

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ХМАО

Ахмадуллин Д.У.

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

Нефтяное месторождение расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 100 км к востоку от г. Нижневартовск. Месторождение открыто в 1992 году, введено в пробную эксплуатацию в 1992 г., в промышленную разработку – в 2004 г. Промышленная нефтеносность месторождения установлена в верхнеюрских терригенных отложениях васюганской свиты. Добыча нефти ведется из объекта Ю1-1. Максимальный уровень добычи нефти (130,6 тыс.т) достигнут в 2006 году. С 2007 года на месторождении отмечается снижение годовых отборов нефти, что связано с уменьшением объемов эксплуатационного бурения и ростом обводненности продукции переходящего фонда в результате постепенной выработки запасов. Максимальный уровень добычи жидкости приходится на 2012 год (436,5 тыс.т). Разработка объекта Ю1-1 осуществляется с поддержанием пластового давления с 2006 года. Отмечается влияние закачки на рост обводненности продукции добывающего фонда. В 2014-2016 гг. с целью стабилизации обводненности уровни закачки воды на объекте ограничены. Месторождение характеризуется высокой степенью выработки запасов, отбор от НИЗ составляет 93,2% при обводненности 92,7%. В среднем на одну добывающую скважину, пребывавшую в эксплуатации, накопленная добыча нефти составляет 73,8 тыс.т.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, анализ разработки, анализ выработки запасов, обводненность, дебит нефти

## ANALYSIS OF THE OIL FIELD DEVELOPMENT EFFICIENCY IN KHANTY-MANSIYSK DISTRICT

Ahmadullin D.U.

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

The oil field is located on the territory of the Nizhnevartovsk region of the Khanty-Mansiysk Autonomous District of the Tyumen region, 100 km east of Nizhnevartovsk. The field was discovered in 1992, commissioned in 1992, and industrialized in 2004. The industrial oil bearing capacity of the deposit was established in the Upper Jurassic terrigenous deposits of the Vasyugan suite. The oil production is carried out from object Ю1-1. The maximum level of oil production (130.6 thousand tons) was achieved in 2006. Since 2007, the field has been experiencing a decline in annual oil withdrawals, which is associated with a decrease in the volume of production drilling and an increase in water cut in the production of a rolling stock as a result of gradual production of reserves. The maximum level of liquid production is in 2012 (436.5 thousand tonnes). Development of the Y1-1 facility is carried out with the maintenance of reservoir pressure since 2006. Influence of injection on the growth of water cut of production of the mining fund is noted. In 2014-2016 years. with the goal of stabilizing the watercut, the water injection rates at the site are limited. The deposit is characterized by a high degree of development of reserves, selection from NIH is 93.2% with water cut of 92.7%. On average, for one producing well that was in operation, the accumulated oil production is 73.8 thousand tons.

Keywords: oil field, development analysis, stock mining analysis, water cut, oil production rate

Нефтяное месторождение расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 100 км к востоку от г. Нижневартовск. Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленном освоении: Ининское, Аригольское, Вахское.

Месторождение открыто в 1992 году, введено в пробную эксплуатацию в 1992 г., в промышленную разработку – в 2004 г. На 1.01.2017 г. промышленная нефтеносность месторождения установлена в верхнеюрских терригенных отложениях васюганской свиты (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) [1-5]. Пласт содержит одну залежь нефти.

По состоянию на 1.01.2017 г. в разработке находится один объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Накопленная добыча жидкости по месторождению составляет 3630 тыс.т, добыча нефти – 516 тыс.т, накопленный ВНФ – 6,0 д.ед. Текущий КИН – 0,344 при числящемся на гос.балансе 0,369 д.ед.

В период 1992-1996 гг. разработка месторождения велась периодически одной скважиной (№351р). Отборы нефти в данный период не превышали 25 тыс.т, продукция скважины была практически безводная (обводненность менее 30%), дебиты скважины по нефти составляли в среднем 52,2 т/сут, по жидкости – 56,7 т/сут.

