

УДК 622.276

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ КРУПНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СУРГУТСКОМ РАЙОНЕ

Нугуманов Р.Р.

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

Месторождение открыто в 1971 году, введено в эксплуатацию в 1973 году. В административном отношении месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области в 54 км к северу от г. Сургута, недропользователем которого является ОАО «Сургутнефтегаз». Максимальный уровень добычи нефти на месторождении в объеме 35 млн.т был достигнут в 1983 году. Начиная с 1984 года добыча нефти снижалась до минимального отбора 7 млн.т в 1997 году. Первые 25 лет разработки (1973-1997 годы) объемы добычи нефти на месторождении определялись основным эксплуатационным объектом БС10. В последующие 8 лет (1998-2005 годы) добыча нефти на месторождении возрастает, достигая второго максимума в объеме 12455 тыс.т в 2005 году. В этот период в активную разработку вовлекаются запасы нефти нефтегазоконденсатной залежи объекта АС4-8. С 2007 года объемы добычи нефти снижаются. В 2010 году начинается активный ввод в разработку объекта ЮС2 (продуктивные отложения тюменской свиты), годовые объемы добычи нефти стабилизируются на уровне ~ 8 млн.т. В целом по месторождению на 01.01.2014 накопленная добыча нефти составляет 584247 тыс.т. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 72.1 %, текущий КИН – 0.247, при утвержденном – 0.343.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, тюменская свита, добыча нефти, Сургутский район, эксплуатационный объект

ANALYSIS OF THE LARGE FIELD DEVELOPMENT IN THE SURGUT DISTRICT

Nugumanov R.R.

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

The field was discovered in 1971, commissioned in 1973. In administrative terms, the deposit is located in Surgutsky district of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Ugra of the Tyumen Region, 54 km north of the city of Surgut, the subsoil user of which is OJSC Surgutneftegaz. The maximum level of oil production in the field in the amount of 35 million tons was achieved in 1983. Since 1984, oil production has declined to a minimum of 7 million tons in 1997. The first 25 years of development (1973-1997), the oil production at the field was determined by the main operational object BS10. In the next 8 years (1998-2005), oil production in the field increases, reaching a second maximum of 12,455 thousand tonnes in 2005. During this period, oil reserves of the oil and gas condensate deposit of the AS4-8 facility are actively involved in active development. Since 2007, the volume of oil production is declining. In 2010, the active commissioning of the YuS2 facility (productive deposits of the Tyumen suite) begins, the annual oil production is stabilized at the level of ~ 8 million tons. In general, for the field as of January 1, 2014, the cumulative oil production is 584,247 thousand tonnes. The selection from the approved recoverable reserves - 72.1%, the current CIN - 0.247, with the approved - 0.343.

Keywords: oil field, Tyumen suite, oil production, Surgutsky district, operational object

Месторождение открыто в 1971 году, введено в эксплуатацию в 1973 году. В административном отношении месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области в 54 км к северу от г. Сургута, недропользователем которого является ОАО «Сургутнефтегаз» [1-5].

Максимальный уровень добычи нефти на месторождении в объеме 35 млн.т был достигнут в 1983 году (рисунок 1). Начиная с 1984 года добыча нефти снижалась до минимального отбора 7 млн.т в 1997 году. Первые 25 лет разработки (1973-1997 годы) объемы добычи нефти на месторождении определялись основным эксплуатационным объектом БС₁₀. В последующие 8 лет (1998-2005 годы) добыча нефти на месторождении возрастает, достигая второго максимума в объеме 12455 тыс.т в 2005 году. В этот период в активную разработку вовлекаются запасы нефти нефтегазоконденсатной залежи объекта АС₄₋₈. С 2007 года объемы добычи нефти снижаются. В 2010 году начинается активный ввод в разработку объекта ЮС₂ (продуктивные отложения тюменской свиты), годовые объемы добычи нефти стабилизируются на уровне ~ 8 млн.т.

На протяжении всего периода эксплуатации уровни добычи нефти согласуются с объемами эксплуатационного бурения. Максимальный объем эксплуатационного бурения – 1000 тыс.м достигался в 1983 году. В 1993-1995 годах объемы бурения снизились до 200 тыс.м/год. С 1996 года в активную разработку вовлекается объект АС₄₋₈, объемы бурения возрастают до 500 тыс.м. С вводом в активную эксплуатацию объекта ЮС₂ объем бурения на месторождении возрастают до 979 тыс.м в 2013 году, в том числе 909 тыс.м или 93 % – объем бурения объекта ЮС₂.

