

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДУБОВОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Иванов А.М.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: mr.andrey186@yandex.ru

Дубовогорское месторождение расположено на территории Куединского и Чернушинского районов Пермского края. Краевой центр – г. Пермь расположен в 154 км севернее месторождения. Дубовогорское месторождение по величине извлекаемых запасов нефти относится к категории мелких. Месторождение разрабатывается с 2010 года. Находится на первой стадии разработки, характеризуется низкими темпами отбора нефти. В промышленной эксплуатации находился один объект – D3ps. Максимальный уровень добычи нефти – 5,3 тыс.т достигнут в 2011 году при темпе отбора от извлекаемых запасов – 0,4%. По состоянию на 01.01.2016 на пласте пробурено 5 скважин, в т.ч. две добывающих, одна нагнетательная, две ликвидированные. Проектный фонд реализован на 18 %. В добыче перебивало две скважины №№ 1 и 5, под закачкой – одна скважина № 11. На дату анализа на месторождении добыто 53 тыс.т жидкости (по проекту – 31 тыс.т) и 24 тыс.т. нефти (по проекту – 24 тыс.т). Удельная добыча нефти на одну добывающую скважину – 12 тыс.т. Энергетическое состояние залежи пласта – удовлетворительное, текущее пластовое давление – 15,6 МПа при начальном – 22,2 МПа, что ниже на 6,6 МПа или 30 %. Максимальная добыча жидкости ожидается в 2021 г. в объёме 94,4 тыс. т/год при обводненности 36%. Максимальная добыча нефти ожидается в 2020 г. – 60,7 тыс. т/год. Максимальная добыча попутного газа ожидается в 2020г. – 3,1 млн. м3/год. Внешний транспорт товарной нефти осуществляется автовывозом в приемный пункт г. Кунгур. Выделившийся из нефти при сепарации газ используется на собственные нужды: печь подогрева нефти, котельная, продувка факельного коллектора, запал и дежурная горелка факела.

Ключевые слова: нефть, Пермский край, Дубовогорское месторождение, анализ разработки, сбор и подготовка нефти.

GENERAL CHARACTERISTICS OF THE DUBOVOGORSKOE FIELD

Ivanov A.M.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: mr.andrey186@yandex.ru

The Dubovogorsk deposit is located in the Kuedinsky and Chernushinsky districts of the Perm Territory. The regional center - Perm is located 154 km north of the field. Dubovogorskoye field in terms of recoverable oil reserves is classified as small. The field has been developed since 2010. It is at the first stage of development, characterized by low rates of oil recovery. In industrial operation was one object - D3ps. The maximum level of oil production - 5.3 thousand tons was achieved in 2011 with a recovery rate of recoverable reserves of 0.4%. As of 01/01/2016, 5 wells have been drilled in the reservoir, including two mining, one injection, two liquidated. The project fund is implemented at 18%. Two wells No. 1 and 5 were in production, one well No. 11 was injected. At the date of analysis, 53 thousand tons of liquid were produced at the field (31 thousand tons under the project) and 24 thousand tons. oil (according to the project - 24 thousand tons). Specific oil production per production well - 12 thousand tons The energy state of the reservoir is satisfactory, the current reservoir pressure is 15.6 MPa with an initial pressure of 22.2 MPa, which is 6.6 MPa or 30% lower. The maximum liquid production is expected in 2021 in the amount of 94.4 thousand tons / year with a water cut of 36%. The maximum oil production is expected in 2020 - 60.7 thousand tons / year. The maximum associated gas production is expected in 2020. - 3.1 million m3 / year. External transport of commercial oil is carried out by auto pick-up at the reception center of Kungur. The gas released from the oil during separation is used for its own needs: an oil heating furnace, a boiler room, a flare collector purge, a fuse and a torch pilot burner.

Keywords: oil, Perm Territory, Dubovogorskoye field, development analysis, oil collection and treatment.