В 1997-2003 гг. разработка месторождения не велась по причине смены недропользователя, скважина №351р находилась в консервации.

На стадии роста добычи нефти месторождение находилось в период 2004 – 2006 гг. (за счет активного разбуривания). Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2006 году (130,6 тыс.т) при обводненности продукции 45,7% и действующем добывающем фонде 6 скважин. Среднегодовые дебиты скважин по нефти в данный период составляли 66-161 т/сут, по жидкости – 122-337 т/сут.

Период 2007 – 2016 гг. характеризуется снижением годовых отборов нефти и увеличением доли воды в продукции скважин. Это связано с приостановкой бурения новых скважин, снижением дебитов скважин по нефти в результате постепенной выработки запасов в разбуренной зоне объекта, вводом в эксплуатацию нагнетательной скважины №602 (через год после начала закачки воды обводненность увеличилась с 45,7 до 80,8%). Максимальный уровень добычи жидкости (436,5 тыс.т) приходится на 2012 год. Снижение уровней добычи жидкости отмечается с 2013 г. в связи с выбытием из эксплуатации высокообводненных скважин и ограничением объемов закачиваемой воды.

Динамика основных технологических показателей разработки месторождения представлена на рисунке 1.

Годовая добыча нефти за 2016 год составляет 13,3 тыс.т (ниже максимального уровня в 9,8 раз) годовая добыча жидкости – 181,0 тыс.т, среднегодовая обводненность – 92,7%. Средний дебит скважин по нефти – 18,2 т/сут, по жидкости – 248,1 т/сут.

Всего на месторождении в добыче пребывали семь скважин. Накопленная добыча нефти в среднем на одну скважину составляет 73,8 тыс.т, жидкости – 518,6 тыс.т.

