

УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И СИСТЕМЫ СБОРА, ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ЗАПАДНО-ТУГРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гасанов Р.А.

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

Всего на разработку Западно-Тугровского нефтяного месторождения составлено два проектных технологических документа. Западно-Тугровское месторождение открыто в 1992 году, в промышленную разработку введено в 2008 году. На месторождении выделено два эксплуатационных объекта (Ю2-6 и Ю10), формируется девятиточечная система разработки. На данный момент месторождение находится на начальной стадии разработки. Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 г. составила 1454,2 тыс. т (по проекту – 1735,7 тыс. т), текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,026, отбор от начальных извлекаемых запасов – 8,9 %. Отклонение фактических уровней добычи от проектных обусловлено более высокой входной обводненностью новых скважин, что связано с неподтверждением нефтенасыщенности в новых скважинах влиянием и гидроразрывом пласта в водонефтяной зоне. Сбор продукции осуществляется по проектной однетрубной напорной системе трубопроводов от добывающих скважин, размещённых на кустовых площадках на дожимной насосной станции с установкой предварительного сброса воды. Все нефтесборные трубопроводы относятся к категории «новые», имеют заводское сертифицированное антикоррозионное покрытие внутренней стенки на основе эпоксидной порошковой краски. Данные трубы имеют наружное заводское антикоррозионное покрытие из термоусаживающейся полимерной ленты.

Ключевые слова: нефть, трубопровод, юрские отложения, состояние разработки, подготовка скважинной продукции.

ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT AND THE SYSTEM FOR COLLECTING AND TREATING OIL FROM THE WEST-TUGROVSKOYE FIELD

Gasanov R.A.

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

In total, two technological design documents have been drawn up for the development of the Zapadno-Tugrovsky oil field. The Zapadno-Tugrovskoye field was discovered in 1992, it was introduced into industrial development in 2008. Two production facilities (U2-6 and U10) are allocated at the field, a nine-point development system is being formed. At the moment, the field is at the initial stage of development. As of January 1, 2017, the cumulative oil production amounted to 1,454.2 thousand tons (1,735.7 thousand tons for the project), the current oil recovery factor is 0.026, the selection from the initial recoverable reserves is 8.9%. The deviation of the actual production levels from the project ones is due to the higher input water content of new wells, which is due to the unconfirmation of oil saturation in the new wells by the influence and hydraulic fracturing in the oil-water zone. Production is collected through the design single-pipe pressure piping system from production wells located in the cluster sites at the booster pumping station with the installation of a preliminary discharge of water. All oil collecting pipelines are classified as “new”, have factory certified anticorrosion coating of the inner wall based on epoxy powder paint. These pipes have an external factory anti-corrosion coating of heat-shrinkable polymer tape.

Keywords: oil, pipeline, Jurassic sediments, development status, preparation of well production.

Всего на разработку Западно-Тугровского нефтяного месторождения составлено два проектных технологических документа:

«Технологическая схема опытно-промышленной разработки Западно-Тугровского месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО № 915 от 15.05.2007 г.) [4];

«Технологическая схема разработки Западно-Тугровского нефтяного месторождения» (протокол ЗСНС ЦКР Роснедра по УВС № 98-13 от 25.12.2013 г.) [5], со следующими основными положениями:

- Выделение двух эксплуатационных объектов: Ю₂₋₆ и Ю₁₀;
- Система заводнения – девятиточечная, с плотностью сетки 16 га/скв. на нефтенасыщенных толщинах более 6 м, при нефтенасыщенных толщинах менее 6 м сетка разрезается до 32 га/скв.;
- Общий фонд скважин всего – 327, в том числе добывающих – 229, нагнетательных – 91, водозаборных – 7;
- Фонд скважин для бурения – 250, в том числе добывающих – 172, нагнетательных - 76, водозаборных – 2;

Западно-Тугровское месторождение открыто в 1992 году, в промышленную разработку введено в 2008 году [1, 2, 3].

На месторождении выделено два эксплуатационных объекта (Ю₂₋₆ и Ю₁₀), формируется девятиточечная система разработки. На данный момент месторождение находится на начальной стадии разработки.

