

УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ШАИМСКОГО РАЙОНА

Шарыга А.В.

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

Нефтяное месторождение расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 110 км к северу от города Урай. Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой. Месторождение относится к Шаимскому нефтегазоносному району Приуральской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По состоянию на 01.01.2017 г. добыча нефти ведется из трех пластов Т1, Т2 и Т3 объединенных в один эксплуатационный объект Т1-3. Месторождение находится на стадии стабилизации добычи нефти, которая включает в себя период 2012-2016 гг. Ввод новых скважин не полностью компенсировал снижение добычи нефти по переходящему фонду. В 2012-2014 годах годовые уровни составляли 92 и 83 % от достигнутого максимума, соответственно. В период 2015 – 2016 гг. отмечается более сильное снижение добычи нефти относительно достигнутого максимума (добыча составила 75 и 64 % от максимальной) что связано со снижением объемов бурения и низкими дебитами новых скважин (входной дебит нефти 3,6 т/сут в 2015 году). Поскольку месторождение разбурено не полностью, имеется потенциал для дальнейшего роста и стабилизации добычи нефти на месторождении.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, тюменская свита, выработка запасов, анализ разработки месторождения, добыча нефти

ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT CURRENT STATE AT THE SHAIMSKY DEPOSIT

Sharyga A.V.

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

The oil field is located in the Soviet district of the Khanty-Mansiysk Autonomous District of the Tyumen Region, 110 km north of the city of Urai. The deposit is located in an area with developed infrastructure. The deposit belongs to the Shaim oil and gas bearing area of the Priural oil and gas bearing area of the West Siberian oil and gas province. As of 01.01.2017, oil production is carried out from three layers T1, T2 and T3 combined into one operational object T1-3. The field is at the stage of stabilization of oil production, which includes the period 2012-2016. The commissioning of new wells did not fully compensate for the decline in oil production from the transfer fund. In 2012-2014, annual levels were 92 and 83% of the maximum reached, respectively. In the period 2015 - 2016 years. There was a stronger decline in oil production relative to the achieved maximum (production was 75 and 64% of the maximum), which is associated with a decrease in drilling volumes and low production rates of new wells (an input oil rate of 3.6 tons per day in 2015). Since the deposit is not fully drilled, there is potential for further growth and stabilization of oil production in the field.

Keywords: oil deposit, Tyumen suite, development of reserves, analysis of field development, oil production

Шаимский нефтегазоносный район - один из старейших нефтегазодобывающих районов Западной Сибири [1]. Залежи нефти и газа в Шаимском НГР приурочены к трем продуктивным комплексам - келловей-верхнеюрскому (вогулкинской толще), среднеюрскому (тюменской свите) и доюрскому (трещиноватым породам фундамента и его коре выветривания).

Основная добыча нефти в настоящее время обеспечена из месторождений, находящихся в стадии падающей добычи нефти и характеризующихся высокой степенью разбуренности проектного фонда скважин, выработкой запасов основных высокопродуктивных пластов и высокой обводненностью добываемой продукции [2-5]. Однако, несмотря на это, месторождения, находящиеся в стадиях поздней и падающей добычи, будут в дальнейшем играть определяющую роль в динамике добычи нефти по районную.

По шести месторождениям отбор от НИЗ составил 73- 96% при обводненности продукции 86-96% (Трехозерное, Мортымья-Тетеевское, Северо-Даниловское, Мулымьинское, Даниловское, Толумское). По четырем месорождениям отбор от НИЗ составил 47-68% при обводненности 70-89% (Убинское, Лазаревское, Филипповское, Ловинское). По остальным шести (Узбекское, Шушминское, Мансингьянское, Яхлинское, Сыморьяхское, Тальниковое) отбор от НИЗ не превышает 30%, в том числе по последним трем месторождениям - не более 4%.

Сделанные выводы по анализу разработки свидетельствуют о том, что дальнейшее поддержание уровней добычи возможно только с активным вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов и поиском методов повышений нефтеотдачи по уже выработанным месторождения, при этом основная доля запасов сосредоточена в пластах тюменской свиты. Для поиска решений по поддержанию уровней добычи необходимо проанализировать существующее состояние выработки запасов нефти.