Дубовогорское месторождение расположено на территории Куединского и Чернушинского районов Пермского края. Краевой центр – г. Пермь расположен в 154 км севернее месторождения. Районные центры п.Куеда и г.Чернушка находятся в 19 км к юго-западу и в 22 км к юго-востоку от месторождения.

Связь с краевым центром осуществляется по асфальтированной дороге Куеда – Юго-Камский – Пермь. Ближайшими к месторождению населёнными пунктами являются деревни Дубовая Гора, Искильда, Верхний Ашап, Бикбарда. Проезд к месторождению возможен в любое время года по асфальтированной дороге «Куеда-Барда», далее – по полевой дороге до урочища Щуклино.

Месторождение расположено на территории с развитой инфраструктурой. Ближайшими нефтяными месторождениями, находящимися в разработке, являются Хатымское (ООО «УралОйл»), Степановское и Красноярско-Куединское (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

Согласно нефтегазогеологическому районированию Дубовогорское месторождение принадлежит к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Пермско-Башкирской нефтегазоносной области, Дубовогорскому нефтегазоносному району [1,2]. Промышленная нефтеносность месторождения приурочена к отложениям девонского терригенного нефтегазоносного комплекса. В верхнедевонских отложениях франского яруса выделено два продуктивных объекта: пласт D3ps – в пашийском горизонте и пласт D3tm – в тиманском горизонте (рисунок 1).