В период 1997-2012 годов добыча жидкости увеличивается с 63.8 млн.т в 1997 году до 175.6 млн.т в 2012 году, в 2013 году отборы жидкости ограничены до 174.3 млн.т (рисунок 2).

Последние четыре года (2010-2013 годы) месторождение эксплуатируется с обводненностью ~ 95 %.

Согласно проектному документу на месторождении выделено десять эксплуатационных объектов: АС₄₋₈, АС₆¹, АС₇₋₈, АС₉, БС₁₋₂, БС₁₀¹, БС₁₀, БС₁₄₋₁₉, ЮС₁, ЮС₂. По состоянию на 01.01.2014 на месторождении все эксплуатационные объекты находятся в разработке.

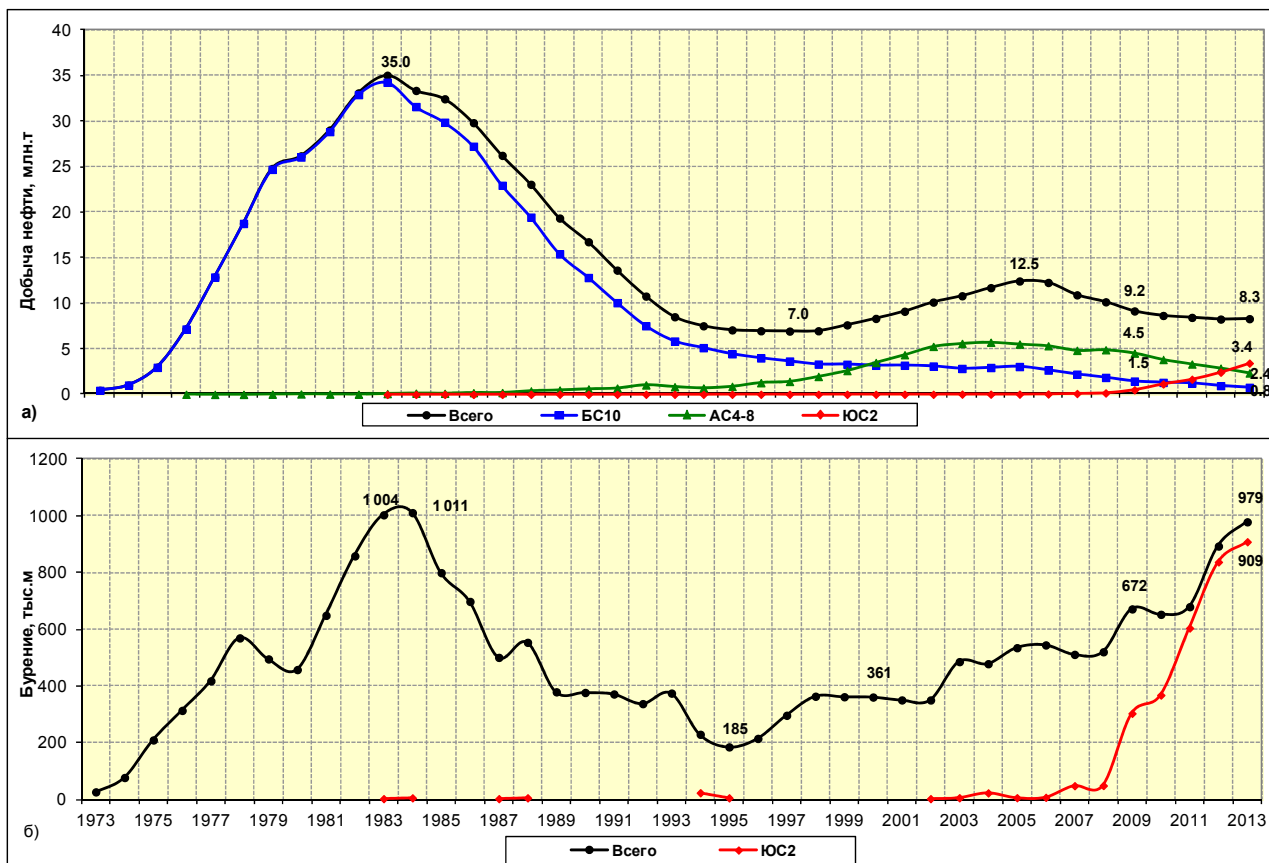


Рисунок 1 - Динамика добычи нефти, бурения

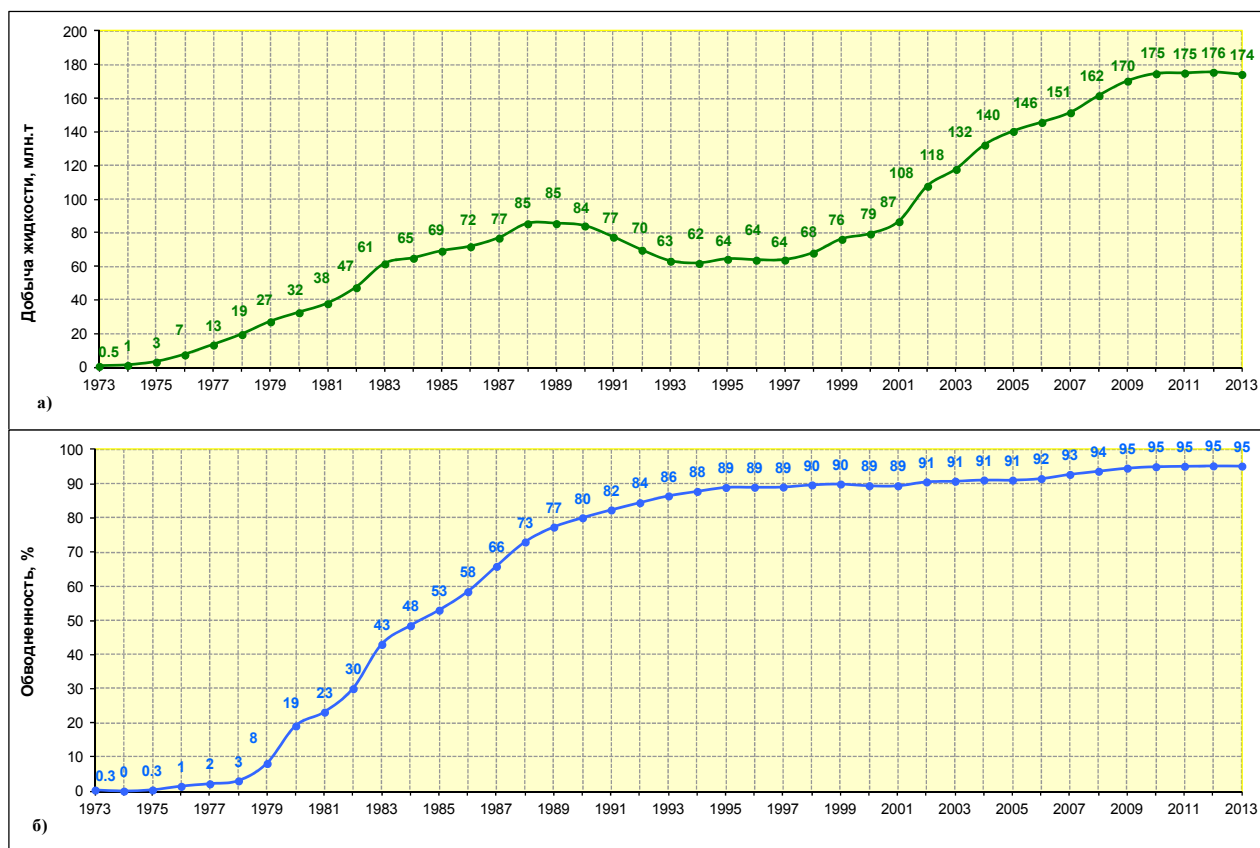


Рисунок 2 - Динамика добычи жидкости и обводненности

Нефтегазоконденсатная залежь объекта АС₄₋₈ до 1995 года эксплуатировалась на отдельных участках ОПР. В 1995 году ЦКР Минтопэнерго была утверждена технология разработки залежи объекта АС₄₋₈ с применением горизонтальных скважин. Активное разбуривание начато в 1995-1996 годах. В соответствии с динамикой разбуривания нефтегазоконденсатной залежи объекта АС₄₋₈ с 1997 года нарастают отборы попутного газа: в 2008 году отбор попутного газа достиг 8.5 млрд.м³, в том числе 7.8 млрд.м³ газа газовых шапок. В 2013 году отборы снижены до 5.7 млрд.м³, в том числе 5.2 млрд.м³ газа газовых шапок (рисунок 3).