Рассматриваемое нефтяное месторождение расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской обл., в 110 км к северу от г. Урай.

Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой.

Ближайшими месторождениями с разведанными и утвержденными в ГКЗ запасами являются: Ловинское, расположенное восточнее, и Шушминское, расположенное западнее месторождения, рисунок 1.

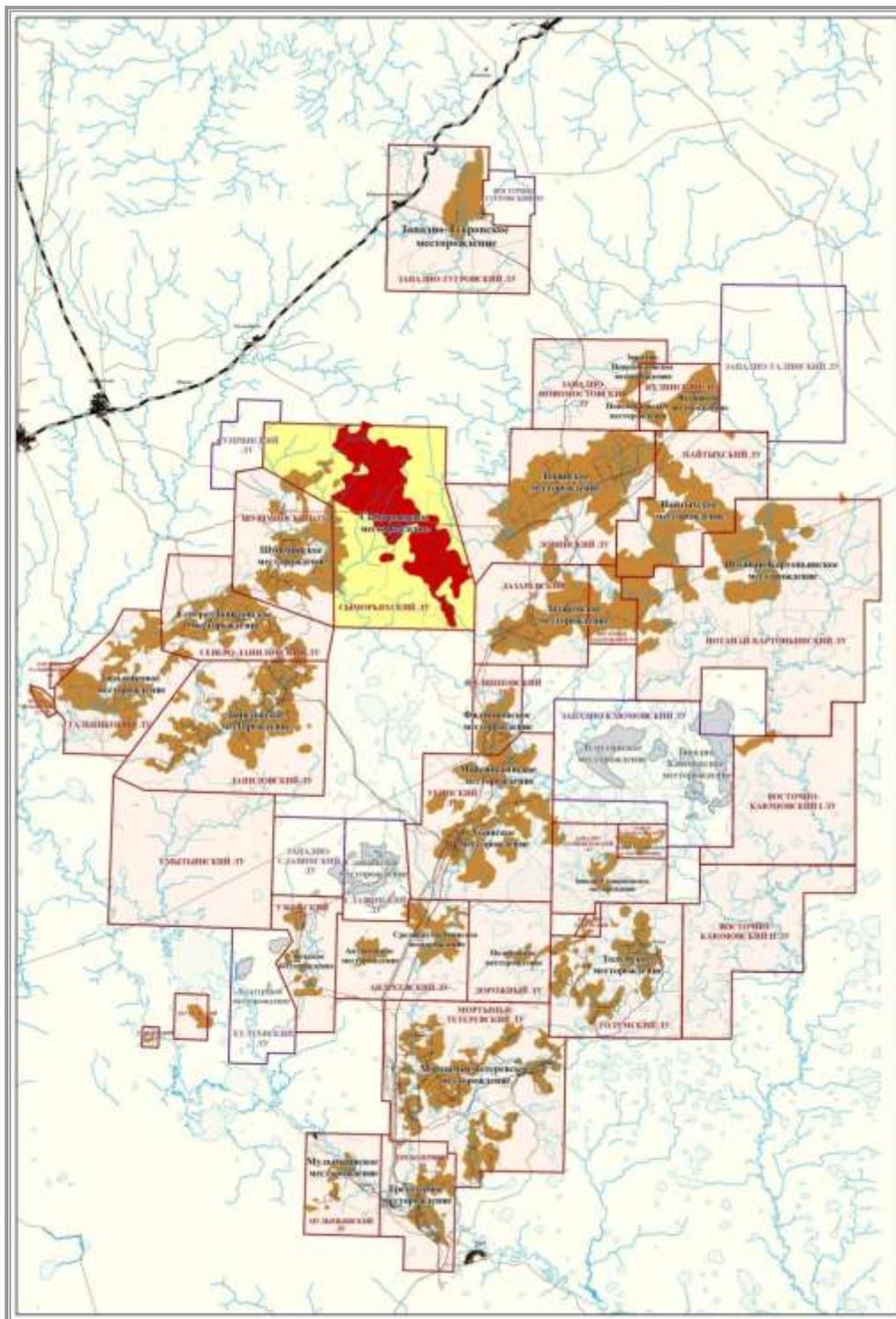


Рисунок 1 – Обзорная карта района

Месторождение относится к Шаимскому нефтегазоносному району Приуральской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Месторождение в тектоническом отношении приурочено к структуре I порядка – Верхне-Кондинской зоне прогибов Приуральской моноклизы. Практически вся площадь месторождения приурочена непосредственно к Навскому валу, осложненному пятью локальными поднятиями III порядка: Навское, Сыморьинское, Триуртинское, Галлейское и Стариковское.

