



УДК 622.279:620.193/197

## МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА АРКТИКИ С КОРОТКИМ МЕЖЛЕДОВЫМ ПЕРИОДОМ

Ф.Д.Мирзоев  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В работе излагаются научные основы разработки рациональных схем обустройства и эксплуатации нефтегазовых месторождений арктического шельфа с критическим коротким межледовым периодом. Представлены основные критерии выбора рациональных схем обустройства с учетом существующих береговых баз снабжения. Даются рекомендации по использованию данной методики.

**Ключевые слова:** межледовый период, приурезовая зона, береговой надземный промысел, ледостойкие стационарные платформы.

**E-mail:** oxana-arkhipova@yandex.ru

**DOI:** 10.5510/OGP20140200202

Эксперты оценивают ресурсный потенциал Крайнего Севера до 20% неразведанных извлекаемых запасов нефти и газа, территория которого занимает лишь 6% поверхности Земли. Арктику условно можно разделить на три части с глубинами до 500 м, вторую часть с глубинами более 500 м, а третья часть – это арктическая суша.

Значительная часть поверхности океана в Арктике почти весь год покрыта льдом, поэтому для создания новых технологий, технических средств, сооружений и оборудования необходимо учесть ограниченность и критичность межледового периода.

При создании методических основ выбора рациональных схем обустройства нефтегазовых месторождений шельфа Арктики с критически коротким ледовым периодом должно учитываться, что освоение углеводородных ресурсов акваторий в таких условиях сопряжено со значительными финансовыми затратами и высоким уровнем технического и технологического риска.

Известно, что выбор рациональных схем обустройства морских нефтегазовых месторождений в условиях арктического шельфа будет зависеть как от ограниченности межледового периода, так и от глубины воды на месте расположения месторождения, а также от расстояния его до берега. Следовательно, работа по данной методике должна начинаться с построения карты районирования рассматриваемых акваторий по ледовым режимам, глубине воды с нанесением на них места расположения месторождений и нефтегазоносных структур.

Следует отметить, что обычно разделение глубин используется при определении зоны ветрового волнения, а основным критерием является относительная глубина  $H/\lambda$ , где  $H$  - глубина воды,  $\lambda$  - длина расчётной волны. В инженерной практике при определении воздействий ветровых волн на морские инженерные сооружения принимается (рис.1), что для глубоководной зоны  $H/\lambda \geq 0.5$ , в зоне средних глубин -  $0.2 \leq H/\lambda < 0.5$ ; в зоне мелководья -  $H_{кр}/\lambda < H/\lambda < 0.2$ . Здесь  $H_{кр}$  - критическая глуби-