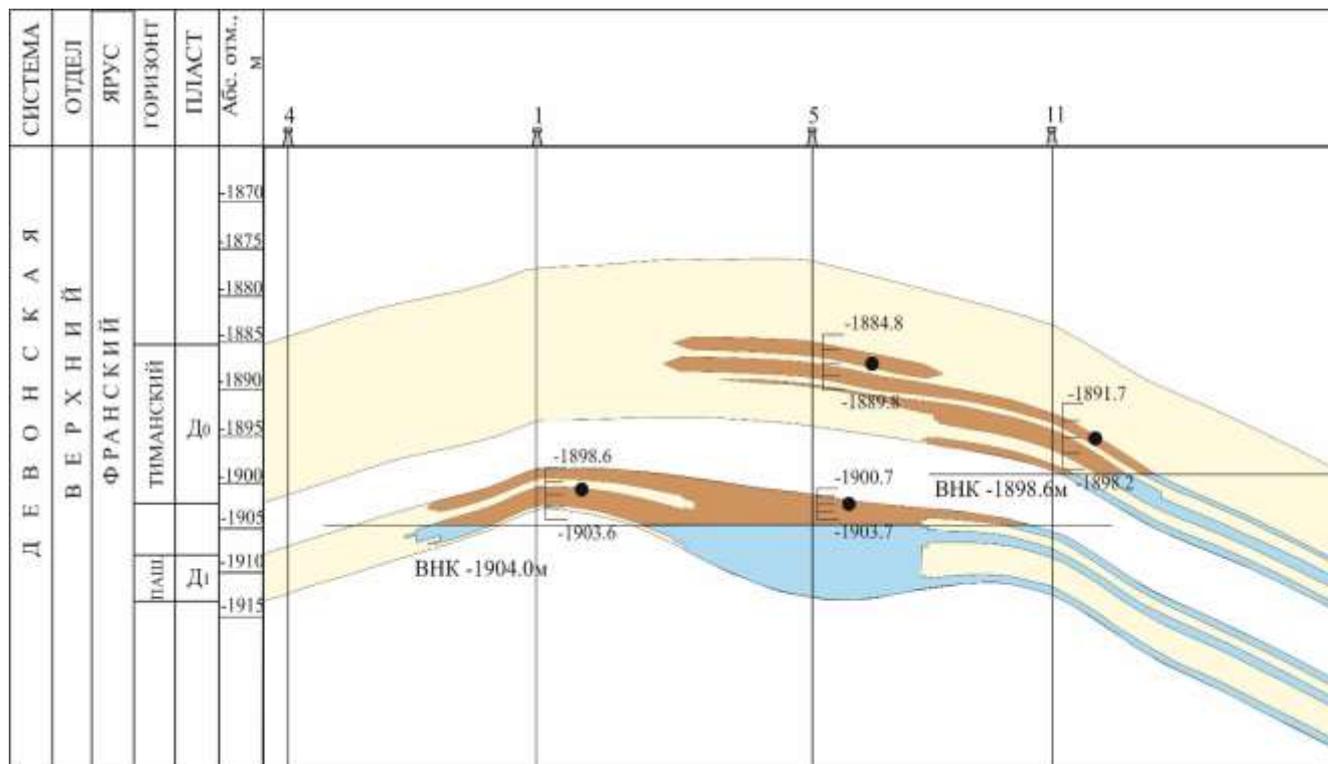


Рисунок 1 – Геологический разрез Дубовогорского месторождения

Пласт D3ps продуктивен в двух скважинах – №№ 1 и 5. Остальные пять скважин – №№ 4, 11, 12, 445 и 448 находятся за пределами контура нефтеносности пласта. Абсолютная отметка глубины залегания кровли пласта составляет в среднем – -1899 м. В пласте выявлена одна залежь нефти: пластово-сводовая, литологически экранированная на юге и юго-востоке. Размеры залежи 3,5×1,5 км, высота – 6 м (таблица 1). Площадь нефтеносности – 5,3 км². По результатам испытания в колонне и данным ГИС в скважине № 5 ВНК принят на абсолютной отметке – (-1904 м). Средняя общая толщина пласта составляет 6,3 м, нефтенасыщенная толщина залежи невелика – 2,5 м.

Таблица 1 – Характеристика залежей Дубовогорского месторождения

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи, км	Площадь залежи, тыс.м ²	Абс. отметка кровли, м	Абс. отметка ВНК, м	Высота залежи, м
D3ps	пластово-сводовая, литологически экранированная	3,5 x 1,5	5306	-1898,6	-1903,6	5
D3tm		3 x 1,7	4619	-1884,7	-1898,6	14

Коллекторами в залежи являются песчаники светло-серые и бурые, мелкозернистые алевритистые, прослоями глинистые и глинисто-карбонатные со сферолитами сидерита. Вскрытые в скважинах отложения пласта D3ps имеют высокую песчанность – 76 % и более, расчленённость – 2,5. Продуктивность пласта подтверждена опробованием скважин №№ 1 и 5. Из этих скважин получены притоки нефти – 7,5 и 21,9 т/сут, соответственно.

Пласт D3tm продуктивен в двух скважинах – №№ 11 и 5. Остальные пять скважин – №№ 1, 4, 12, 445 и 448 находятся за пределами залежи. Абсолютная отметка глубины залегания кровли пласта – -1885 м. В пласте выявлена одна залежь нефти – пластово-сводовая, литологически экранированная на юго-западе, юге и юго-востоке. Размеры залежи 3×1,7 км, высота – 13,9 м. Площадь нефтеносности – 4,6 км². ВНК принят на абсолютной отметке – (-1898,6 м) по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 11 с учётом результатов испытания в колонне. Средняя общая толщина пласта составляет 17 м, нефтенасыщенная толщина – 3,4 м.

Коллекторами в залежи являются песчаники серые со слабым зеленоватым оттенком, тонко- и мелкозернистые, довольно плотные и глинистые. Вскрытые в скважинах отложения пласта D3tm имеют высокую песчанность – 85 % и небольшую расчленённость – 2,3.

Продуктивность пласта D3tm подтверждена опробованием скважины № 11, где получен приток нефти – 3,9 т/сут. В скважине № 5 на штуцере 5 мм получен приток нефти – 21,9 т/сут.

Таким образом, степень изученности пластов D3ps и D3tm Дубовогорского месторождения не позволяет в достаточной мере охарактеризовать особенности их геологического строения.