Промышленная нефтеносность на месторождении связана с тюменской свитой (J2tm тюменские пласты T1, T2 и T3) среднеюрских отложений (рисунок 2).

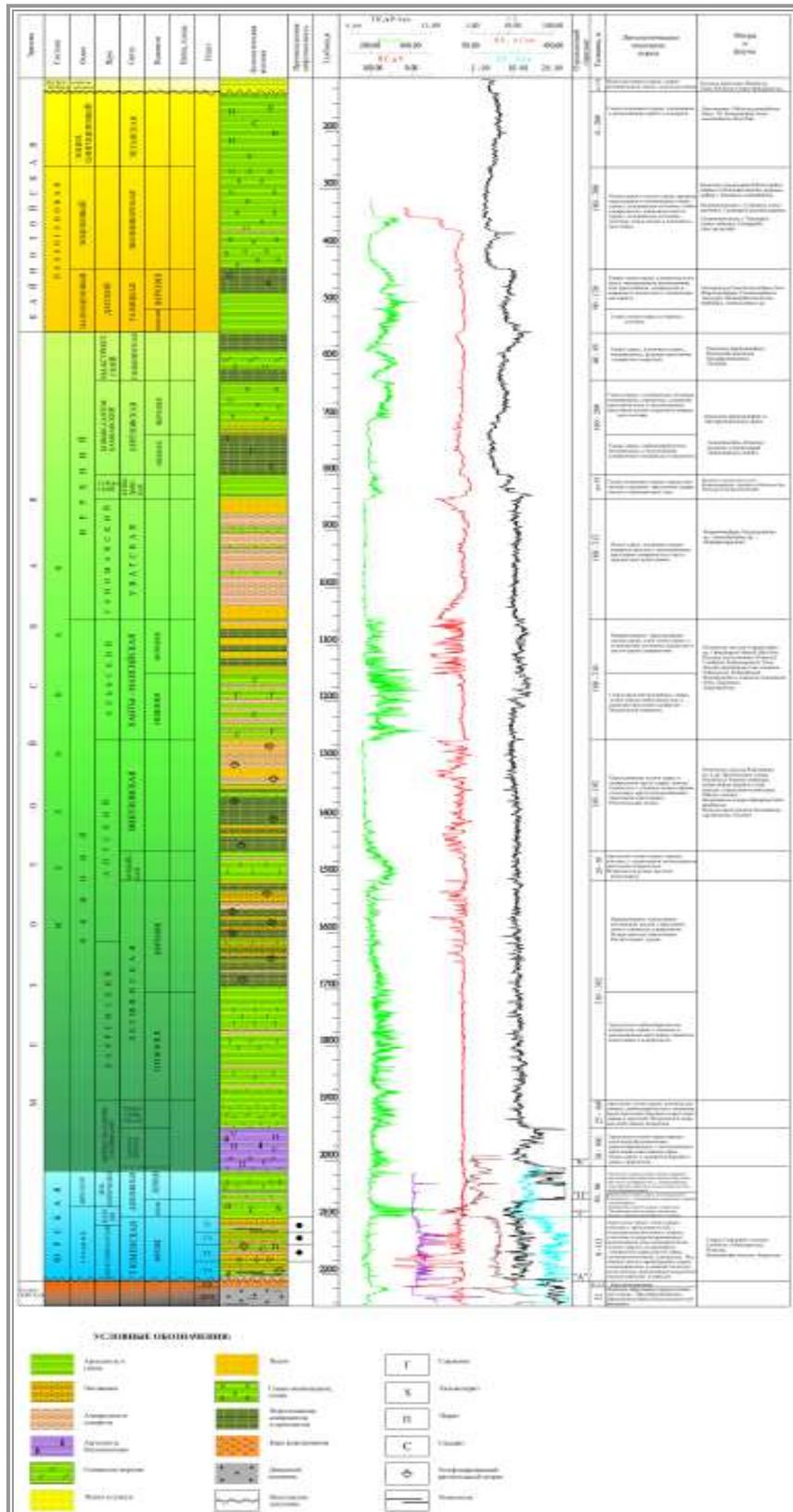


Рисунок 2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения
 Нефтяное месторождение открыто в 1986 году, в эксплуатацию введено в 1996 году.

