

УДК 622.276

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩЕГОСЯ НА СТАДИИ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

Муфтахов Д.Ф.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: muftahovdf@mail.ru

На месторождении выделен один объект разработки. Пробурено всего 179 скважин, из них добывающих – 130, нагнетательных – 43, водозаборных – 5 и 1 поглощающая. Реализация проектного фонда составляет 100 %. Эксплуатационный добывающий фонд состоит из 6 скважин, в том числе 5 действующих, 1 бездействующая. 4 скважины (80 %) действующего фонда эксплуатируются механизированным способом и оборудованы ЭЦН, 1 скважина эксплуатируется фонтанным способом. Основной причиной выбытия добывающих скважин из работающего фонда является обводнение скважин, что обусловлено не только прорывом закачиваемой воды, но и плохим техническим состоянием скважин, а также выработкой запасов. Основные показатели разработки соответствуют проектным, намеченная программа ГТМ не выполнена. Накопленная добыча нефти - 5819 тыс. т, что составляет 96,7 % от начальных извлекаемых запасов, текущий КИН – 0,324, водонефтяной фактор 1,7, текущая обводненность – 91 %. Накопленный отбор жидкости составил 15614 тыс. т. Основной объем добычи нефти получен механизированным способом. Объем закачки составил 193,3 тыс. м³, текущая компенсация отборов жидкости – 102,3 %. Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин составила 141,4 м³/сут. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составляет 102,1 %. В настоящее время, разработка объекта осуществляется единичными скважинами, система заводнения представляет собой очагово-избирательную.

Ключевые слова: нефть, анализ разработки месторождения, стадия падающей добычи, месторождение, пласт.

ANALYSIS OF THE OIL FIELD DEVELOPMENT AT THE STAGE OF DECLINING PRODUCTION

Muftahov D.F.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: muftahovdf@mail.ru

There is one development object at the field. A total of 179 wells were drilled, 130 of them were mined, 43 were injected, 5 were intake, and 1 were intake. The implementation of the project fund is 100%. The operational production fund consists of 6 wells, including 5 operating, 1 dormant. 4 wells (80%) of the operating stock are operated in a mechanized way and equipped with ESP, 1 well is operated in the fountain method. The main reason for the disposal of producing wells from the operating fund is the watering of wells, which is caused not only by the breakthrough of the injected water, but also by the poor technical condition of the wells, as well as the development of reserves. The main development indicators correspond to the design ones, the planned geological and technical measures program has not been implemented. Cumulative oil production is 5819 thousand tons, which is 96.7% of the initial recoverable reserves, the current oil recovery factor is 0.324, the oil-oil factor is 1.7, and the current water content is 91%. The accumulated liquid withdrawal amounted to 15614 thousand tons. The main volume of oil production was obtained by the mechanized method. The injection volume was 193.3 thousand m³, the current compensation of fluid withdrawals is 102.3%. The average annual injection capacity of injection wells was 141.4 m³ / day. Accumulated compensation for fluid withdrawal by injection is 102.1%. At present, the development of the facility is carried out by individual wells, the waterflooding system is a focal selective.

Keywords: oil, field development analysis, falling production stage, field, reservoir.

Месторождение разрабатывается с 1978 года. Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями горизонта Ю₁ верхнеюрского возраста [1,2]. Объект Ю₁¹⁺² характеризуется хорошими коллекторскими свойствами, а так же высокой степенью неоднородности [3,4,5]. В настоящее время месторождение находится на завершающей (четвертой) стадии разработки.

За весь период разработки месторождения накопленная добыча нефти составила 5819 тыс. т, жидкости – 15614 тыс. т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,324. Текущее пластовое давление практически равно начальному (26,1 МПа). Накопленная закачка воды составляет 19044 тыс. м³. Накопленная и текущая компенсация отбора равна 102,1 % и 102,3 % соответственно.

За 2016 год на месторождении добыто 16,8 тыс. т нефти и 186,1 тыс. т жидкости. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов составил 8,2 %. Среднесуточный дебит действующих скважин по нефти составил 8,7 т/сут, по жидкости – 96,2 т/сут.

Текущие извлекаемые запасы оцениваются в объеме (А+В₁) 201 тыс. т. Кратность запасов составляет 12 лет. Динамика основных технологических показателей разработки месторождения представлена на рисунке 1.

