

УДК 629.563:[622.276.04+622.279.04]

Ю.А. Харченко¹, e-mail: doc.2004.8@yandex.ru; Р.М. Тер-Саркисов², e-mail: RUDOLF_ts@mail.ru;

Е.А. Потысьев¹, e-mail: evgen-potysev@mail.ru

¹ Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина (Москва, Россия).

² Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, Россия).

Турельные системы удержания платформ для месторождений замерзающих морей

Комбинированный вид обустройства нефтегазовых месторождений с использованием ледостойких платформ судового типа позволит проводить добычу нефти и газа на акватории Баренцева и Охотского морей в течение большей части года с применением современных методов повышения нефтеотдачи и полноценной подготовки продукции скважин к транспорту. При организации мониторинга и управления ледовой обстановкой эксплуатация месторождений в этих районах может быть круглогодичной.

При таком виде обустройства одной из основных проблем является организация надежного удержания технологической платформы на точке ее установки. В настоящее время используются различные технологии удержания в зависимости от типа платформы и района ее применения.

В статье рассмотрены существующие системы удержания платформ судового типа, их отличительные особенности, а также возможность использования при обустройстве морских нефтегазовых месторождений. Подробно описан состав конструкции турельных систем удержания (ТСУ), включая функции каждого из основных элементов ТСУ. Сделан вывод о целесообразности применения технологических платформ судового типа с ТСУ при комбинированном виде обустройства морских нефтегазовых месторождений арктического и дальневосточного шельфов на глубинах свыше 50 м, так как технологические платформы судового типа характеризуются наличием больших площадей для размещения оборудования, объемов для хранения жидких углеводородов, что позволяет использовать апробированные на суше технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с применением современных методов повышения нефтеотдачи и обеспечением высокого коэффициента извлечения нефти (КИН).

Ключевые слова: комбинированный вид обустройства морских месторождений, система удержания платформ, плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа, турель, буй системы удержания райзеров, поворотный стол, ледовый пояс, вертлюжный блок, якорные фундаменты.

.....

Yu.A. Kharchenko¹, e-mail: doc.2004.8@yandex.ru; R.M. Ter-Sarkisov², e-mail: RUDOLF_ts@mail.ru;

E.A. Potysev¹, e-mail: evgen-potysev@mail.ru

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

² Oil and Gas Research Institute RAS (Moscow, Russia).

Turret position-keeping system of platform for fields of freezing seas

A combined form of development using the platform of the ship type for deep-water oil and gas fields in freezing seas in the organization of monitoring and Ice Control allows to carry out oil and gas production for most of the year with the use of modern methods of enhanced oil recovery and ensure high rate of recovery factor

When using the combined type development of the problem is the organization of a reliable retention of the technology platform on the point of installation. Various technologies are used in the retaining platform according to the type and area of application. The use of floating production, storage and offloading platform (FPSO) may have both shallow and deepwater fields, which resulted in a variety of schemes of their anchor retention system (mooring).

The article presents the containment system of FPSO (containment systems, and turret tower gravity types) features, as well as the possibility of their use in the development of offshore oil and gas fields. Authors have described in detail the composition of the structure turret systems and their elements. Authors have made a conclusion about the appropriateness of FPSO in the combined form of development of offshore oil and gas fields on the Arctic and Far Eastern shelf at depths of over 50 meters, because FPSO are characterized by the presence of large space for equipment, the

volume for storage of liquid hydrocarbons, which allows the use of proven land-based technology development and exploitation oil and gas fields with the use of modern methods of enhanced oil recovery and ensuring of high recovery factor.

Keywords: a combined form of development of offshore fields, position-keeping system of platform, FPSO, turret, buoy supported riser system, turntable, ice belt, swivel unit, anchor foundations.

При освоении глубоководных нефтегазовых месторождений замерзающих морей одним из перспективных является комбинированный вид их обустройства с применением плавучих технологических платформ судового типа (рис. 1).

ТАКОЕ РЕШЕНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ:

- 1) организовать энергоснабжение и управление подводным добычным комплексом непосредственно на месторождении;
- 2) обеспечить полную подготовку нефти и газа к транспорту и воды для закачки в пласт с использованием технологий и оборудования, разработанных для сухопутных месторождений (при возможной небольшой их адаптации к морским условиям);
- 3) использовать корпус платформы для накопления и хранения жидких углеводородов с их последующей отгрузкой на танкеры;
- 4) обеспечить самостоятельные отсоединение и отход платформы на безопасное расстояние в случае возникновения айсберговой, ледовой, волновой или любой другой угрозы и оперативные самостоятельное возвращение и установку на точку с возобновлением добычи.

Для акваторий Баренцева и Охотского морей при организации мониторинга и управления ледовой обстановкой [5] комбинированный вид обустройства с платформами судового типа позволит проводить добычу нефти и газа в течение большей части года с применением современных методов повышения нефтеотдачи и обеспечением КИН не менее 0,5.

Одной из важных проблем при использовании комбинированного вида обустройства является организация на-

дежного удержания технологической платформы на точке ее установки. В зависимости от типа платформы и района ее применения используются различные технологии удержания.

Широкие возможности применения технологических платформ судового типа [1, 6] (по классификации Российского морского регистра судоходства – плавучий нефтегазодобывающий комплекс судового типа (ПНК СТ), по международной – FPSO) в различных районах Мирового океана как на мелководных, так и на глубоководных месторождениях обусловили разнообразие схем их систем удержания (швартовки) [2]. Якорная система удержания ПНК СТ может быть выполнена в виде локальных блоков якорных растяжек (распределенная система швартовки), размещенных побортно по оконечностям корпуса и относительно неподвижно раскрепляющих ПНК СТ на месторождении с постоянной ориентацией в одном направлении, которое выбирается с учетом минимального ветрового и волнового воздействия на платформу. При этом

добычные райзеры располагаются по бортам.