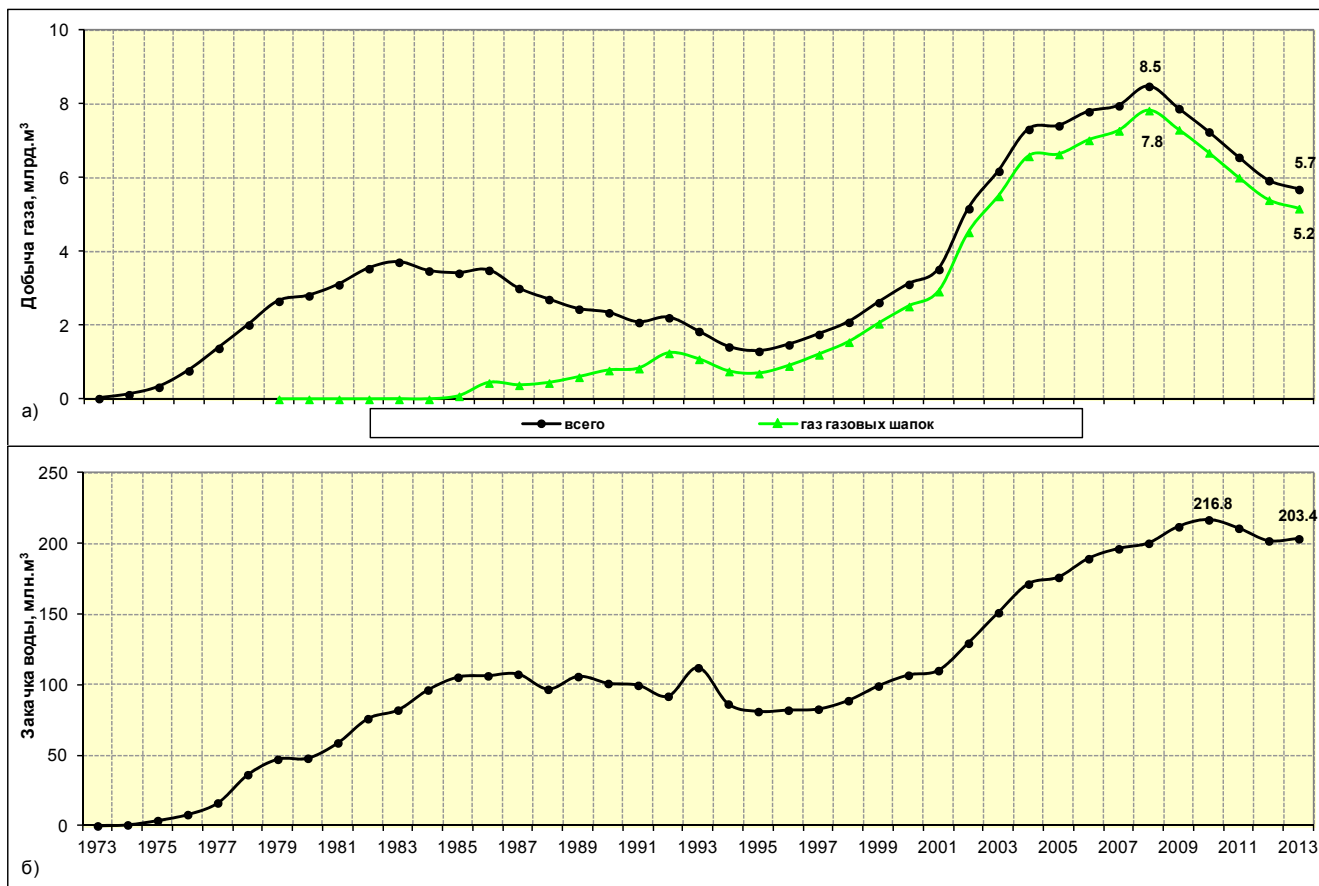


Рисунок 3 - Динамика добычи попутного газа (а) и закачки воды (б)

