

Sakhalin 3: The Geological & Engineering Principles

Геологические предпосылки освоения и принципы разработки месторождений блока “Сахалин-3”

М.Н. Мансуров, Е.В. Захаров (ООО “Газпром ВНИИГАЗ”)

M.N. Mansurov, E. V. Zakharov (“Gazprom VNIIGAZ” LLC)

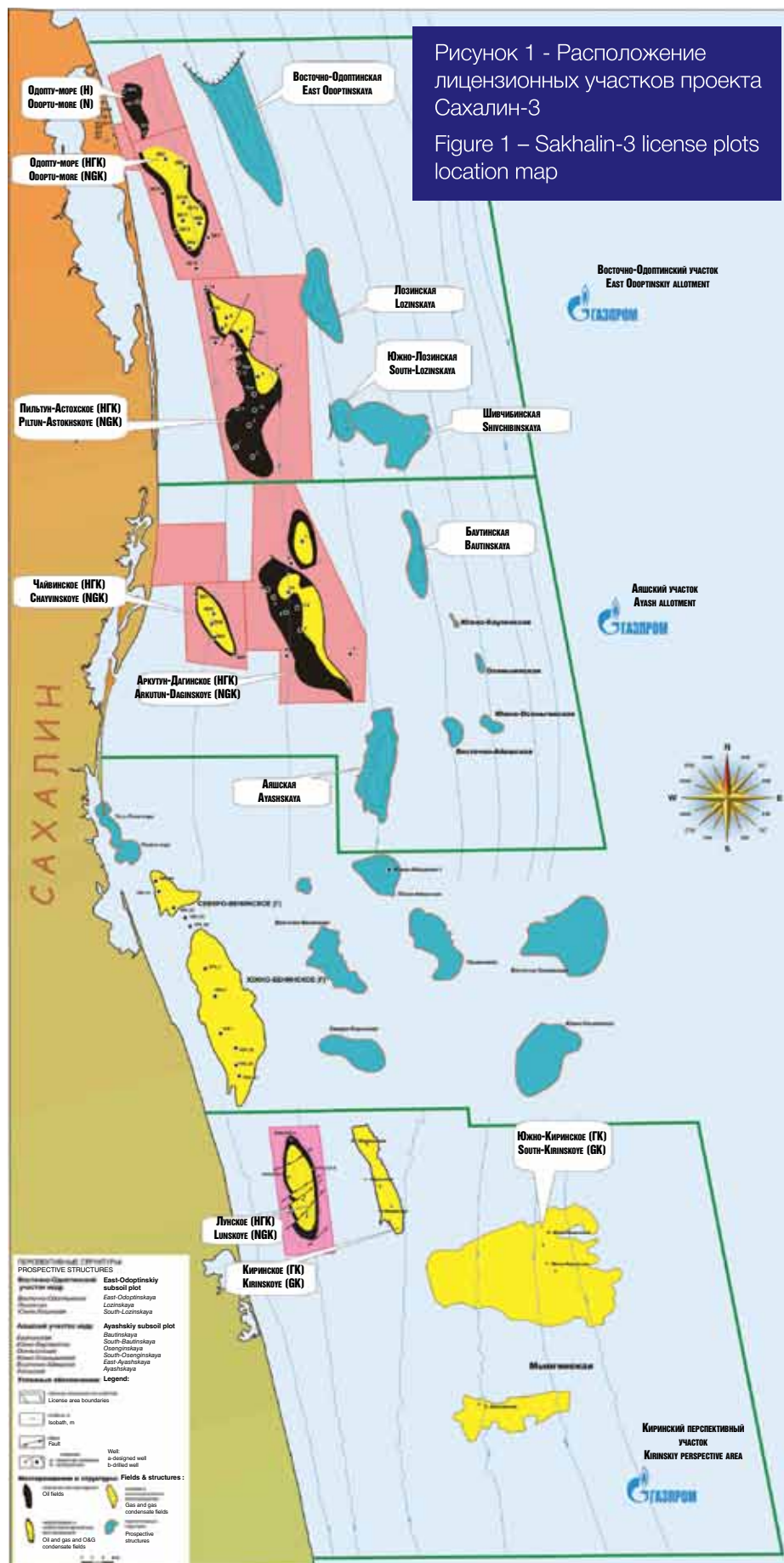
Промышленная нефтегазоносность в Северо-Сахалинском прогибе установлена в средневерхнемиоценовом (окобыкайский и нижненутовский горизонты), нижнесреднемиоценовом (уйнинский и дагинский горизонты) и верхнеолигоценовом (даехуринский горизонт) комплексах. Наиболее крупные месторождения УВ приурочены к ловушкам, в формировании которых значительную роль сыграл конседиментационный фактор. Такие ловушки при прочих благоприятных условиях обычно характеризуются высоким коэффициентом заполнения – 0,5-0,9. Коэффициент заполнения постседиментационных ловушек редко превышает 0,5 и обычно изменяется в пределах 0,1-0,5. В настоящее время ОАО «Газпром» владеет лицензиями на Восточно-Одоптинский (блок I), Айяшский (блок II) и Кириинский (блок IV) участки недр

