

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СП «ВЬЕТСОВПЕТРО», НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОСТИ ФОНДА СКВАЖИН НА МОРСКИХ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМАХ

**А.Н. Иванов, Д.В. Приданников*, А.А. Мурыгин, А.С. Авдеев, В.А. Ховрин,
В.Н. Костикин**

СП «Вьетсовпетро», Социалистическая Республика Вьетнам, г. Вунгтау

Электронный адрес: pridannikov.rd@vietsov.com.vn

Введение. Повышение эффективности разработки месторождения является одним из основных вопросов на любом этапе производства, а в условиях падающей добычи шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро» (далее — СП) становится особенно актуальным. Поддержание уровней добычи производится за счет формирования и реализации комплексных программ геолого-технических мероприятий (ГТМ). Основная доля получаемой дополнительной добычи нефти приходится на ГТМ из бурения (ВНС, ЗБС). Процесс планирования ГТМ на шельфовых месторождениях имеет ряд принципиальных особенностей, которые учитываются на всех этапах принятия решений — от анализа геолого-промысловых критериев подбора скважин кандидатов до реализации мероприятий. К таким особенностям можно отнести способы и технологии строительства и крепления скважин.

Материалы и методы. Для эксплуатации скважин и технологического оборудования в СП используются морские стационарные платформы (МСП) и мини-МСП — блок-кондукторы (БК). Бурение скважин на БК осуществляется с помощью самоподъемных буровых установок (СПБУ), тогда как на МСП для проведения работ на скважинах применяются буровые комплексы. Большинство буровых комплексов на МСП в настоящее время демонтировано.

Скважины на МСП с низким текущим дебитом, высокой обводненностью и отсутствием перспективных вышележащих объектов снижают рентабельность добычи, а невозможность резки боковых стволов отрицательно сказывается на эффективности выработки остаточных запасов и конечной нефтеотдачи. Остаточные запасы распределены по площади таким образом, что бурение с БК с помощью СПБУ невозможно по причине значительных отходов от вертикали. Незначительные остаточные запасы делают строительство нового морского гидротехнического сооружения (МГТС) экономически неэффективным. Указанные причины и отсутствие свободных позиций для скважин делают невозможными ввод новых скважин на существующих МСП. Данная тенденция отрицательно влияет на текущую эффективность и в перспективе может сказаться на уровнях добычи.

Результаты и выводы. Специалистами НИПИморнефтегаз разработаны новые, ранее не применявшиеся в СП, технические решения по организации дополнительных позиций для скважин, расположенных на МСП, без привлечения краново-монтажного судна для последующего бурения скважин при помощи СПБУ. Данное решение позволило ввести в разработку остаточные запасы и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Ключевые слова: организация дополнительных позиций для скважин, крепление скважин, морская стационарная платформа, самоподъемная буровая установка, разработка месторождений, повышение эффективности эксплуатации морских месторождений

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Иванов А.Н., Приданников Д.В., Мурыгин А.А., Авдеев А.С., Ховрин В.А., Костикин В.Н. Повышение эффективности разработки месторождений СП «Вьетсовпетро», находящихся на поздней стадии разработки в условиях ограниченности фонда скважин на морских стационарных платформах. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022;7(2):52–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-52-59>

Статья поступила в редакцию 01.11.2021

Принята к публикации 21.04.2022

Опубликована 30.06.2022

ENHANCEMENT OF VIETSOVPETRO BROWN FIELDS' DEVELOPMENT EFFICIENCY CONSIDERING
THE LIMITED WELL STOCK AT THE OFFSHORE FACILITIES

**Aleksei N. Ivanov, Denis V. Pridannikov*, Aleksandr A. Murygin, Andrei S. Avdeev,
Vasilii A. Khovrin, Vitalii N. Kostikin**

JV "Vietsovpetro", Socialist Republic of Vietnam, Vungtau city

E-mail: pridannikov.rd@vietsov.com.vn

Introduction. Improvement of field development efficiency is the key issue at any operation stage, and is the most critical for Vietsovpetro, considering the declining production at the offshore fields. Production levels are maintained through the generation and implementation of well intervention programs. Main portion of incremental oil comes from drilling well interventions (new wells, side tracking). Well intervention planning for the offshore fields has some peculiarities, which should be considered at every stage of decision-making — from geological criteria for well selection to interventions. Such peculiarities may include approaches and technologies for well construction and casing.