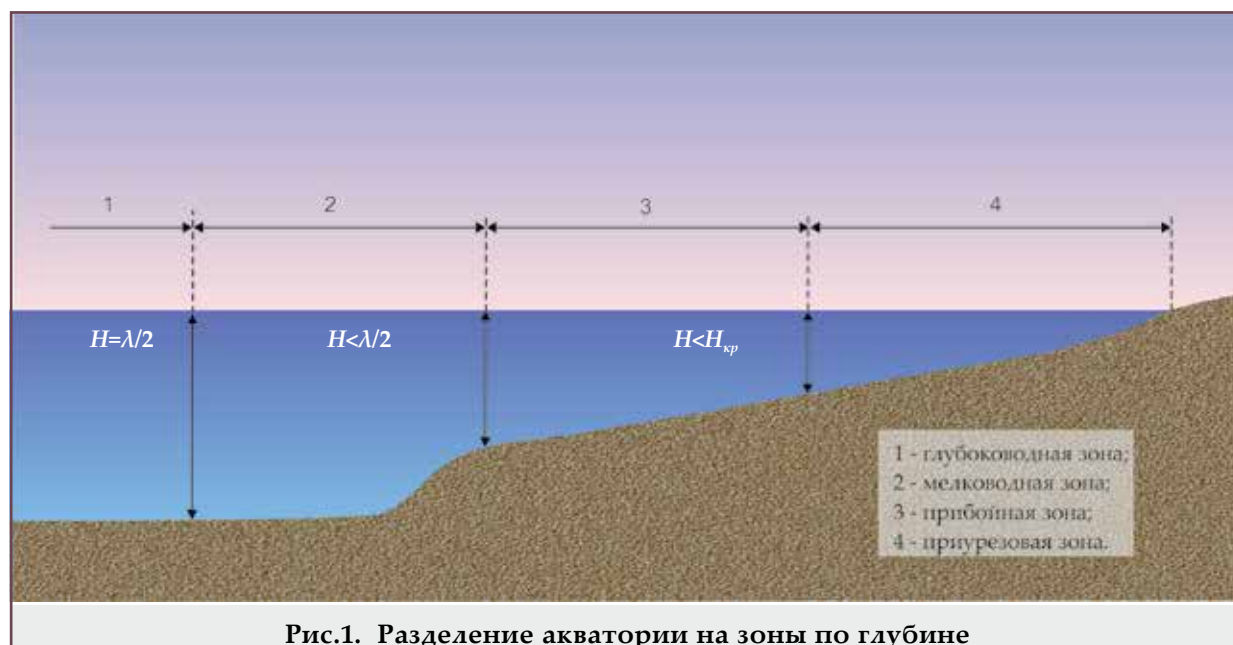
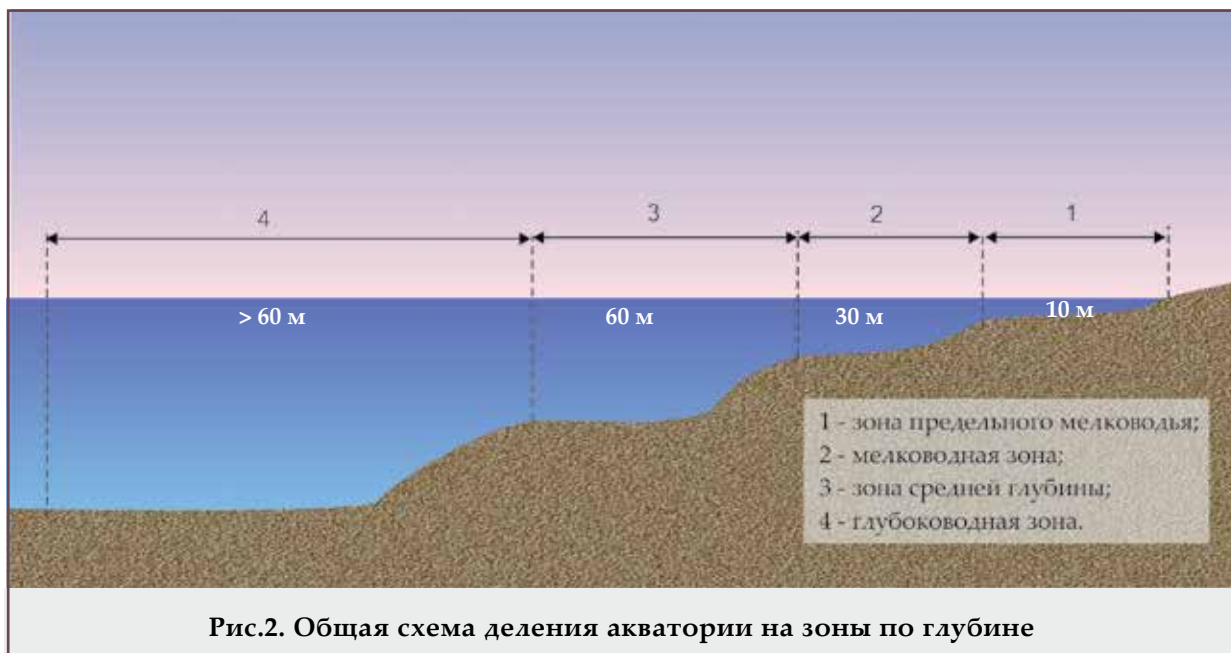


Рис.1. Разделение акватории на зоны по глубине



на, при которой происходит первое обрушение ветрового волнения.

