УДК 622.276.054.5

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

RECONSTRUCTION OF THE YUZHNO-YAGUNSKOYE OIL FIELD

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of the technical sciences,
Assistant professor, Assistant professor of
the pulpit oil and gas deal of the name of
the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Сооружение установки предварительного сброса воды на ДНС-2, 3 Южно-Ягунского месторождения позволит: разгрузить сепарационный блок ДНС-2, 3; обеспечить необходимое количество жидкости для поддержания пластового давления в районе нефтесбора ДНС-2 без необходимости возвращения пластовой воды с ДНС-1 УПСВ; исключить возвращение потоков подтоварной воды с ЦПС на КНС-3; произвести консервацию УПСВ ДНС-1 Южно-Ягунского месторождения; исключить затраты на эксплуатацию установки; значительно уменьшить объёмы перекачиваемой продукции скважин с ДНС-2, 3, что приведёт к экономии электроэнергии на транспортировку; исключить двойную подготовку нефти на ДНС и ЦПС. В статье рекомендуется внедрение данного проекта, являющегося экономически выгодным.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ; принципиальная технологическая схема; предварительный сброс воды; подготовка нефти до товарных кондиций; гидравлический расчёт трубопровода; система сбора и сепарации нефти после реконструкции.

Annotation. Construction of a preliminary water discharge facility at DNS-2, 3 of the Yuzhno-Yagunskoye field will allow: unloading the separation block DNS-2, 3; to provide the necessary amount of liquid to maintain reservoir pressure in the area of the DNS-2 oil gathering without the need to return produced water from the DNS-1 UPSW; to exclude return of streams of bottom water from CPS to KNS-3; to carry out the conservation of UPSW DNS-1 of the Yuzhno-Yagunskoye field; to exclude the costs of operation of the installation; significantly reduce the volume of pumped products from wells with DNS-2, 3, which will result in energy savings for transportation; To exclude double oil preparation at the DNS and CPS. It is recommended to implement this project in the article, which is economically viable.

Keywords: associated petroleum gas; basic technological scheme; preliminary water discharge; preparation of oil to commercial conditions; hydraulic calculation of the pipeline; oil collection and separation system after reconstruction.

На каждом месторождении наступает такой период, когда из пласта вместе с нефтью извлекается пластовая вода. По мере эксплуатации месторождения содержание воды в нефти постепенно возрастает.

Извлечённая вместе с нефтью на поверхность пластовая вода является примесью, которую необходимо удалять из нефти. Пластовая вода образует с нефтью эмульсии различной степени стойкости, и со временем стойкость эмульсии повышается. Это является одной из причин того, что необходимо обезвоживать эмульсию как можно раньше с момента ее образования, не допуская старения. Наиболее целесообразно проводить обезвоживание нефти на месторождениях.

Второй наиболее важной причиной обезвоживания нефти в районах его добычи является высокая стоимость транспорта балласта-пластовой воды. Транспорт обводненной нефти удорожается не только в результате перекачки дополнительных объёмов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсии типа «вода в нефти» выше, чем чистой нефти. При увеличении содержания воды в нефти на 15 % транспортные расходы возрастают в среднем на 3–5 % при каждой перекачке.

Добываемая из скважин нефть, как правило, имеет в своем составе пластовую воду (в свободном или эмульгированном состоянии), содержащую различные минеральные соли – хлористый натрий NaCl, хлористый кальций $CaCl_2$, хлористый магний $MgCl_2$, причём часто в больших количествах (200 тыс. мг/л воды и более), а также механические примеси. Эти соли придают водонефтяной смеси довольно высокую коррозионную активность и затрудняют таким образом её транспортирование и последующую переработку. Механические примеси и соли легко отлагаются в суженных местах, местах поворотов, изгибов, сужая живое сечение трубок и ухудшая процесс теплопередачи в теплообменном оборудовании. Примеси и соли тяжёлых нефтей концентрируются в тяжёлом остатке переработки нефти, ухудшая их качество. В со-

став нефтей входят также различные газы органического (метан CH_4, этан C_2H_6, пропан C_3H_8, бутан C_4H_{10}) и неорганического (сероводород H_2S, углекислый газ CO_2 и гелий He) происхождения.

В связи с вышеизложенным, возникает необходимость отделения от нефти пластовой воды и солей в промысловых условиях. Вместе с водой при обезвоживании из нефти удаляются соли, растворённые в воде, и механические примеси, которые являются причиной коррозии и загрязнения трубопроводов и аппаратов. При обезвоживании нефти на месторождениях из неё удаляется основная масса воды, солей и механических примесей, и нефтепроводным управлениям нефть сдаётся уже с содержанием воды, как правило, не выше 1–2 %. Но эта норма не остается неизменной и имеется тенденция к ее снижению до 0,5 %, что экономически и технологически более целесообразно.

Обезвоживание нефти на месторождениях – это лишь первый этап её подготовки к переработке. Более глубокая очистка нефти от пластовой воды, солей и механических примесей осуществляется в процессе обессоливания. При извлечении нефти и пластовой воды на поверхность они неизбежно перемешиваются, образуя при этом эмульсию. С этой целью обезвоженную нефть интенсивно перемешивают с пресной водой, а образовавшуюся эмульсию разрушают. Свойства нефтяных эмульсий, их стойкость в значительной мере зависят от способа добычи нефти и условий эксплуатации нефтяного месторождения.