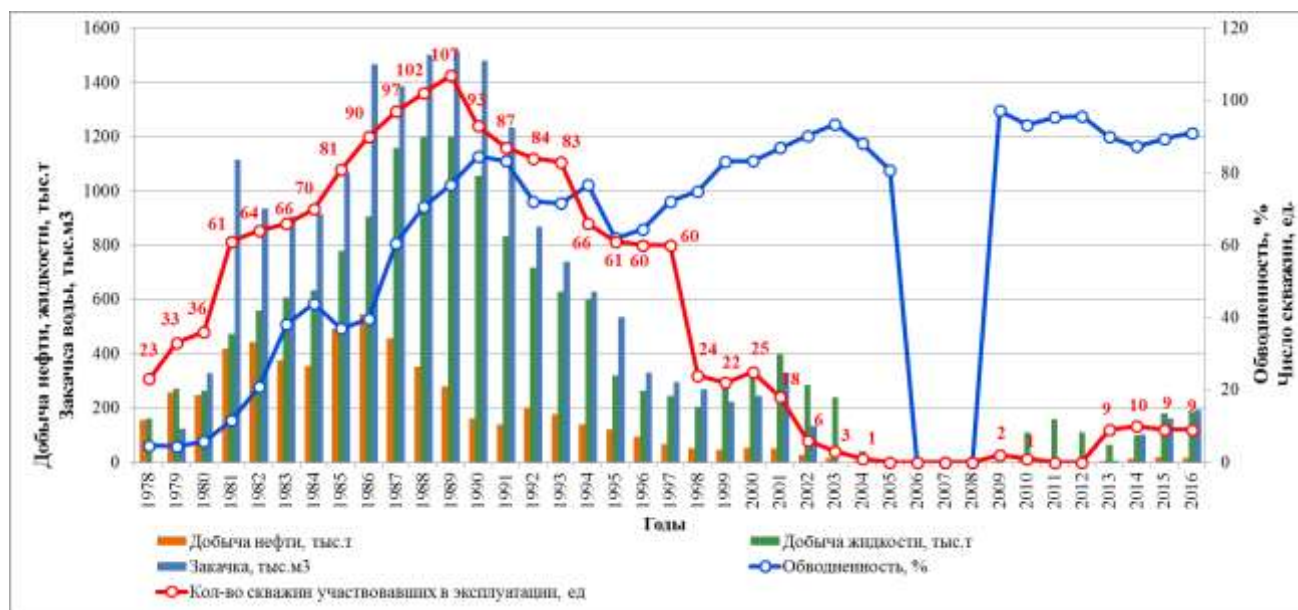


Рисунок 1 - Динамика основных показателей разработки месторождения

Большая часть добытой нефти приходится на Томскую область и составляет 3319 тыс.т (57 %) от всей добычи по месторождению. Нетипичная динамика добычи связана с поздним вводом в разработку разведанных запасов нефти северной части Западной залежи, где пласт характеризуется большей продуктивностью.

Невысокие темпы разбуривания объекта обеспечили выход добычи нефти в 1986 году на уровень 546,7 тыс. т., который был достигнут при работе 64 добывающих скважин, и

обводненности продукции – 39,7 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 9 %.

Последующее интенсивное снижение годовой добычи нефти, в основном, обусловлено обводнением скважин южной и центральной частей залежи. В конце 2002 г. из-за коррозии и дальнейшего демонтажа системы нефтесбора остановлена разработка Восточной залежи, в период с 2005-2008 гг. остановлена разработка Западной залежи. Система ППД на месторождении не функционировала с 2002 года, это произошло в результате выхода из строя напорного нефтепровода, и водовод высокого давления стал использоваться в качестве основной нефтяной артерии.

По состоянию на 01.01.2017 г. отобрано 5819 тыс. т нефти или 96,7 % от начальных извлекаемых запасов, текущий КИН – 0,324, текущая обводненность продукции скважин – 91 %. Накопленный отбор жидкости составил 15614 тыс. т. С начала разработки закачано 19044 тыс. м³ воды, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составляет 102,1 % (таблица 1). Кара накопленных отборов месторождения на 01.01.2017 г. представлена на рисунке 2.

Распределение добычи нефти и жидкости по способам эксплуатации приводится в таблице 2 и на рисунке 3.