На схеме разделения акватории на зоны по глубине (рис.1) показано, исходя из изменения формы ветрового волнения при распространении его из глубоководной зоны в сторону берега, которое приводит к изменению его параметров (длина волны  $l$ , период волны  $T$ , высота волны  $h$  и т.д.). Причиной изменения формы ветрового волнения является изменение глубины воды, т.е. в условиях мелководья дно начинает влиять на форму волнения. Поэтому с этой целью зоны разделены на глубоководную, мелководную, прибойную и прирезную зоны. Определение этих зон производится путём отнесения глубины воды к половине длины волны. Глубина, при которой начинается изменение формы и параметров волнения, называется критической глубиной. Эта зона называется прирезной зоной, когда начинается разрушение волнения [3].

Для случаев определения рациональных схем обустройства нефтегазовых месторождений на замерзающих акваториях с коротким межледовым периодом такое разделение становится необоснованным, т.к. ветровое волнение не является определяющим при выборе типов и конструкций объектов обустройства. В данном случае из факторов окружающей среды определяющим является ледовый режим в сочетании с глубиной акватории. Поэтому при районировании акватории арктических морей необходимо учитывать глубины и целесообразные типы морских нефтегазовых инженерных сооружений.

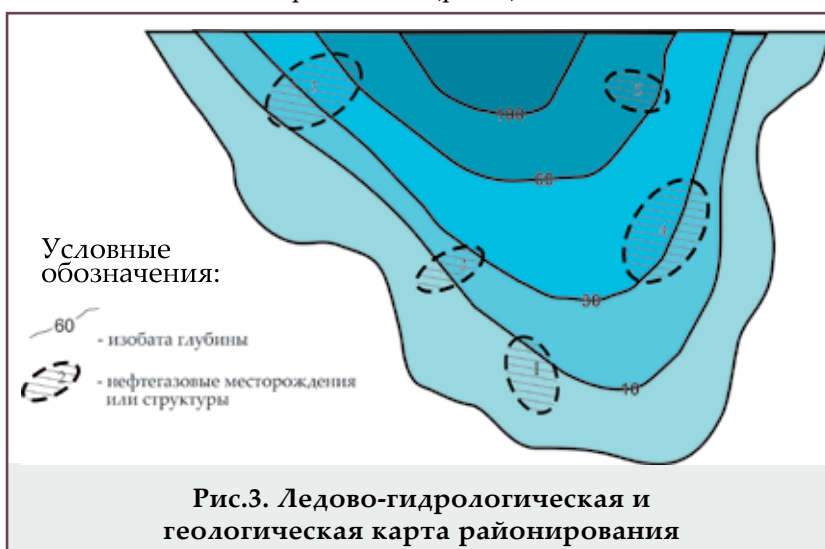
С учётом сложившейся практики проектирования морских ледостойких нефтегазовых инженерных сооружений в качестве границ зоны глубин могут быть ориентировочно названы следующие абсолютные значения глубин (рис.2):

$H \geq 60$  м - глубоководная;  
 $30 \leq H \leq 60$  м - средняя;  
 $10 \leq H \leq 30$  м - мелководная;  
 $0 < H \leq 10$  м - предельно мелководная.

Разделение глубин по таким зонам позволяет даже на стадии концепции определить целесообразные типы морских нефтегазовых промыслов и нефтегазовых сооружений. Карты гидрометеорологического районирования необходимо составить по проведённым выше зонам по глубине.

Необходимо обратить внимание ещё на один вопрос, связанный с глубоководной зоной, т.е. глубины от 60 до 100 м и более 100 м. Это разделение диктуется техническими проблемами, т.е. созданием технических средств для бурения эксплуатационных скважин. Для глубин до 100 м строительство ледостойких платформ в настоящее время считается реальным, а для глубин 100-150 и более метров создание ледостойких платформ технически возможно, а экономически нецелесообразно.