Materials and methods. The offshore fixed platforms (MSP) and mini MSP — wellhead platforms, are widely used in Vietsovpetro to operate the wells and technological equipment in Vietsovpetro. Well drilling on the wellhead platform is performed through the jack-up rigs, while MSPs engage drilling facilities. Most of MSP drilling facilities are currently dismantled.

MSP wells with low production rate, high water-cut and absence of promising overlaying formations decrease the production profitability, and the impossibility of side tracking negatively influences the efficiency of residual reserves production and ultimate recovery. The residual reserves are spread out across the area in a way, that drilling from the wellhead platform, using a jack-up rig, is impossible due to a significant offset, while poor residual reserves make construction of a new offshore facility economically inefficient. These reasons accompanied with the lack of available positions result in an impossibility of commencing new wells from the available MSPs. This trend negatively effects the current efficiency and may influence the production levels later on.

Results and conclusions. The experts of the Research and Engineering Institute have developed the new technical decisions, previously never applied in Vietsovpetro, for organizing the additional well positions on MSP without involvement of a derrick barge for further well drilling with a jack-up rig. This decision allows developing the residual reserves and improving the oil recovery

Keywords: additional positions for wells, well casing, offshore fixed platform, jack-up rig, field development, offshore fields performance improvement

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Ivanov A.N., Pridannikov D.V., Murygin A.A., Avdeev A.S., Khovrin V.A., Kostikin V.N. Enhancement of Vietsovpetro brown fields' development efficiency considering the limited well stock at the offshore facilities. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(2):52–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-52-59>

Manuscript received 01.11.2021

Accepted 21.04.2022

Published 30.06.2022

ВВЕДЕНИЕ

Основной добывающий актив СП «Вьетсовпетро» (далее — СП) — блок 09-1 — расположен на южном шельфе Социалистической Республики Вьетнам. В геологическом плане блок представляет собой группы различных нефтяных и газоконденсатных залежей, характеризующихся многопластовым строением и наличием разномасштабных тектонических нарушений, объединенных в месторождения Белый Тигр, Дракон, Белый Медведь, Белый Заяц и Южный Дракон — Морская Черепаха. В техническом — замкнутую (централизованную) систему обустройства, включающую следующие основные МГТС для расположения устьев скважин и технологического оборудования: 14 морских стационарных платформ (МСП) и 27 мини-МСП — блок-кондукторов (БК) [1]. В конструктивном отношении МСП состоит из двух объединенных опорных блоков и верхнего строения, предназначенного для обеспечения полного цикла бурения и эксплуатации скважин, сбора и подготовки нефти. БК представляет собой один опорный блок и верхнее строение с минимальным набором технологического оборудования. Концепция замещения

МСП на БК позволила значительно снизить капитальные вложения и ускорить ввод месторождений в эксплуатацию. В настоящее время для обустройства на шельфовых месторождениях СП применяется только строительство БК. Помимо конструктивных отличий, БК от МСП отличается тем, что бурение скважин осуществляется с помощью самоподъемных буровых установок (СПБУ), тогда как на МСП верхнее строение оснащается функциональной буровой установкой (БУ). Проектом на МСП предусматривалось бурение и эксплуатация 18 скважин, на БК — 6–12 скважин. После окончания фазы активного разбуривания скважин и заполнения всех возможных позиций для скважин на МСП, установленные БУ были демонтированы. Целесообразность демонтажа буровых модулей была продиктована необходимостью продления срока службы и повышения эффективности эксплуатации МСП. На данный момент БУ полностью демонтированы на 13 МСП, на одной МСП БУ планируется демонтировать в ближайшее время. Для проведения скважинных операций на МСП взамен демонтированных БУ применяются мобильные малогабаритные буровые установки (ММБУ), однако техническими характеристиками ММБУ не предусмотрено их

использование для строительства скважин и зарезки боковых стволов. Текущее состояние разработки шельфовых нефтяных месторождений, оператором которых является СП, характеризуется стадией падающей добычи. На данном этапе в СП актуальными становятся вопросы поддержания темпов падения добычи нефти путем формирования и реализации комплексных программ геолого-технических мероприятий (ГТМ). Основную часть планируемых мероприятий составляют следующие: ввод новых скважин (ВНС), зарезка боковых стволов (ЗБС); переводы скважин на вышележащие горизонты (ПВЛГ), гидроразрыв терригенных пластов (ГРП).