Действующая система сбора и сепарации нефти

В настоящее время действующая система сбора, сепарации нефти отличается от проектной по количеству ДНС и по выполняемым функциям. В эксплуатации находятся ДНС: 1; 2; 3,3 Р; 4; 5; 10 и ВПНН Икилорской площади. На ДНС-2; 3,3 Р; ДНС-4 УПСВ; ДНС-5 УПСВ, ДНС-10 УПСВ и ВПНН «Икилор» осуществляется I и II ступень сепарации нефти от газа, оперативный цеховой учёт добываемой продукции. Предварительный сброс пластовой воды осуществляется на УПСВ ДНС-1, ДНС-4, ДНС-5 с 2005 года, ДНС-10 УПСВ с 2008 года. Сброс воды осуществляется без дополнительного подогрева с применением деэмульсатора ХПД-002 (удельный расход 39 г/т нефти). Остаточная обводнённость нефти составляет 5 %.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) первой ступени сепарации в большей его части бескомпрессорным способом транспортируется по системе внутрипромысловых газопроводов на Когалымскую ГКС. Остальная часть газа используется на технологические топливные и нетопливные нужды. От Когалымской ГКС объединённый поток газа Южно-Ягунской, Тевлинской, Дружнинской группы месторождений транспортируется на ГПЗ УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз». Продукция скважин ЦДНГ-1 и 2, ДНС-3; 4 и 5 поступает на ЦПС, проходит двухступенчатую сепарацию и полную подготовку нефти в ЕТБ-1; 2. Предварительный сброс воды продукции с ВПНН «Икилор», ДНС-2 и ДНС-10 осуществляется на УПСВ ДНС-1, после чего поступает на ЦПС. ПНГ низких ступеней сепарации (II, III, IV ступень) от ЕТБ-1 и 2, УПСВ ДНС-1 подаётся на ВКС при ЦПС и транспортируется на Когалымскую ГКС.

Товарная нефть, прошедшая полную подготовку на ЦПС, транспортируется через СИКГ-540 в магистральный трубопровод «Холмогоры – Западный Сургут».

Обводнённость продукции, поступающей на ДНС, составляет:

- ДНС-1 УПСВ (ЦППН) – 74,7 %;
- ДНС-2 (ЦДНГ-2) – 80,6 %;
- ДНС-3 (ЦДНГ-3) – 84,9 %;
- ДНС-4 УПСВ (ЦДНГ-4) 93,9 %;
- ДНС-5 УПСВ (ЦДНГ-5) 93,6 %;
- ДНС-10 УПСВ – 93,3 %.

Жидкость после первой ступени сепарации с ВПНН «Икилор» вместе с продукцией ДНС-2 транспортируется по трубопроводу Ø 273 мм на УПСВ ДНС-1 для предварительного обезвоживания. После предварительного сброса воды продукция ДНС-1 перекачивается на ЦПС для полной подготовки совместно с продукцией ДНС-3, 4, 5. Принципиальная схема Южно-Ягунского месторождения представлена на рисунке 1.

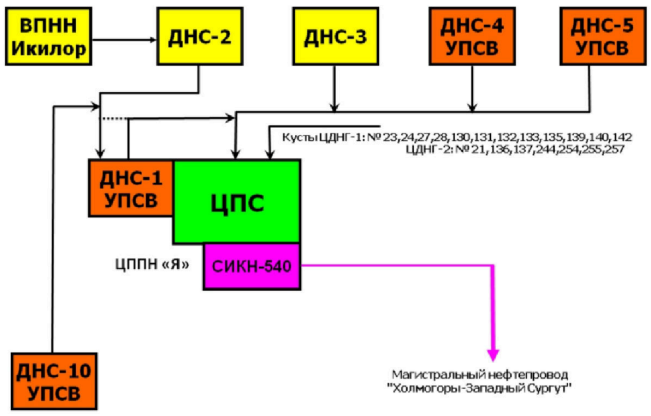

Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема Южно-Ягунского месторождения

Обводнённая нефть с ЦДНГ-2 и ВПНН Икилор поступает на устройство предварительного отбора газа (УПОГ) ДНС-2. Устройство предварительного отбора газа предназначено для расслоения и усреднения потока газожидкостной смеси (ГЖС) за счёт увеличения диаметра и уменьшения скорости движения потока. При этой скорости начинает происходить расслоение ГЖС на нефть и воду и сглаживание влияния пульсаций давления со сборных коллекторов промыслов. Выделившийся в УПОГ газ собирается вдоль верхней образующей УПОГ и отбирается через газоотводящее устройство.

Газонефтяная смесь поступает в сепараторы I, II ступени для отделения газа от жидкой продукции скважин.

Газ с УПОГ и сепаратора I ступени поступает в газосепаратор, для очистки от жидкости, откуда большая часть транспортируется на газокомпрессорную станцию. Остальная часть газа используется на технологические топливные и нетопливные нужды.

Частично разгазированная продукция ДНС-2 с насосной внешней откачки через оперативный узел учёта нефти транспортируется на ДНС-1 УПСВ для предварительного сброса воды.

В случае аварийной ситуации сырая нефть может быть подана в аварийный резервуар.

