

ВВЕДЕНИЕ

Отчет по пересчету запасов нефти **Архангельского месторождения** НГДУ «Ямашнефть» составлен в соответствии с планом работ ПАО «Татнефть» на 2020-2021 гг. Он представляет собой обобщение результатов разведочного и эксплуатационного бурения и сопутствующих им исследований, проводившихся на площади подсчета.

Для выполнения подсчета запасов были обобщены все результаты анализа керна и исследования нефти, проведена интерпретация материалов ГИС скважин, пробуренных после предыдущего подсчета запасов, а также переинтерпретация материалов ГИС по единичным скважинам старого фонда, уточнено геологическое строение залежей нефти, расположенных в пределах границ лицензионного участка.

Архангельское месторождение нефти в административном отношении расположено на территории Новошешминского района Республики Татарстан (Рис. 1).

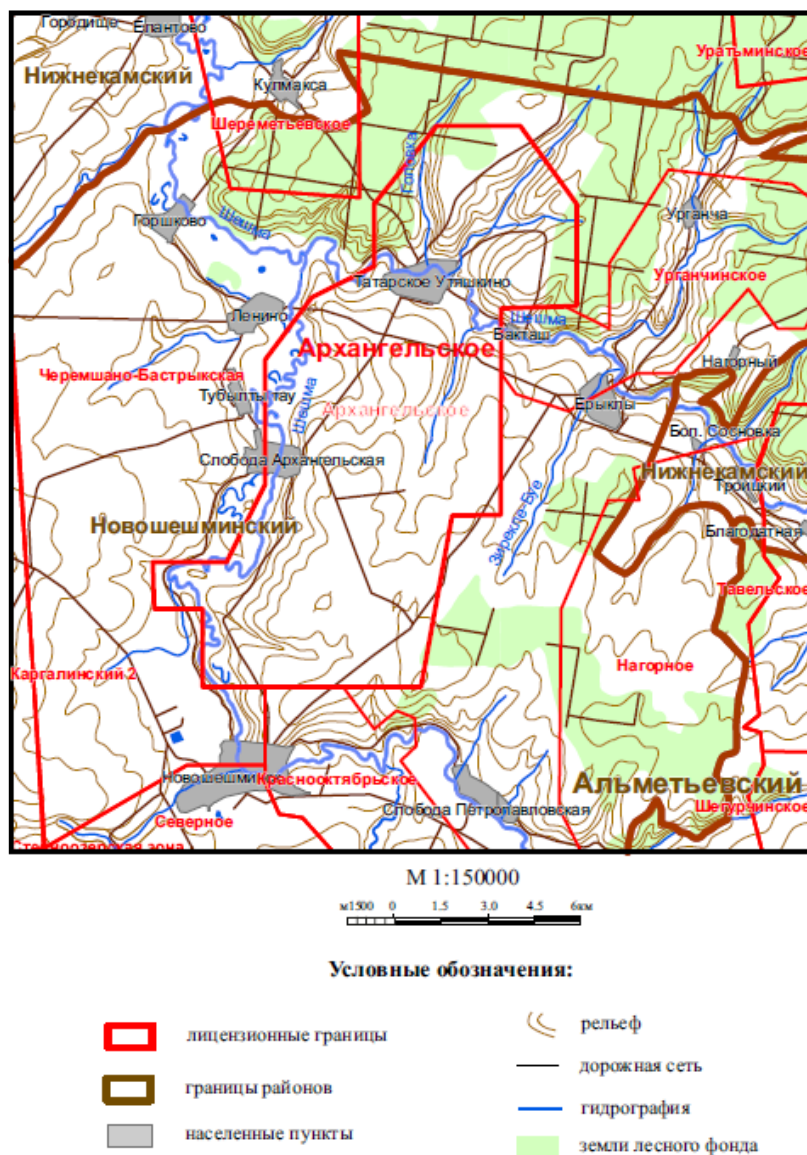


Рис. 1 Обзорная карта района месторождения

Месторождение открыто в 1974 году бурением поисковой скважины № 561, введено в промышленную разработку в 1978 году.