Таблица 1 - Основные показатели состояния разработки месторождения

№ п/п	Основные показатели разработки	Месторождение в целом
1	Год ввода в разработку	1978
2	Текущая добыча нефти, тыс.т/год	16,8
3	Накопленная добыча нефти, тыс.т	5819
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,324
	Утвержденный КИН, доли ед.	0,335
5	Годовая добыча жидкости, тыс.т/год	186,1
	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	15614
	Обводнённость, %	91
	Водонефтяной фактор, т/т	10,1
6	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	1,7
	Фонд добывающих скважин	6
	Действующий фонд добывающих скважин	5
7	Действующий фонд нагнетательных скважин	4
	Средний дебит нефти, т/сут	8,7
	Средний дебит жидкости, т/сут	96,2
8	Средняя приемистость скважины, м ³ /сут	141,4
	Годовая закачка воды, тыс.м ³ /год	193,3
	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	19044
	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	102,3
9	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	102,1
	Добыча попутного газа, млн.м ³ /сут	0,98

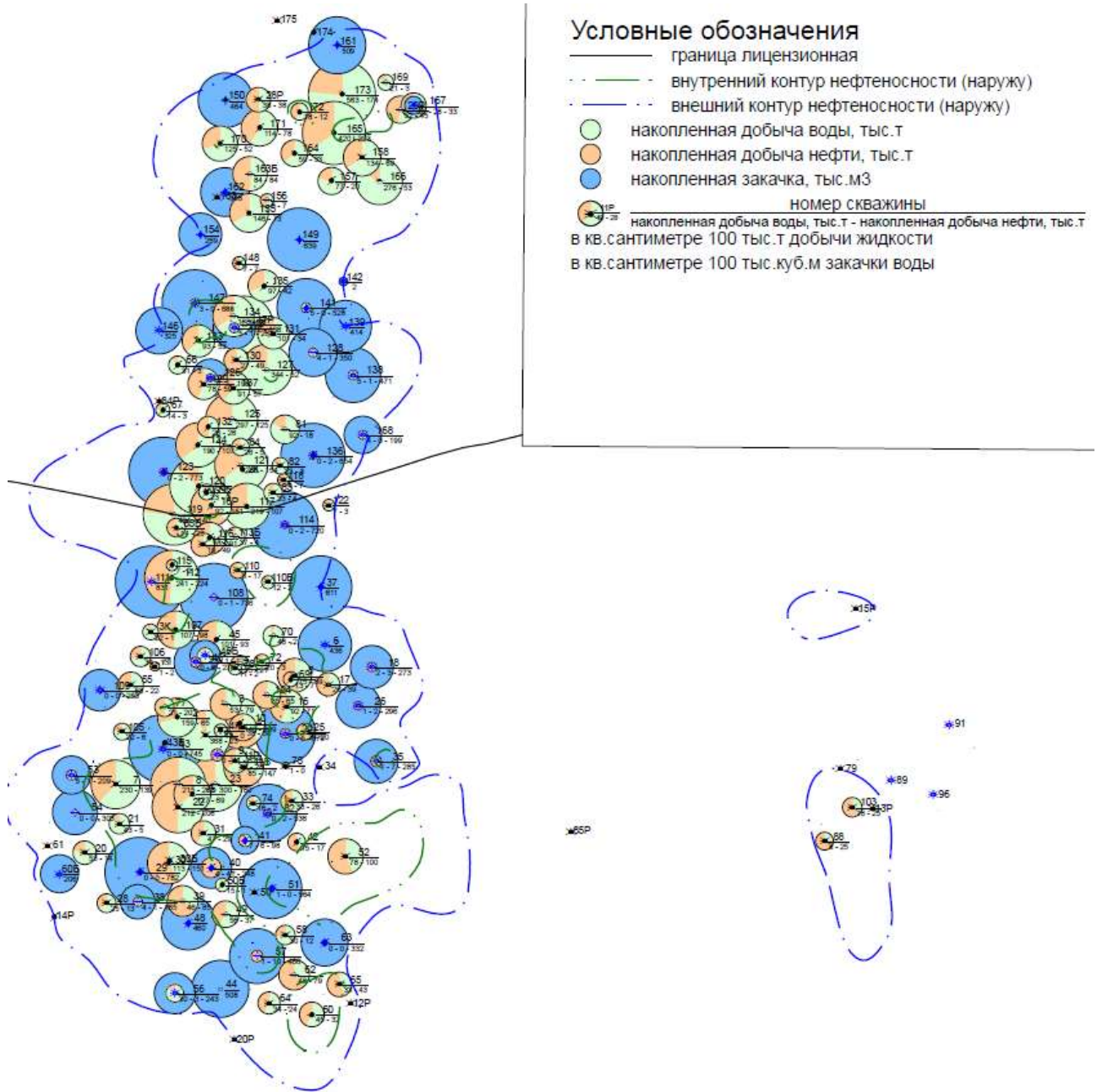


Рисунок 2 - Карта накопленных отборов на 01.01.2017 год

Таблица 2 - Распределение накопленных отборов нефти по способам эксплуатации на 01.01.2017 г.