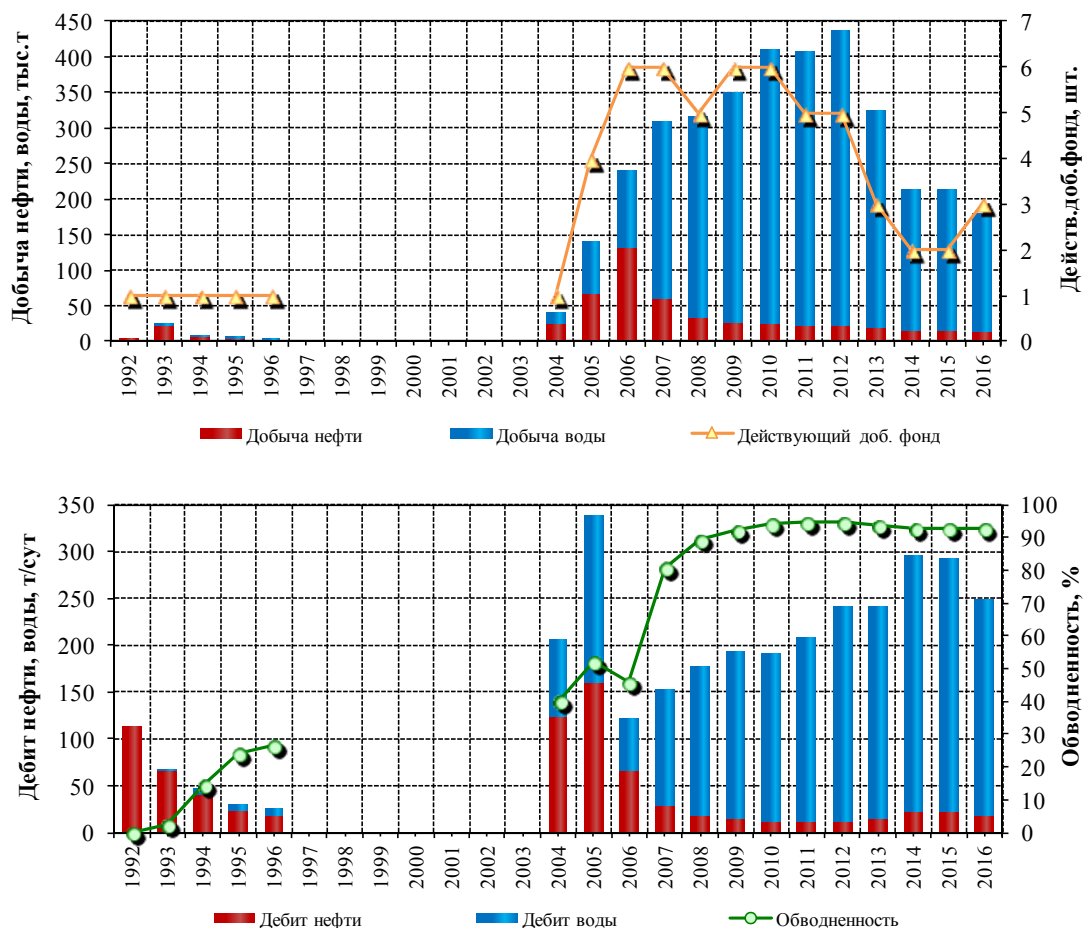


Рисунок 1 - Динамика основных показателей разработки месторождения. Объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Накопленный отбор нефти от 10 до 20 тыс.т получен по двум скважинам (28,6% фонда) (№№ 601, 602). От 20 до 50 тыс.т нефти добыто из одной скважины (14,3%) (№605), от 50 до 100 тыс.т – из двух скважин (28,6% фонда) (№№ 600, 603), добыча нефти от 100 до 200 тыс.т нефти оценивается также по двум скважинам (№№ 351р, 604).

Причина низкой накопленной добычи нефти по скважине №602 – перевод под закачку, скв. 601 – небольшой срок эксплуатации (менее четырех лет).

Попутную воду отобрали все скважины, пребывавшие в работе. Водонефтяной фактор свыше 5 д.ед. получен в пяти скважинах (скв. №№600, 601, 603, 604, 351р) (рисунок 2). По скважине №604 ВНФ составил 4,4 д.ед., по скв. №602 (переведена в ППД) – 0,08 д.ед. Как уже отмечено, причинами обводнения скважин на месторождении являются пластовые и закачиваемые воды.

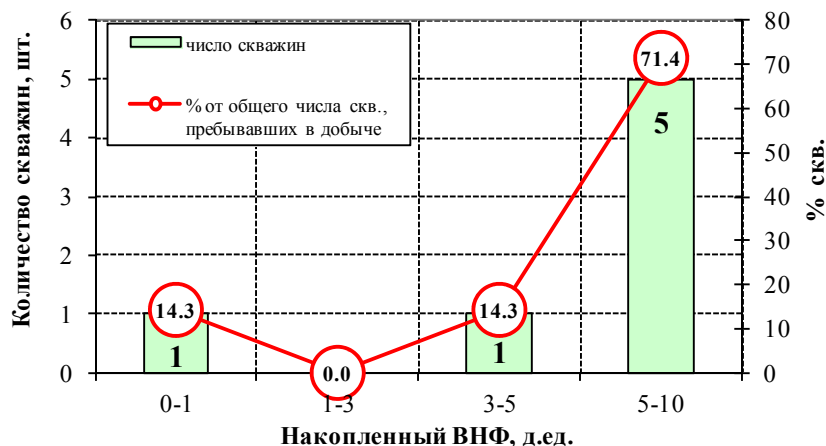


Рисунок 2 - Распределение накопленного ВНФ по скважинам месторождения. Объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Закачка воды на месторождении осуществляется с 2006 года (рисунок 3). В нагнетательном фонде числится одна скважина № 602. Максимальный объем закачки приходится на 2012 год (343,6 тыс.т). Снижение уровней закачки в 2014-2016 гг. вызвано уменьшением приемистости скважины с 967,2 до 176,6 м<sup>3</sup>/сут. Ограничение приемистости по скважине связано с сокращением действующего добывающего фонда и необходимостью стабилизации обводненности.