ЦЕЛЬ

На основе оценки распределения подвижных запасов нефти на объектах месторождения Белый Тигр, изучения геологического

потенциала, анализа состояния разработки, сетки скважин, предполагается, что некоторые участки, разрабатываемые с МСП, имеют потенциал для бурения новых скважин с целью выработки остаточных запасов нефти. В частности, участок МСП-5, согласно оценке, обладает наибольшим потенциалом по следующим причинам:

- Участок находится на Южном своде месторождения Белый Тигр, где сосредоточены все объекты разработки (фундамент, нижний олигоцен, верхний олигоцен и нижний миоцен).
- Участок имеет высокую плотность распределения подвижных запасов нефти и низкую плотность сетки скважин.

На основе анализа распределения подвижных запасов нефти на близлежащих к МСП-5 участках были проанализированы все возможные перспективные объекты. На объекте нижнего миоцена основные остаточные запасы сосредоточены на Северо-Западном участке, который оценивается как участок с трудноизвлекаемыми запасами. В залежах верхнего олигоцена наибольшим потенциалом обладает участок БК-15, остальные участки имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства и потенциал для уплотнения сетки скважины с целью выработки остаточных запасов. Анализ текущего состояния разработки показывает, что нижний олигоцен характеризуется низкой плотностью сетки скважин, высокой неоднородностью пород коллекторов, высокой плотностью остаточных подвижных запасов, которые по расчету на геолого-гидродинамической модели не вырабатываются базовым фондом скважин на конец периода разработки. Проведенные ГТМ по дострелу основных горизонтов нижнеолигоценных отложений в данном районе подтверждают высокий потенциал по вовлечению в разработку не охваченных запасов. На объекте фундамента сосредоточено большое количество скважин, текущее состояние разработки характеризуется высокой обводненностью и резким падением пластового давления [1]. Этот регион находится на поднятии фундамента, где сосредоточены в основном магматические породы (диориты и гранодиориты) с высокой неоднородностью, что приводит к низкой эффективности ППД. С учетом вышеуказанных геологических характеристик и состояния разработки фундамент рассматривается как дополнительный объект разработки. На основании проведенного анализа основным объектом для последующего проектирования уплотнения сетки с целью повышения конечной нефтеотдачи пластов выбран нижний олигоцен (рис. 1).