Такая схема якорной системы удержания отличается простотой конструкции и малыми затратами на установку ПНК СТ на месторождении, но не обеспечивает безопасность в районах с сильными штормами и ветрами переменного направления. В этом случае платформы фиксируются с помощью систем удержания турельного типа.

Якорные системы удержания турельного типа могут быть как внешними, так и внутренними, размещаемыми внутри корпуса платформы (рис. 2). Они позволяют устанавливать ПНК СТ на глубинах от 30 до 500 м.

Благодаря турели платформа может пассивно вращаться вокруг оси турели на 360°, под воздействием сил ветра, волнения и течения занимать положение, соответствующее минимальной равнодействующей от этих сил, благодаря чему минимизируются нагрузки на якорную систему удержания, уменьшаются величины крена и дифферента ПНК СТ. Это благоприятно сказывается



Рис. 1. Комбинированный вид обустройства морского нефтегазового месторождения
Fig. 1. Combined layout of offshore oil and gas field

Ссылка для цитирования (for citation):

Харченко Ю.А., Тер-Саркисов Р.М., Потысьев Е.А. Турельные системы удержания платформ для месторождений замерзающих морей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 76–84.

Kharchenko Yu.A., Ter-Sarkisov R.M., Potysev E.A. Turret position-keeping system of platform for fields of freezing seas (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 9, P. 76–84.

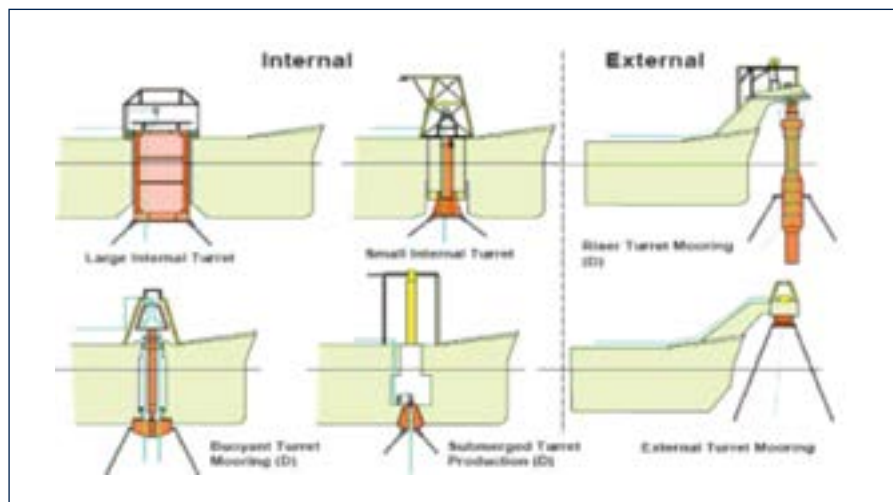


Рис. 2. Разновидности турельных якорных систем удержания
Fig. 2. Variants of turret anchor mooring systems

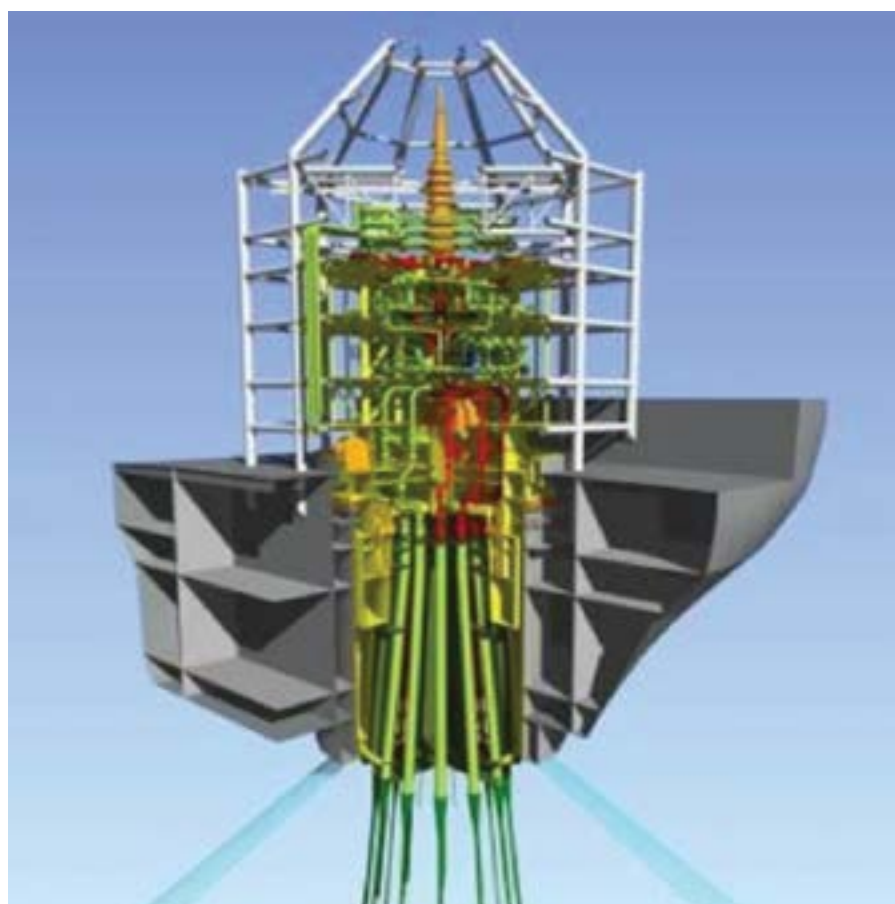


Рис. 3. Турель в сборе с отсоединяемым бумом
Fig. 3. Turret assembly with the detachable buoy