Принципиальная технологическая схема ДНС-2, ДНС-3 приведена на рисунках 2 и 3.

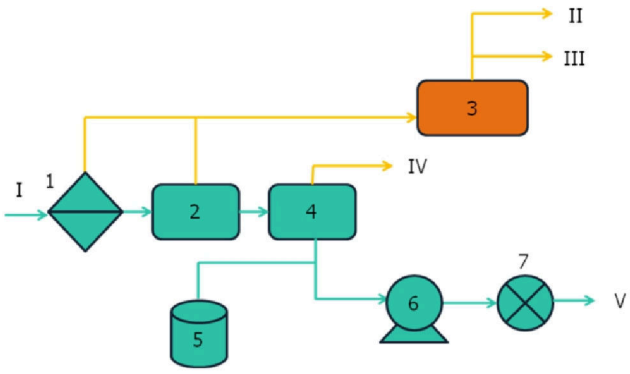

Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема ДНС-2 Южно-Ягунского месторождения:
1 – УПОГ; 2 – сепаратор первой ступени; 3 – газосепаратор; 4 – сепаратор второй ступени;
5 – аварийный резервуар; 6 – насос откачки нефти; 7 – оперативный узел учета нефти;
I – продукция скважин; II – газ на КС; III – газ на котельную; IV – газ на факел/газ на ВКС;
V – нефть на ДНС-1 УПСВ Южно-Ягунского месторождения

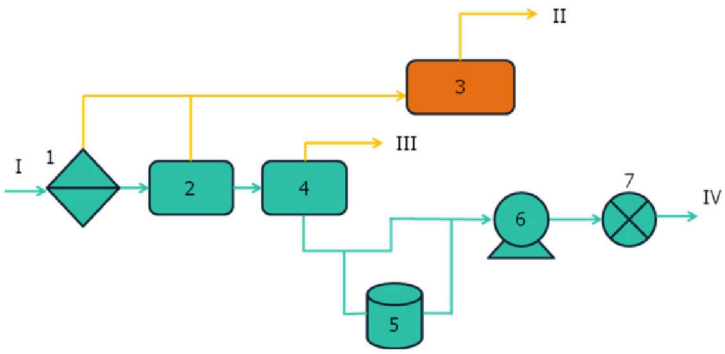

Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема ДНС-3 Южно-Ягунского месторождения:
1 – УПОГ; 2 – сепаратор первой ступени; 3 – газосепаратор; 4 – сепаратор второй ступени;
5 – аварийный резервуар; 6 – насос откачки нефти; 7 – оперативный узел учёта нефти;
I – Продукция скважин; II – газ на КС; III – газ на факел; IV – нефть на ЦПС Южно-Ягунского месторождения

Предварительный сброс воды на УПСВ

Эффективное и более глубокое обезвоживание нефти на ДНС УПСВ возможно при сохранении баланса между поступающими объёмами добываемой жидкости и производительностью (пропускной способностью) установленного технологического оборудования по сепарации, обезвоживанию нефти и очистке воды.

Не менее важным фактором является наличие в самих аппаратах соответствующей оснастки для ведения эффективной сепарации и обезвоживания нефти. В таблице 1 дана сравнительная оценка фактической загрузки и пропускной способности установленного сепарационно-отстойного оборудования. Данные по фактической загрузке по жидкости взяты за март 2012 года.

Обезвоживание нефти производится на УПСВ ДНС-1, 4, 5, 10. На ДНС-2, 3 не производится сброс пластовой воды. По состоянию технологической схемы подготовки и перекачки нефти на сегодняшний день производится повторное обезвоживание продукции ДНС-2, 10, 4, 5. Это вызывает повышенный расход деэмульгатора и нерациональное использование оборудования как сепарационного, так и насосного.

Таблица 1 – Сравнительная оценка фактической загрузки и пропускной способности установленного сепарационно-отстойного оборудования

Цех	Наименование объектов	Мощность проектная по жидкости, м^3/сут.	Фактическая загрузка	
			по жидкости, м^3/сут.	по жидкости, %
ЦДНГ-2	ДНС-2	7 500	8 397	111
ЦДНГ-3	ДНС-3	10 000	13 544	135
ЦДНГ-4	ДНС-4 (УПСВ)	22 000	23 072	104
ЦДНГ-5	ДНС-5 (УПСВ)	24 000	23 231	96
ЦДНГ-1	ДНС-10 (УПСВ)	15 000	9 978	66

Согласно таблице 1 загрузка сепарационного блока ДНС-3 превышает проектную и составляет 135 %. ДНС-2 по сепарационно-насосному блоку загружен на 111 %. Согласно рекомендуемому варианту разработки месторождения в районе ДНС-2, 3 ожидается поддержание уровня добычи продукции за счёт вновь вводимых кустов скважин. Кроме того, проведено сравнение загруженности оборудования на перспективу до 2021 года. Результаты анализа в динамике даны на рисунках 4 и 5.