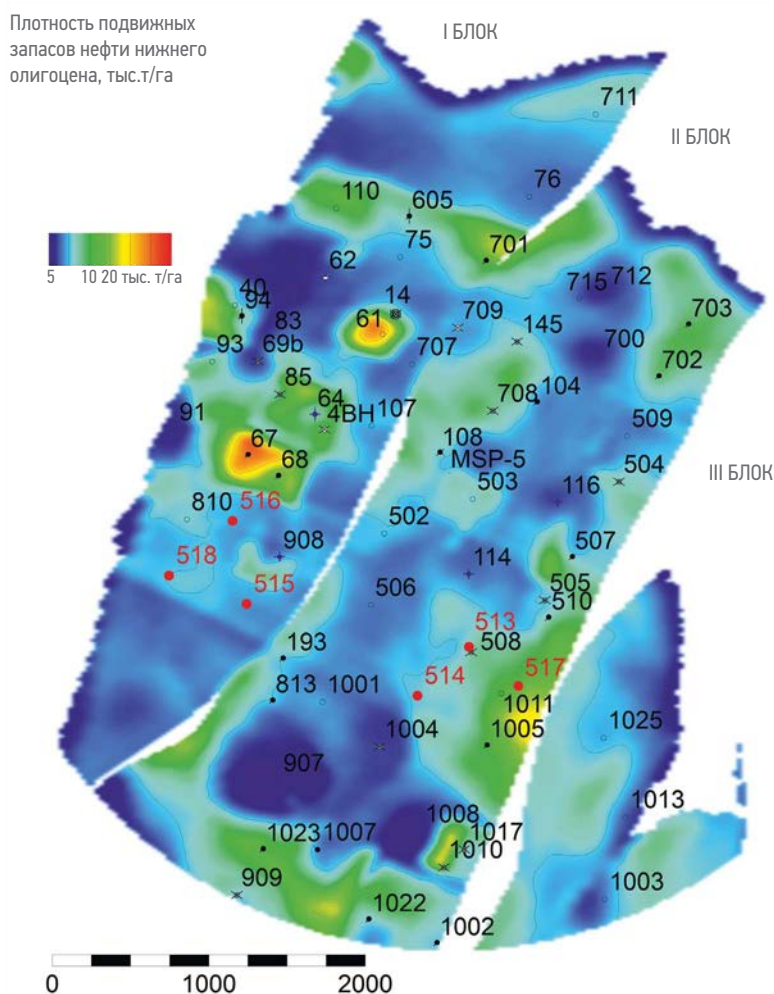


Рис. 1. Потенциальные участки для уплотнения сетки скважин на объекте Нижнего олигоцена (СП «Вьетсовпетро»)
Fig. 1. Potential areas for infill drilling (JV "Vietsovpetro")

Нижний олигоцен разделен системой разломов и трещин на три блока. Блок I наиболее поднят в структурном плане относительно других блоков, но отличается наименьшей толщиной терригенных коллекторов, блоки II и III имеют аналогичные толщины, однако блок II располагается на более высоких отметках относительно блока III [2].

Для выбора местоположения проектных скважин детально проанализирована история разработки каждого из блоков. В блоке I с целью уплотнения сетки скважин рассмотрено бурение 1-й скважины: №516. Скважина №516 является дублером ликвидированной скважины и имеет оптимальное расположение по сетке скважин. Близлежащие скважины характеризуются стабильной динамикой эксплуатации, положительными результатами проведенных ГРП, высокой накопленной добычей нефти. Дополнительным объектом является верхний олигоцен, песчаники которого рекомендуются к испытанию по всей эффективной мощности.

В блоке II с целью уплотнения сетки скважин было рассмотрено бурение 2-х скважин: №514 и 517.

Основанием для выбора скв. №514 являются геолого-промысловые данные бурения скважины №508. На карте остаточных подвижных запасов нефти скважина №514 располагается на участке с большим объемом запасов в нижнем олигоцене. Дополнительным объектом является верхний олигоцен. Скважина располагается за пределами нефтяной залежи нижнего миоцена. В фундаменте с геологической точки зрения скважина запасов нефти не ожидается, однако, учитывая высокую неоднородность фундамента, существует вероятность выявления локальных трещин.

Скважина №517 была спроектирована на основе геолого-гидродинамического потенциала скважины №1011 и высоких остаточных подвижных запасов. По скв. №1011

был проведен ГРП, однако вследствие аварии и низкого дебита нефти скважина была переведена на вышележащий горизонт верхнего олигоцен. Согласно карте остаточных подвижных запасов на участке сосредоточен значительный объем остаточных запасов в нижнем олигоцене. Кроме этого, скважина располагается возле разлома на Восточном участке блока II, что подразумевает наличие высокой пористости и проницаемости. Скважина располагается за пределами нефтяной залежи нижнего миоцена. Верхний олигоцен по результатам испытания пластов

ПРИМЕНЕНИЕ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ, НЕ ОХВАЧЕННЫХ РАЗРАБОТКОЙ ЗАПАСОВ НЕФТИ.

и показателей эксплуатации соседней скважины считается дополнительным потенциальным объектом разработки.

Таким образом, после рассмотрения и оценки геологического потенциала участка МСП-5 для уплотнения сетки были рекомендованы к бурению 3 скважины. На данных скважинах основным объектом разработки является нижний олигоцен, кроме того, скважины имеют дополнительные объекты разработки: нижний миоцен, верхний олигоцен и фундамент. При детальном проектировании строительства скважин рассмотрена возможность оптимизации траекторий скважин для вовлечения в разработку наибольшего количества дополнительных объектов.