Пласт D3ps слабо охарактеризован результатами исследований коллекторских свойств по керну из-за его малочисленности. В связи с этим по пласту не установлены петрофизические зависимости «кern-ГИС», параметры – пористость, проницаемость и нефтенасыщенность нуждаются в доизучении.

Пласт D3tm характеризуется низкой степенью изученности. ФЕС пласта – не изучены, т.к. kern отобран не из продуктивной части пласта. Отбор глубинных и устьевых проб не проводился, отсутствуют гидродинамические исследования. Подсчётные параметры пласта приняты по аналогии с соседними месторождениями.

Дубовогорское месторождение по величине извлекаемых запасов нефти относится к категории *мелких (менее 5 млн.т)*. Согласно Приказу МПР РФ от 01.11.2013 № 447, в данной работе категории запасов приведены в соответствии с новой классификацией (В1 соответствует С1).

Анализ текущего состояния разработки Дубовогорского месторождения выполнен по состоянию на 01.01.2016г. на основе материалов, предоставленных ООО «СтандартНафта» [3-5]. Дубовогорское месторождение разрабатывается с 2010 года. Срок разработки – 6 лет. В добыче нефти участвует один объект– D3ps. За историю максимальный уровень добычи нефти – 5,3 тыс.т достигнут в 2011 г при темпе отбора от НИЗ – 0,4 %. По жидкости максимальный уровень – 13,7 тыс.т достигнут в 2014 году.

За 2015г. месторождение характеризуется (рисунок 2) следующими показателями: уровень добычи нефти – 4,3 тыс.т, темпе отбора от НИЗ – 0,3 %;

В эксплуатационном фонде числится пять скважин, в т.ч. действующих – три (добывающие – две, нагнетательные – одна), ликвидированных – две;

- среднегодовой дебит по нефти – 6 т/сут, по жидкости – 17,5 тыс.т;
- обводнённость добываемой жидкости – 66%.
- закачка воды за год составила 10 тыс.м³.

Проектная система разработки месторождения пока не сформирована. В эксплуатации находится один объект (пласт D3ps) с двумя одиночными скважинами №№ 1, 5. Способ добычи жидкости – механизированный (ЭЦН).

Накопленная добыча нефти по Дубовогорскому месторождению – 24 тыс.т или 1,8 % от НИЗ, текущий КИН – 0,007. Удельный отбор нефти на одну добывающую скважину составил 12 тыс.т/скв.

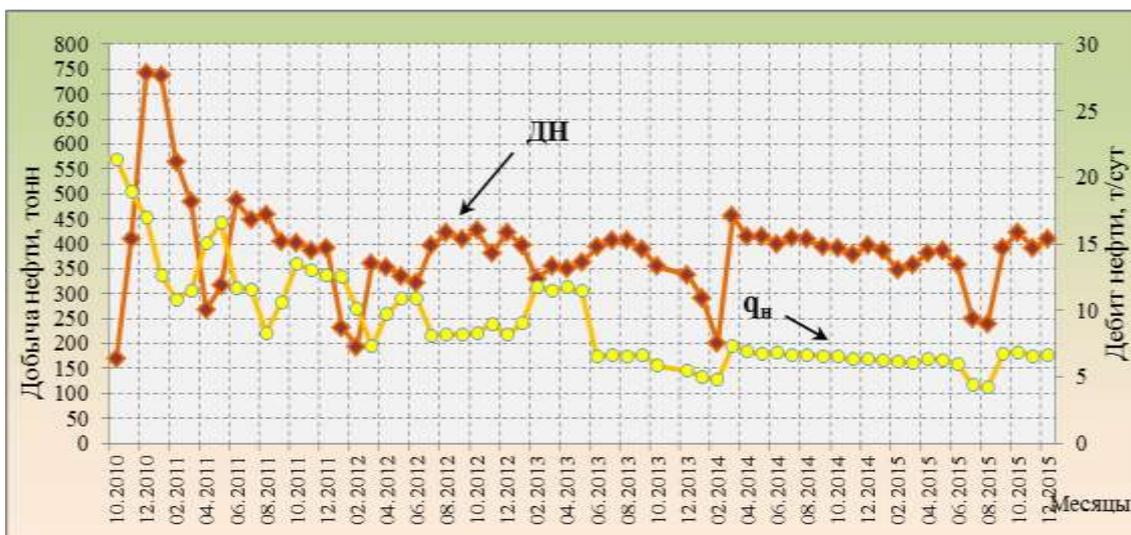


Рисунок 2 – Фактические показатели разработки помесячно. Объект D3ps.

Текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) нефти по месторождению составляют 1305 тыс.т или 98 % от НИЗ (рисунок 3). Удельные ТИЗ нефти на одну действующую добывающую скважину – 653 тыс.т/скв. Наименьшая кратность ТИЗ нефти (104 года) за весь период отмечалась в 2011г.

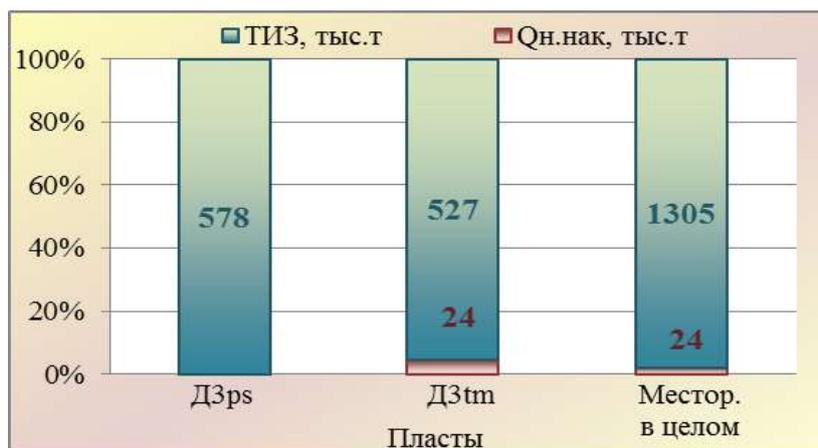


Рисунок 3 – Соотношение накопленной добычи нефти и ТИЗ по пластам.

Входные дебиты скважин по нефти близки между собой: № 1 – 21,4 т/сут, № 5 – 23 т/сут. Среднегодовые дебиты нефти скважин за историю варьируют от 1,6 т/сут (скв. № 5) до 19 т/сут (скв. № 1).

В декабре 2015г. наибольший дебит нефти – 10,5 т/сут отмечен по скважине № 1, по скважине № 5 – 1,8 тыс.т. Приемистость нагнетательной скважины № 11 составила 27 м³/сут.

С начала эксплуатации на Дубовогорском месторождении добывающие скважины отработали 3003 суток, в среднем каждая скважина по 1501 суток (или 4 года и 1,5 месяца). В динамике время работы одной скважины изменялось за год от 128 сут (2012 г) до 365 сут (2015 г), составляя в среднем 250 сут/год. Наиболее продолжительным периодом работы характеризуется скважина № 1 – 1752 сут (4 года и 10 месяцев). Нагнетательная скважина № 11 в 2015 г. работала весь год (365 сут).

В настоящее время на сбор нефти и газа ведется по напорной герметизированной системе. Действующий фонд составляет две скважины – №№ 1 и 5. На площадке скважины №1 оборудован нефтегазосборный пункт (НГСП). Там осуществляется отделение попутного нефтяного газа и сброс воды. Для нагрева нефти используется устьевой подогреватель с сепарационным блоком. Нефть автотранспортом вывозится на пункт приёма нефти в г. Кунгур. Схема НГСП приведена на рисунке 4.