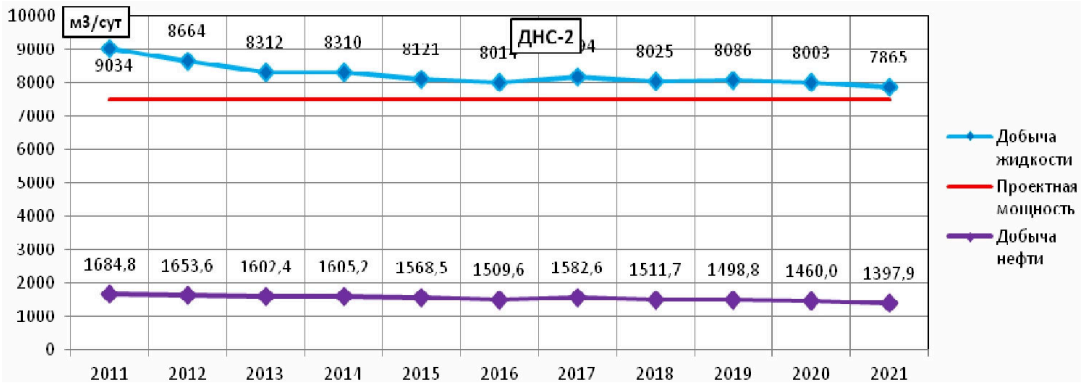

Рисунок 4 – Сравнительная характеристика проектной мощности по жидкости и нефти ДНС-2 с динамикой добычи продукции на период 2011–2021 гг.

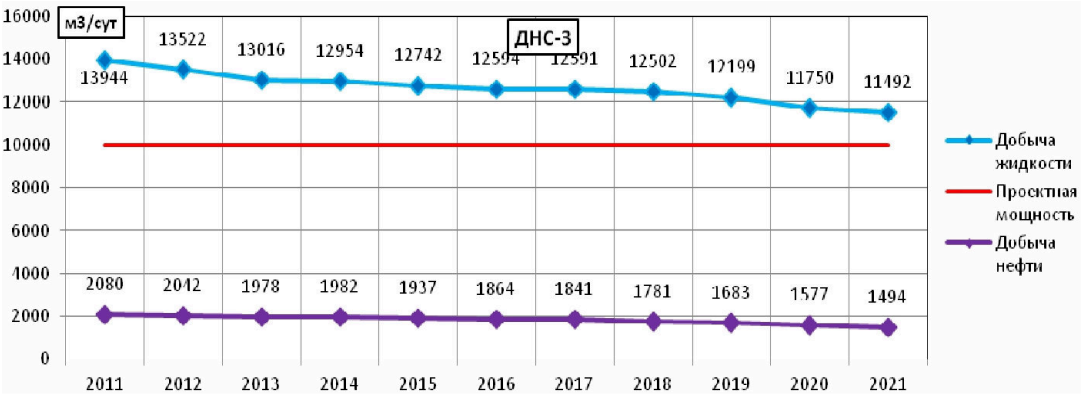

Рисунок 5 – Сравнительная характеристика проектной мощности по жидкости и нефти ДНС-3 с динамикой добычи продукции на период 2011–2021 гг.

По рисунку 4 динамика добычи жидкости ДНС-2 превышает проектную мощность ДНС на весь период до 2021 года. Необходимо предусмотреть комплекс мероприятий для наращивания мощности ДНС-2.

Согласно таблице 1 и рисунку 5 загруженность сепарационного блока ДНС-3 превышает проектную мощность в настоящее время и сохраняется в перспективе развития разработки месторождения в районе нефтесбора ДНС. Здесь предусматривается наращивание фонда добывающих и нагнетательных скважин, обустройство новых кустовых площадок, строительство новых и реконструкция эксплуатируемых нефтесборных трубопроводов для увеличения пропускной способности.

Согласно расчётной динамике добычи жидкости на 2011–2021 гг. эксплуатируемый напорный нефтепровод Ø 273 мм по своей максимальной производительности 2,4 млн м^3/год не обеспечит совместную транспортировку на ДНС-1 УПСВ ожидаемых объёмов добычи продукции 3 млн м^3/год с ВПНН «Икилор» и ДНС-2.

Согласно рисунку 5 в связи с сохранением объемов добычи продукции в районе нефтесбора ДНС-3 необходима её реконструкция – строительство УПСВ. При выполнении данных рекомендаций ликвидируется необходимость обратной подачи подтоварной воды с ЦПС на КНС-3 (ДНС-3), снизится

потребление электроэнергии на транспортировку воды с ЦПС. Потребность воды для закачки в пласты с целью поддержания пластового давления обеспечивается сбрасываемой водой на ДНС-3, подачей попутной воды с ДНС-4 УПСВ и добычей сеноманской воды.

Согласно динамике добычи жидкости в районе нефтесбора двух ДНС совместная транспортировка продукции с ВПНН «Икилор» и ДНС-2 требует увеличения напоров и производительности насосов внешней перекачки ДНС-2 и ВПНН «Икилор». Пропускная способность эксплуатируемого напорного нефтепровода тоже ограничена. В тоже время подача продукции с высокой (85 %) обводнённостью на ДНС-1 УПСВ, с возвращением подтоварной воды на кусты скважин ДНС-2 является нерациональной. Данный способ обеспечения водой вызывает повышенный расход электроэнергии на транспортировку обводнённой нефти и балластной воды. Кроме того, пропускная способность эксплуатируемого напорного нефтепровода ДНС-2 – ДНС-1 УПСВ не беспредельна.

