

Морские арктические месторождения углеводородов. Оптимизация архитектуры обустройства при использовании систем подводной добычи

Бесхишко Ю.В.¹, Ермаков А.И.², Бесхишко В.В.¹

¹ООО «Морнефтегазпроект», Москва, Россия, ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
yulia-beshkhzhko@yandex.ru

Аннотация

Освоение морских арктических месторождений углеводородов РФ с использованием систем подводной добычи определяется широким кругом различных факторов.

Предложено рассматривать архитектуру обустройства месторождения как 3D-модель с протяженными и сосредоточенными объектами, включая скважины, подводное заканчивание скважин, трубопроводы и другие элементы подводного добычного комплекса (ПДК).

Показана необходимость и возможность применения оптимизационных подходов для проектирования архитектуры подводного обустройства месторождения углеводородов в арктических условиях.

Практическая реализация метода поиска оптимальной архитектуры обустройства арктического месторождения для обобщенного случая — «месторождение с несколькими залежами» — выполняется на основе ранее разработанного алгоритма поиска на 3D-модели оптимальной конфигурации ПДК и скважин между двумя точками на основе принципа оптимальности Беллмана — Форда и алгоритма Ли.

Материалы и методы

Опыт РФ по оптимальному проектированию линейно протяженных объектов и анализ арктических условий. Существующие методы оптимизации магистральных трубопроводов.

Ключевые слова

системы подводной добычи, оптимизация, обустройство, Арктика

Для цитирования

Бесхишко Ю.В., Ермаков А.И., Бесхишко В.В. Морские арктические месторождения углеводородов. Оптимизация архитектуры обустройства при использовании систем подводной добычи // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 44–47. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-44-47

Поступила в редакцию: 26.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.04 | Original Paper

Offshore Arctic hydrocarbon deposits. The Architecture's optimization of production facilities to design subsea systems

Beshkhzhko Yu.V.¹, Ermakov A.I.², Beshkhzhko V.V.¹

¹“Morneftegazproject” LLC, Moscow, Russia, ²Gubkin University, Moscow, Russia
yulia-beshkhzhko@yandex.ru

Abstract

Offshore Arctic hydrocarbon fields' development in the Russian Federation using subsea production systems is determined by a wide range of different factors.

It is proposed to consider the architecture of the field development as a 3D model with extended and concentrated objects, including wells, subsea completion of wells, pipelines and other elements of the subsea production systems.

The necessity and possibility of using optimization approaches for designing the architecture of a hydrocarbon deposit' subsea development in arctic conditions is shown.

The practical implementation of the method for searching for the optimal architecture of the development of the Arctic field for the generalized case – “field with several deposits” is performed on the basis of a previously developed search algorithm on a 3D model for the optimal configuration of subsea production systems and wells between two points based on the Bellman-Ford optimality principle and the Lee algorithm.

Materials and methods

The experience of the Russian Federation in the optimal design of linearly extended objects and the analysis of arctic conditions. Existing methods of optimization of trunk pipelines.

Keywords

subsea production systems, optimization, development, Arctic

For citation

Beshkhzhko Yu.V., Ermakov A.I., Beshkhzhko V.V. Offshore Arctic hydrocarbon deposits. The Architecture's optimization of production facilities to design subsea systems. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 44–47. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-44-47

Received: 26.02.2023

Настоящая область нефтегазопромысловой деятельности находится в состоянии развития, идет процесс уточнения терминологических понятий, в связи с чем необходимо более подробное их рассмотрение.

Согласно действующей нормативной документации [1], система подводной добычи (СПД) определена следующим образом: совокупность одного или нескольких ПДК, надводных и береговых сооружений, предназначенных для добычи углеводородов на морских месторождениях с использованием подводного нефтепромыслового оборудования.

Также определено понятие подводного добычного комплекса (ПДК): элемент системы подводной добычи, состоящий из подводных сооружений, оборудования, систем и устройств, установленных на поверхность морского дна или заглубленных в грунт морского дна, обеспечивающих добычу пластовой продукции с использованием скважин с подводным расположением устьев.

Как видно из определения СПД, в её состав входят береговые сооружения — это не соответствует общепринятой мировой системе и порождает ряд проблем.