Теоретические исследования и опыт разработки тонких нефтяных оторочек показывают, что при эксплуатации залежей данного типа через нефтяные скважины технологически неизбежно добывается смесь нефти, растворенного газа, газа газовых шапок, конденсата газа газовых шапок, пластовой и закачиваемой воды. Комплекс технологий, реализующийся в настоящее время при разработке нефтегазоконденсатных залежей, рассчитан на добычу нефти и не предусматривает самостоятельную добычу конденсата газа газовых шапок. Сегодня не существует какого-либо технологического оборудования для выделения и подготовки газового конденсата, который поступает в смеси из нефтяных скважин. «Добытой нефтью» считается сумма собственно нефти и жидких фракций,

выделенных из газа. При списании запасов углеводородов с государственного баланса полезных ископаемых в результате разработки нефтегазоконденсатных залежей, извлеченные объемы нефти, конденсата, растворенного газа и газа газовых шапок определяются расчетным путем.

По состоянию на 01.01.2014 в целом по месторождению накопленная добыча нефти с конденсатом составила 587765 тыс.т, в том числе нефти – 584247 тыс.т, конденсата – 3518 тыс.т. Накопленный отбор попутного газа газовых шапок составил 97141 млн.м³, отбор от начальных геологических запасов газа – 44.1 %.

Объемы закачиваемой воды, необходимые для компенсации отборов жидкости и попутного газа газовых шапок, достигают максимального значения в 2010 году – 216.8 млн.м³. В 2013 году они снижены до 203.4 млн.м³.

В 2013 году основной объем добычи нефти на месторождении обеспечивался объектами: ЮС₂ – 3436.1 тыс.т (41.3 %), АС₄₋₈ – 2351.1 тыс.т (28.3 %) и БС₁₀ – 772.3 тыс.т (9.3 %).

Объект ЮС₂ (продуктивные отложения тюменской свиты) находится в стадии растущей добычи нефти, разрабатывается при больших объемах эксплуатационного бурения с проведением ГРП во всем добывающем фонде скважин на стадии строительства. Объекты АС₄₋₈ и БС₁₀ эксплуатируются с высокой обводненностью: объект АС₄₋₈ – 97.6 %, объект БС₁₀ – 98.5 %. Текущий водонефтяной фактор составляет: по объекту АС₄₋₈ – 44 т/т, по объекту БС₁₀ – 65.8 т/т.

К этим трем объектам приурочен основной объем текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ) месторождения (88.1 %): объект ЮС₂ – 104907 тыс.т (46.4 %) объект АС₄₋₈ – 68185 тыс.т (30.1 %), объект БС₁₀ – 26297 тыс.т (11.6 %).

Объекты, находящиеся в длительной эксплуатации (АС₉, БС₁₋₂, БС_{10¹}) в 2013 году обеспечили 144.4 тыс.т, 274.3 тыс.т, 170.2 тыс.т или 1.7 %, 3.3 %, 2.0 % в общем объеме добычи нефти месторождения. Объекты существенно выработаны: отбор от НИЗ составляет 82.1 %, 82.7 %, 81.7 % соответственно. Доля ТИЗ этих объектов невелика: 0.8 %, 2.4 %, 2.2 %.

Объекты БС₁₄₋₁₉ и ЮС₁ введены в эксплуатацию в 1995 и 2000 годах соответственно. В настоящее время залежи нефти объектов активно разрабатываются. В 2013 году они обеспечили 10.8 % и 2.9 % годовых объемов добычи нефти месторождения. Однако, доля ТИЗ этих объектов незначительна: 3.1 % и 1.6 %.

Таким образом, ближайшая перспектива дальнейшей разработки месторождения будет определяться тремя эксплуатационными объектами: ЮС₂, АС₄₋₈, БС₁₀.

Утвержденный проектный фонд по месторождению в целом в границах запасов категорий ВС₁ составляет всего 9250 скважин, в том числе: добывающих – 5648 (из них горизонтальных – 1315), нагнетательных – 3145 (из них горизонтальных – 26), наблюдательных – 7, газовых – 21, водозаборных – 429.

Утвержденный фонд скважин для бурения в границах запасов категорий ВС₁ составляет всего 2470, в том числе: добывающих – 1397 (из них горизонтальных – 212), нагнетательных – 769, наблюдательных – 4, водозаборных – 300.

Утвержденный фонд скважин с боковыми стволами (запасы категорий ВС₁) всего 1922, в том числе: для зарезки при КРС – 1337.

Фонд резервных скважин – 575.

По состоянию на 01.01.2014 на месторождении пробурено 7829 скважин, проектный фонд реализован на 84.6 %.

