способствовало стабилизации и некоторому росту пластового давления в залежи.

Месторождение разрабатывается низкими темпами. Максимальный темп отбора был достигнут в 2010 году и составил 3,4 % от начальных извлекаемых запасов. К настоящему моменту темп отбора снизился до 1 % от НИЗ. Всего добыто 2246 тыс. тонн нефти при степени выработки 20,1 % и обводнённости 57 %.

Литература

1. Анализ разработки Северо-Тарасовского месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2009.
2. Технологический режим работы добывающих скважин Северо-Тарасовского месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2017.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.

11. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень : Зауралье, 2010. – 604 с.
12. Аладьев А.П., Задорожня И.А., Юртов М.П. Выделение электрофаций методом многомерной кластеризации на графах с использованием данных каротажных кривых и результатов исследования керна (на примере одного из месторождений Западной Сибири) // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 25–27.
13. Валеев И.И., Нафикова Р.А. Возможность и эффективность реализации водогазового воздействия в условиях Тарасовского месторождения / Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2013» (14 марта 2013 года, г. Октябрьский) в 3-х томах. – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – С. 56–62.
14. Валеев И.И., Нафикова Р.А. Повышение эффективности гидравлического разрыва пласта на Тарасовском месторождении // Материалы Всероссийской 40-й научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов (22 апреля 2013 года, г. Октябрьский) в 3-х томах. – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2013. – С. 33–37.
15. Галунов В.А. Статистический анализ ёмкостно-фильтрационных свойств и вещественного состава пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения нефти Тюменской области / Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы недропользования» (05 декабря 2018 года, г. Новочеркасск). – г. Новочеркасск : Издательство Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова, 2019. – С. 22–25.
16. Казазян М.Г., Татарина Е.Э. Особенности выработки запасов на Северо-Тарасовском месторождении Пуровского района Ямало-Ненецкого Автономного округа // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 93–96.
17. Калашников О.Н. Расчёт дебита горизонтальной скважины на примере разработки Тарасовского нефтяного месторождения // Газовая промышленность. – 2020. – № 4 (799). – С. 44–49.
18. Лохманов С.И., Милевская В.В., Сериков Д.А. Анализ эффективности применения ГТМ на Тарасовском месторождении (пласт БП₈) // Горные ведомости. – 2015. – № 3 (130). – С. 50–67.
19. Муратшин Д.Р. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий с учётом геомеханических и фильтрационных свойств пород Тарасовского месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 1. – С. 121–136.
20. Пучкина Л.Д. Механизмы регулирования повышения эффективности использования ресурсов предприятиями нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 5. – С. 187–188.
21. Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация (статья) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 6. – С. 22–27.
22. Савенок О.В. Разработка принципов, методов и технологий ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). ОС № 9. – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 4. – 64 с.
23. Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ общих подходов к проблеме ресурсосбережения для нефтедобычи с учётом комплекса факторов // ГеоИнжиниринг. – 2013. – № 1 (17) весна 2013. – С. 62–67.
24. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Соловьёва В.Н. Оценка перспектив доработки залежей нефти и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах по фактическим данным их эксплуатации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 46–51.
25. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
26. Трофимов М.С., Яркеева Н.Р. Проектирование гидравлического разрыва пласта на скважинах Южно-Тарасовского месторождения // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 4. – С. 58–63.
27. Хайитов О.Г. Обоснование конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 189–192.
28. Янтудин А.Н. [и др.]. Перспективы увеличения добычи на Тарасовском месторождении // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 1 (34). – С. 36–39.