№ п/п	Показатели	Способ эксплуатации					Всего
		Фонтан	ЭЦН	ШГН	РЭД	СН	
1	Количество скважин, ед	95	72	94	7	2	133
2	Накопленная нефть, тыс.т	1370	2816	1460	160	13	5819
3	Накопленная жидкость, тыс.т	1542	9712	3734	358	269	15614
4	Обводненность с начала разработки, %	11,2	71,0	60,9	55,3	95,1	62,7

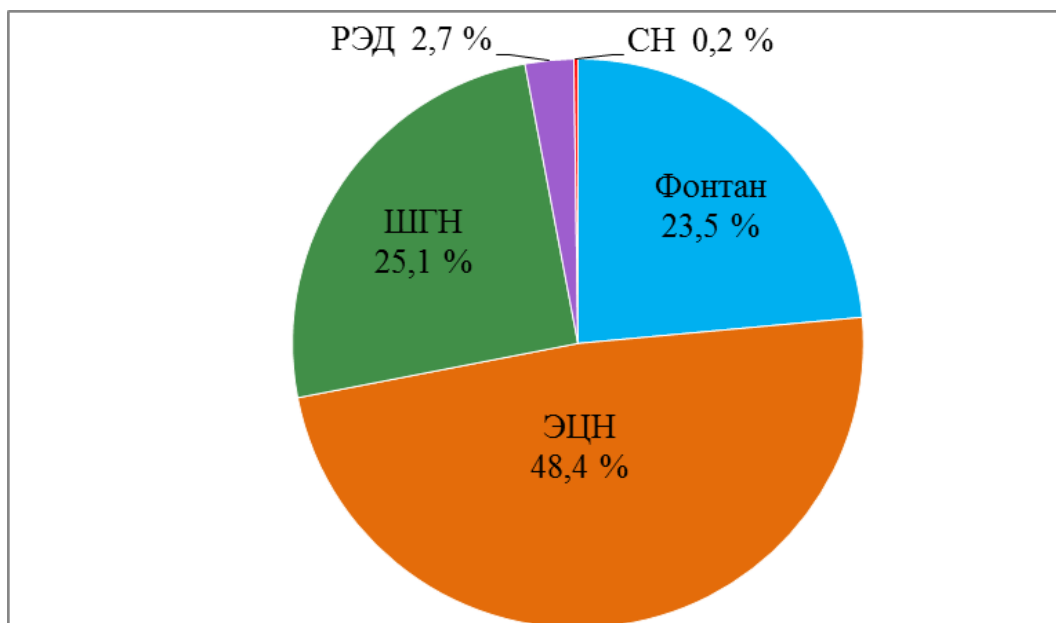


Рисунок 3 - Распределение накопленной добычи нефти по способам эксплуатации на 01.01.2017 г.

Основной объем добычи нефти (4449,4 тыс. т – 76,5 %) получен механизированным способом, причем 63,3 % (2816,4 тыс. т) механизированной добычи обеспечено скважинами, оборудованными ЭЦН. Фонтанным способом добыто 1369,7 тыс. т или 23,5 % от суммарного отбора по месторождению.

На рисунке 4 приведено распределение добычи нефти по способам эксплуатации в динамике. Фонтанный способ эксплуатации был преобладающим в период разбуривания месторождения, затем доля данного способа уменьшалась, с 1985 года происходит резкое падение добычи фонтанным способом с 165 тыс.т до 0,3 тыс.т, в 1988 году.