на работе технологического комплекса. При помощи винторулевого комплекса платформа может занимать любое направление по отношению к ветру, течению или направлению волн, например при отгрузке продукции на танкер

тандемным способом, что существенно повышает безопасность этой часто выполняемой периодической операции. В свою очередь, якорные системы удержания турельного типа подразделяются на системы без возможности оператив-

ного отсоединения и с возможностью оперативного отсоединения.

Внутренние якорные системы удержания турельного типа, как правило, размещаются в носовой оконечности ПНК СТ на расстоянии от носа не более $1/3$ длины корпуса.

Возможность оперативного отсоединения обеспечивается благодаря наличию в составе системы удержания райзерного буй (рис. 3), к которому подсоединены якорные оттяжки и райзеры. Также через райзерный буй могут подключаться кабели связи, шлангокабели управления подводным добычным комплексом.

Соединение неподвижной системы райзеров с вращающимся вместе с платформой вокруг оси турели приемным коллектором добычного комплекса обеспечивает вертлюг (рис. 4). Также через вертлюг от ПНК СТ могут закачиваться обратно в пласт отсепарированные из пластовой продукции вода и газ.

Наличие вертлюга обеспечивает доступ для обслуживания и высокую надежность элементов подключения добычных райзеров к платформе. Однако применение вертлюга приводит к существенному, в 3–4 раза, удорожанию системы удержания. Современные конструкции вертлюгов позволяют производить ремонт их наиболее подверженных износу частей даже без остановки процесса добычи по другим линиям. Столь же высокой ремонтпригодностью обладают и подвижные части турели. Применение внутренних якорных систем удержания турельного типа обходится существенно дороже внешних. Наличие цилиндрического выреза в корпусе усложняет конструкцию носовой оконечности корпуса судового типа, однако такая система обеспечивает эксплуатацию платформ в самых тяжелых природно-климатических условиях, в том числе в отличие от внешних систем и при наличии ледовых образований. Кроме рассмотренных выше основных типов систем швартовки для удержания платформ и приема пластовой продукции применяются и другие системы, такие как SALM (Single Anchor Leg Mooring) и CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) или CALRAM, которые являются разновидностями внешних якорных систем

Таблица 1. Основные размеры и объемы корпуса внутренних отсоединяемых ТСУ
 Table 1. Basic dimensions and volumes of the body of the internal detachable turret mooring systems

1	Длина, м Length, m	320
2	Ширина на уровне главной палубы, м Width at the main deck level, m	63
3	Высота борта, м Depth, m	27
4	Осадка на уровне КВЛ, м Draught at design waterline level, m	19
5	Водоизмещение при осадке 19 м, тыс. т Displacement at draft of 19 m, ths. tons	252,771
6	Вместимость основных резервуаров, м ³ : Capacity of main tanks, m ³ : • хранилище конденсата (condensate storage) • емкости водяного балласта (ballast water tanks) • резервуары хранения МЭГ (monoethylene glycol storage tanks) • резервуары дизтоплива (diesel fuel tanks)	80 137
		98 200
		33 800
		18 600
7	Вес корпуса (без турели) в сухом состоянии с учетом веса жилой рубки, отгрузочного устройства, эвакуационного трапа, систем и оборудования корпуса, без учета веса технологического комплекса и его оборудования, размещаемого на палубе, тыс. т Dry body weight (without turret), taking into account the weight of the cabin, offloading device, escape ramp, body systems and equipment, excluding the weight of the process complex and its equipment, arranged on the deck, ths. tons	92,3
8	Вес технологического комплекса верхних строений, тыс. т Weight of process complex topsides, ths. tons	47,646

удержания и применяются на мелководном шельфе с глубинами моря до 35 м. На месторождениях с глубинами моря свыше 500 м применение якорных систем удержания технически и экономически нецелесообразно. На таких глубинах якорные системы удержания обеспечивают фиксацию только спайдерного буйа, а сами платформы удерживаются над заданной точкой благодаря работе винторулевого комплекса под управлением системы динамического позиционирования, получающей информацию о месте и положении судна от гироскопов, аппаратуры спутниковой и гидроакустической системы навигации и позиционирования [3].

Учитывая, что в российском секторе арктических и дальневосточных морей глубины в основном не превышают 500 м, наибольший интерес при освоении месторождений в этих районах будут представлять внутренние отсоединяемые ТСУ. Поэтому остановимся на особенностях их конструкции [4]. Рассматриваемая конструкция предназначена для установки и удержания на точке плавучего нефтегазодо-

бывающего комплекса судового типа (ПНК СТ) с техническими характеристиками, представленными в таблицах 1 и 2.

В СОСТАВ КОНСТРУКЦИИ ТСУ ВХОДЯТ:

- 1) турель;
- 2) буй-системы удержания райзеров (БСУР);
- 3) кожух ТСУ;
- 4) подшипники ТСУ;
- 5) поворотный стол;
- 6) конструкция обслуживания поворотного стола;
- 7) ледовый пояс;
- 8) вертлюжный блок;
- 9) система удержания;
- 10) якорные фундаменты.