Согласно первоисточнику [2], подводные системы состоят из системы скважин (включая систему заканчивания скважин и фонтанную арматуру), системы добычи (включая защитные конструкции, манифольды, темплейты, системы технического обслуживания и ремонта, подводные системы подготовки) и систему трубопроводов (в том числе подключения, шлангокабели, райзеры, нагнетательные трубопроводы и эксплуатационные трубопроводы).

Как видно, береговые сооружения в этой формулировке не входят в состав СПД. Вместе с тем отдельные их компоненты могут быть расположены вне водной среды — и, таким образом, попадают под требования действующей нормативной документации.

В целях настоящего исследования введем понятие «Архитектура системы подводной добычи углеводородов», что подразумевает пространственное расположение объектов СПД на поверхности дна, включая их заглубление, и скважин от забоя до подводного устья.

Поскольку в мировой практике реализуется подводная добыча не только углеводородов, но и других полезных ископаемых [3], в работе приняты обозначения:

СПДУ — системы подводной добычи углеводородов;

ПДКУ — подводный комплекс по добыче углеводородов.

Состав СПДУ

Таким образом, в состав СПДУ в качестве основных объектов входят:

- подводное заканчивание скважин, темплейты, манифольды;
- морские подводные трубопроводы различного назначения, включая райзеры;
- шлангокабели;
- системы управления и распределения, контроля давления;
- силовые электрические кабели;
- средства подключения;
- особую группу составляет оборудование, специально разработанное и разрабатываемое для функционирования в подводных условиях (подводные компрессоры, насосные установки, подводные хранилища и др.);
- оборудование для дистанционного выполнения работ, в т.ч. телеуправляемые

необитаемые подводные аппараты (ТНПА).

Подробный состав оборудования приведен в [4].

К основным факторам, влияющим на реализацию СПДУ, можно отнести:

- расположение Арктики по отношению к основным промышленным районам РФ;
- обобщенные природно-климатические условия Арктики;
- статус водных пространств;
- потенциальные запасы углеводородов;
- условия лицензионного соглашения;
- технико-технологические вызовы, в том числе способы разработки;
- инфраструктуру;
- существующую нормативную документацию;
- другое.

Более подробно факторы, влияющие на выбор и реализацию СПДУ, будут рассмотрены отдельно.

Оптимизация СПДУ

Освоение арктического месторождения с подводным обустройством, включающим объекты ПДКУ (в том числе трубопроводы и другие линейные объекты обустройства) и скважины, является крайне дорогостоящим. Поэтому построение оптимальной конфигурации системы обустройства месторождения является чрезвычайно актуальным.

В работе [5] показаны необходимость и принципиальная осуществимость использования методов оптимизации для проектирования архитектуры обустройства морских арктических месторождений углеводородов. Для этого используется 3D-модель, представляющая архитектуру обустройства месторождения, состоящая из узлов (забои скважин, сосредоточенные объекты ПДКУ) и линий (участки скважин, трубопроводов, шлангокабелей). Модель может различаться по виду в зависимости от решаемой задачи.

В данном случае решалась упрощенная задача поиска оптимального пути от одной начальной точки в пласте до одной конечной точки (выход на платформу, или плавучую установку, или берег).

Предлагаемый метод позволяет получить наиболее близкую к реальной архитектуру обустройства морского месторождения

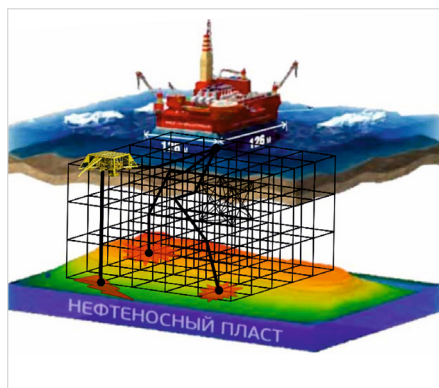


Рис. 1. 3D-модель архитектуры обустройства морского месторождения с использованием СПДУ
Fig. 1. 3D-model of offshore field development architecture using subsea production system hydrocarbons

углеводородов (с учетом реально существующих или принятых исходных данных), оперативно вносить изменения в 3D-модель обустройства в процессе проектирования, получать уточненные более детализированные решения уже на ранних этапах проектирования, сократить разрывы [7] в обеспечении проектных решений.