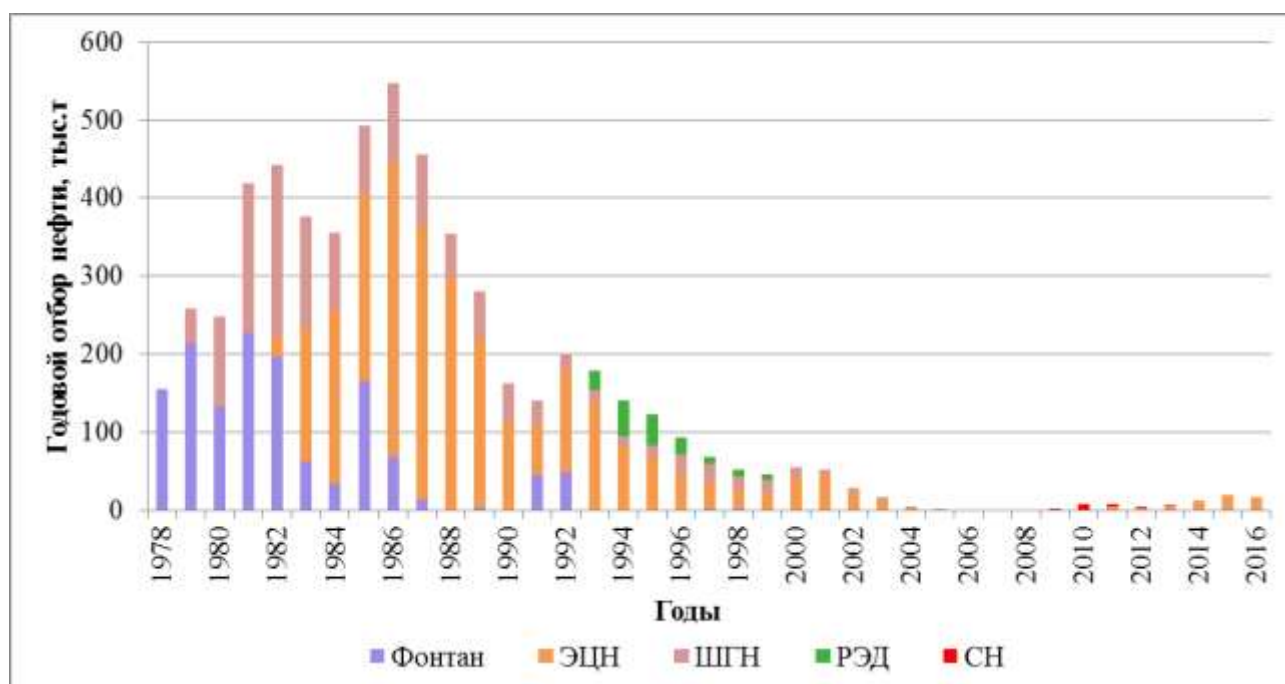


Рисунок 4 - Распределение добычи нефти по способам эксплуатации в динамике

Пик добычи нефти ШГН (220,07 тыс. т) пришелся на 1982 год, всего за период разработки данным способом эксплуатировалось 94 скважины. С 2004 года ШГН не применяется.

Максимальный уровень добычи нефти ЭЦН (377,5 тыс. т) приходится на 1986 год – год максимальной добычи нефти по месторождению (546,7 тыс. т). В 2014-2016 гг. доля нефти добытая с помощью ЭЦН составляет более 95 % .

За время разработки месторождения в добыче нефти участвовало 133 скважины. По состоянию на 01.01.2017 г. средний отбор нефти на 1 скважину, участвовавшую в добыче, составляет 43,8 тыс. т, в том числе по способам эксплуатации: ЭЦН – 39,1 тыс. т, ШГН – 15,5 тыс. т, РЭД – 22,9 тыс. т, СН – 6,6 тыс.т, средняя накопленная добыча фонтанных скважин – 14,4 тыс. т.

Распределение пробуренного фонда по накопленным отборам нефти представлено на рисунке 5. В эксплуатационном фонде на 01.01.2017 г. находится 11 скважин. Проектный уровень отбора нефти (45,2 тыс.т) достигнут по 45 скважинам.