Отложения нижнего олигоцен имеют большую эффективную толщину, высокую нефтенасыщенность, низкую проницаемость и высокое пластовое давление, что соответствует критериям применимости гидравлического разрыва пласта. На основании успешных результатов по проведению ГРП на скважинах нижнего олигоцен в новых

Таблица 1. Сводные показатели рекомендуемых проектных скважин
Table 1. Summary values for recommended wells

№ скв	Объект	ГТС	Вид ГТМ	Qн ВНС, т/сут	Qн ВНС+ГРП, т/сут	Глубина (MD), м	Накопленная добыча нефти (Н.О.), тыс.т	Срок проведения ГТМ, сут
514	Н.О.	MSP-5	ВНС+ГРП	70	83	4214	111	59
516	Н.О.	MSP-5	ВНС+ГРП	48	82	3923	114	57
517	Н.О.	MSP-5	ВНС+ГРП	64	94	4247	123	59
Суммарная накопленная добыча							349	

ГТС — Гидротехническое сооружение, ГТМ — Геолого-техническое мероприятие, Qн — дебит нефти, ВНС — Ввод новой скважины, ГРП — Гидравлический разрыв пласта, MD — Measured depth (измеренная глубина), Н.О. — Нижний олигоцен, MSP-5 — Marine Stationary Platform #5 (Морская стационарная платформа №5)

скважинах также рекомендуется данный вид интенсификации (табл. 1) [3].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Как было показано выше, на текущий момент времени на МСП-5 буровой комплекс

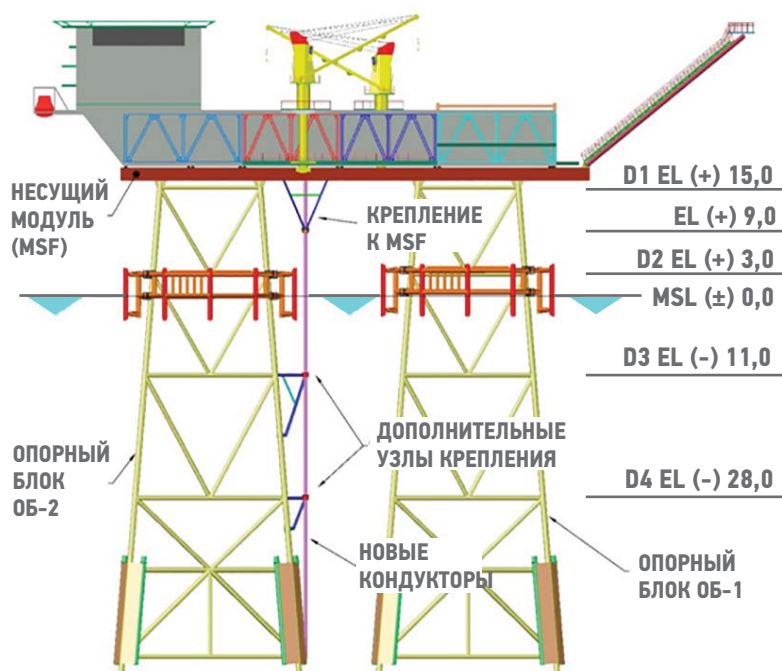


Рис. 2. Расположение креплений кондукторов (СП «Вьетсовпетро»)

Fig. 2. Clamps location for surface casings (JV «Vietsovpetro»)

D1...4 — Diaphragm (диафрагма) 1...4, EL — Elevation (высота), MSL — Mean Sea Level (средний уровень моря), MSF — Module Support Frame (основная несущая конструкция)