Требуется укладка дополнительного трубопровода или замена существующего новым трубопроводом Ø 426 мм с годовой производительностью 4,4 млн тонн/г. Таким образом, альтернативным вариантом является реконструкция ДНС-2 со строительством УПСВ для совместного предварительного обезвоживания нефти, поступающей от ВПНН «Икилор» и ДНС-2.

Реконструкция ДНС-2, 3

Перед блоком сепарации необходимо построить площадку УПСВ, где от продукции скважин, поступающей с устройства предварительного отбора газа, будет отделена вода и направлена в буферную емкость блочной кустовой насосной станции (БКНС), откуда насосами откачки воды будет подаваться на кусты скважин ДНС-2 для поддержания пластового давления. УПОГ может входить в состав КДФТ (концевой делитель фаз трубный), но может изготавливаться и поставляться отдельно.

Первая ступень сепарации будет производиться непосредственно на УПСВ, далее, после низких ступеней сепарации, частично обезвоженная и разгазированная нефть будет транспортироваться на ЦПС.

Принципиальная технологическая схема ДНС-2, 3 после реконструкции показана на рисунках 6 и 7.

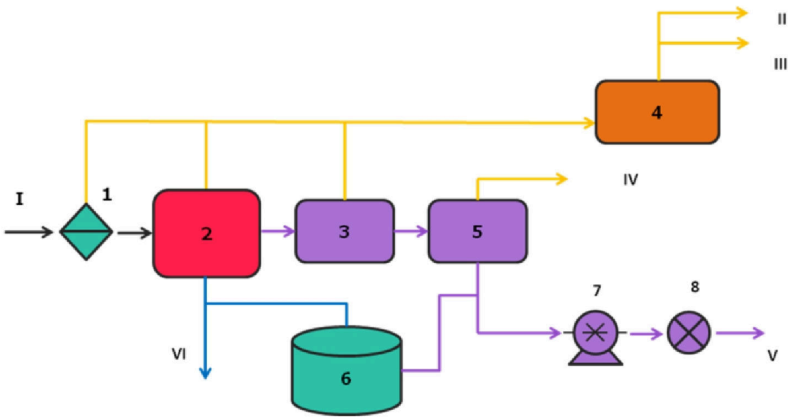

Рисунок 6 – Принципиальная технологическая схема ДНС-2 Южно-Ягунского месторождения после реконструкции:

1 – УПОГ; 2 – площадка УПСВ; 3 – сепаратор второй ступени; 4 – газосепаратор; 5 – сепаратор третьей ступени; 6 – аварийный резервуар; 7 – насос откачки нефти; 8 – оперативный узел учета нефти; I – нефть со скважин; II – газ на КС; III – газ на котельную; IV – газ на факел/газ на ВКС; V – нефть на ЦПС; VI – вода на БКНС-2

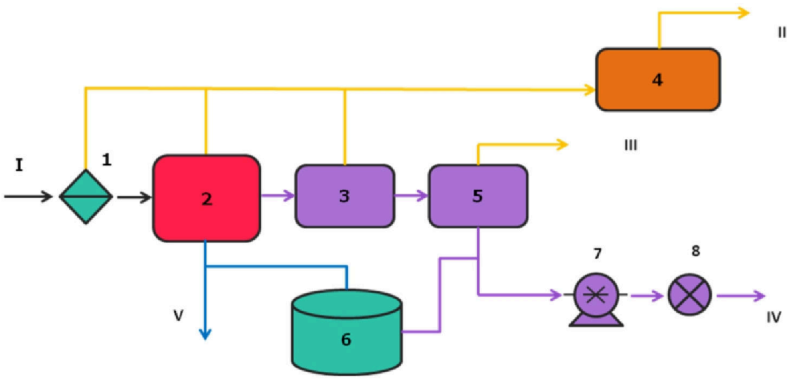

Рисунок 7 – Принципиальная технологическая схема ДНС-3 Южно-Ягунского месторождения после реконструкции:

1 – УПОГ; 2 – площадка УПСВ; 3 – сепаратор второй ступени; 4 – газосепаратор; 5 – сепаратор третьей ступени; 6 – аварийный резервуар; 7 – насос откачки нефти; 8 – оперативный узел учёта нефти; I – нефть со скважин; II – газ на КС; III – газ на факел; IV – нефть на ЦПС; V – вода на БКНС-3

При сооружении УПСВ ДНС-2 значительно уменьшится объём жидкости, перекачиваемый на ЦПС. При действующей схеме подготовки и перекачки нефти транспортируется 8429 м^3/сут. жидкости, при сооружении УПСВ и отделении на ДНС-2 пластовой воды объём перекачки продукции скважин составит 1650 м^3/сут. Предусмотрена замена агрегатов насосной внешней откачки ДНС-2 для оптимизации расходов на электроэнергию для транспортировки нефти для её подготовки на ЦПС. Из представленного гидравлического расчёта напорного нефтепровода ДНС-2 – ЦППН «Я» следует, что для перекачки 1650 м^3/сут. жидкости необходимое давление составит 0,76 МПа в начальной точке. Для обеспечения соответствующих объемов перекачки жидкости необходимо установить 2 насоса (1 в работе, 1 в резерве) ЦНС105/147 с электродвигателями 75 КВт, взамен использующихся. В настоящее время на ДНС-2 используется 4 насоса (2 в работе, 2 в резерве):

1. ЦНС 180/340 с электродвигателем 290 КВт;
2. ЦНС 180/340 с электродвигателем 360 КВт;
3. ЦНС 180/297 с электродвигателем 250 КВт;
4. ЦНС 180/340 с электродвигателем 250 КВт.