По состоянию на 01.01.2014 на месторождении числится 7829 скважин, в том числе: добывающих – 4212, нагнетательных – 2450, наблюдательных – 29, пьезометрических – 922, газовых – 21, водозаборных – 195.

Из 4212 добывающих скважин в действующем фонде числится 3087, в бездействующем – 154 (5 % фонда), в освоении после бурения – 22, в фонде консервации – 346, ликвидировано – 603.

Из 2450 нагнетательных скважин в действующем фонде числится 1784, в бездействующем – 125 (6.5 % фонда), в освоении после бурения – 14. В отработке на нефть – 121, в фонде консервации – 134, ликвидировано – 272.

Среднегодовой коэффициент использования фонда скважин составляет: добывающих – 0.925, нагнетательных – 0.916, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин: добывающих – 0.982, нагнетательных – 0.980.

В 2013 году в эксплуатации на нефть перебивало 3470 скважин. Средний дебит скважин по нефти составил 7.4 т/сут, по жидкости – 155 т/сут, при обводненности продукции – 95.2 %.

Основная доля фонда (2094 скважины, 60 % фонда) эксплуатируется с обводненностью продукции более 90 % (из них 1108 скважин (32 % фонда) работают с обводненностью более 98 %). В 2013 году высокообводненные скважины обеспечили 2920.4 тыс.т нефти (35 % в общем объеме добычи).

С дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 1907 скважин (55 % от общего фонда). В 2013 году из низкодебитного фонда добыто 1575.3 тыс.т нефти (18.9 % в общем объеме добычи).

С начала разработки в эксплуатации на нефть перебивало 6908 скважин. Накопленная добыча нефти на одну скважину составляет 85.1 тыс.т при среднем отработанном времени 10.3 лет. Менее 10 тыс.т на одну скважину отобрали скважины со средним отработанным временем 1.8 лет. Скважины отработавшие более 20 лет отобрали более 200 тыс.т на одну скважину (869 скважин, 12.5 % фонда), в том числе: 14 скважин отобрали более 1 млн.т на одну.

Применение скважин с боковыми стволами на месторождении начато в 1997 году. В 2013 году в эксплуатации на нефть перебивала 621 скважина с боковыми стволами (19 % действующего фонда), которые обеспечили 1759 тыс.т нефти (21 % в общем объеме добычи) (рисунки 4, 5).