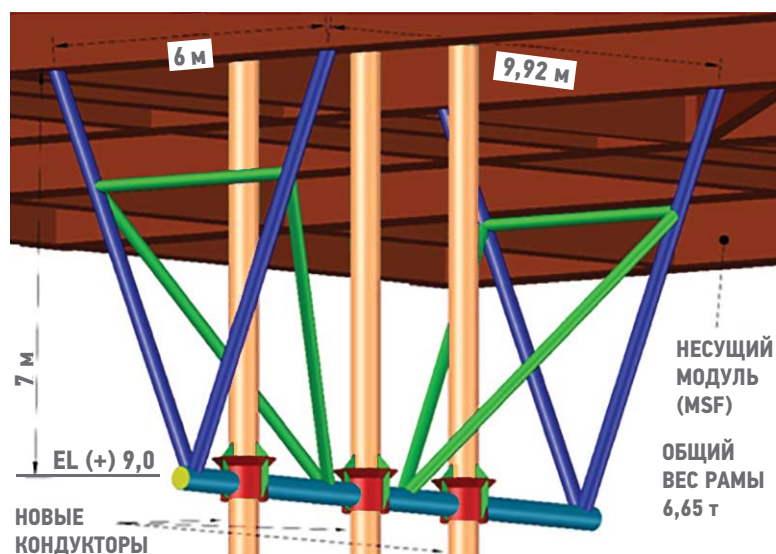


Рис. 3. Надводное крепление кондукторов к несущему модулю платформы (СП «Вьетсовпетро»)

Fig. 3. Above water clamping of surface casing to MSF (JV «Vietsovpetro»)

EL — Elevation (высота)
MSF — Module Support Frame (основная несущая конструкция)

демонтирован, все штатные позиции для скважин уже используются, а наличие остаточных запасов требует поиска решений для возможности бурения уплотняющих скважин с помощью СПБУ.

Специалистами НИПИморнефтегаз были предложены новые, ранее не применявшиеся в СП, технические решения по расположению фонтанных арматур скважин и креплению водоотделяющих колонн.

Фонтанные арматуры скважин располагаются в блок-модуле управления МСП-5. Зона расположения скважин отделена от остальной зоны блок-модуля, в которой находится оборудование не взрывозащищенного исполнения, новыми противопожарными переборками, существующей противопожарной переборкой между блок-модулем замора и блок-модулем управления. Со стороны борта блок-модуль управления переборки не имеет. Второй выход за пределы противопожарной переборки в сторону блок-модуля обеспечения для предотвращения распространения взрывоопасной зоны оборудован тамбуром с наддувом.

Организована система контроля за концентрацией газов, возникновения пожара и нештатных режимов работы оборудования, а также система оповещения о возникновении аварийной ситуации. Для исключения аварийных ситуаций предусмотрено изменение режимов работы технологического оборудования.

В блок-модуле предусмотрена система орошения фонтанных арматур и технологического оборудования и переборок, система водяного пожаротушения и пенотушения (ручные комбинированные пожарные стволы и рукава и другие средства пожаротушения).

Специалистами НИПИморнефтегаз была разработана технологическая схема сборки и установки подводных и надводных креплений водоотделяющих колонн без привлечения краново-монтажного судна, что значительно снижает стоимость монтажных работ. Доставка металлоконструкций на платформу МСП-5 осуществляется с помощью транспортно-буксирного судна и монтируется палубным краном через временные отверстия в палубах блок-модуля управления (рис. 2). Надводное крепление новых скважин выполняется посредством специальной пространственной конструкции, жестко связанной с несущим модулем платформы непосредственно под блок-модулем управления (рис. 3).

Представленная конструкция собирается на МСП-5 из заранее подготовленных трубных элементов диаметром 406, 273 и 219 мм. Она выполняет роль направляющей

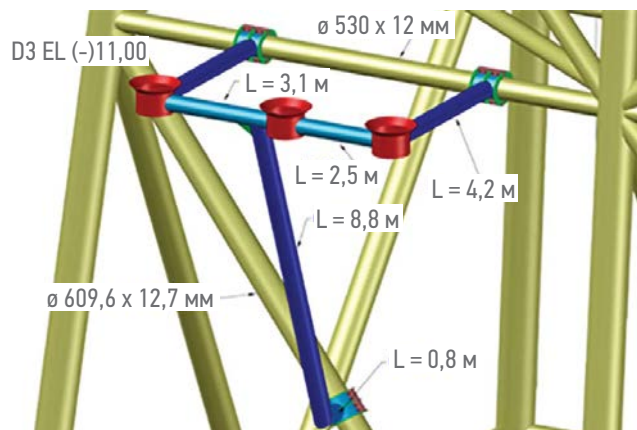


Рис. 4. Подводная консольная конструкция с направляющими для кондукторов скважин на отметке –11 м (СП «Вьетсовпетро») **Fig. 4.** Below water console frame with guides for surface casings at –11 m (JV “Vietsovpetro”)