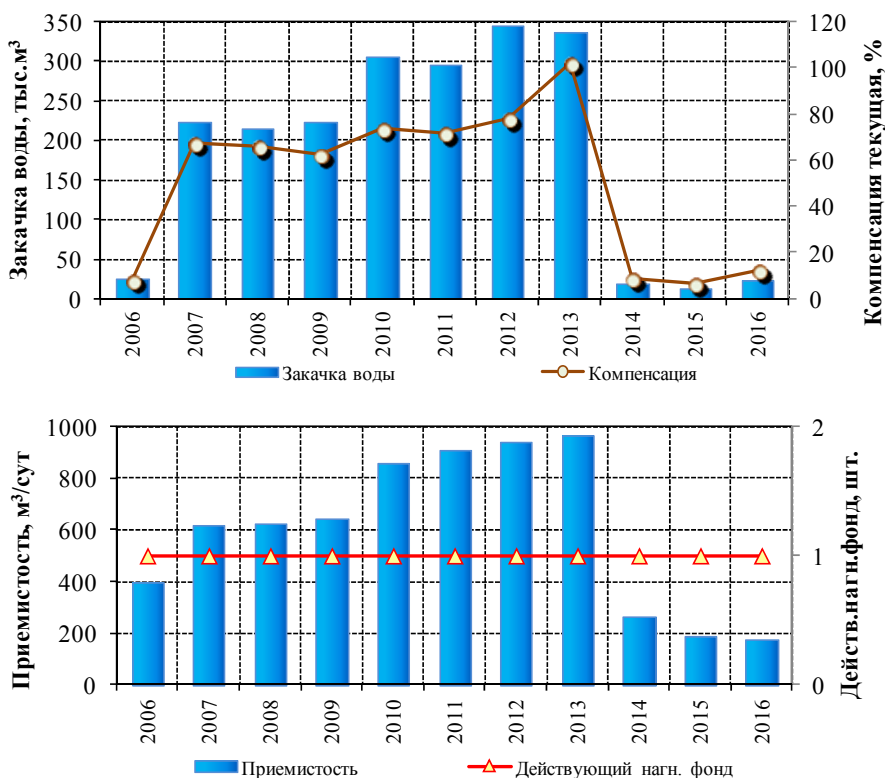


Рисунок 3 - Динамика закачки воды на месторождении. Объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Закачка воды за 2016 год составляет 22,4 тыс.м<sup>3</sup>, текущая компенсация отборов – 12,2%. С начала разработки в продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> закачано 2026 млн.м<sup>3</sup> воды, что позволило компенсировать отбор жидкости закачкой на 53%.

Анализ выработки запасов нефти месторождения проведен по состоянию на 01.01.2017 г. на запасы углеводородов категории В<sub>1</sub>, числящиеся на государственном балансе полезных ископаемых.

Геологические запасы нефти по категории В<sub>1</sub> составляют 1500 тыс. т, извлекаемые – 554 тыс. т. Коэффициент извлечения нефти – 0,369 д.ед.

По состоянию на 01.01.2017 г. месторождение характеризуется высокой степенью выработки запасов, отбор от НИЗ составляет 93,2% при обводненности 92,7%. Зависимость отбора нефти от НИЗ и обводненности представлена на рисунке 4.

За 2016 г. отобрано 516 тыс. т нефти при темпе отбора от НИЗ – 2,4%, от ТИЗ – 26,1%. Максимальный темп отбора приходится на 2011 год – 23,6% (рисунок 5).