References

1. Analysis of the Severo-Tarasovskoye field development. – Krasnodar : ООО Rosneft – STC, 2009.
2. Technological operation mode of production wells in the Severo-Tarasovskoye field. – Krasnodar :

- ООО НК Rosneft – STC, 2017.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
 4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 Volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
 5. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
 6. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
 7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
 8. Savenok O.V. Optimization of operation equipment to improve the efficiency of oilfield systems with difficult production conditions. – Krasnodar : South Publishing House, 2013. – 336 p.
 9. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squa-gin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
 10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
 11. Yanin A.N. Problems of Western Siberia oil fields development. – Tyumen : Trans-Urals, 2010. – 604 p.
 12. Aladyev A.P., Zadorozhnaya I.A., Yurtov M.P. Electrofaciation by the method of multidimensional clustering on graphs using data of logging curves and results of core investigation (by the example of one of the fields of Western Siberia) // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 25–27.
 13. Valeev I.I., Nafikova R.A. Possibility and Efficiency of Water and Gas Effects Implementation in Tarasovskoye Field Conditions / Proceedings of International Scientific and Technical Conference «Modern Technologies in Oil and Gas Business – 2013». (March 14, 2013, Oktyabrsky) in 3 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2013. – P. 56–62.
 14. Valeev I.I., Nafikova R.A. Improving hydraulic fracturing efficiency at the Tarasovskoye field // Proceedings of the All-Russian 40th Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduate Students and Students (April 22, 2013, Oktyabrsky) in 3 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2013. – P. 33–37.
 15. Galunov V.A. Statistical analysis of capacitive-filtration properties and material composition of formation BP₁₄ of Tarasovskoye oil field in the Tyumen region / Proceedings of the International Scientific Conference «Actual problems of subsoil use» (December 05, 2018, Novocherkassk). – Novocherkassk : Publishing house of M.I. Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), 2019. – P. 22–25.
 16. Kazazyan M.G., Tatarinova E.E. Features of reserves development at Severo-Tarasovskoye deposit of Purovsky district of Yamalo-Nenets Autonomous District // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 93-96.
 17. Kalashnikov O.N. Calculation of horizontal well flow rate by the example of Tarasovskoye oil field development // Gas industry. – 2020. – № 4 (799). – P. 44–49.
 18. Lokhmanov S.I., Milevskaya V.V., Serikov D.A. Analysis of efficiency of GTM application at Tarasovskoe deposit (formation BP₈) // Gornye vedomosti. – 2015. – № 3 (130). – P. 50–67.
 19. Muratshin D.R. Analysis of efficiency of geological and technical measures taking into account geomechanical and filtration properties of rocks of Tarasovskoye deposit // Electronic scientific journal «Oil and gas business». – 2012. – № 1. – P. 121–136.
 20. Puchkina L.D. Mechanisms of regulation of resource use efficiency increase by oil and gas industry enterprises // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 5. – P. 187–188.
 21. Savenok O.V. Factors hampering oil production (FZDN): classification and systematization (article) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2012. – № 6. – P. 22–27.
 22. Savenok O.V. Development of principles, methods and technologies of resource saving for oil production taking into account a complex of factors // Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). OS № 9. – M. : Publishing House «Mining Book», 2013. – № 4. – 64 p.
 23. Savenok O.V., Harutyunyan A.S. Analysis of general approaches to the problem of resource saving for oil production with a complex of factors // Geo-Engineering. – 2013. – № 1 (17) spring 2013. – P. 62–67.
 24. Savenok O.V., Datsenko E.N., Solovyova V.N. Estimation of prospects of additional development of oil deposits and carrying out of geological and technical measures on wells by actual data of their operation // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
 25. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. The method of the oil fields development with the cooperating objects // Territory Neftegaz. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.

26. Trofimov M.S., Yarkeeva N.R. Design of hydraulic fracturing at wells of Yuzhno-Tarasovskoye field // Oil and gas business. – 2016. – Vol. 14. – № 4. – P. 58–63.
27. Hayitov O.G. Justification of final oil recovery by multifactor regression analysis method // Bula-tovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 189–192.
28. Yantudin A.N. [et al.]. Prospects of production increase at Tarasovskoye field // Scientific and technical bulletin of OAO NK «Rosneft». – 2014. – № 1 (34). – P. 36–39.