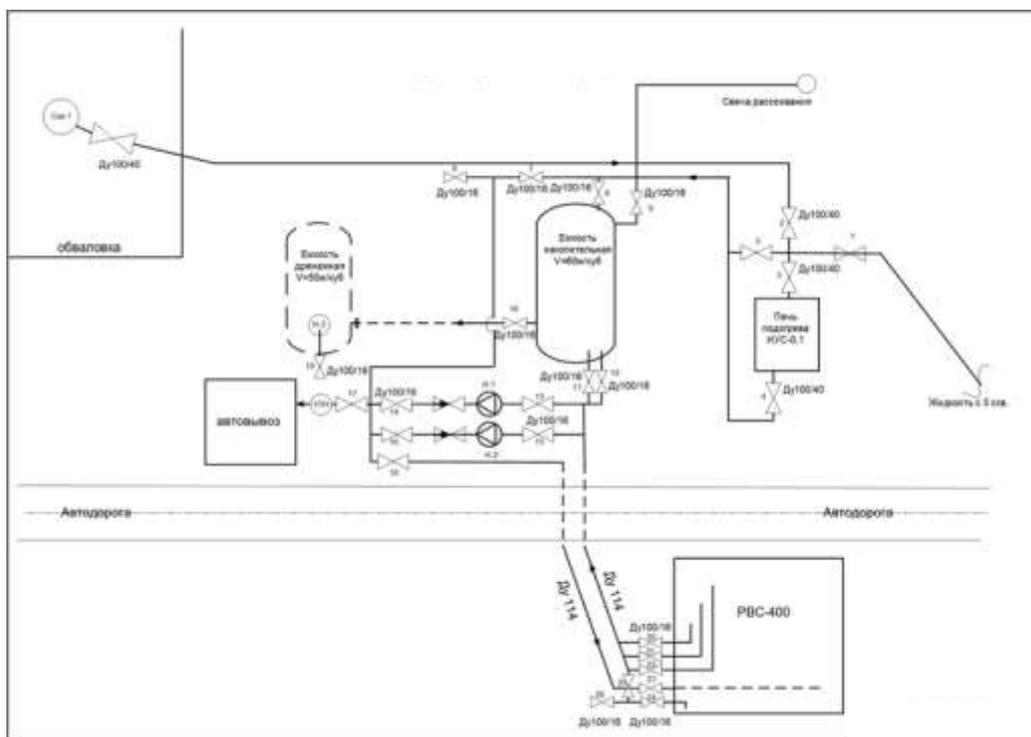


Рисунок 4 – Технологическая схема НГСП

Назначение НГСП «Дубовогорское»:

- обеспечения непрерывного приёма продукции скважин;
- сепарации нефти от газа;
- оперативного учета нефти и газа;
- налива нефти в автоцистерны;
- использование попутного нефтяного газа для нагрева добываемой жидкости.

В состав НГСП входит следующее оборудование: буферная (накопительная) ёмкость $V = 60 \text{ м}^3$ (ОГ 60-1-0), нагреватель устьевой с сепарационным блоком (НУС-0,1), резервуар вертикальный стальной $V = 400 \text{ м}^3$ (РВС-400), дренажная емкость $V = 50 \text{ м}^3$ (ЕП-50), насосы для перекачки нефти (Х-65*55), технологические нефтепроводы и герметичная система налива нефти в автоцистерны. На площадке НГСП оборудована трансформаторная подстанция и операторная для обслуживающего персонала и приборов КИП. Режим работы НГСП непрерывный, круглосуточный.

Нефтегазовая смесь по существующим нефтепроводам от скважин №№ 1 и 5 поступает в нагреватель устьевого НУС-0,1 для подогрева жидкости, НУС-0,1 оборудован сепарационным блоком для отделения газа от жидкости. После сепарации, газ поступает в камеру горения для сжигания. Оставшийся газ в сепарационном блоке отводится вместе с нагретой жидкостью в накопительную емкость $V=60 \text{ м}^3$ для отделения (отстоя) воды. Контроль над наполнением ёмкости производится с помощью приборов КИПиА. Также в накопительной емкости $V=60 \text{ м}^3$ предусмотрена линия циркуляции. Циркуляция представляет собой движение нефти с помощью насосного агрегата Н1(Н-2).