Для дальнейшей реализации задач поиска оптимальной архитектуры подводного обустройства месторождения рассматривается цифровая 3D-модель с диагоналями типа параллелепипеда с числом узлов по осям: M — узлов по оси x ; N — узлов по оси y ; L — узлов по оси z , принятая как для частного, так и для общего случаев.

В общем случае (рис. 1) при рассмотрении модели поиска оптимальной конфигурации (архитектуры) обустройства месторождения от нескольких начальных до одной конечной точки в качестве начальных могут быть приняты, в частности, соответствующие забои скважин. Положение этих точек фиксировано и определяется геологами и разработчиками. Также для этого может быть использована методика, разработанная А.Н. Захаровым [6].

Обозначим их как точки H_i с координатами x_{H_i} , y_{H_i} , z_{H_i} . Начальные точки совпадают с ближайшими из узлов сети.

Верхняя поверхность 3D-модели будет рассматриваться как поверхность дна, и конечная точка должна совпадать с одним из узлов.

Конечная точка K с координатами x_K , y_K , z_K может являться горизонтальной проекцией на дно моря платформы, плавучей системы добычи, хранения и отгрузки или может являться точкой выхода на берег (рис. 2).

Отрезки между смежными узлами 3D-модели определяют количественное значение для выбранного критерия оптимальности (далее условно будем называть их стоимостями C как наиболее часто используемый критерий).

При решении задачи оптимизации архитектуры обустройства месторождения могут учитываться следующие наиболее важные критерии:

- затраты в рамках жизненного цикла проекта;
- временной показатель;
- риски, включая безопасность;
- другие.

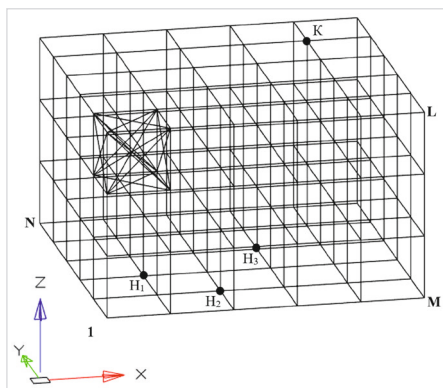


Рис. 2. Пример 3D-модели с диагоналями для оптимизации архитектуры обустройства месторождения (диагонали показаны только в одной ячейке) с тремя начальными и одной конечной точками
Fig. 2. Example of a 3D model with diagonals for field architecture optimization (diagonals shown in one cell only) with three start and one end points

Принятый критерий при необходимости рассматривается с учетом ограничений по другим критериям.

Для каждого отрезка модели между двумя смежными узлами устанавливается числовая величина критерия (стоимость) для линейных объектов (трубопровод/шлангокабель/другое), а также сосредоточенные затраты (например, подводное заканчивание скважины, манифольд, подводное хранилище и так далее).

Принципиально важным для общего случая является необходимость оценить участки модели между узлами, величиной пропускной способности и предусмотреть дифференциацию стоимостей в зависимости от производительности, а также в соответствии с параметрами, соответствующими нормативным документам (например, диаметр трубопровода, скважины и так далее).

Стоимость пробного пути дифференцируется в зависимости от применяемой системы разработки месторождения [8].

Сформированная таким образом 3D-модель дает возможность осуществить динамический процесс поиска с помощью так называемых пробных путей.

Пробный путь формируется при переходе к смежному узлу (узлам) 3D-модели и добавлении соответствующего значения стоимости.

Процесс оптимизации реализуется в виде двух списков «Список 1» и «Список 2» с последующим восстановлением найденного пути аналогично [5]. В списке 1 находятся перспективные на соответствующих шагах поиска пробные пути. В списке 2 находятся все надстроенные на соответствующих шагах пути с большей стоимостью, чем выбранный перспективный. Пробный путь — это любой построенный к настоящему моменту путь.

Для оптимизации ПДКУ, располагаемого в арктической области или области близкой к ней по характеристикам, затраты вычисляются с учетом факторов их определяющих

(географическое положение, природно-климатические условия, инфраструктура и другое).