По состоянию на 01.01.2017 г. добыча нефти ведется из трех пластов Т₁, Т₂ и Т₃ объединенных в один эксплуатационный объект Т₁₋₃.

По состоянию на 01.01.2017 г. эксплуатационный фонд составляет 382 скважины, в т. ч. 277 добывающих (209 действующих, 11 бездействующих, 20 в консервации, пять пьезометрических, 32 ликвидированные), 99 нагнетательных (83 действующих, две бездействующие, 14 в консервации), 6 водозаборных (две действующих, четыре бездействующих).

Проектный фонд по состоянию на 1.01.2017 г. реализован на 66 %.

Месторождение находится на стадии стабилизации добычи нефти, которая включает в себя период 2012-2016 гг. (рисунок 3). Ввод новых скважин не полностью компенсировал снижение добычи нефти по переходящему фонду. В 2012-2014 годах годовые уровни составляли 92 и 83 % от достигнутого максимума, соответственно. В период 2015 – 2016 гг. отмечается более сильное снижение добычи нефти относительно достигнутого максимума (добыча составила 75 и 64 % от максимальной) что связано со снижением объемов бурения и низкими дебитами новых скважин (входной дебит нефти 3,6 т/сут в 2015 году). Поскольку месторождение разбурено не полностью, имеется потенциал для дальнейшего роста и стабилизации добычи нефти на месторождении.

Максимальный уровень добычи нефти в 2007 году составил 475,9 тыс.т при отборе от НИЗ 13,2 %, обводненности 69,7 %, дебитом нефти 9,1 т/сут и действующем добывающем фонде 147 скважин.