На следующем этапе на карты районирования наносятся условно газоносные структуры и открытые месторождения (рис.3).



В качестве примера выбирается одно из извест-

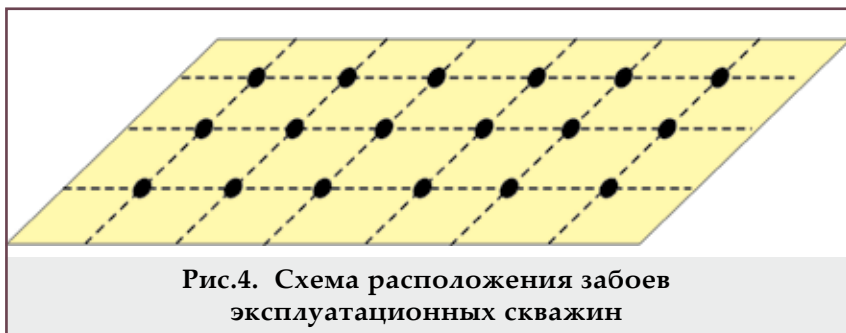


Рис.4. Схема расположения забоев эксплуатационных скважин

ных открытых месторождений с указанием плана (контура) расположения продуктивного горизонта с указанием на нём сетки забоев скважин (рис.4).

В связи с тем, что схема «сетки скважин» для морских и сухопутных месторождений не будет иметь принципиальное отличие, а координаты устьев скважин для морских месторождений будут отличаться значительно (рис.5) в связи с их кустованием.

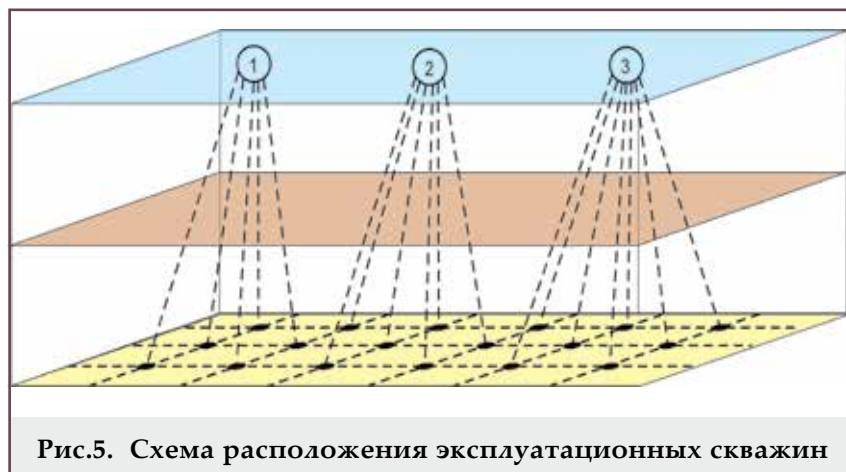


Рис.5. Схема расположения эксплуатационных скважин

Вопросы кустования устьев скважин для морских месторождений будут решаться в зависимости от многих факторов, особенно от глубины воды и сложности ледового режима, а также от степени апробированности техники и технологии проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

При анализе и выборе рациональных схем обустройства необходимо рассматривать все возмож-

ные варианты типов промыслов [1,2]:

- надземный;
- подземный;
- надводный;
- подводный;
- комбинированный.

При переходе к анализу применимости возможных типов промыслов на акваториях с предельно коротким межледовым периодом будем предполагать, что бурение куста всех эксплуатационных скважин невозможно с помощью неледодостойких буровых установок.

На начальном этапе варианты промыслов должны рассматриваться по принципу их применимости, а их объекты обустройства рассматриваются «силуэтно», т.е. без расшифровки их массогабаритных и технологических характеристик.

Для выбора рациональных схем обустройства морских нефтегазовых месторождений при глубине воды до 10 м (предельно мелководная зона) с коротким межледовым периодом можно рассматривать, в принципе, как надводный, так и подводный промысел.

Если расстояние от берега незначительно, то можно рассматривать и надземные промыслы, т.е. все технологические операции могут выполняться с берега.