По состоянию на 01.01.2017 г. фонд скважин на месторождении составляет 204 единицы, из них 144 добывающих (в т. ч.: 133 – действующие, 3 – в бездействии, 8 – в консервации), 46 нагнетательных (в т. ч.: 43 – под закачкой, 2 – в бездействии, 1 – в освоении), 14 водозаборных (в т. ч.: 6 – действующих, 1 – в бездействии, 5 – в освоении, 2 – ликвидированные). 44 добывающие скважины оборудованы установками ОРД, 30 нагнетательных скважин - ОРЗ. Проектный фонд реализован на 61 %.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 г. составила 1454,2 тыс. т (по проекту – 1735,7 тыс. т), текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,026, отбор от НИЗ – 8,9 %.

За 2016 год на месторождении отобрано 375,5 тыс. т нефти (по проекту – 488,1 тыс. т), добыча жидкости составила 1385,1 тыс. т (по проекту – 1278,4 тыс. т), закачано в продуктивные пласты 1496,1 тыс. м³ воды (по проекту – 1526,9 тыс. м³). Текущая компенсация составила 94,3 %.

Отклонение фактических уровней добычи от проектных обусловлено более высокой входной обводненностью новых скважин, что связано с неподтверждением нефтенасыщенности в новых скважинах влиянием и ГРП в водонефтяной зоне.

Запланированные ГТМ выполнены в полном объеме: ГРП (факт – 28 скв.-опер., проект – 24), ОПЗ (факт – 23 скв.-опер., проект – 23), потокоотклоняющие технологии (27 скв.-опер. факт, проект – 16).

Объект Ю₂₋₆

Введен в разработку в 2008 году.

По состоянию на 01.01.2017 г. фонд скважин объекта составляет 182 ед., из них 134 добывающих (в т. ч.: 130 – действующих, 3 – в бездействии, 7 – в консервации), 42 нагнетательные (в т. ч.: 39 – под закачкой, 2 – в бездействии, 1 – в освоении).

Накопленная добыча нефти по объекту Ю₂₋₆ на 01.01.2017 г. составила 895,4 тыс. т (по проекту – 1140,9 тыс. т), текущий КИН – 0,023, отбор от НИЗ – 8,3 %.

За 2016 год на объекте Ю₂₋₆ отобрано 238,4 тыс. т нефти (по проекту – 335,5 тыс. т), добыча жидкости составила 822,9 тыс. т (по проекту – 848,9 тыс. т), закачано в продуктивные пласты 984,8 тыс. м³ воды (по проекту – 1096,4 тыс. м³). Текущая компенсация составила 105,7 %.

Энергетическое состояние объекта Ю₂₋₆ удовлетворительное. Текущее пластовое давление 19,2 МПа ниже начального 20,4 МПа на 1,2 МПа.

Объект Ю₁₀

Введен в разработку в 2008 году.

По состоянию на 01.01.2017 г. фонд скважин объекта составляет 122 ед., из них 83 добывающие (в т. ч.: 81 – действующая, 2 – в бездействии, 1 – в консервации), 38 нагнетательных (в т. ч.: 36 – под закачкой, 2 – в бездействии).

Накопленная добыча нефти по объекту Ю₁₀ на 01.01.2017 г. составила 558,7 тыс. т (по проекту – 564,7 тыс. т), текущий КИН – 0,031, отбор от НИЗ – 10 %.

За 2016 год на объекте Ю₁₀ отобрано 137,1 тыс. т нефти (по проекту – 152,6 тыс. т), добыча жидкости составила 562,2 тыс. т (по проекту – 429,5 тыс. т), закачано в продуктивные пласты 511,4 тыс. м³ воды (по проекту – 430,5 тыс. м³). Текущая компенсация составила 78,2 %.

Энергетическое состояние объекта Ю₁₀ удовлетворительное. Текущее пластовое давление 20,2 МПа ниже начального 21,4 МПа на 1,2 МПа.

Карты текущего состояния разработки представлены по объектам разработки на рисунках 3-4.