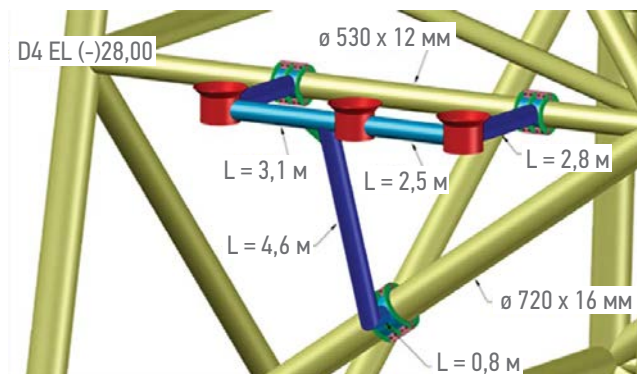


Рис 5. Подводная консольная конструкция с направляющими для кондукторов скважин на отметке –28 м (СП «Вьетсовпетро») **Fig. 5.** Below water console frame with guides for surface casings at –28 m (JV “Vietsovpetro”)

при установке водоотделяющих колонн. По окончании устройства кондукторов каждый из них закрепляется четырьмя направляющими упорами на отметке +9 м над уровнем моря.

В подводной части для ограничения поперечных перемещений кондукторов скважин предусмотрены консольные конструкции (крепления) с направляющими на уровне диафрагм D3 (-11 м) и D4 (-28 м) опорных блоков платформы (рис. 4, 5).

Обе подводные консольные конструкции выполняются из трубных элементов диаметром 406 мм и закрепляются на раскосах опорного блока ОБ-2 посредством разъёмных хомутов на болтовых соединениях. Примерный вес каждой конструкции на воздухе составляет не более 5 т, в воде — не более 2,2 т.

Защита от крупногабаритных судов (включая транспортно-буксирные суда СП «Вьетсовпетро») на МСП-5 обеспечена отбойными устройствами, расположенными по обоим бортам опорных блоков на уровне моря. Расположение отбойных устройств исключает проникновение подобных судов между опорных блоков платформы.

Для предупреждения навала малых судов (рыбачьих лодок и т.п.) с кондукторами новых скважин, расположенными за пределами опорного блока, в проекте предусмотрена установка 4-х предупреждающих полипропиленовых канатов Ø104 мм, натянутых между опорными блоками ОБ-1 и ОБ-2 по обоим

бортам на отметках +3,0 м и +4,5 м относительно среднего уровня моря. Данные конструкции закрепляются между штатными причально-посадочными устройствами опорных блоков.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Трансформация строительства от перехода с традиционных МСП в начальный периоде освоения месторождения на строительство облегченных БК, а также демонтаж буровых комплексов с МСП были вызваны оптимизацией затрат на обустройство месторождения. Для вовлечения в разработку запасов разработано техническое решение по обустройству дополнительных позиций для скважин и использованию СПБУ для бурения новых скважин.

Таким образом, реализованное техническое решение по организации дополнительных позиций для скважин, расположенных на МСП без привлечения краново-монтажного судна и последующее бурение скважин с использованием СПБУ позволило осуществить ввод в разработку остаточные недренируемые запасы.

Тиражирование технологии позволит увеличить плотность сетки скважин, повысить коэффициент извлечения на других участках районов МСП с локализованными, не охваченными разработкой остаточными запасами.

Список литературы

1. Ты Тхань Нгуа, Велиев ММ, Ле Вьет Хай, Иванов АН. Книга 2. Разработка шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро». — СПб.: Недра, 2017. — 386 с.
2. Салаватов Т.Ш., Велиев ММ, Сулейманов АА, Бондаренко В.А. Том 1. Некоторые особенности разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. — Баку, Чашыоглу, 2018. — 496 с.
3. РД VSP-000-DC-639 «Временная инструкция по применению методики ОАО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» «По расчету пусковых приростов от Геолого-Технических мероприятий». — Вунг Тай, 2014. — С. 33.