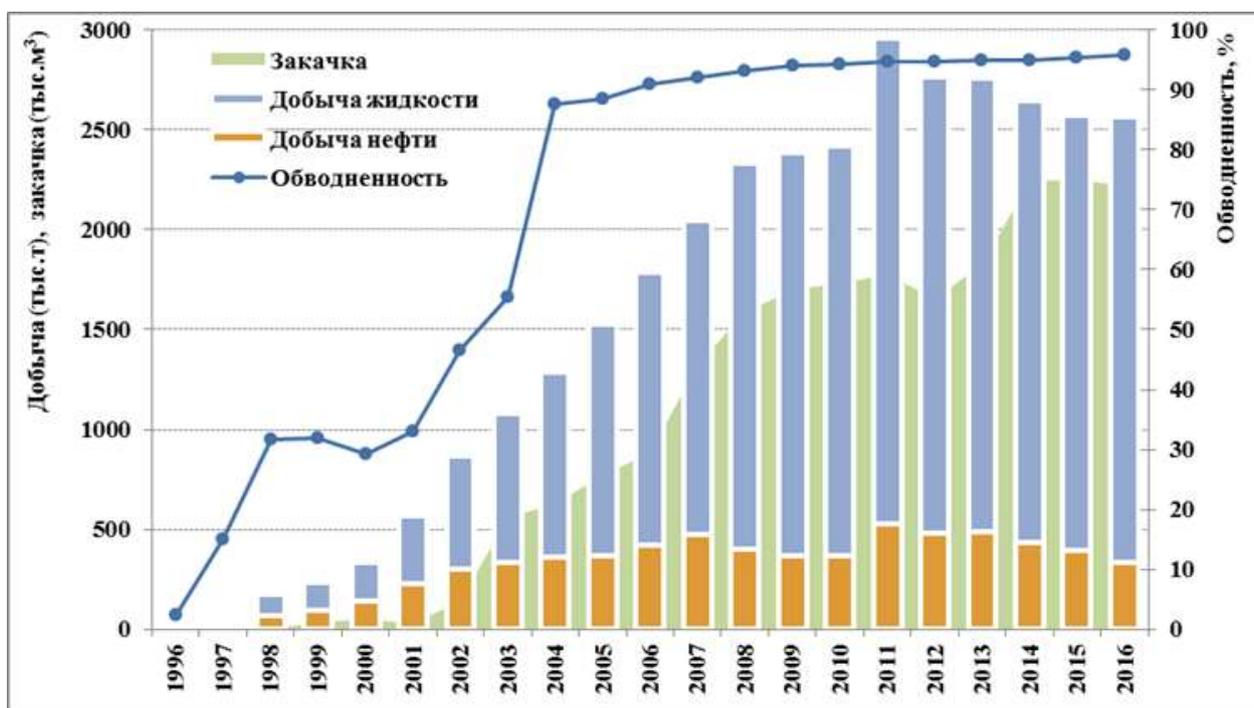


Рисунок 3 – Динамика основных технологических показателей разработки.

С начала разработки на месторождении добыто 6603,7 тыс.т нефти и 26760,6 тыс.т жидкости. Отбор от начальных извлекаемых запасов по промышленным категориям АВ₁ составил 31,0 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,077. Остаточные извлекаемые запасы оцениваются в 14902 тыс.т. Кратность запасов – 44 года.

В 2016 г. добыча нефти по месторождению составила 337,1 тыс.т, что на 4,5 % ниже проектной величины – 553,1 тыс.т. Добыча жидкости – 2231,4 тыс.т, выше проектного показателя - 2132,4 тыс.т (расхождение – 4,6 %). Фактическая обводненность составила 84,9 % (по проекту 83,4 %). Фактический дебит нефти – 4,5 т/сут ниже проектного - 4,7 т/сут, жидкости – 116,9 т/сут на 29,6 % превышает проектный – 28,4 т/сут (рисунок 4 - 5).

В проектный период (2015–2016 гг.) отклонения фактической добычи нефти от проектного уровня по месторождению в целом не превышали допустимых (± 30 %)

Промыслово-геофизические исследования с целью определения профиля притока и поглощения с начала разработки (1997 г.) проведены в 289 скважинах, в т.ч. в 190 добывающих и в 38 нагнетательных, 61 скважина исследована как на профиль притока, так и на профиль приёмистости. С учётом повторных, в целом проведено 912 исследований по определению профиля притока / приёмистости.

Программа по геолого-технологическим мероприятиям, направленным на увеличение коэффициента нефтеизвлечения, полностью выполнена

В области бурения реализовано - одна разведочная и 9 эксплуатационных скважин, в том числе 5 нагнетательных

За проектный период 2015 – 2016 гг. выполнено 122 ГТМ при проекте 126. В том числе 35 операций ГРП (при запланированных 32), дополнительная добыча от проведения мероприятия составила 24,3 тыс.т (по проекту – 23,1 тыс.т), 45 операции ОПЗ (при запланированных 53), дополнительная добыча составила 10,3 тыс.т (по проекту – 13,8 тыс.т).

Предусмотренные программой специальные исследования керна не осуществлялись – в связи с отсутствием в планах ГРР.

В текущем 2016 г. закачка воды составила 2218,1 тыс. м³, что ниже проектной 2563,2 тыс. м³ на 13,5 %, накопленная компенсация ниже проектной и составляет 73,3 % (по проекту – 75,8 %).

По состоянию на 1.01.2017 г. текущее пластовое давление в среднем по залежам 19,4 МПа, что ниже начального пластового на 1,2 МПа (начальное – 20,6 МПа).