Гидравлический расчёт находящегося в эксплуатации трубопровода ДНС-2 – ДНС-1 Ø 273 мм, при действующей схеме подготовки и перекачки нефти

Нефтепровод ДНС-2 – ДНС-1	
Диаметр трубопровода, мм	273
Толщина стенки, мм	18
Длина трубопровода, м	10800
Объём транспорта жидкости, м^3/сут.	8429
Объём транспорта нефти, м^3/сут.	1628
Обводнённость продукции, %	80,7
Давление в начале участка, МПа	4,27
Давление в конце участка, МПа	0,5

Гидравлический расчёт трубопровода УПСВ ДНС-2 – ЦПС Ø 273 мм, при реконструкции

Нефтепровод УПСВ ДНС-2 – ЦПС	
Диаметр трубопровода, мм	273
Толщина стенки, мм	18
Длина трубопровода, м	11600
Объём транспорта жидкости, м^3/сут.	1650
Объём транспорта нефти, м^3/сут.	1642
Обводнённость продукции, %	0,5
Давление в начале участка, МПа	0,76
Давление в конце участка, МПа	0,5

Реконструкция ДНС-3 с сооружением УПСВ обеспечит уменьшение обводнённости и объёма нефти, транспортируемой на ЦПС для полной подготовки. Объём жидкости, доставляемой с ДНС-3 при реконструкции, уменьшится до 2050 м^3/сут. Рекомендуется замена насосного оборудования ДНС-3, для рационализации расходов на электроэнергию. Для обеспечения соответствующих объемов перекачки жидкости необходимо установить 2 насоса (1 в работе, 1 в резерве) ЦНС105/147 с электродвигателями 75 КВт, взамен использующихся. В настоящее время на ДНС-2 используется 4 насоса (2 в работе, 2 в резерве):

1. ЦНС 300/240 с электродвигателем 315 КВт;
2. ЦНС 300/240 с электродвигателем 315 КВт;
3. ЦНС 300/120 с электродвигателем 200 КВт;
4. ЦНС 300/120 с электродвигателем 200 КВт.

Гидравлический расчёт находящегося в эксплуатации трубопровода ДНС-3 – ЦПС Ø 426 мм, при действующей схеме подготовки и перекачки нефти

Нефтепровод ДНС-3 – ЦПС	
Диаметр трубопровода, мм	426
Толщина стенки, мм	8
Длина трубопровода, м	8100
Объём транспорта жидкости, м^3/сут.	13544
Объём транспорта нефти, м^3/сут.	2031
Обводнённость продукции, %	85
Давление в начале участка, МПа	0,8
Давление в конце участка, МПа	0,5

Гидравлический расчёт трубопровода УПСВ ДНС-3 – ЦПС Ø 426 мм, при реконструкции

Нефтепровод УПСВ ДНС-3 – ЦПС	
Диаметр трубопровода, мм	426
Толщина стенки, мм	8
Длина трубопровода, м	8100
Объём транспорта жидкости, м^3/сут.	2050
Объём транспорта нефти, м^3/сут.	2040
Обводнённость продукции, %	0,5
Давление в начале участка, МПа	0,54
Давление в конце участка, МПа	0,5

Баланс и распределение воды на Южно-Ягунском месторождении

Капитальный ремонт БКНС-2

Необходимым условием для строительства УПСВ ДНС-2 является проведение после консервации капитального ремонта БКНС-2, для сброса подтоварной воды с УПСВ. Для вывода из консервации БКНС-2 необходимо сооружение высоконапорных и низконапорных водоводов для организации закачки в кусты и транспортировки воды от водозаборных скважин до блока сепарации.

В связи с проведением после консервации капитального ремонта БКНС-2 Южно-Ягунского месторождения и запуском его в работу необходимо сооружение водоводов с целью увеличения пропускной способности и организации закачки на нагнетательные скважины действующих кустов от БКНС-2 согласно рисунку 8.

При сооружении УПСВ на ДНС-3 сброс пластовой воды будет осуществляться на КНС-3, исключая возвращение подтоварной воды с ЦПС.

Система ППД на Икилорской площади обеспечивается водой сеноманских скважин по действующей схеме.

Система сбора и сепарации нефти после реконструкции

При запуске УПСВ на ДНС-2, 3 появится возможность исключения ДНС-1 из технологической схемы Южно-Ягунского месторождения. Консервация невозможна при действующей схеме по причине высокой загруженности ЕТБ ЦПС по жидкости (4,5 млн м^3/год – проектная мощность, 5,5 млн м^3/год – нагрузка в настоящее время). При сооружении УПСВ на ДНС-3 будет разгружен ЕТБ-2 ЦПС, вследствие чего появится необходимый запас мощности ЕТБ на случай аварийной ситуации, остановки УПСВ на ДНС. Для вывода из технологического режима УПСВ ДНС-1 потребуется сооружения пункта нефтеналива на ЦПС, взамен используемого на ДНС-1 и реконструкция блока ЧРП. Продукция с ДНС-2, 10 с низким уровнем обводненности будет транспортироваться на ЦПС, минуя ДНС-1. Значительно уменьшится нагрузка на существующий нефтепровод. Принципиальная технологическая схема Южно-Ягунского месторождения после реконструкции ДНС-2 и консервации УПСВ ДНС-1 представлена на рисунке 9.