Таким образом, задача состоит в отыскании на предложенной 3D-модели кратчайшего стоимостного пути между начальными и конечной точками. То есть необходимо найти множество точек W_{opt} , принадлежащее множеству точек W 3D-модели, удовлетворяющее условию:

$$C_{W_{opt}} = \min C_{W_{HK}}, \quad (1)$$

$$C_{W_{HK}} = \sum_1^y C_{W_{j+1,w}}, \quad (2)$$

$$C_{W_{opt}} = \sum_1^x C_{W_{i+1,w}}, \quad (3)$$

где j — количество узлов по пробному пути между начальными и конечной точками; i — количество узлов по оптимальному пути.

При этом $C_{w_{j+1,w}} = f(\sum q_i)$, если имеет место пересечение пробных путей, где q_i — расход продукта в начальной точке H_i .

Стоимость оптимального пути не является аддитивным критерием и зависит от условий его прохождения. Поэтому обычные методы оптимизации применены здесь быть не могут. Стоимость может изменяться скачкообразно и более того, путь может переходить от 3D модели к 2D сети. Например, скважина на поверхности имеет резкий скачок критерия оптимальности, обусловленный подводным заканчиванием скважины. При этом также меняются характеристики пробного пути, в частности, по двумерной сети с другими значениями критерия. Кроме того, оптимальный путь может характеризоваться и другими параметрами, например, количеством ниток трубопроводов.

Некоторые общие принципы подхода показаны ниже. Начальные и конечная точки совмещаются с узлами 3D модели. Далее производится поиск оптимального варианта архитектуры обустройства в соответствии с принятым критерием.

Фрагменты блок-схемы процесса поиска для случая «Несколько начальных и одна конечная точки» представлены на рисунках 3 и 4.

Принципиальным отличием от ранее рассмотренной задачи является возможность пересечения надстраиваемого пути, идущего от одной начальной точки с другим пробным путем, пришедшим в этот узел от другой начальной точки. Если пересечения нет — процесс продолжается, если есть, то изменяется расход продукта и соответственно происходит изменение стоимости единичной длины для надстраиваемых далее отрезков и продолжается лишь один путь.

При достижении пробным путем поверхности дна имеет место скачок стоимости, обозначим C_c . Он определяется затратами на оборудование в этой точке (донная плита, фонтанная арматура, защитное устройство и так далее).

$$C_p = f \times (C_e, C_s, C_{con}, C_a), \quad (4)$$

$$C_d = f \times (C_e, C_s, C_{con}, C_a), \quad (5)$$

$$C_c = f \times (C_e, C_s, C_{con}, C_a), \quad (6)$$

где C_p — стоимость критерия для наиболее коротких отрезков, не принадлежащих поверхности дна; C_d — стоимость критерия для наиболее коротких отрезков, принадлежащих поверхности дна; C_e — стоимость оборудования; C_s — стоимость доставки; C_{con} — стоимость монтажа; C_a — другие затраты.

Расчеты выполняются по тем же принципам, что и в [5], но являются более громоздкими, в связи с чем здесь не приводятся.

Итоги

Проведены исследования и впервые предложены оптимизационные подходы на основе 3D-модели, которые могут быть применены для оптимизации архитектуры обустройства морского месторождения, включающего

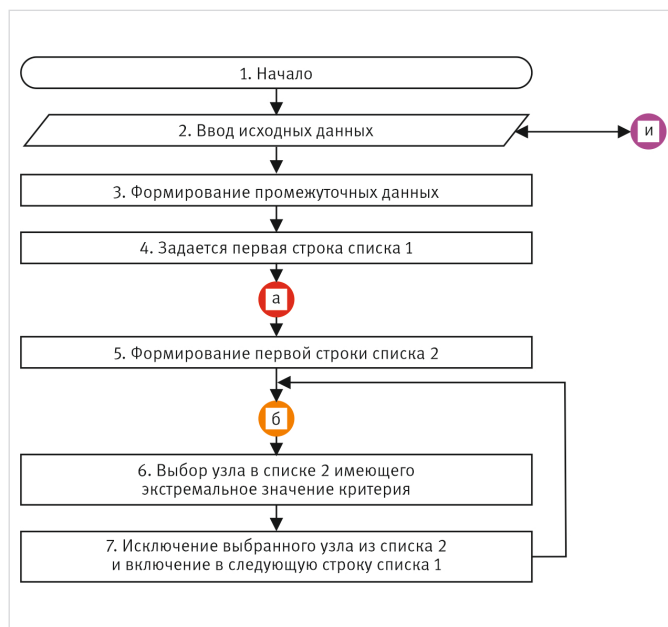


Рис. 3. Фрагмент блок-схемы процесса поиска при оптимизации схемы обустройства месторождения с использованием ПДКУ. Часть 1