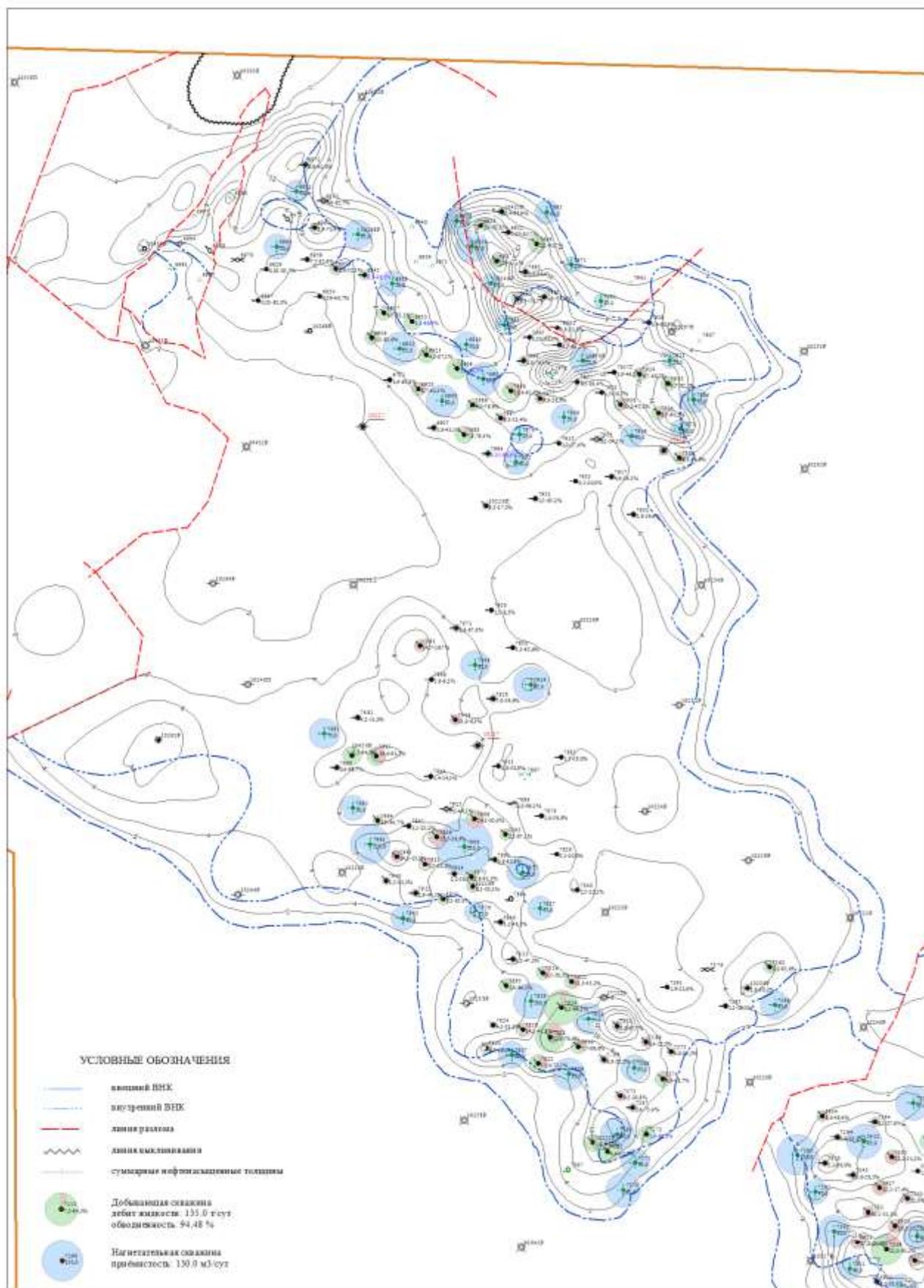


Рисунок 4 – Карта текущего состояния разработки на 01.01.2017 г. Объект Т₁₋₃.