The commercial oil-bearing capacity in the North-Sakhalin trough was detected in the upper mid-Miocene (Okobykay and Nizhnenut horizons), lower mid-Miocene (Yuninsk and Dagin horizons) and the upper Oligocene (Dayekhur horizon) range. The larger hydrocarbon (HC) deposits are confined to traps that formed under a strong consedimental influence. In all the other favorable conditions, these traps typically feature a high spacing factor – 0,5-0,9. The spacing factor in post- penecontemporaneous traps rarely exceeds 0,5 and normally varies between 0,1-0,5. Gazprom currently holds the licenses for the East-Odoptinskoye (block I), the Ayashskoye (block II) and the Kirinskoye (block IV) for the Sakhalin-3 project. These blocks are situated in the north-eastern shelf of Sakhalin Island and in the North-Sakhalin trough. The East-Odoptinskoye and Ayashskoye blocks are located in the northern hypsometrically elevated section,

проекта «Сахалин-3». Эти участки расположены на северо-восточном шельфе о. Сахалин в Северо-Сахалинском прогибе, причем Восточно-Одоптинский и Айяшский участки располагаются в северной гипсометрически приподнятой его части, а Киринский участок в южной опущенной части (рис. 1).

Сравнительный анализ геологического строения и нефтегазоносности выявленных месторождений и перспективных локальных структур-ловушек на лицензионных участках недр в пределах Северо-Сахалинской НГО показал, что в направлении с севера на юг, по мере удаления от источника сноса, прослеживается ослабление влияния дельты р. Амур и ухудшение литологического состава, фациальных условий и снижение мощности уйнинско-дагинского, окобыкайского и нижненутовского нефтегазоносных горизонтов. Это четко видно в пределах Восточно-Одоптинского, Айяшского и, особенно, Киринского блоков.

На востоке Южно-Киринского и Мынгинского ГКМ (блок IV) по интерпретации материалов сейсморазведки 3D установлены две границы ухудшения коллекторских свойств верхнедагинских отложений – первая связана с частичным выклиниванием коллекторов, а вторая – с полным отсутствием продуктивных отложений в результате фациального замещения. На сейсмических разрезах через Южно-Киринскую и Мынгинскую структуры кровельная часть позднемезозойского комплекса сопровождается сильными отрицательными амплитудными аномалиями, связанными с наличием кавернозно-трещинных резервуаров. В связи с этим, в одной из последующих скважин на Южно-Киринском месторождении необходимо вскрыть эти отложения в благоприятных структурных условиях и изучить их возможную нефтегазоносность.



Отличительной особенностью Восточно-Одоптинской антиклинальной зоны (блок I) является ее значительная амплитуда, достигающая 1200 м. Шарнир зоны погружается в юго-восточном направлении. В пределах зоны выделены Восточно-Одоптинская (36 x 7 км), Лозинская (19,5 x 6 км), и другие менее крупные структуры.

По аналогии с рядом расположенным нефтегазоконденсатным месторождением Одопту-море, в пределах Восточно-Одоптинской структуры наиболее вероятны пластовые сводовые, а также литологически экранированные газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками и нефтегазоконденсатные залежи.

В северной части Восточно-Одоптинской структуры, где отмечается совпадение структурных планов по пильскому комплексу с локальными магнитными максимумами, отражающими положение серпентинитовых массивов, в верхнемеловых породах может быть открыто крупное нефтегазоконденсатное месторождение. В Лозинской антиклинальной складке вероятно обнаружение пластовых сводовых и массивных газоконденсатных с нефтяными оторочками и нефтегазоконденсатных залежей в предполагаемых резервуарах во всех регионально перспективных комплексах.