В ЦЕЛОМ СИСТЕМА УДЕРЖАНИЯ ПРЕДНАЗНАЧЕНА ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ СЛЕДУЮЩИХ ОПЕРАЦИЙ:

- подачи продукции пласта от подводного добычного комплекса (ПДК) к технологическому комплексу ПНК СТ;
- подачи продукции технологического комплекса ПНК СТ к морскому межпромысловому трубопроводу;

- передачи энергии, химических реагентов и сигналов управления подводными системами и системами безопасности;

- плановой и экстренной отстыковки платформы от райзеров, оптоволоконных кабелей, шлангокабелей и оттяжек якорной системы позиционирования (плановая отстыковка платформы не должна превышать 6 часов, экстренная – 15 минут);

- последующего присоединения райзеров, оптоволоконных кабелей, шлангокабелей и оттяжек якорной системы к ПНК СТ;

- пассивное позиционирование ПНК СТ под воздействием внешних нагрузок;

- обеспечение подачи пластовой воды в поглощающий пласт для утилизации. ТСУ располагается в диаметральной плоскости в носовой части корпуса платформы. Осевая линия ТСУ находится на расстоянии около 240 м от кормового перпендикуляра. Такое расположение наиболее целесообразно с учетом изменения ориентации платформы под действием льдов и погодных условий и необходимости защиты райзеров,

шлангокабелей и якорной системы от ледовых нагрузок.

Для обеспечения безопасности отсоединения платформы от якорной системы удержания применяется уникальное решение, предусматривающее контролируемое погружение БСУР под корпус перед отсоединением якорной системы от турели. Такое решение обеспечивает максимальное гидравлическое демпфирование резких смещений БСУР, возникающих во время отсоединения якорных оттяжек, а также исключает возможность динамического воздействия БСУР на турель и корпус в условиях воздействия высоких горизонтальных нагрузок. Реализуемость вышеуказанной уникальной технической концепции подтверждена результатами выполненного математического моделирования, а также модельных испытаний в волновом бассейне.

Для защиты элементов ТСУ от воздействия ледовых образований в состав турели вводится элемент, называемый «ледовый пояс» и представляющий собой усиленную металлическую конструкцию, жестко связанную с корпусом платформы и защищающую элементы ТСУ по всему периметру от воздействия льда, попадающего под корпус.

КАК УЖЕ ОТМЕЧАЛОСЬ, ВОЗМОЖНЫ ДВА РЕЖИМА ОТСОЕДИНЕНИЯ:

- плановое, применяемое в тех случаях, когда при помощи ледового мониторинга выявляется приближение к ПНК СТ ледовых образований (торосов, айсбергов), взаимодействие с которыми может привести к аварийной ситуации на платформе, либо по причине других запланированных ранее операций;
- экстренное, применяемое в тех случаях, когда ледовые нагрузки приводят к критическому смещению ПНК СТ от проектного положения.

Также в проекте предусмотрено осуществление операций по отсоединению платформы механическим путем (вручную).

Рассмотрим более подробно основные функции и технические решения, заложенные в перечисленные выше основные элементы турельной системы удержания.

Турель

Турель – стационарный элемент ТСУ, вокруг которого вращается корпус, соединяемый через БСУР и якорную систему удержания с морским дном. Предназначена для изменения ориентации платформы под воздействием внешних нагрузок (волновая, ветровая, ледовая, течения). Турель через подшипники (рис. 4) опирается на корпусные конструкции. На период проведения ремонтных работ турель оборудована запорным устройством, фиксирующим положение корпуса и препятствующим вращению ПНК СТ под воздействием внешних нагрузок. Указанное устройство планируется задействовать, например, для замены элементов основного подшипника ТСУ.

В нижней части турели располагается система отсоединения для разъединения потоков жидкостей, газов, электрических и оптических линий.

Конструкция турели располагает достаточной прочностью и жесткостью для передачи нагрузок от якорной системы на корпус.

НА ТУРЕЛИ РАЗМЕЩАЮТСЯ:

- соединители и запорное устройство БСУР;
- подшипники и запорное устройство турели;
- оборудование для подъема БСУР;
- быстроразъемные соединения для райзеров и шлангокабелей;
- оборудование для повторного натяжения якорных оттяжек;
- устройство крепления швартовной линии БСУР;
- трубопроводы и арматура;
- технические средства обеспечения эксплуатации и технического обслуживания.

Буй-системы удержания райзеров (БСУР)

Это стационарный элемент турели, предназначенный для крепления райзеров и шлангокабелей. БСУР фиксируется к турели посредством запорного устройства и соединяется с якорной системой так называемой якорной оттяжкой БСУР, проходящей между соединительным элементом БСУР и соединительным элементом турели (рис. 5). После отсоединения БСУР обеспечивает

удержание якорных оттяжек, райзеров и шлангокабелей на глубине не менее 100 м ниже поверхности моря.

Кожух

Это поворотный элемент ТСУ, жестко сопряженный с корпусом и совершающий вместе с ним вращательные движения вокруг стационарной турели. Кожух представляет собой вертикальную цилиндрическую конструкцию, отделяющую турель от корпуса и служащую опорой для размещения подшипников и турели. Кожух имеет диаметр 23 м, располагается вокруг турели и является также водонепроницаемым барьером в примыкающие отсеки корпуса. Нижняя часть кожуха входит в ледовый пояс, образуя единую конструкцию.