References

1. Tu Thanh Nghia, M.Veliev, Le Viet Hai, A.Ivanov. Book 2. Vietsovpetro offshore oil field development. St. Petersburg: Nedra, 2017. 386 p.
2. Salavatov T., Veliev M., Suleimanov A., Bondarenko V. Vlm 1. Some peculiarities of development and production from oil-and-gas offshore fields. — Baku, Chashioglu, 2018. 496 p.
3. RD VSP-000-DC-639 "Temporary guidelines on Zarubezhneft methodology application" "On calculating the start-up increment from Well interventions". Vungtau, 2014. P. 33.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Н. Иванов — разработал концепцию статьи, принимал непосредственное участие в управлении и координации подразделений проектного института для реализации проекта по модернизации МСП-5. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.В. Приданников — подготовил текст статьи, принимал непосредственное участие в оценке геологического потенциала объектов разработки, выборе оптимальной траектории проектных скважин. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Мuryгин — подготовил текст статьи, принимал непосредственное участие в анализе состояния разработки участков близлежащих к МСП-5, расчете запусковых параметров проектных скважин. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Авдеев — принимал непосредственное участие в управлении проектных работ по модернизации МСП-5. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.А. Ховрин — подготовил текст статьи, принимал непосредственное участие в координации проектных работ по модернизации МСП-5. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.Н. Костикин — подготовил текст статьи, рисунки, принимал непосредственное участие в проектных работах по модернизации МСП-5. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Aleksei N. Ivanov — designed the article concept, directly managed the Research and Engineering Institute departments to implement "MSP-5 Upgrade" project. Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Denis V. Pridannikov — article author, directly evaluated the geological potential of the development areas and selected the optimal well trajectory. Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Aleksandr A. Murygin — article author, directly analysed the current development state of MSP-5 neighbouring areas, calculated the well start-up parameters. Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Andrei S. Avdeev — directly managed the engineering of "MSP-5 Upgrade". Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Vasilii A. Khovrin — article author. Directly coordinated the engineering of "MSP-5 Upgrade". Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

Vitalii N. Kostikin — article and pictures author. Directly participated in engineering of "MSP-5 Upgrade". Agrees to accept the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Николаевич Иванов — первый заместитель директора НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: ivanov.rd@vietsov.com.vn

Денис Вячеславович Приданников* — заместитель начальника отдела разработки нефтяных и газовых месторождений НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: pridannikov.rd@vietsov.com.vn

Александр Александрович Мурыгин — главный специалист отдела разработки нефтяных и газовых месторождений НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: murygin.rd@vietsov.com.vn

Андрей Сергеевич Авдеев — главный инженер НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: avdeev.rd@vietsov.com.vn

Василий Александрович Ховрин — главный инженер проектов НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: khovrin.rd@vietsov.com.vn

Виталий Николаевич Костикин — руководитель технологической группы отдела технологического проектирования и обустройства месторождений НИПИморнефтегаз, СП «Вьетсовпетро»
790000, Социалистическая Республика Вьетнам,
г. Вунгтау, ул. Ле Лой, 105
e-mail: kostikinvn.rd@vietsov.com.vn

Aleksei N. Ivanov — First deputy director, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: ivanov.rd@vietsov.com.vn

Denis V. Pridannikov* — Deputy head of petroleum reservoir Engineering, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: pridannikov.rd@vietsov.com.vn

Aleksandr A. Murygin — Expert of Petroleum Reservoir Engineering, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: murygin.rd@vietsov.com.vn

Andrei S. Avdeev — Chief operating officer, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: avdeev.rd@vietsov.com.vn

Vasilii A. Khovrin — Project manager, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: khovrin.rd@vietsov.com.vn

Vitalii N. Kostikin — Head of process team, Technological Department, Research and Engineering Institute, JV "Vietsovpetro"
790000, Socialist Republic of Vietnam, Vungtau, Le Loi 105
e-mail: kostikinvn.rd@vietsov.com.vn

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author