Обе эти наиболее перспективные структуры относятся к конседиментационному типу, причем характеризуются лишь ~25 % поисковым риском.

На Айяшском блоке открыто и разрабатывается 2 месторождения углеводородов: Чайвинское и Аркутун-Дагинское. Проведенными сейсморазведочными работы 3D восточнее указанных месторождений выделяется ряд антиклинальных структур, наиболее крупные из которых Айяшская и Баутинская. Обе они расположены в Дагинской антиклинальной зоне. Айяшская антиклиналь, характеризуется размерами 25 x 6 км и амплитудой 125 м, а Баутинская структура – 21,5 x 4,5 км и амплитудой 200 м. В них прогнозируются пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками, а также нефтегазоконденсатные.

В недрах перечисленных наиболее перспективных локальных структур-ловушек по блокам I и II проекта «Сахалин-3» оценены геологические локализованные прогнозные извлекаемые ресурсы УВ категорий СЗ+Д1л. Обобщенные результаты этих оценок приведены в таблице. Важно подчеркнуть, что перспективные локальные структуры-ловушки блоков I и II и, прежде всего, Восточно-Одоптинская и Айяшская характеризуются наиболее вероятным наличием скоплений не только газа, но и нефти.

whereas the Kirinskoye block is located in the lowered southern area (fig. 1).

The comparative analysis of the geology and oil-bearing capacity of these deposits and prospective local trap structures for the subsoil license blocks within North-Sakhalin petroleum area revealed that the influence of Amur River delta gradually decreases in the north-south direction away from the land. The lithological composition decreases with the facies conditions and the thickness of Uynin-Dagin, Okobykay and lower-Nut horizons. It is obviously visible within the East-Odoptinskoye, the Ayashskoye and especially the Kirinskoye blocks.

Based on 3D seismic data interpretation in the eastern part of South-Kirinskoye and Mynginskoye GCF (block 4), two lines of reservoir degradation, for the upper-Dagin depositions can be found. The first is related to a partial wedging-out of the reservoirs and the second one due to the complete absence of productive depositions due to the facies substitution. The seismic sections across the South-Kirinskoye and Mynginskoye structures show that the formation top of the late Mesozoic unit is accompanied by strong negative amplitude anomalies related to the presence of cavernous-fractured reservoirs. Due to this fact, one of the wells to be drilled at the South-Kirinskoye plot should aim to uncap these depositions in favorable structural conditions, and their possible oil bearing capacity should be studied.

One distinctive feature of East-Odoptinskoye anticlinal belt (block I) is its significant amplitude that reaches 1200 m. The fold hinge plunges south-easterly. In this zone, the East-Odoptinskoye (36x7 km), the Lozinskoye (19,5 x 6 km) and other smaller structures were allocated.

Similar deposits to the Odoptu-More oil-gas condensate deposit located nearby; the East-Odoptinskoye structure is more likely to feature dome-like sheet deposits as well as lithologically screened gas condensate reservoirs with oil fringes and oil-gas condensate deposits.

The Pilsian unit structural plan of the northern part of East-Odoptinskoye structure matches the local magnetic highs that reflect the location of serpentine massifs and there is potential for the discovery of a large oil-gas condensate deposit. In the upper Cretaceous rock of Lozinskoye anticlinal fold the discovery of the dome-like sheet deposits and multipay common-contact reservoirs with oil fringes is likely, as well as the discovery of oil-gas condensate formations in the proposed reservoirs for all prospective units of the region.

Both prospective structures are cosedimentary and they only feature a 25% prospective risk.

Two hydrocarbon deposits have been discovered, and indeed are now being developed at the Ayashskoye block - the Chayvinskoye and the Arkutun-Daginskoye fields.