Fig. 3. Fragment of the block diagram of the search process when optimizing the field development scheme using subsea production system hydrocarbon. Part 1

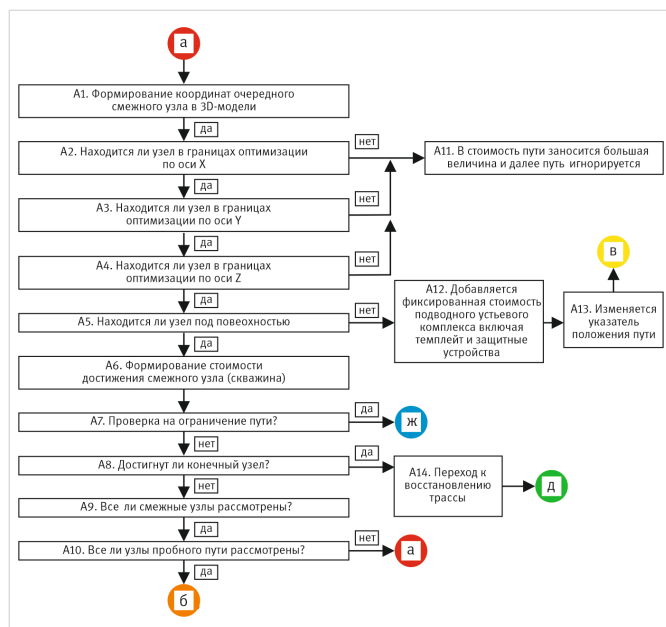


Рис. 4. Фрагмент блок-схемы процесса поиска при оптимизации схемы обустройства месторождения с использованием ПДКУ. Часть 2

Fig. 4. Fragment of the block diagram of the search process when optimizing the field development scheme using subsea production system hydrocarbons. Part 2

несколько залежей, с использованием СПДУ. В результате проведенной работы сформулирован подход к оптимизации систем подводной добычи для нескольких залежей, основанный на использовании алгоритма Беллмана — Форда применительно к 3D-моделям для общего случая: несколько начальных и одна конечная точки. Предложенный подход позволяет учесть особенности создания СПДУ в арктических условиях.

Разработан алгоритм и сформирована блок-схема для общего случая оптимизации архитектуры обустройства морского месторождения с использованием СПДУ между несколькими начальными и одной конечной точками.

Реализация предложенного метода осуществляется в виде программного комплекса.

Выводы

Предложенный метод расширяет область применения методов оптимизации, позволяя использовать его для вновь развиваемого направления деятельности в РФ — освоение морских месторождений углеводородов с использованием СПДУ. Метод носит универсальный характер, его применение возможно и для других задач. Он может быть полезен

при реализации задач оптимального проектирования схемы обустройства месторождений углеводородов на суше, но наибольший эффект может быть получен при решении задач проектирования морских месторождений углеводородов в арктических условиях и особенно мелких месторождений с использованием систем подводной добычи.

Литература

1. ГОСТ Р 59304-2021. Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2021. 20 с.
2. Speight J.G. Offshore Platforms. Subsea and deepwater oil and gas science and technology, 2015, P. 71–106. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/subsea-production-system> (дата обращения: 22.02.2023).
3. Волков А.В. Перспективы подводной добычи золота и других стратегических металлов в океанских недрах // Золото и технологии. 2020. № 3. С. 30–39. URL: https://zolteh.ru/regions/perspektivy_podvodnoy_dobychi_zolota_i_drugikh_strategicheskikh_metallov_v_okeanskikh_

<nedrakh/?ysclid=lelfprru3513272145> (дата обращения: 22.02.2023).

4. Правила классификации и постройки подводных добычных комплексов. НД № 2 090601-003. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2017. 106 с.
5. Бесхижко Ю.В., Ермаков А.И., Бесхижко В.В. Оптимизация архитектуры системы объектов добычи углеводородов с использованием подводных добычных комплексов. Частный случай // ПРОнефть. 2022. № 3. С. 96–105.
6. Захаров А.И. Совершенствование научно-методических подходов к проектированию разработки месторождений природного газа в условиях арктического шельфа. Диссертация. Москва, 2022. 134 с.
7. Люгай Д.В., Мансуров М.Н. Эволюции в подводной добыче нефти и газа // Газовая промышленность. 2018. № 6. С. 46–51. URL: <https://www.neftegas.info/gasindustry/-06-2018/evolyutsii-v-podvodnoy-dobyche-nefti-i-gaza/> (дата обращения: 22.02.2023).
8. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. М.: Стандартинформ, 2010. 19 с.