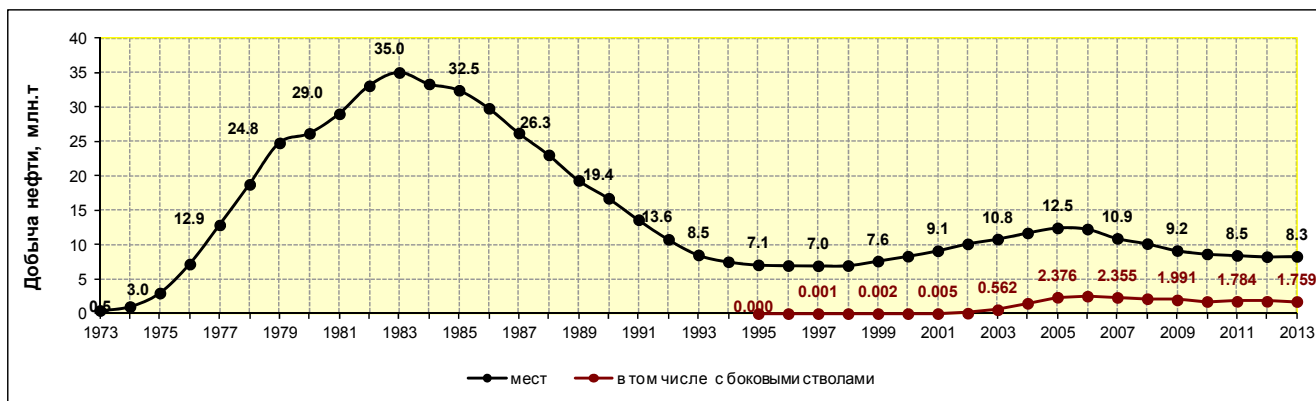


Рисунок 4 - Динамика добычи нефти, в том числе из скважин с боковыми стволами

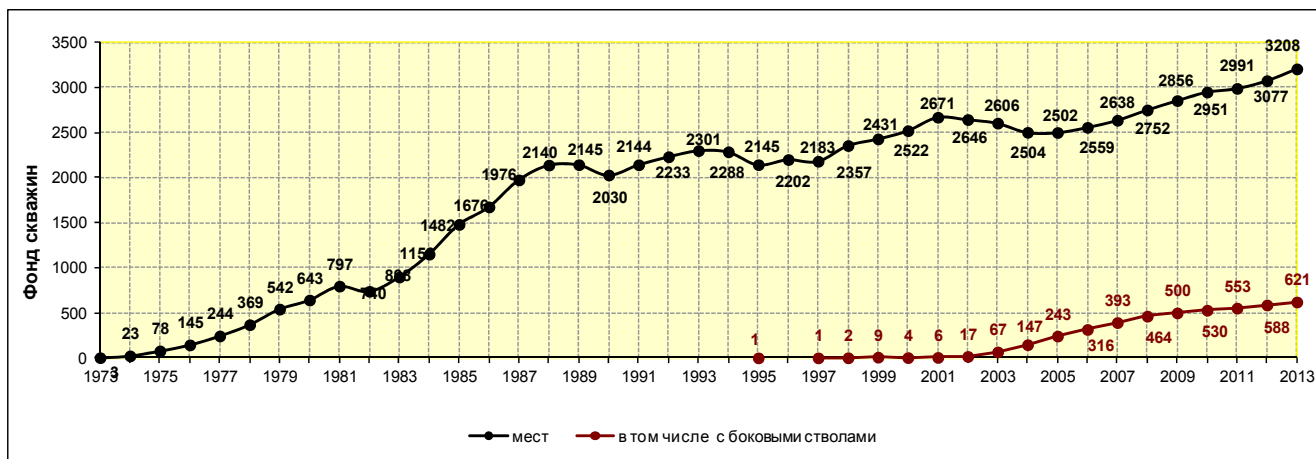


Рисунок 5 - Динамика действующего фонда добывающих скважин, в том числе скважин с боковыми стволами

В целом по месторождению на 01.01.2014 накопленная добыча нефти составляет 584247 тыс.т. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 72.1 %, текущий КИН – 0.247, при утвержденном – 0.343.

Основной объем накопленной добычи нефти – 427830 тыс.т (73.2 %) обеспечен наиболее продуктивным объектом БС₁₀, к которому приурочено 56.0 % начальных и 11.6 % текущих извлекаемых запасов нефти.

По объектам АС₉, БС₁₋₂, БС₁₀¹, находящимся в длительной разработке, текущий КИН составляет 0.382, 0.264, 0.331 при утвержденном – 0.465, 0.320, 0.405 соответственно. Отбор от НИЗ по этим объектам составляет 82.1 %, 82.7 %, 81.7 % при обводненности продукции скважин – 96.7 %, 96.4 %, 91.5 % соответственно.

По объектам АС₄₋₈, БС₁₄₋₁₉, ЮС₁, ЮС₂ в связи с незначительными сроками разработки и сложным геологическим строением текущие КИН составляют: объект АС₄₋₈ – 0.123, объект БС₁₄₋₁₉ – 0.206, объект ЮС₁ – 0.211, объект ЮС₂ – 0.019, при утвержденных 0.240, 0.317, 0.385, 0.224. Отборы от НИЗ составляют: объект АС₄₋₈ – 51.5 %, объект БС₁₄₋₁₉ – 65 %, объект ЮС₁ – 54.8 %, объект ЮС₂ – 8.5 %.

Литература

1. Отчет «Проект разработки месторождения», ТО «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2010 г., протокол ЦКР Роснедр по УВС от 26.08.2010 г. №4886.
2. Отчет «Подсчет геологических запасов нефти и газа месторождения», ТО «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2010 г., протокол ГКЗ Роснедра от 16.04.2010 г. №2179.
3. Отчет «Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти месторождения», ТО «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2010 г., протокол ГКЗ Роснедра от 16.04.2010 г. №2179.
4. Отчет по договору №03.99.99.0584 «Определить гидродинамическое совершенство призабойной зоны скважин по эксплуатационным объектам длительно разрабатываемых месторождений НГДУ: «ФН», «ЛН», «БН», «КН» и оценить скин-эффект на вновь пробуренных скважинах с помощью пластоиспытателя», Сургут, 1999 г.
5. Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. - М.: Недра, 2000.