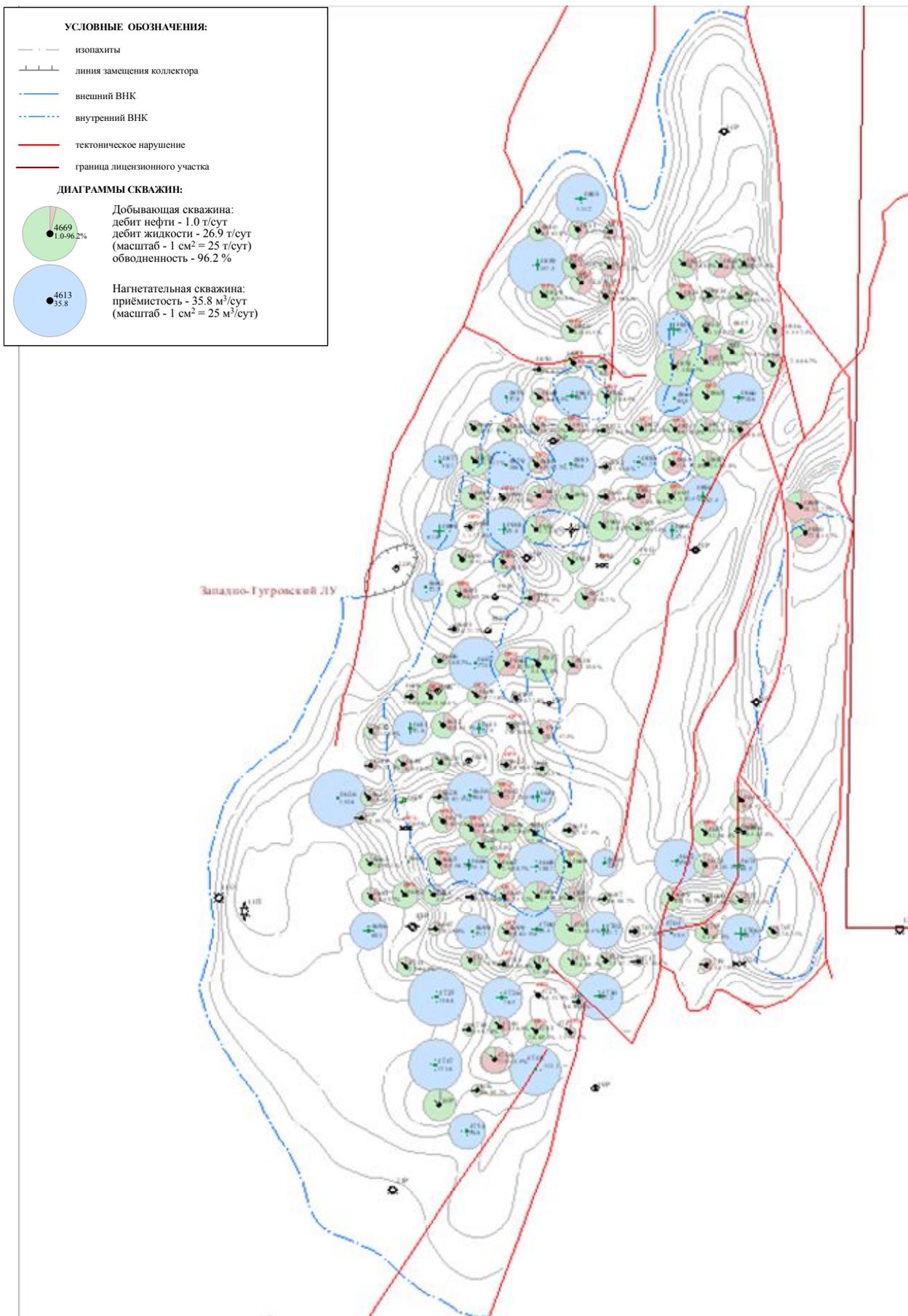


Рисунок 3 – Карта текущего состояния разработки на 01.01.2017 г. Объект Ю2-6

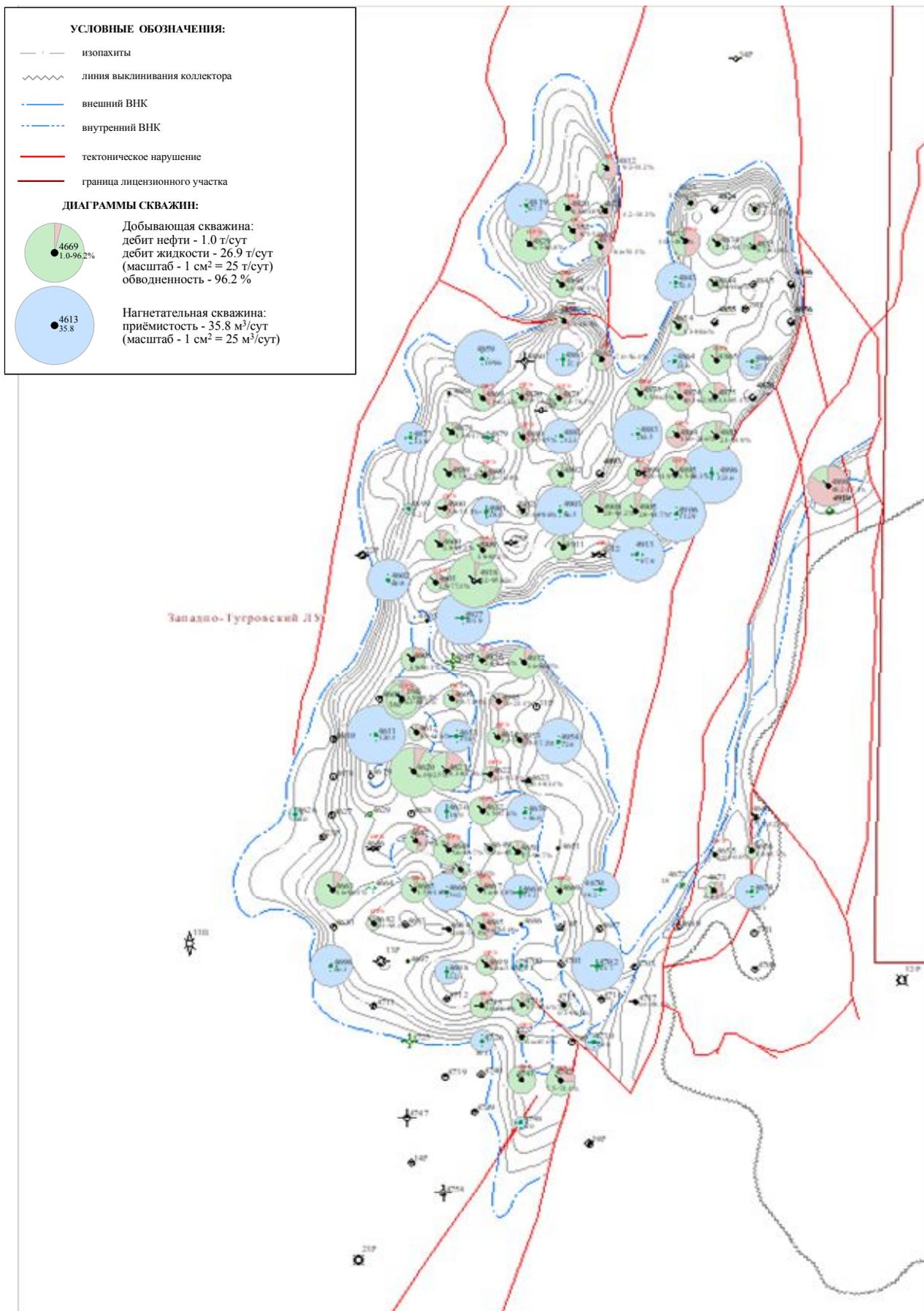


Рисунок 4 – Карта текущего состояния разработки на 01.01.2017 г. Объект Ю10

Сбор продукции осуществляется по проектной однотрубной напорной системе трубопроводов от добывающих скважин, размещённых на кустовых площадках на ДНС с установкой предварительного сброса воды (ДНС с УПСВ) (рисунок 5).