Затраты на реконструкцию ДНС-2 Южно-Ягунского месторождения приведены в таблице 2.

Примером подсчёта капиталовложений для реконструкции ДНС-2 Южно-Ягунского месторождения является УПСВ ДНС-6(В).

Таблица 2 – Капиталовложения для реконструкции ДНС-2 Южно-Ягунского месторождения

Мероприятие	Капитальные вложения, тыс. руб.
Строительство УПСВ на площадке ДНС-2 для предварительного сброса воды из продукции от ВПНН «Икилор» и ДНС-2 Южно-Ягунского месторождения	105220*

* – при оценке капвложений учтены затраты на СМР, оборудование, прочие затраты и ПИР.

Затраты на реконструкцию ДНС-3 Южно-Ягунского месторождения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Капиталовложения для реконструкции ДНС-3 Южно-Ягунского месторождения

Мероприятие	Капитальные вложения, тыс. руб.
Строительство УПСВ на площадке ДНС-3 для предварительного сброса воды из продукции ДНС-2 Южно-Ягунского месторождения	125000*

* – при оценке капвложений учтены затраты на СМР, оборудование, прочие затраты и ПИР.

Примером подсчёта капиталовложений для реконструкции ДНС-2 Южно-Ягунского месторождения является УПСВ ДНС-3(П).

Затраты на консервацию ДНС-1УПСВ Южно-Ягунского месторождения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Капиталовложения для консервации ДНС-1 Южно-Ягунского месторождения

Мероприятие	Капитальные вложения, тыс. руб.
1. Строительство пункта нефтеналива на ЦПС Южно-Ягунского месторождения	60000
2. Реконструкция блока ЧРП	6000

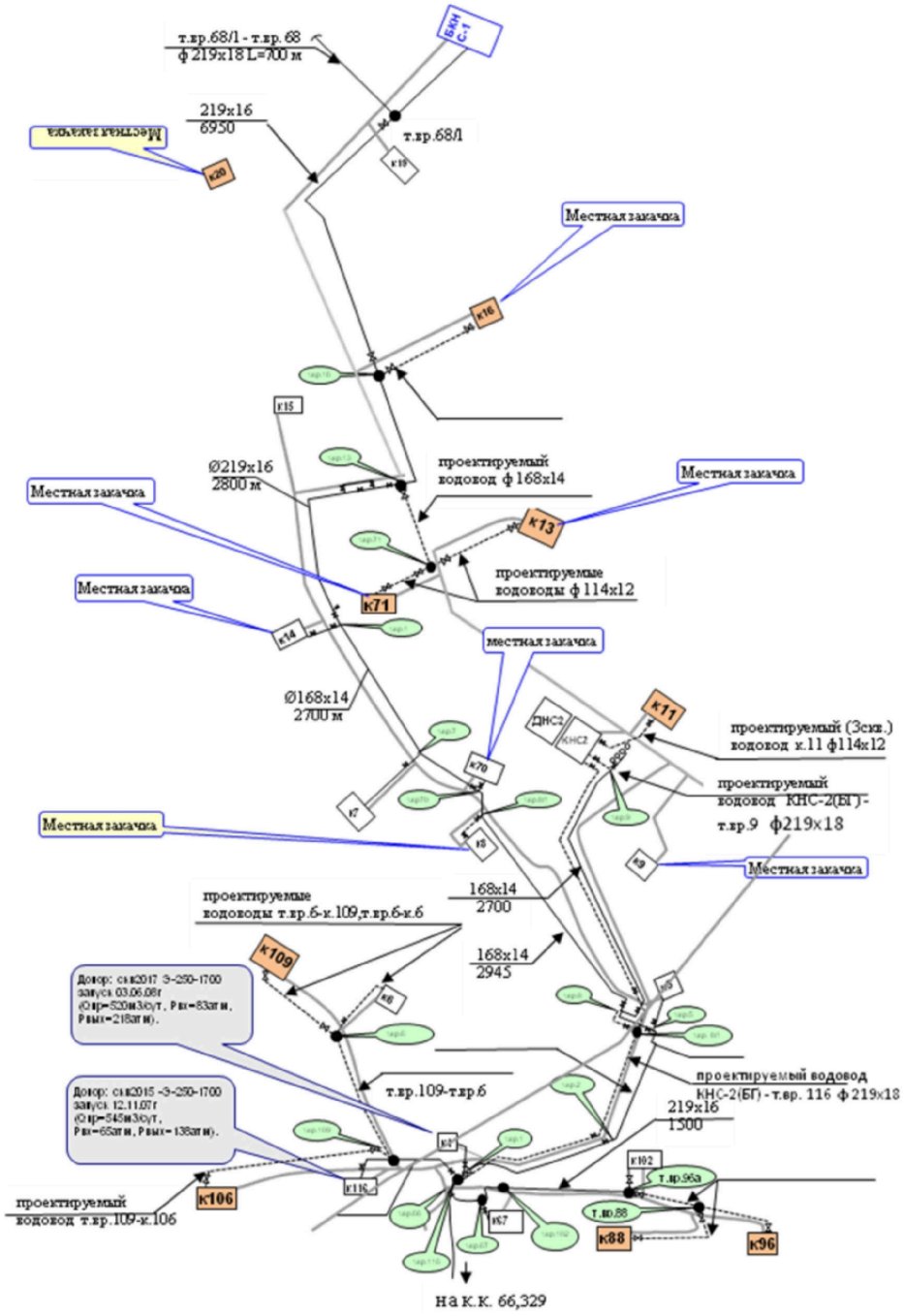

Рисунок 8 – Схема водоводов ЦДНГ-2 Южно-Ягунского месторождения после реконструкции