Текущий коэффициент извлечения нефти в целом по месторождению – 0,344 д.ед. По состоянию на 01.01.2017 г. остаточные извлекаемые запасы нефти по категории В<sub>1</sub> составляют 38 тыс. т (12,7 тыс. т на одну действующую добывающую скважину). Кратность выработки запасов – 3 года. Остаточные запасы нефти сосредоточены, в основном, в краевых северной и восточной зонах объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

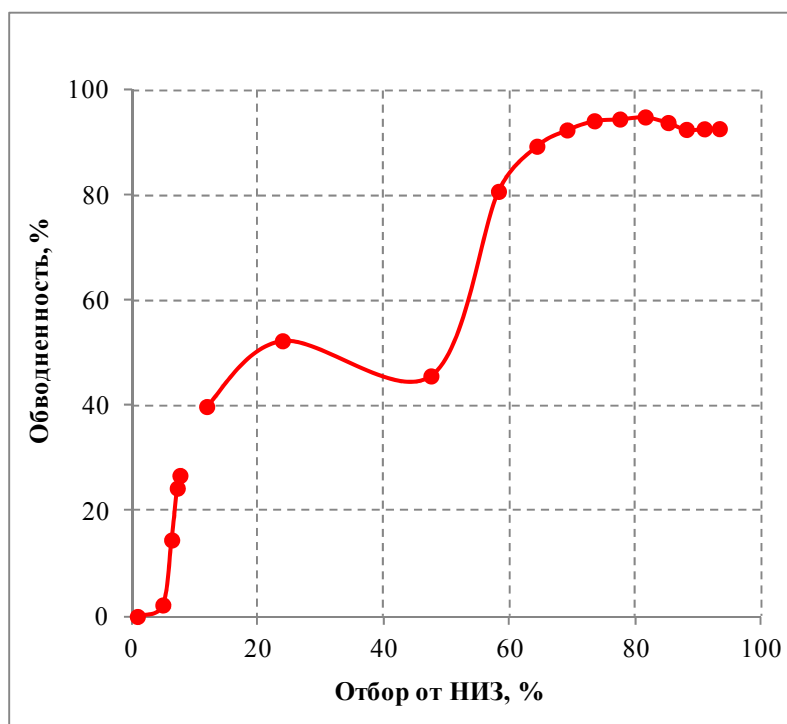


Рисунок 4 - Зависимость отборов от НИЗ от обводненности

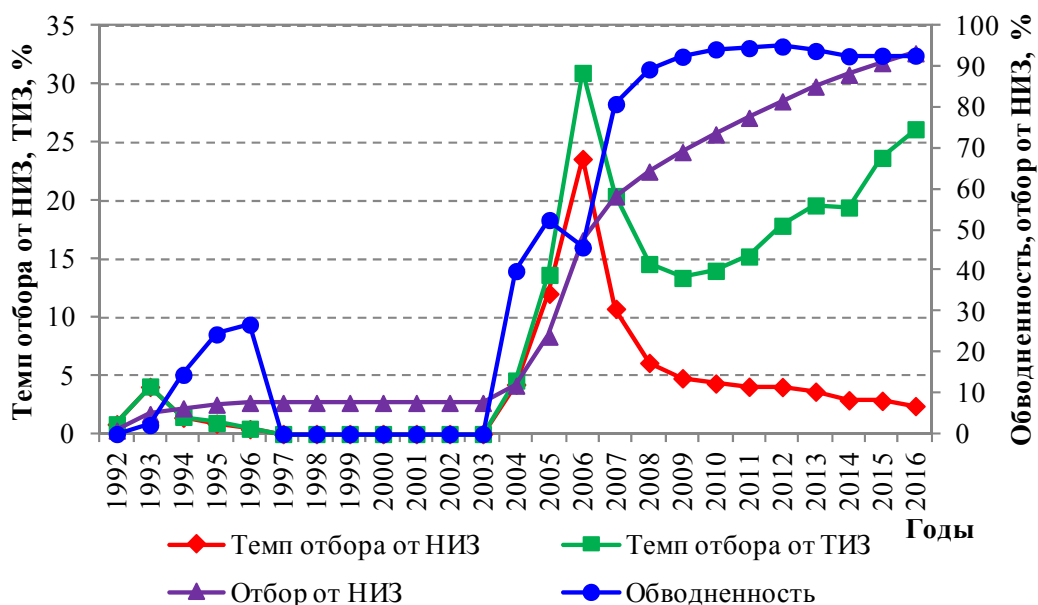


Рисунок 5 - Основные показатели выработки запасов нефти

За весь период разработки месторождения добыча нефти велась из семи скважин, по состоянию на 1.01.2017 г. в действующем фонде числится три добывающие скважины. Накопленный водонефтяной фактор – 6,0 доли ед. (рисунок 6). Одна скважина находится в нагнетательном фонде. Соотношение добывающих и нагнетательных скв. – 3:1.