EWEF 2012

WWW.ACOUSTICS.GUBKIN.RU
WWW.OILRING.RU

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ВОЗДЕЙСТВИЕ УПРУГИХ ВОЛН НА ФЛЮИДЫ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ
(EWEF-2012)

Москва, 24-28 сентября 2012

24-28.09.2012



GUBKIN RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL & GAS

INTERNATIONAL CONFERENCE
ELASTIC WAVE EFFECT ON FLUID IN THE POROUS MEDIA (EWEF-2012)
Moscow, September 24-28, 2012

#	Наименование локальных структур-ловушек Local trap structures	Глубина залегания/ глубина моря, м Deposition depth/ sea depth, m	Максимальная амплитуда ловушки, м Maximum trap amplitude, m	Локализованные ресурсы категорий C_3+D_{1n} Localized resources in categories C_3+D_{1n}		Вероятный поисковый риск (по объектам) ρ_p , % Probable prospecting risk (by plot) ρ_p , %
				газа, млрд м ³ gas, bln m ³	нефти+конд-та, млн т Oil +condensate, Mt	
1	Восточно-Одоптинская East-Odoptinskoye	-1800/55	800	150,0	240,0	≥ 25
2	Лозинская Lozinskoye	-2450/65-85	650	130,0	149,5	≥ 25
3	Баутинская Bautinskoye	-3800/90	250	70,0	103,5	37
4	Айяшская Ayashskoye	-3150/70	350	144,0	140,0	37
Всего Total				494,0	633,0	

Таблица: Обобщенные результаты оценки геологических локализованных ресурсов УВ категорий C_3+D_{1n} по наиболее перспективным объектам лицензионных участков проекта Сахалин-3

Table: Summary for geological localized HC resources in categories C_3+D_{1n} for most prospective areas of Sakhalin-3 project allotments.

Проектные решения по разработке и обустройству месторождений Кириного блока лицензионного участка «Сахалин-3» обусловлены тремя основными факторами: наличием сезонного ледового режима; глубиной воды и расстоянием до объектов береговой инфраструктуры.

Учитывая относительно небольшое количество скважин и близость береговых сооружений, разработка и обустройство Кириного ГКМ предусматривается с использованием подводных технологий добычи, что позволяет сократить сроки ввода месторождения, и обеспечить транспортировку углеводородов до береговых сооружений в многофазном состоянии.

Промысел создается скважинами с подводным заканчиванием, которые соединяются промысловыми трубопроводами со сборным манифольдом, откуда сборный подводный трубопровод обеспечивает доставку продукции скважин на береговую УКПГ. Проект подводного промысла должен удовлетворять следующим условиям:

- » длительная эксплуатация при минимальном техническом обслуживании,
- » постоянный мониторинг состояния и управление с берегового диспетчерского пункта,

3D seismic shots east of these two deposits identified a number of anticlinal structures, with the largest of them being Ayashskoye and Bautinskoye. Both are located on the Dagin anticline belt. The Ayashskoye anticline is 25 x 6 km in size and its amplitude is 125 m and the Bautinskoye structure is 21.5 x 4.5 km in size and has an amplitude of 200 m. The roof-type sheet gas condensate, tectonically and lithologically screened, deposits with oil fringes are forecasted to be here as well as oil-gas condensate deposits.

The forecast for recoverable HC resources were estimated in categories - C_3+D_{1n} for the most promising local trap structures for Sakhalin-3 project blocks I and II. A summary of these estimations are shown in the table below. It is important to emphasize that the prospective local trap structures for blocks I and II (above all East-Odoptinskoye and Ayashskoye) feature the most promising accumulations of not just gas, but oil as well.

The design solutions for the field development and construction facilities at the Kirinskoye license block area of Sakhalin-3 are based on three principal factors, namely seasonal ice conditions; water depth and distance to shore facilities.

Considering a relatively small number of wells and the proximity of shore facilities, field development and the construction of the facilities at the Kirinskoye GCD will be



IV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

10-11 ОКТЯБРЯ 2012 г.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

ТЕМАТИКА

ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА:
АРКТИКА И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК

СЕКЦИИ

- Разработка морских месторождений
- Геология и разработка морских месторождений
- Техника и технология обустройства
- Промышленная и экологическая безопасность шельфа
- Законодательное, нормативно-техническое регулирование
- Экономика освоения морских нефтегазовых месторождений
- Разработка морских месторождений Баренцева и Карского морей;
- Обской и Тазовской губ; шельфа Дальнего Востока
- Морские сооружения включая ПДК
- Бурение скважин; промысловая подготовка и транспорт продукции
- Переработка природного газа включая подготовку и охрана труда
- Экологическая и техническая безопасность, охрана труда
- Создание и совершенствование нормативной базы
- Расчет затрат; Анализ рынков
- Освоения шельфа Арктики и Дальнего Востока;



МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ КОНФЕРЕНЦИИ

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Россия, Московская обл., Ленинский р-н,
пос. Развилка

ПРОЕЗД ОТ СТ. МЕТРО «ДОМОДЕВСКАЯ»

Маршрутное такси № 356 до остановки «Газпром ВНИИГАЗ»
(примерное время в пути 5-7 мин)

КОНТАКТЫ

Тел: +7 (498) 657-41-55, факс: +7 (498) 657-96-00

e-mail: roogd2012@vniigaz.ru, www.vniigaz.gazprom.ru/roogd2012

- » дублирование особо критических систем и узлов,
- » автоматическое выполнение операций аварийного останова по сигналам, выдаваемого системой самотестирования,
- » наличие возможности раннего диагностирования событий, ведущих к необходимости технического обслуживания,
- » наличие возможности модульной замены агрегатов и узлов с помощью дистанционно управляемых подводных аппаратов в ледовый период,
- » наличие возможности запуска и приема диагностических устройств в трубопровод в районе его выхода на берег,
- » наличие возможности проведения в безледный период внутрискважинных работ с плавучих средств с доступом к устью скважины через блок фонтанной арматуры без его демонтажа,
- » наличие возможности встраивания в добычный комплекс нового оборудования на последующих стадиях эксплуатации и его подключения к системе управления,
- » наличие возможности подключения второго дублирующего пункта управления с последующей передачей ему диспетчерских функций,
- » наличие возможности наращивания производительности за счет подсоединения дополнительных скважин или соединения с соседними месторождениями.

В настоящее время мировой уровень подводных технологий способен удовлетворить большинство приведенных условий, поэтому впервые в российской практике добыча продукции на месторождении будет осуществляться с подводного газового промысла (рис. 2). Свои решения в области подводных технологий предлагают различные компании - Aker Kvaerner, FMC Technologies, FMC & Siemens Technology, Framo Engineering. В процессе развития подводных технологий были опробованы различные технические предложения. В конечном счете, разработчики ПДК пришли к нескольким базовым техническим и схемным решениям, у каждого из которых есть свои преимущества и недостатки, поэтому выбор того или иного варианта осуществляется в зависимости от конкретных условий.

Современные подводные добычные комплексы включают в себя полный набор оборудования для добычи. Компактность и модульный принцип построения конструкций оборудования позволяет осуществить транспортировку на месторождение,



Рисунок 2: Схема обустройства Киринского ГКМ
Image 2: Kirinskoye GCF

carried out using submarine mining methods which allows reducing production launch for the deposit and provides HC transit to onshore facilities in multiphase mode.

The field development will utilize subsea completion wells connected with a gathering of manifold pipelines with the feeding subsea pipeline delivering production to the onshore CPF.

The subsea development must meet the following conditions:

- » Long production life with minimum maintenance
- » Constant monitoring and remote control from the onshore control room
- » Duplicating the most critical systems and units
- » Automated emergency shutdown sequence to be run based on signals from the self-testing system
- » Capability for early diagnosis of events that may cause the need for maintenance
- » Capability to replace equipment and machinery using ROV's during the ice season
- » Capability to introduce and recover the testing equipment to/from the pipeline at landfall
- » Capability for downhole operations, during the ice-free season, using rigs or vessels gaining well access via the Christmas tree, without its disassembly
- » Capability for the introduction of new equipment at later stages of the field developments and the capability to connect it to the existing control system
- » Capability of connecting a spare control room with the subsequent transfer of full control to the spare control room
- » Capability to increase production through the connection of additional wells or a merger with adjacent deposits.

The current situation with subsea production will meet most of the listed criteria; this is why, for the first time in Russia, the development of this deposit will take place from a



Рисунок 3: Схема обустройства Кириного блока по варианту 1
Image 3: Field facilities layout for Kirinskoye block, option 1



Рисунок 4: Схема обустройства Кириного блока по варианту 2
Image 4: Field facilities layout for Kirinskoye block, option 2

subsea gas production facility (image. 2). Various companies are suggesting their subsea development solutions, among them Aker Kvaerner, FMC Technologies, FMC & Siemens Technology and Framo Engineering. Various technical proposals have been probated in the process of the subsea production development. In the end, subsea production developers concluded a number of basic technical and processing solutions, and because each has its upsides and downsides, the selection of a specific option will be determined based on specific conditions.