ENGLISH

Results

Research has been carried out and optimization approaches based on a 3D model have been proposed for the first time, which can be applied to optimize the architecture of offshore field development, which includes several deposits, using subsea production system hydrocarbons.

As a result of the work carried out, an approach was formulated to optimize subsea production systems for several deposits, based on the use of the Bellman – Ford algorithm in relation to 3D-models for the general case - several initial and one end points. The proposed approach makes it possible to take into account the peculiarities of the creation of subsea production system hydrocarbons in arctic conditions.

An algorithm was developed and a block diagram was formed for the general case of optimizing the offshore field infrastructure development architecture using subsea production system hydrocarbons between

several initial and one end points. The implementation of the proposed method is carried out in the form of a software package.

Conclusions

The proposed method expands the scope of optimization methods, allowing it to be used for a newly developed area of activity in the Russian Federation – the development of offshore hydrocarbon fields using subsea production system hydrocarbons. The method is universal and can be used for other tasks as well. It can be useful in the implementation of the tasks of optimal design of the onshore hydrocarbon field development scheme, but the greatest effect can be obtained when solving the problems of designing offshore hydrocarbon fields in arctic conditions and especially small fields using underwater production systems.

References

1. GOST R 59304-2021. Petroleum and natural gas industry. Subsea production systems. Terms and definitions. Moscow: Standartinform, 2021, 20 p. (In Russ).
2. Speight J.G. Offshore Platforms. Subsea and deepwater oil and gas science and technology, 2015, P. 71–106. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/subsea-production-system> (accessed: 22.02.2023). (In Eng).
3. Volkov A.V. Prospects for subsea mining of gold and other strategic metals in the oceans. Gold and technology, 2020, issue 3, P. 30–39. URL: https://zolteh.ru/regions/perspektivy_podvodnoy_dobychi_zolota_i_

drugikh_strategicheskikh_metallov_v_okeanskikh_nedrakh/?ysclid=lelfprru3513272145 (accessed: 22.02.2023).

4. Rules for the classification and construction of subsea production systems. ND № 2 090601-003. Saint-Petersburg: Rossijskij morskoy registr sudohodstva, 2017, 106 p. (In Russ).
5. Beskhizhko Y.V., Ermakov A.I., Beskhizhko V.V. The architecture's optimization of hydrocarbon production facilities to design subsea systems. Particular case. PROneft, 2022, issue 3, P. 96–105. (In Russ).
6. Zakharov A.I. Improvement of scientific and methodological approaches to

the design of the development of natural gas fields in the conditions of the arctic shelf. Dissertation. Moscow, 2022, 134 p. (In Russ).

7. Lyugai D.V., Mansurov M.N. Evolutions in subsea oil and gas production. Gas industry, 2018, issue 6, P. 46–51. URL: <https://www.neftegas.info/gasindustry/-06-2018/evolyutsii-v-podvodnoy-dobyche-nefti-i-gaza/> (accessed: 22.02.2023). (In Russ).
8. GOST R 53713-2009. Oil and gas-oil fields. Rules of development. Moscow: Standartinform, 2010, 19 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бесхижко Юлия Владиславовна, главный инженер проекта, ООО «Морнефтегазпроект», Москва, Россия
Для контактов: yulia-beskhizhko@yandex.ru

Бесхижко Владислав Валерьевич, к.т.н., главный эксперт, ООО «Морнефтегазпроект», Москва, Россия

Ермаков Александр Иванович, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Beskhizhko Yulia Vladislavovna, chief technical manager, “Morneftegazproject” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: yulia-beskhizhko@yandex.ru

Beskhizhko Vladislav Valerievich, candidate of technical sciences, chief expert, “Morneftegazproject” LLC, Moscow, Russia

Ermakov Alexander Ivanovich, doctor of technical sciences, professor, Gubkin University, Moscow, Russia