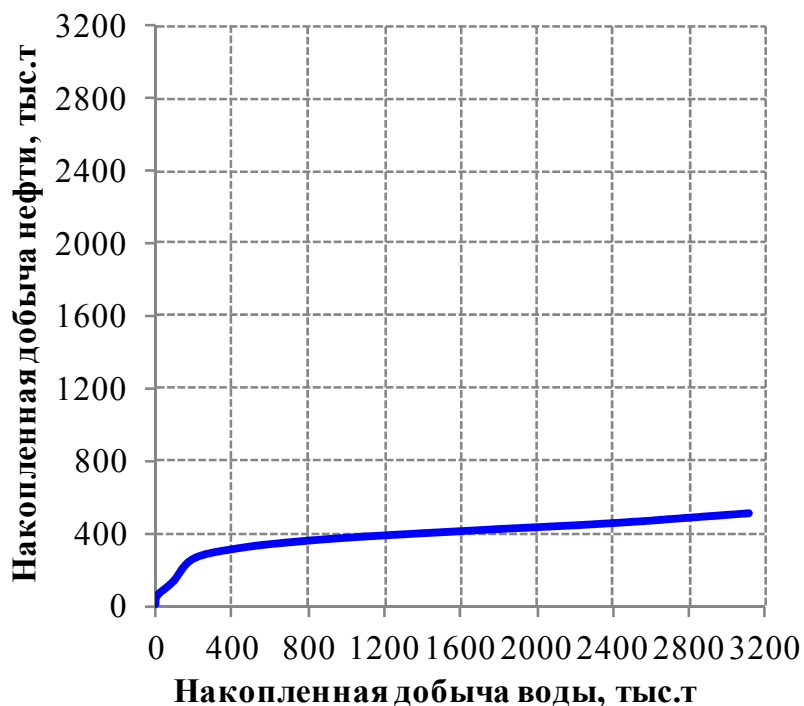


Рисунок 6 - Зависимость накопленных отборов нефти от накопленных отборов воды

Основной объем накопленной добычи нефти приходится на скважины №№351Р, 604 (63,6% от добычи в целом по месторождению или 328,3 тыс. т). Каждая из этих скважин отобрала свыше 100 тыс. т нефти. От 50 до 100 тыс. т получено по двум скважинам (№№600, 603). Суммарная накопленная добыча по этим скважинам составляет 119,1 тыс. т (23,1% от накопленной добычи по месторождению). Менее 50 тыс. т нефти получено по скважинам №№601, 602, 605. Суммарная накопленная добыча по этим скважинам составляет 69,1 тыс. т (13,3% от накопленной добычи по месторождению). Распределение накопленной добычи нефти по скважинам представлено на рисунке 7.