Подшипники ТСУ

Это элемент ТСУ, обеспечивающий способность ориентации платформы относительно стационарных элементов турельной системы под воздействием внешних нагрузок (рис. 4). Подшипники также предназначены для распределения усилия, передаваемого с корпуса на турель. Подшипники служат опорой для турели и обеспечивают требуемый коэффициент трения в системе «турель – кожух» для обеспечения ориентации платформы.

Предусмотрено три узла подшипников:

- вертикальный верхний подшипник – воспринимает все вертикальные нагрузки и вертикальные нагрузки, создаваемые опрокидывающим моментом;
- горизонтальный верхний подшипник – воспринимает горизонтальные нагрузки, создаваемые опрокидывающим моментом и вызываемые горизонтальными ускорениями нагрузки от поворотных столов и части турели;
- нижний подшипник – воспринимает горизонтальные нагрузки от якорной системы и вызываемые горизонтальным ускорением нагрузки от части турели. Распределение нагрузок между горизонтальным верхним подшипником и нижним подшипником определяется податливостью конструкции на участке между нижним и верхним подшипником. Нижний подшипник включается в работу при увеличении горизонтальной составляющей внешней нагрузки свыше 2500 т.

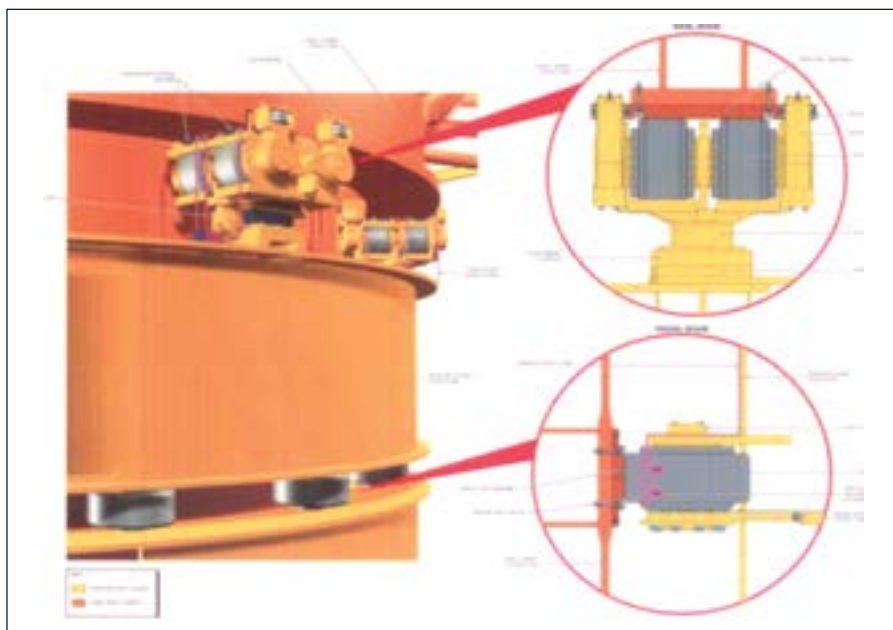


Рис. 4. Верхний вертикальный подшипник типа boogie wheels и горизонтальные радиальные роликовые подшипники ТСУ

Fig. 4. Upper vertical bearing of boogie wheels type and horizontal radial roller bearings TSU

Поворотный стол

Это стационарный элемент, расположенный над турелью и служащий для размещения основной части оборудования ТСУ, включая подъемное оборудование БСУР и вспомогательные лебедки для замены элементов якорной и райзерной систем. На поворотном столе также расположены трубопроводы и манифольды. Поворотный стол жестко соединен с турелью.

В данной конструкции ТСУ предусмотрено наличие поворотного стола, состоящего из пяти палуб.

На верхней палубе расположен вертлюжный блок.

На четвертой палубе расположены манифольды и трубная обвязка для перераспределения потоков пластового продукта перед входом в вертлюжный блок.

На третьей палубе расположены камеры запуска и приема средств очистки и диагностики (СОД) для удаления накопившейся жидкости и примесей в добычных райзерах и внутрипромысловых трубопроводах. Обвязка предусматривает возможность использования СОД с возвратом через добычной райзер. В связи с использованием СОД предусмотрены соответствующие технические средства для отвода газов, дрена-

жа и продувки, а также оборудование одной камеры для пуска и одной камеры для приема СОД.

На второй палубе располагается вспомогательное оборудование систем ТСУ. На первой палубе расположено основное и вспомогательное подъемное оборудование (лебедки) для подъема БСУР и замены райзеров, шлангокабелей и якорных оттяжек.

Конструкция обслуживания поворотного стола

Это поворотный элемент турели, жестко соединенный с корпусом, представляющий собой цилиндрическую конструкцию диаметром 25 м и предназначенный для крепления ограждающих панелей турели, трубопроводов и лестничных шахт, обеспечивающих доступ к палубам поворотного стола. В составе конструкции обслуживания поворотного стола предусматриваются площадки для погрузки-выгрузки оборудования. Для этого здесь размещается крановое оборудование для выполнения работ по обслуживанию ТСУ.

Ледовый пояс

Это элемент ТСУ, расположенный под килем и жестко соединенный с корпусом. Ледовый пояс предназначен для защиты турели и якорной системы удержания от воздействия льда.

Вертлюжный блок

Это элемент ТСУ, состоящий как из стационарной, так и поворотной частей. Вертлюжный блок предназначен для обеспечения передачи жидкостей, газов, электроэнергии и оптических сигналов между стационарными и поворотными элементами ТСУ.