Лицензии на пользование недрами Архангельского нефтяного месторождения принадлежат ПАО «Татнефть» (лицензия ТАТ № 02246 НЭ от 23.06.2016 г. выдана на срок до 31.08.2038 г. и лицензия серия ТАТ № 02263 НЭ от 18.07.2016 г. выдана на срок до 31.12.2105 г.).

Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями шешминского горизонта верхней перми, тульского, бобриковского горизонта нижнего карбона, кыновско-пашийского горизонта верхнего девона и карбонатными отложениями каширского, верейского горизонтов, башкирского яруса среднего карбона, алексинского горизонта и турнейского яруса нижнего карбона, в пределах которых выявлено 90 (в том числе три, представленные к списанию) залежей нефти.

Впервые запасы нефти Архангельского месторождения подсчитаны в 1977 году [46] и утверждены в 1978 году (протокол ГКЗ СССР № 8106 от 28.07.1978 г.).

В 1992 году по результатам поисково-разведочного и эксплуатационного разбуривания залежей нефти и уточнения их геологического строения по данным отбора и исследований керна, проб пластовых и поверхностных нефтей, выполнен пересчет запасов нефти и газа Архангельского месторождения [47] (протокол ГКЗ РФ № 274 от 14.10.1994 г.).

В 2003 году по результатам эксплуатационного бурения выполнен пересчет запасов нефти по всем продуктивным отложениям в его современных лицензионных границах с учетом всех проведенных работ на месторождении [49] (протокол ЦКЗ МПР РФ № 317 от 18.12.2003 г.). В результате присоединены Урочинское (район скв. № 4363) и Назеевское (район скв. № 4362) поднятия Черемшано-Бастрыкской разведочной зоны (лицензия ТАТ № 10364 НЭ от 29.09.1995г.). Общий пробуренный фонд на 1.01.2003 г. составлял 667 скважин.

В 2004 году выполнен оперативный подсчет запасов нефти по залежи кыновско-пашийского пласта на Архангельском месторождении [50]. Залежь вскрыта скважиной № 4333 и представлена впервые (протокол ЦКЗ Роснедра № 544 (м) - 2004 от 21.12.2004 г.).

Нефтеносность шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми установлена в 1983 году на Архангельском поднятии (скважина № 654).

Запасы залежи ВВН шешминского горизонта уфимского яруса Архангельского поднятия впервые подсчитаны и утверждены Роснедра в 2008 году с учетом опытно-промышленной разработки аналогичных нефтей Ашальчинского месторождения с применением технологии парогравитационного дренажа [52] (протокол № 18/111-пр от 21.02.2008 г.).

В 2011 году выполнен оперативный пересчет запасов нефти по башкирскому ярусу и тульскому горизонту, где обоснованы и приняты новые подсчетные параметры, тульские пласты объединены в один подсчетный объект, залежи башкирского яруса на Северо-Усть-Кичуйском и Усть-Кичуйском поднятиях объединены в единую [56] (протокол Роснедра №18/421-пр от 12.07.2011 г.).

В 2012 году выполнен оперативный подсчет запасов сверхвязкой нефти (СВН) шешминского горизонта Гремячинского и Красновидовского поднятий с учетом опытно-промышленной разработки аналогичных нефтей Ашальчинского месторождения [57] (протокол Роснедра № 18/120-пр от 20.02.2012 г.).

В 2012 году выполнен подсчет запасов залежи СВН шешминского горизонта Киярлинского поднятия [57] (протокол Роснедра № 18/82-пр от 08.02.2013 г.).

Действующими проектными документами на разработку месторождения являются «Дополнение к технологической схеме разработки Архангельского нефтяного месторождения» [58] (протокол ЦКР Роснедра по УВС № 112 от 26.12.2013 г.), базовым к которому является «Технологическая схема разработки Архангельского нефтяного месторождения» [51] (протокол ТО ЦКР по РТ № 560 от 02.08.2006 г.) и «Проект пробной эксплуатации залежи сверхвязких нефтей Архангельского поднятия Архангельского месторождения» [53] (протокол ЦКР Роснедра по РТ № 886 от 30.04.2009 г.).