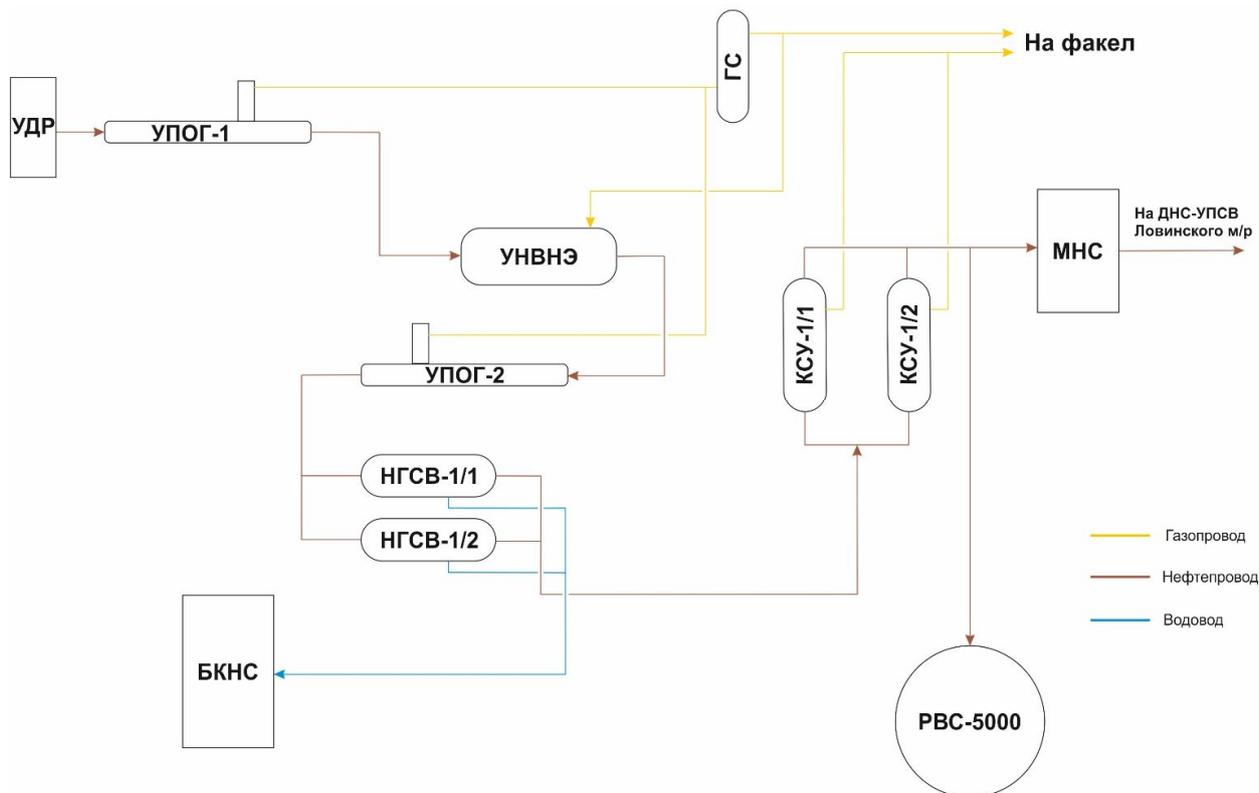


Рисунок 5 – Принципиальная схема ДНС УПСВ Западно-Тугровского месторождения

Все нефтесборные трубопроводы относятся к категории «новые», имеют заводское сертифицированное антикоррозионное покрытие внутренней стенки на основе эпоксидной порошковой краски. Данные трубы имеют наружное заводское антикоррозионное покрытие из термоусаживающейся полимерной ленты.

На ДНС УПСВ осуществляется сепарация, обезвоживание нефти и последующая утилизация попутного нефтяного газа. Проектная мощность ДНС УПСВ составляет:

- производительность по жидкости, тыс. м³/год 4818,251;
- производительность по нефти, тыс. м³/год 1875,505;
- производительность по газу, млн. н. м³/год 107,524;
- производительность по пластовой воде, тыс. м³/год 2942,746

Технологический процесс подготовки нефти на ДНС УПСВ Западно-Тугровского месторождения включает в себя двухступенчатую сепарацию (разгазирование) попутного нефтяного газа (ПНГ) из сырой нефти и термохимической обезвоживание водонефтяной эмульсии, поступающей с кустовых площадок добывающих скважин.

Добываемая газонефтяная эмульсия (далее по тексту – «сырая нефть») по внутрипромысловым трубопроводам ЦДНГ-7 поступает на УДР, приемную гребенку.