Вертлюжный блок имеет вертикальную модульную компоновку и состоит из

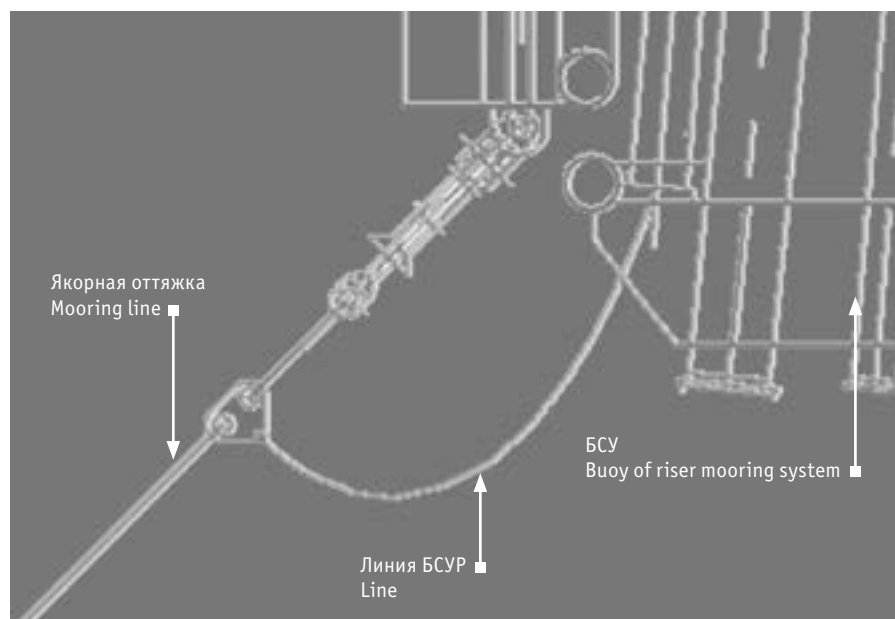


Рис. 5. Крепление якорной системы удержания с помощью дополнительной линии

Fig. 5. Anchor mooring system attachment with an additional line

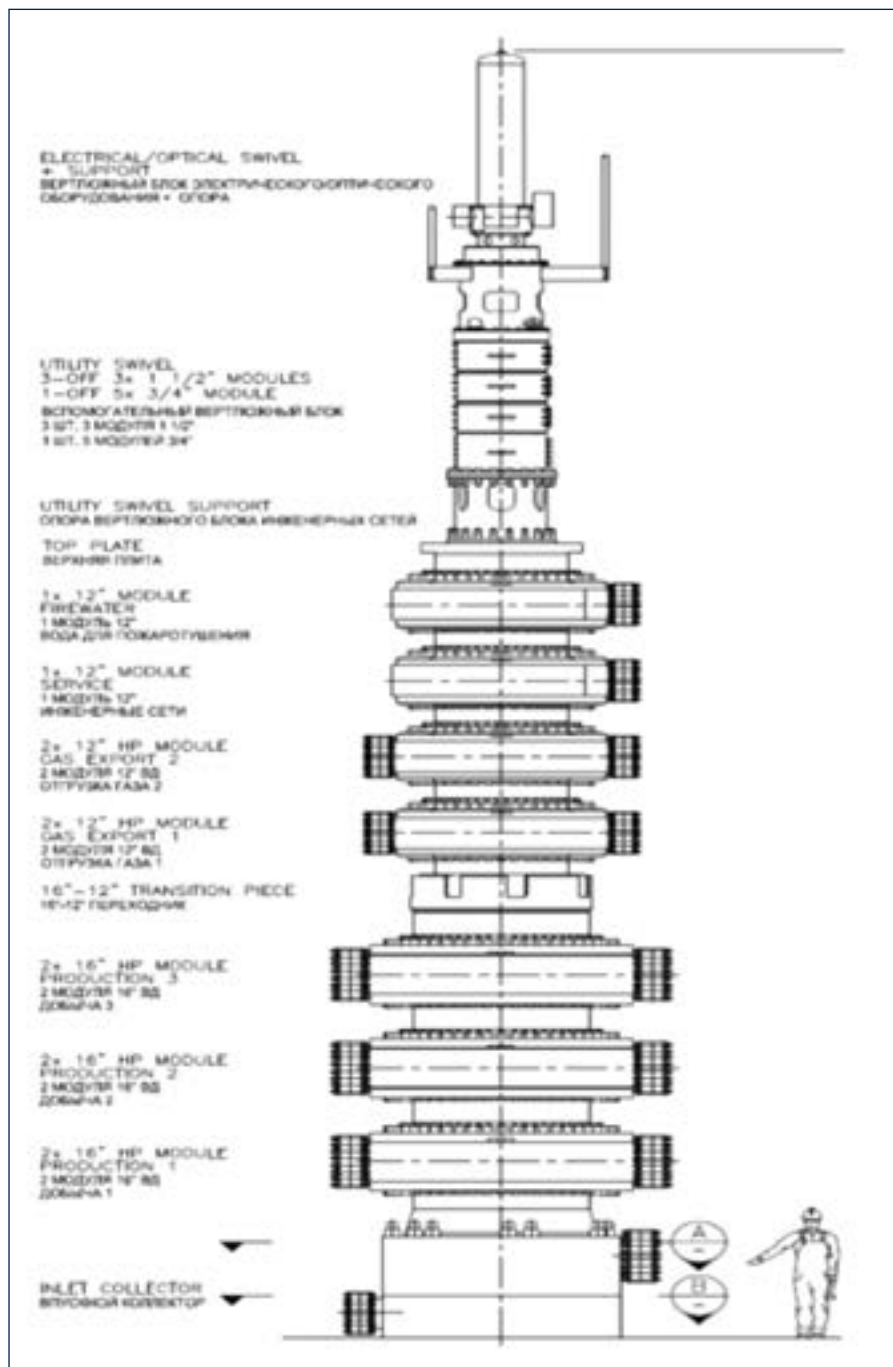


Рис. 6. Общий вид вертлюга
 Fig. 6. General view of the swivel

7 эксплуатационных модулей (3 модуля по 16 дюймов и 4 – по 12 дюймов), а также вертлюжных устройств для инженерных сетей и электрических/оптических линий.