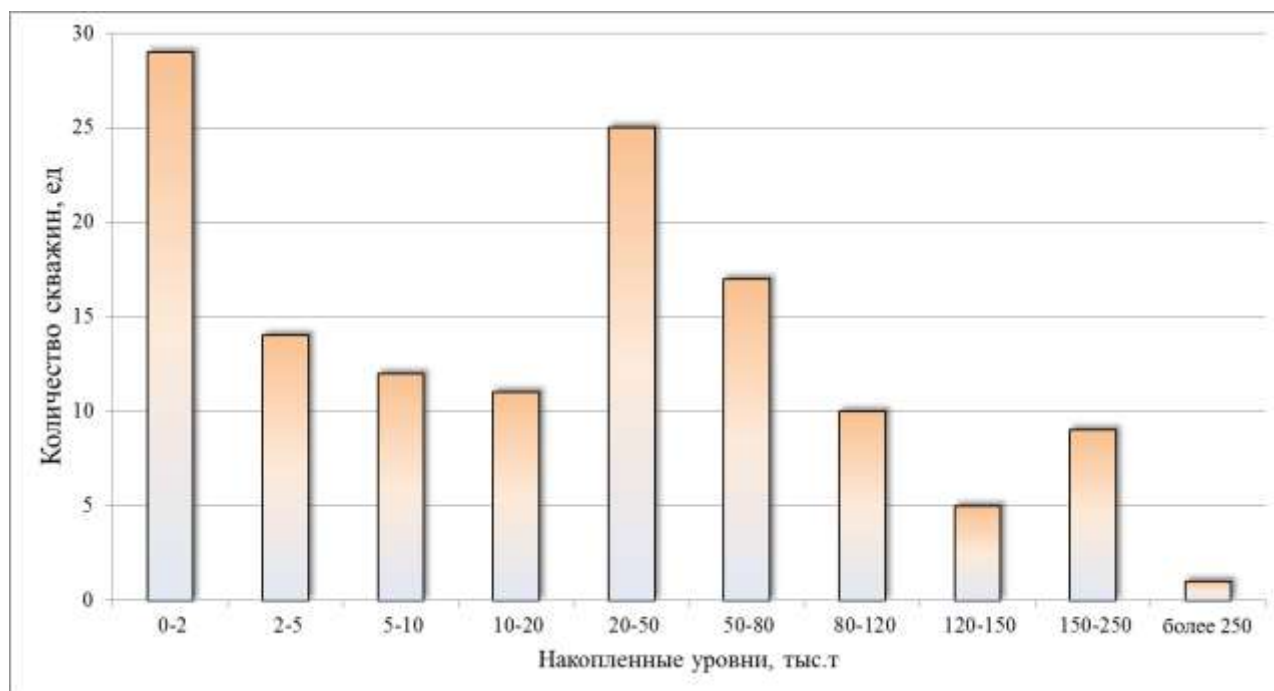


Рисунок 5 - Распределение фонда скважин по накопленным отборам нефти на 01.01.2017 г.

Остаточные извлекаемые запасы нефти по месторождению на 01.01.2017 г. равны 201 тыс. т. Таким образом, для достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения (0,335 д.ед.) из каждой добывающей скважины, находящейся в эксплуатационном фонде, необходимо извлечь в среднем по 31,5 тыс. т нефти, что в принципе выполнимо, учитывая, что текущая обводненность в среднем равна 91 %.

Анализируя работу добывающего фонда, следует отметить, что в 29 скважинах (21,8 % от пробуренного фонда, участвующего в добыче) накопленная добыча нефти не

превысила 2 тыс. т; в 14 (10,5 %) скважинах отобрано от 2 до 5 тыс. т; в 12 (9 %) скважинах отобрано от 5 до 10 тыс. т; в 11 (8,3 %) скважинах отбор нефти изменяется в диапазоне от 10 до 20 тыс. т; в 25 скважинах (18,8 %) отобрано от 20 до 50 тыс. т; в 17 (12,8 %) скважинах – от 50 до 80 тыс. т; в 10 (7,5 %) – от 80 до 120 тыс.т, в 5 (3,8 %) скважинах – от 120 до 150 тыс.т, в 9 (6,8 %) скважинах – от 150 до 250 тыс.т и в 1 скважине (0,8, %) отобрали свыше 250 тыс. т.

Около 80 % добычи нефти на месторождении обеспечено 42 скважинами, составляющими 32 % от всех пробуренных скважин, участвовавших в добыче, при этом средняя накопленная добыча на одну скважину составляет 112 тыс. т, что почти в три раза выше среднего.

Наибольшие объемы накопленной добычи получены из скважин, пробуренных в районах распространения коллекторов с максимальными нефтенасыщенными толщами и более высокими фильтрационно-емкостными свойствами, чем в среднем по месторождению.

Все 5 действующих добывающих скважин имеют обводненность от 87 до 95 %.

Литература.

1. Муфтахов Д.Ф. ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=436> (дата обращения: 08.12.2018).

2. Ахмадуллин Д.У. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТЕБЛОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ М // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=440> (дата обращения: 08.12.2018).

3. Резанов Д.С. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ ПЛАСТОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ УРЕНГОЙСКОГО РАЙОНА // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 3.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=437> (дата обращения: 08.12.2018).

4. Бойко А.С. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА УЛЬЯНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 2.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=428> (дата обращения: 08.12.2018).

5. Шарыга А.В. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ШАИМСКОГО РАЙОНА // European Student Scientific Journal. – 2018. – № 4.; URL: <http://sjes.esrae.ru/ru/article/view?id=444> (дата обращения: 08.12.2018).