После вышеописанных подсчетов запасов нефти пробурены 40 новых эксплуатационных скважин на Архангельском поднятии на верей-башкирские отложения среднего карбона, одна поисковая (со вскрытием девона) и одна оценочная (на отложения среднего карбона) на Киярлинском и Гремячинском поднятиях, выполнены исследования рекомбинированных проб нефти, отобранных из 26 скважин, в пределах залежей СВН шешминского горизонта пробурено 46 оценочных и две контрольные скважины, все – с отбором керна, на образцах которого проведены стандартные лабораторные исследования по определению ФЕС коллекторов, выполнены исследования проб нефти из четырех скважин на Архангельском поднятии. Структурный план залежей нефти среднего карбона, приуроченных к Назевскому и Урочинскому поднятиям, уточнен по результатам сейсмоисследований МОГТ 2D с.п. 3/10-9. По результатам работы поисковой скважины № 12026 выявлены залежи

нефти в отложениях верейского горизонта и башкирского яруса, которые оконтурены по результатам сейсмоисследований 2007 года.

На дату настоящего пересчета общий фонд глубоких скважин составляет 708 скважин, из которых 23 поисковых, 25 разведочных, 23 оценочных, 637 эксплуатационных. Фонд скважин залежей сверхвязких нефтей – 167 скважин, в том числе 78 структурных, 41 разведочных, 46 оценочных, 2 контрольных.

На государственном балансе (форма 6-ГР нефть) по состоянию на 01.01.2021 г. по Архангельскому месторождению числятся начальные запасы:

1) нефти (геологические/извлекаемые):

а) в пределах лицензии ТАТ 02246 НЭ:

- категория А – 35754/13539 тыс. т;
- категория В₁ – 63248/17876 тыс. т;
- категория В₂ – 7550/1977 тыс. т;

б) в пределах лицензии ТАТ 02263 НЭ:

- категория В₁ – 4922/1695 тыс. т;
- категория В₂ – 553/139 тыс. т;

в) в целом по месторождению:

- категория А – 35754/13539 тыс. т;
- категория В₁ – 68170/19571 тыс. т;
- категория А+В₁ – 103924/33110 тыс. т;
- категория В₂ – 8103/2116 тыс. т;
- категория А+В₁+ В₂ – 112027/35226 тыс. т;

2) растворенного газа (извлекаемые):

а) в пределах лицензии ТАТ 02246 НЭ:

- категория А – 97 млн. м³;
- категория В₁ – 85 млн. м³;
- категория В₂ – 7 млн. м³;

б) в пределах лицензии ТАТ 02263 НЭ:

- категория В₂ – 1 млн. м³;

в) в целом по месторождению:

- категория А – 97 млн. м³;
- категория В₁ – 85 млн. м³;
- категория А+В₁ – 182 млн. м³;
- категория В₂ – 8 млн. м³;

– категория $A+B_1+B_2$ – 190 млн. м³.

Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2021 г. составляет 14467 тыс. т, растворенного в нефти газа – 120 млн. м³.

В представленном отчете произведен подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти, растворенного в ней газа и сопутствующих компонентов по состоянию на 01.01.2021 г. с дифференциацией по поднятиям, пластам, зонам, категориям. По степени геологической изученности и промышленного освоения запасы нефти отнесены к промышленным категориям А, В₁ и В₂.

Подсчет запасов проведен с использованием программного комплекса IRAP RMS с оформлением табличной и графической документации согласно требованиям ФБУ «ГКЗ».

Отчет выполнен в проектном офисе института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть». Обязательные экземпляры отчета представляются в фонды геологической информации на условиях конфиденциальности на основании «Положения о коммерческой тайне ПАО «Татнефть»», утвержденного Генеральным директором ПАО «Татнефть» приказом № 228 от 19.05.2017 г. Собственником отчета является ПАО «Татнефть».