Насосный блок состоит из двух насосных агрегатов Х-65*55, один из них в работе, другой в резерве. Нефть из накопительной емкости поступает на прием насосного агрегата перекачки нефти Х-65*55 Н-1,(Н-2). Насосным агрегатом Н-1, (Н-2) нефть подается через обратный клапан, задвижку № 14,(16),7,6 и обратно в накопительную ёмкость. Тем самым достигается полная циркуляция нефти. Также в накопительной ёмкости имеются двух уровневый забор нефти (задвижки №11,12), для перекачки и хранения нефти в РВС-400. Заправка автоцистерн осуществляется из РВС-400 следующим образом: нефть из ёмкости через задвижки № 20,(21,22),13,(15) поступает на приём насосного агрегата перекачки нефти Х- 65*55 Н-1,(Н-2). Насосным агрегатом Н-1, (Н-2) нефть подаётся через обратный клапан, задвижку № 14,(16),17 на герметичный стояк налива АСН-80-0,2.

Попутный нефтяной газ используется на собственные нужды; подготовки нефти, котельная, дежурные горелки. Сточная вода поступает в дренажную ёмкость и утилизируется в системе ППД.

На месторождении принята традиционная кустовая схема разбуривания скважин. В дальнейшей перспективе при обустройстве кустовых площадок предусмотреть применение современных технологий и оборудования, обеспечивающих минимальные потери продукции скважин, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность объекта. Обустроить устья скважин в зависимости от способа добычи. Замер добываемой продукции производить групповыми замерными установками. Предусмотреть блок распределения воды (БРВ) для распределения и замера закачиваемой воды в системе ППД, блок дозирования реагентов (БДР) для закачки ингибиторов коррозии, солеотложений и парафиноотложений в затрубное пространство скважин и в нефтесборные сети и дренажную емкость с насосной откачкой стоков. Для предупреждения образования АСПО, снижения вязкости транспортируемой водонефтяной эмульсии и предотвращения коррозии трубопроводов и оборудования на кустах рекомендуется закачка ингибиторов. При этом ингибиторы должны быть совместимыми и не ухудшать свойства друг друга.

Максимальная добыча жидкости ожидается в 2021 г в объёме 94,4 тыс. т/год при обводненности 36%. Максимальная добыча нефти ожидается в 2020 г – 60,7 тыс. т/год. Максимальная добыча попутного газа ожидается в 2020 г. – 3,1млн. м³/год.

Исходя из имеющейся информации о свойствах и объёмах добычи нефти на месторождении, для осуществления её подготовки и транспорта, может быть использовано существующее оборудование НГСП. Дальнейшая разработка месторождения потребует расширения системы сбора, увеличения мощностей и строительства УПСВ производительностью 100 тыс.т/год, увеличение товарного парка, строительства объектов обустройства системы ППД, строительство БКНС, очистных сооружений и бурение двух артезианских скважин.

Подтоварная вода после подготовки будет использована в системе ППД, в качестве одного из агентов нагнетания. Выделившийся из нефти при сепарации газ после соответствующей очистки будет использован на собственные нужды: котельная, печь нагрева нефти, дежурные горелки, запал и молекулярный затвор факельной установки.

Литература

1. Ситчихин О.В. Стрoение и нефтегазоносность рифейских пород северо-востока Волго-Уральского бассейна. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, № 1, 2009.
2. Никитина М.В. Оценка перспектив нефтегазоносности рифей-вендских отложений на территории Пермского края. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, Т. 12 № 9, 2013.
3. Отчет ООО «СтандартНафта» «Технологическая схема разработки Дубовогорского нефтяного месторождения» – Ижевск, 2013 г.
4. Отчет ООО «СтандартНафта» «Дополнение к технологической схеме разработки Дубовогорского нефтяного месторождения» – Тюмень, 2016 г.
5. Отчет ООО «СтандартНафта» «Проект обустройства Дубовогорского месторождения» – Тюмень, 2012 г.