Конструкция эксплуатационных модулей обеспечивает возможность замены уплотнений на месте без необходимости демонтажа вертлюжного блока. Блок формируется из опробованных

на практике модулей, устанавливаемых на узле входного коллектора, который служит основанием вертлюжного блока и монтируется на вертлюжной палубе поворотного стола. Модули вертлюжного блока обеспечивают подключение трубопроводов, линий инженерных сетей и передачи электрических и оптических сигналов на стыке стационарной и вращающейся

частей турели при неограниченном угле поворота платформы. Пассивные приводы вертлюга устанавливаются между роторами каждого его отдельного модуля и конструкцией обслуживания поворотных столов с целью свести к минимуму напряжения на подходящие трубопроводы технологического комплекса.

Система удержания

Это стационарный элемент турельной системы, предназначенный для передачи внешней нагрузки на якорные фундаменты и формирования обратного усилия для удержания платформы в заданном положении при подсоединенном БСУР. Система удержания поддерживает БСУР в погруженном состоянии после отсоединения ПНК СТ на заданной глубине. Как отмечалось выше, в данной системе удержания применено уникальное решение крепления якорных оттяжек не к БСУР, а непосредственно к турели. БСУР соединяется с системой удержания посредством дополнительной оттяжки, называемой линией БСУР, которая в условиях нормальной эксплуатации не включена в работу системы удержания (рис. 5).

Таким образом, при отсоединении ПНК СТ на начальном этапе в процессе опускания БСУР к нему крепятся только райзеры и шлангокабели, но не якорные оттяжки (которые остаются закрепленными на турели). На последнем этапе отсоединения все якорные оттяжки отсоединяются от турели и включаются в работу линии БСУР, которая крепится непосредственно к БСУР.

Данный проект системы удержания выполнен по схеме 4 x 6, т. е. предусмотрено 4 пучка из 6 якорных оттяжек, что дает в совокупности 24 оттяжки. Каждая якорная оттяжка состоит из якорной цепи без распорок в нижней части и стального каната, оснащенного двумя элементами плавучести с плавучестью по 20 т. Якорные оттяжки оснащаются специальной системой контроля натяжения.

Якорная система создает возвращающее усилие 2,5 тыс. т при отходе платформы на 45,0–49,5 м от расчетной позиции. При большем смещении платформы от расчетной позиции возвраща-

ющее усилие якорного крепления может возрасти до 5 тыс. т на расстоянии 64 м в направлении пучка оттяжек и 74 м – в промежуточном направлении. При достижении такой нагрузки инициируется процедура экстренного отсоединения.

Якорные фундаменты

Это стационарный элемент системы удержания, предназначенный для восприятия всех результирующих нагрузок с последующей их передачей на якорные фундаменты, закрепленные в грунт. Возможно использование нескольких типов якорных фундаментов. Окончательный выбор типа должен осуществляться на основании уточненных геологических данных в местах их предполагаемой установки.

Во время планового отсоединения давление во всех промысловых трубопроводах сбрасывается с помощью вспомогательной системы. Продувочная арматура для сброса давления размещается на верхнем строении и обеспечивает отвод газа на факел. Промысловый трубопровод и райзер

Таблица 2. Класс ледовых усилений, системы динамического позиционирования, климатическое исполнение

Table 2. Class of ice strengthening, dynamic positioning system, climatic modification

1	Класс ледовых усилений Class of ice strengthening	Arc 5
2	Класс системы динамического позиционирования Class of dynamic positioning system	DP-2
3	Климатическое исполнение Climatic modification	Winterization-40

подключаются к вспомогательной системе путем открытия отсечного клапана, соединяющего коллектор турели и манифольд вспомогательной системы. При экстренном отсоединении промысловые трубопроводы остаются под давлением, а сброс давления осуществляется только на участке между арматурами аварийного останова БСУР и останова турели. Для обеспечения быстрого сброса давления (расчетное время сброса давления – 15 с.) предусмотрен сброс газообразных углеводородов на факел через ту же вспомогательную систему, что и при плановом отсоединении.

Вспомогательная система сброса давления также используется во время запуска СОД в подводные промысловые трубопроводы.

Утилизируемая вода под высоким давлением подается с технологического комплекса и закачивается в подводные скважины. Для этого вода перекачивается через отдельный канал во вспомогательной секции вертлюжного блока и далее через стыковочную плиту подается в шлангокабель. В состав блока стыковочной плиты входит быстроразъемный соединитель небольшого диаметра для каждого шлангокабеля.

ВНИМАНИЕ!

Открыта подписка на журналы «ТЕРРИТОРИЯ «НЕФТЕГАЗ» и «КОРРОЗИЯ «ТЕРРИТОРИИ «НЕФТЕГАЗ»!

Журналы можно получать в России и в любой стране мира.

Подписка оформляется с любого месяца!

ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ ВЫ МОЖЕТЕ:

- в редакции – по адресу 142784, г. Москва, Киевское ш., БП «Румянцево», корп. Б, под. 5, эт. 5, оф. 505Б, издательство «Камелот Паблишинг», редакция журнала «Территория «НЕФТЕГАЗ», Тел./факс: +7 (495) 240-54-57, e-mail: info@neftegas.info
- по каталогу Роспечати – подписной индекс 36129

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ

по России:

для стран СНГ:

(печатной версии) (в электронной версии) (в печатной версии)

1 номер любого журнала	2200 руб.	1900 руб.	2400 руб.
6 номеров ТНГ	13200 руб.	11400 руб.	14400 руб.
12 номеров ТНГ	26400 руб.	22800 руб.	28800 руб.
15 номеров ТНГ+КТНГ	33000 руб.	28500 руб.	36000 руб.



Вентиляция внутри ограждающих конструкций турели осуществляется с помощью выделенного агрегата ОВКВ, размещаемого на палубе поворотного стола.

Электрораспределительные системы турели подключаются к распределительной сети ПНК СТ через электрическую секцию вертлюжного блока (электрический вертлюг). Типичная потребляемая мощность во время подсоединения турели составляет 300 кВт для нагрузок оборудования на поворотных столах и 1,0 МВт для нагрузок оборудования на конструкции для обслуживания поворотных столов. В нормальном режиме работы потребляемая мощность оборудования турельной системы составляет около 70 кВт.

Рассмотренные технические решения в своем большинстве уже используются на действующих ПНК СТ в различных районах Мирового океана. Отдельные новые технические решения, такие как крепления якорных оттяжек не к БСУР, а непосредственно к корпусу ТСУ, позволяющие предотвратить демпфирующий удар БСУР в корпус при экстренном отсоединении в случае высоких горизонтальных нагрузок, были исследованы в ходе модельных испытаний в бассейне и должны быть дополнительно аттестованы в ходе испытаний элементов системы отсоединения/присоединения как без

внешних нагрузок, так и под максимальной проектной нагрузкой.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комбинированный вид обустройства морских нефтегазовых месторождений отдельных районов арктического и дальневосточного шельфов позволяет использовать апробированные на суше технологии разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с применением современных методов повышения нефтеотдачи и обеспечением высокого КИН.

Для размещения оборудования по подготовке нефти, газа и воды, а также хранению добытой нефти на глубинах свыше 50 м целесообразно использовать технологические платформы судового типа, которые характеризуются наличием больших площадей для размещения оборудования, объемов для хранения жидких углеводородов, мобильностью и другими преимуществами перед платформами другого типа.

Одним из наиболее ответственных элементов ПНК СТ является турельная система удержания, которая, по сути, является ключевым компонентом в технологической цепочке «пласт – скважина – система сбора – система подготовки на морском месторождении», обеспечивая:

- удержание платформы на точке установки;

- подачу продукции скважин к технологическому комплексу на платформе;
- передачу сигналов управления и реагентов к подводному добычному комплексу;
- отсоединение платформы при необходимости ее отхода и обратное подсоединение.

Как видно из представленных материалов, несмотря на сложность и многообразие выполняемых функций, современные конструкции ТСУ обладают высокой надежностью, технологичностью в изготовлении и являются объектом, готовым к промышленному внедрению. Другие элементы технологической цепочки при комбинированном виде обустройства, начиная от скважины до входа в ТСУ, и на самой платформе также являются объектами промышленной готовности. Поэтому при освоении морских нефтегазовых месторождений, в первую очередь на акватории Баренцева и Охотского морей, внедрение комбинированного вида обустройства с применением ПНК СТ позволит решать задачи рациональной эксплуатации недр с использованием технологий разработки месторождений, которые были апробированы на сухопутных месторождениях. При полностью подводном обустройстве такая эксплуатация недр – задача далекого будущего.

Литература:

1. Правила классификации, постройки и оборудования морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2011. 162 с.
2. Wall M., Pugh H.R., Reay A., Krol J. Failure modes, reliability and integrity of floating storage unit (FPSO, FSU) turret and swivel systems. Offshore Technology Report, 2001.
3. William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling. Deepwater petroleum exploration and production: a nontechnical guide. 2nd ed., 2011.
4. Subrata K. Chakrabarti, Handbook of Offshore Engineering (2-volume set), Elsevier, 2005.
5. Ледяные образования морей западной Арктики: монография / Под ред. Г.К. Зубакина. СПб.: ААНИИ, 2006. 272 с.
6. Бережной К.Г., Вербицкий С.В. Типы морских технологических платформ: их преимущества и недостатки // Морские интеллектуальные технологии. 2015. № 3 (29). С. 33–46.

References:

1. Rules for classification, construction and offshore floating oil and gas complex equipment. Saint-Petersburg, Rossijskij morskij registr sudohodstva, 2011, 162 pp. (In Russian)
2. Wall M., Pugh H.R., Reay A., Krol J. Failure modes, reliability and integrity of floating storage unit (FPSO, FSU) turret and swivel systems. Offshore Technology Report, 2001.
3. William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling. Deepwater petroleum exploration and production: a nontechnical guide. 2nd ed., 2011.
4. Subrata K. Chakrabarti, Handbook of Offshore Engineering (2-volume set), Elsevier, 2005.
5. Ice formation of the West Arctic seas. Ed. by G.K. Zubakin, Saint-Petersburg, Arctic and Antarctic Research Institute, 2006, 272 pp. (In Russian)
6. Bereznoy K.G., Verbiцкий S.V. Types of offshore floating technology platforms: advantages and disadvantages. Morskije intellektual'nye tekhnologii = Marine Intellectual Technologies, 2015, № 3(29), P. 33–46. (In Russian)