Центральная залежь

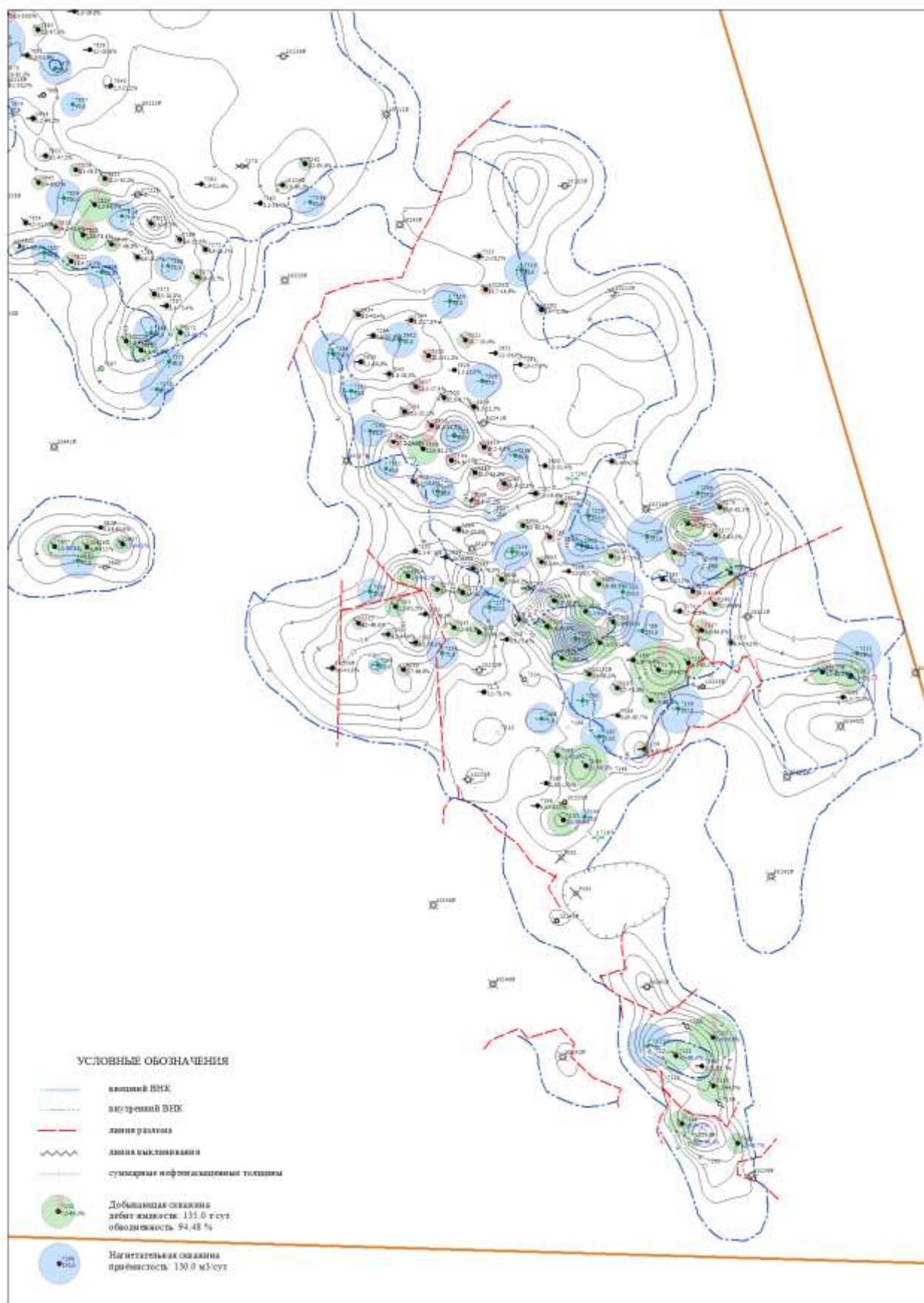


Рисунок 5 – Карта текущего состояния разработки на 01.01.2017 г. Объект Т₁₋₃.

Южная залежь

Литература

1. «Подсчёт запасов нефти и растворённого газа нефтяного месторождения»: отчет о НИР по договору № 96.02.120/123. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Урайнефтегаз», ООО «КогалымНИПИнефть», отв. исп. Гордина Р.И., Когалым, 2007 год.
2. «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Ханты-Мансийского автономного округа-Югры»: отчет о НИР по договору № 14С0072 от 17.01.2014 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, отв. исп. Новосёлов М.А., Тюмень, 2015.
3. «Создание единой сейсмогеологической модели месторождения по результатам обобщения съёмок 3D, ГИС и бурения»: отчет о НИР по договору №09С3481 от 24.07.2009 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Урайнефтегаз» «КогалымНИПИнефть», отв.исп. Вингалов В.М., Гейдеко Т.В., Тюмень, 2010.
4. РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию ПДГТМ нефтяных и нефтегазовых месторождений» / Под ред. К.Е. Закревского. – М.: 2000
5. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. «Оценка качества 3D моделей»/ М.: «ИПЦ МАСКА», 2008.