Today's subsea production systems include a whole range of production equipment. Compactness and the modular principle of equipment assembly allows for the transporting, installing and connecting of the subsea development elements in a relatively short time, being limited by weather and ice conditions. The subsea systems, for the different configurations, had entire nomenclatures of technical devices and tools for underwater assembly/disassembly and maintenance, either using divers or using ROV's.

установку и соединения элементов ПДК в относительно небольшой период времени, ограниченный погодными условиями или ледовой обстановкой. Для выпускаемых подводных добычных комплексов различной конфигурации разработана полная номенклатура технических средств и инструментов для монтажа, демонтажа и обслуживания оборудования под водой, как с помощью водолазов, так и посредством дистанционно управляемых подводных аппаратов.

Для комплексной разработки и обустройства других месторождений Киринского принципиально возможны два варианта:

- 1) вариант предполагает использование подводных комплексов и энергии пласта, для доставки многофазного потока флюидов на береговые сооружения (рис. 3);
- 2) вариант, предполагает использование подводных комплексов и энергии пласта, для доставки многофазного потока флюидов на стационарную морскую платформу гравитационного типа, расположенную на относительно мелководье (рис. 4).

Разработка месторождений будет осуществляться с применением подводных добычных комплексов на донных плитах, содержащих подводные кусты скважин, манифольд и энергоблок, и внутрипромысловых трубопроводов и шлангокабелей. Продукция скважин будет поступать на сборный манифольд, далее под пластовым давлением транспортироваться на береговое УКПГ, специально построенную для Киринского блока проекта «Сахалин-3».

Для месторождений Киринского блока возможно применение также подводных компрессоров. Применение технологий подводного компримирования газа позволит продлить жизнь месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки в режиме падающего давления и активного водопроявления, что особенно важно для месторождений, обустроенных с использованием подводных технологий и находящихся на значительном расстоянии от берега.

В настоящее время ведущие зарубежные компании, продолжая совершенствовать подводное добычное оборудование для ПДК, работают над созданием и совершенствованием подводных газокomppressorных, многофазных насосных и сепараторных систем и в этом направлении. Технические характеристики и показатели надежности выпускаемых подводных газокomppressorных, сепараторных и насосных систем пока еще сравнительно скромные, но прогресс в развитии этого направления очевиден, и в перспективных проектах по освоению нефтегазовых ресурсов континентального шельфа можно рассчитывать на появление оборудования с более широкими возможностями.

Two principal options are possible for the complex development and field facilities construction at the Kirinskoye field:

- 1) This option proposes using subsea systems and reservoir pressure to deliver the multiphase fluids to the onshore facilities (Image. 3);
- 2) This option proposes using subsea systems and reservoir pressure to deliver multiphase fluids to a gravity based marine platform built in relatively shallow waters (Image. 4).

The field development will be carried out using production systems consisting of subsea templates with well clusters, production system and a power generation unit, as well as in-field pipelines and flexible drill strings. The production from the wells will go to the central production system, then using reservoir pressure, will be transported to the onshore CPFG built especially for the Kirinskoye block of the Sakhalin-3 project.

The Kirinskoye block deposits could also potentially use subsea compressors. The application of subsea gas compression technologies allows increased lifetime for the declining production and active water ingress fields, which is especially important for deposits located far from the shore that utilizing subsea technologies.

The leading international companies are continuing to improve subsea production equipment and are working on creating and enhancing subsea gas compressor, multiphase pump and separation systems. The technical characteristics and reliability performance indicators for manufactured subsea gas compression, separation and pumping systems are still quite modest, but progress is certainly being made and the prospective projects on continental shelf deposits development in the future may expect an emergence of equipment with a wider application range.

The preliminary evaluation of the development options for the Ayashskoye and East-Odoptinskoye license areas, reviewed complex field facilities with construction of HC preparation and transportation centers onshore and/or on an offshore platform serving various deposits.