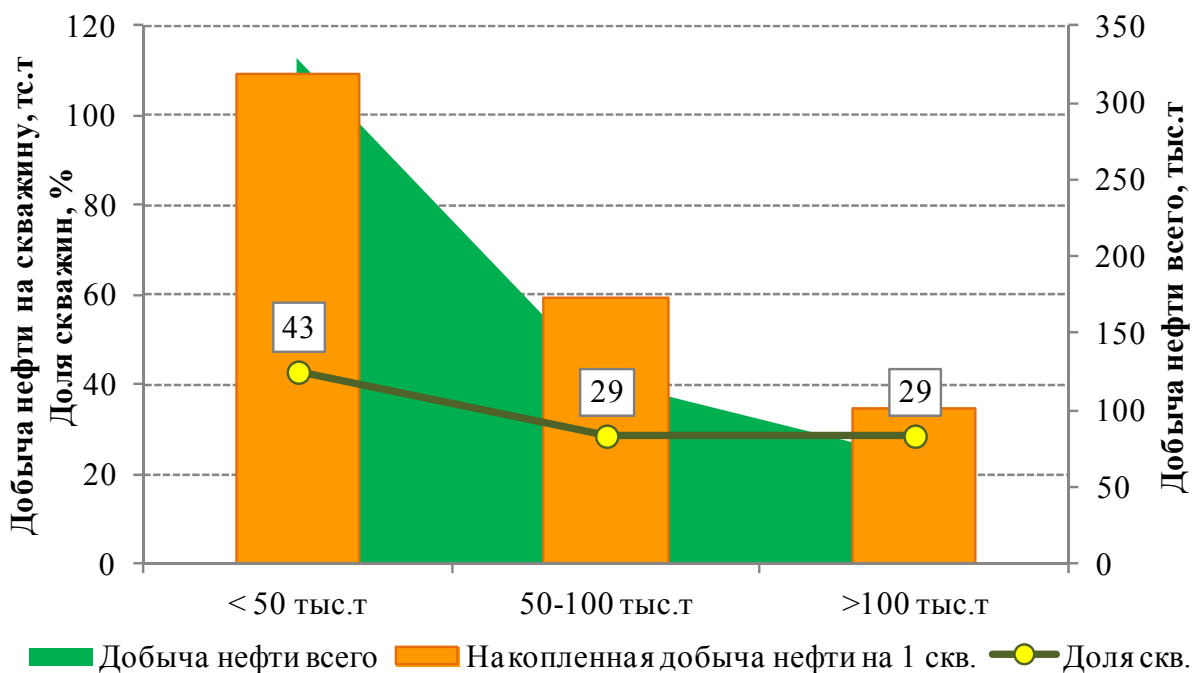


Рисунок 16 - Распределение накопленной добычи нефти по скважинам

В среднем на одну добывающую скважину, пребывавшую в эксплуатации, накопленная добыча нефти составляет 73,8 тыс.т.

Таким образом, месторождение введено в пробную эксплуатацию в 1992 году, в промышленную разработку – в 2004 году. По состоянию на 1.01.2017 г. добыча нефти ведется из объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Максимальный уровень добычи нефти (130,6 тыс.т) достигнут в 2006 году. С 2007 года на месторождении отмечается снижение годовых отборов нефти, что связано с уменьшением объемов эксплуатационного бурения и ростом обводненности продукции переходящего фонда в результате постепенной выработки запасов. Максимальный уровень добычи жидкости приходится на 2012 год (436,5 тыс.т).

Разработка объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> осуществляется с поддержанием пластового давления с 2006 года. Отмечается влияние закачки на рост обводненности продукции добываемого

фонда. В 2014-2016 гг. с целью стабилизации обводненности уровни закачки воды на объекте ограничены.

### **Литература**

1. Дополнение к Технологической схеме разработки нефтяного месторождения (протокол № 5506 от 05.12.2012 г.).
2. Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения (протокол № 6073 от 02.12.2014 г.).
3. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн. - ОИГГиМ СО РАН, Новосибирск, 1994, вып. 2.
4. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири. Под ред. Флоренсова Н. А., Варламова И. П. - Труды СНИИГГиМС, 1981, вып. 285.
5. Казаков А. М., Константинов А.Г., Курушин Н.И. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система. Новосибирск, изд.СО РАН, 2002.