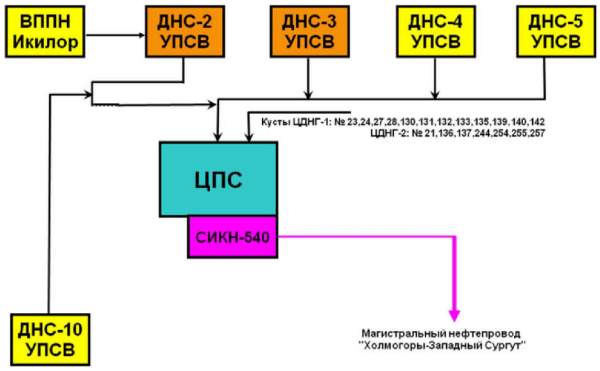

Рисунок 9 – Принципиальная технологическая схема Южно-Ягунского месторождения после реконструкции ДНС-2 и консервации УПСВ ДНС-1

Затраты на реконструкцию БКНС-2 Южно-Ягунского месторождения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Капиталовложения для реконструкции БКНС-2 Южно-Ягунского месторождения

Мероприятие	Капитальные вложения, тыс. руб.
Реконструкция КНС-2. Установка на базе существующего фундамента 4 насосных агрегатов ЦНС180-1422 (3 раб + 1 в резерве)	122816

Дополнительным пунктом достижения экономического эффекта является избежание затрат на выполнение предписаний, согласно плану мероприятий Главного управления МЧС России по ХМАО-Югре от 05.12.2011 г. № 79/1/1.

Динамика движения денежных средств при выполнении работ по оптимизации системы сбора и подготовки нефти Южно-Ягунского месторождения представлена на рисунке 10.

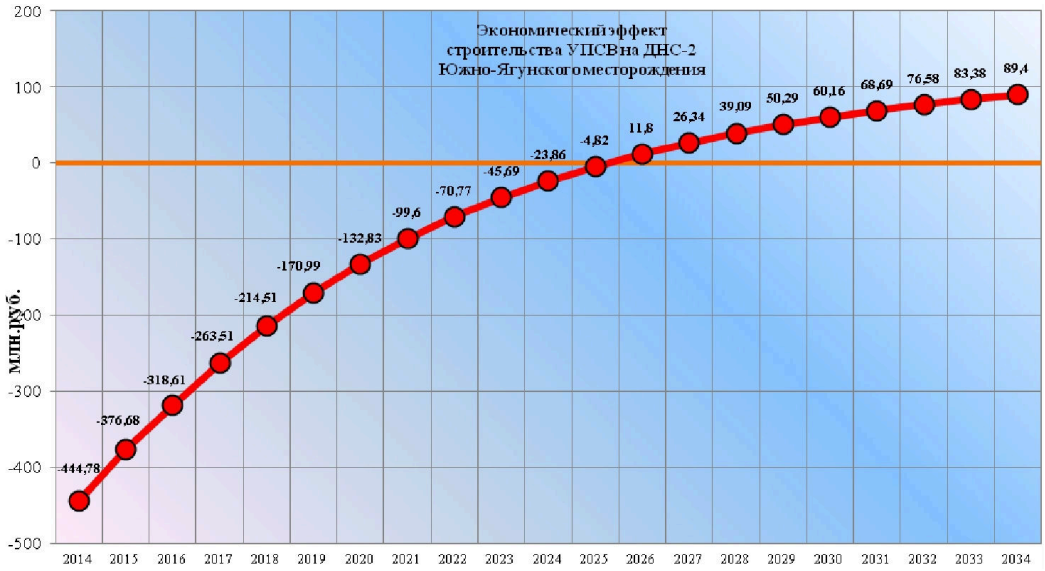

Рисунок 10 – График движения денежных средств

Литература:

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М. : Недра, 2009.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – ФЭН, 2010.
3. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / под ред. Е.И. Бухаленко. – М. : Недра, 2008.
4. Нефтепромысловое оборудование: справочник / под ред. Е.И. Бухаленко. – М. : Недра, 2011.
5. Технологический регламент ЦППН Южно-Ягунского месторождения.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.

References:

1. Lutoshkin G.S. Collecting and preparation of oil, gas and water. – M. : Nedra, 2009.
2. Tronov V.P. Trade preparation of oil. – FAN, 2010.
3. The reference book on the oil-field equipment / under the editorship of E.I. Bukhalenko. – M. : Nedra, 2008.
4. Oil-field equipment: the reference book / under the editorship of E.I. Bukhalenko. – M. : Nedra, 2011.
5. Production schedules of TsPPN of the Southern Yagunsky field.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – South, 2012–2015. – V. 1–4.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells: manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.