Drilling subsea wells could also be carried out using jack-up drilling rigs or semi-submersible offshore drilling units; it should be taken into account that during the summer season, each unit can only drill, as few, as two wells. Jack-ups and semi's are used globally for exploration and production wells. These units may also be used for advance drilling during the installation of a stationary platform. The locations for the stationary platforms should be selected with consideration of the following factors:

- » Water depths and floor conditions in the platform location
- » Optimized depth and well profiles for the oil and gas wells
- » Drilling unit specification requirements
- » Availability of suitable horizons for water and drilling mud injection

При предварительной оценке вариантов разработки перспективных структур Айяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков рассматривались комплексные варианты обустройства с созданием центров по подготовке и транспортировке углеводородов на берегу и/или на морской платформе, позволяющей разрабатывать несколько месторождений.

Бурение скважин с подводным расположением устьев может осуществляться с помощью самоподъемных (СПБУ) или полупогружных (ППБУ) буровых установок, принимая во внимание, что за летний сезон одной установкой можно пробурить не более двух скважин. СПБУ и ППБУ нашли широкое применение в мировой практике при бурении разведочных и эксплуатационных скважин. Эти установки могут использоваться также для проведения опережающих буровых работ при установке стационарной платформы. Места размещения стационарных платформ необходимо выбирать с учетом следующих факторов:

- » глубин воды и характеристик грунтов в месте размещения платформы;
- » оптимизации протяженности и профиля нефтяных и газовых скважин;
- » требований к характеристикам бурового модуля;
- » наличия подходящих горизонтов для закачки воды и бурового шлама;
- » исключения на площадке размещения скопления мелкозалегающего газа;
- » охраны окружающей среды.

На шельфе о. Сахалин в рамках реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», начиная с 1997 г., были установлены одна за другой следующие ледостойкие платформы: Пильтун-Астохская-А, Пильтун-Астохская-Б, Лунская-А («Сахалин-2»), «Орлан» и опорное основание платформы «Беркут» («Сахалин-1»).

Эти платформы имеют различные конструкции, но все они представляют собой сооружения гравитационного типа (рис.5), состоящие из стального или железобетонного опорного блока и интегральной палубы с установленным на ней технологическим оборудованием. Хотя бетонные основания гравитационного типа обычно считаются наилучшим решением для условий замерзающих морей, проведенные оценки использования стальных оснований показывают, что стоимость их изготовления может быть ниже стоимости бетонного основания. Негативным фактором является отсутствие реальных возможностей изготовления стальных оснований в России, поэтому использование стальных оснований может привести к снижению уровня российского участия в проекте. Платформы оснащаются оборудованием для бурения, промысловой подготовки углеводородов, жидкостей/воды, хранения химических

- » Ensuring absence of shallow gas accumulations in platform location area
- » Environmental protection issues.

Starting in 1997 under the Sakhalin-1 and Sakhalin-2 projects, the following platforms were installed successively on Sakhalin shelf: Piltun-Astokhsкая-A, Piltun-Astokhsкая-B, Lunskaya-A (Sakhalin-2), Orlan and "Berkut" platform substructures (Sakhalin-1).

These platforms have different designs, but all of them pertain to a gravity based structure (Image. 5), and consist of steel or a reinforced concrete jacket and an integrated deck with the production equipment installed on it. Although gravity based concrete jackets are typically considered as the best solution for the freezing sea conditions, the evaluation tests for steel platform application show that the cost of construction from steel may be lower than that for concrete. One negative factor is the absence of viable options for the construction of steel jackets in Russia, therefore using a steel jacket may result in smaller share of Russian companies participation in the project. The platforms are equipped with drilling units, field HC treatment facilities, fluids/water, and chemical reagent storage. To provide maximum safety of the production equipment, auxiliary systems and accommodation facilities are located in separate areas and the main operation areas are sealed. The layout of sealed areas provides controlled temperature and ventilation with local protection of the equipment from the influence of the winter conditions.



Рисунок 5: Платформа ПА-Б, февраль 2009 г. (проект «Сахалин-2»)

Image 5: Platform PA-B, February 2009 (Sakhalin-2)

материалов. Для обеспечения максимальной безопасности технологическое оборудование, вспомогательные системы и жилые помещения размещаются в разных зонах. Основные рабочие зоны закрыты. Конструкция закрытых зон обеспечивает контроль температуры и вентиляцию с локальной защитой оборудования от воздействия зимних условий.