Температура поступающей на ДНС УПСВ жидкости плюс 15...20 °С, с давлением 0,7...1,3 МПа (изб), рабочее 0,8 МПа (изб) и обводненностью 37-61 %.

С приемной гребенки сырая нефть поступает на установку предварительного отбора газа УПОГ-1. Частично разгазированная сырая нефть после УПОГ-1 направляется в установку нагрева водонефтяной эмульсии (УНВНЭ), где нагревается до температуры плюс 40°С, с целью обеспечения лучшего расслоения воды и нефти.

После нагрева сырая нефть поступает в установку предварительного отбора газа УПОГ-2 (успокоительная труба УТ с устройством для отбора газа) в которой при давлении 0,3...0,8 МПа происходит дополнительное успокоение потока жидкости и вторичная дегазация эмульсии, направляемого так же как и с УПОГ-1 в сборный коллектор на вход газовых сепараторов ГС-1/1,2.

Далее сырая нефть поступает в нефтегазовые сепараторы со сбросом воды НГСВ-1/1,2, где осуществляется сепарация и обезвоживание нефти до остаточного содержания воды менее 5%. Сепараторы НГСВ-1/1,2 снабжены блоками предохранительных клапанов, сброс газа которых при превышении максимально допустимого давления направляется на факельную установку (ФУ).

Поток нефти из сепараторов НГСВ-1/1,2 поступает на прием насосов МНС для последующей перекачки ее на дожимную насосную станцию с установкой предварительного сброса воды (ДНС с УПСВ) Ловинского месторождения.

Отделившаяся вода из сепараторов НГСВ-1/1,2 подается в буферную емкость пластовой воды БЕ-1.

В буферной емкости БЕ-1 дополнительно улавливается нефть. Далее пластовая вода подается через узел учета воды (УУВ) на БКНС и направляется в систему поддержания пластового давления (ППД).

С целью предотвращения коррозионного износа технологического оборудования и трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии. Дозирование ингибитора коррозии осуществляется в линию сброса пластовой воды из буферной емкости БЕ-1 на БКНС, дозировочными насосами типа НД 1, ОР 10/100, расположенными в блоке дозирования химреагента (УДР).

Подготовленная нефть (с обводненностью не более 5 %), направляется на МНС поступает на прием мультифазных насосов Rosscor MR 250-I (1 раб + 1 рез) первой ступени, далее нефть через буферные емкости (БЕ-1, БЕ-2) подается на прием мультифазных насосов Rosscor MR 250-III (1 раб + 1 рез) второй ступени, и далее через камеру запуска очистных устройств (КЗС) в УДР через приемную гребенку ПГ-1 в напорный нефтепровод, для транспорта нефти и газа на ДНС УПСВ Ловинского месторождения.

Оставшийся в небольшом количестве газ из буферной емкости БЕ-1 подается на факельную установку (ФУ) для сжигания.

Учет газа предусмотрен:

- на линии подачи топливного газа на УНВНЭ;
- на линии газа на основные горелки УНВНЭ;
- на линии газа на запал факельной системы;
- на линии газа, сбрасываемого на факельную установку;
- на линии газа с ГС на МНС.

Жидкость с концевой сепарационной установки (сепараторы С-2/1,2) может направляться:

- сырая дегазированная нефть в аварийный резервуар РВС-5000 м³, при возникновении аварийного режима на ДНС УПСВ, отсутствии откачки на внешний транспорт;

- подготовленная нефть в аварийный резервуар РВС-5000 м³, при отсутствии (ограничении) откачки на внешний транспорт.

Подготовленная нефть на пункт налива нефти, при необходимости на нужды промысла.

Литература

1. Подсчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН Западно-Тугровского месторождения, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 2013 г.
2. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по залежам пластов Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅, Ю₆, Ю₁₀¹, Ю₁₀² Западно-Тугровского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 2015 г.
3. Оперативное изменение состояния запасов нефти и растворенного газа по пластам Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅, Ю₆, Ю₁₀¹, Ю₁₀² Западно-Тугровского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 2016 г.
4. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Западно-Тугровского нефтяного месторождения / ТФ ООО «КогалымНИПИнефть». – 2007.
5. Технологическая схема разработки Западно-Тугровского нефтяного месторождения / ТФ ООО «КогалымНИПИнефть». – 2013.