Если расстояние между берегом и контурами продуктивных залежей месторождения около 4-5 км, то можно рассматривать надземный, т.е. береговой надземный промысел. При этом длина ствола горизонтальных скважин не должна превышать 5 км. В связи с

отсутствием таких месторождений в более детальных комментариях по данному виду промысла нет необходимости.

В условиях шельфа Арктики при глубине воды не более 30 м, особенно в зонах предельного мелководья, имеет место пропахивание дна с ледовым образованием. Поэтому для использования подводного устьевого оборудования необходимо создать специальную защитную конструкцию,

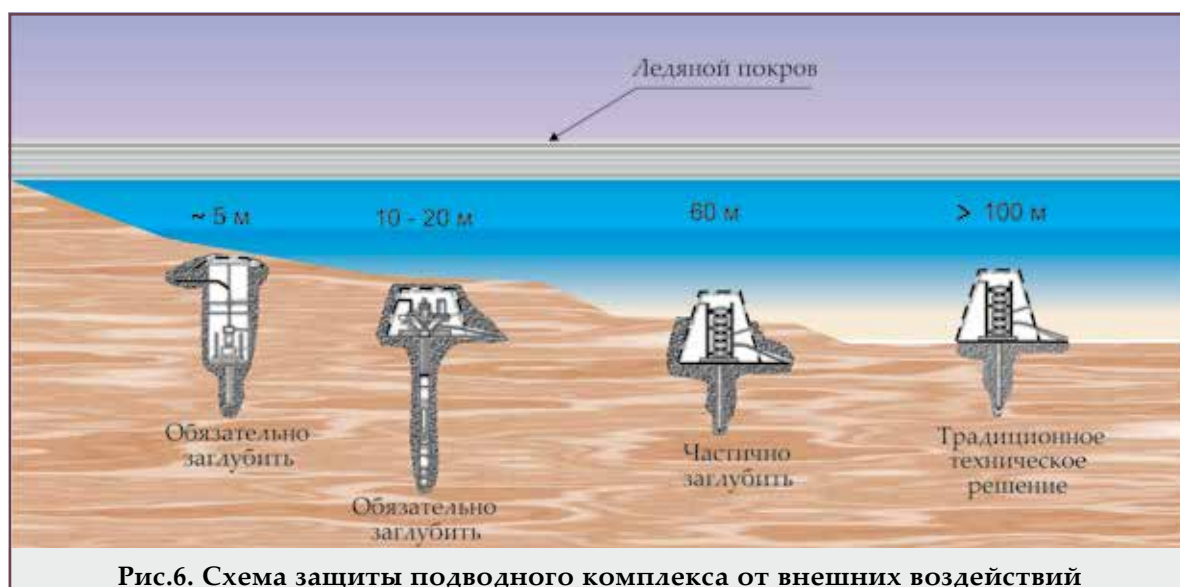


Рис.6. Схема защиты подводного комплекса от внешних воздействий

заглубленную в дно моря. Защитные конструкции в зависимости от глубины воды и ледового режима могут быть различны. Общие схемы защитных конструкций приведены на рисунке 6.

Кроме того, применение элементов подводного промысла затруднено коротким межледовым периодом, который осложняет доступность в длинный ледовый период в экстренных случаях. Применение подводных промыслов в данных глубинах морей с коротким межледовым периодом осложнено ещё и тем, что для бурения куста скважин подводно-поддонным добычным комплексом требуется специальная мобильная ледостойкая буровая установка, которая в настоящее время отсутствует в мировой практике (рис.7).

В заключение можно сказать, что рациональной схемой обустройства месторождений при глубине воды до 20 м моря с коротким межледовым периодом является создание надводного промысла, при этом не исключается комбинированный метод обустройства с малым количеством скважин с подводным заканчиванием.

Одним словом, рациональной схемой обустройства морских нефтегазовых месторождений в условиях короткого межледового периода может являться традиционная схема – надводный промысел с ледостойкими объектами обустройства.

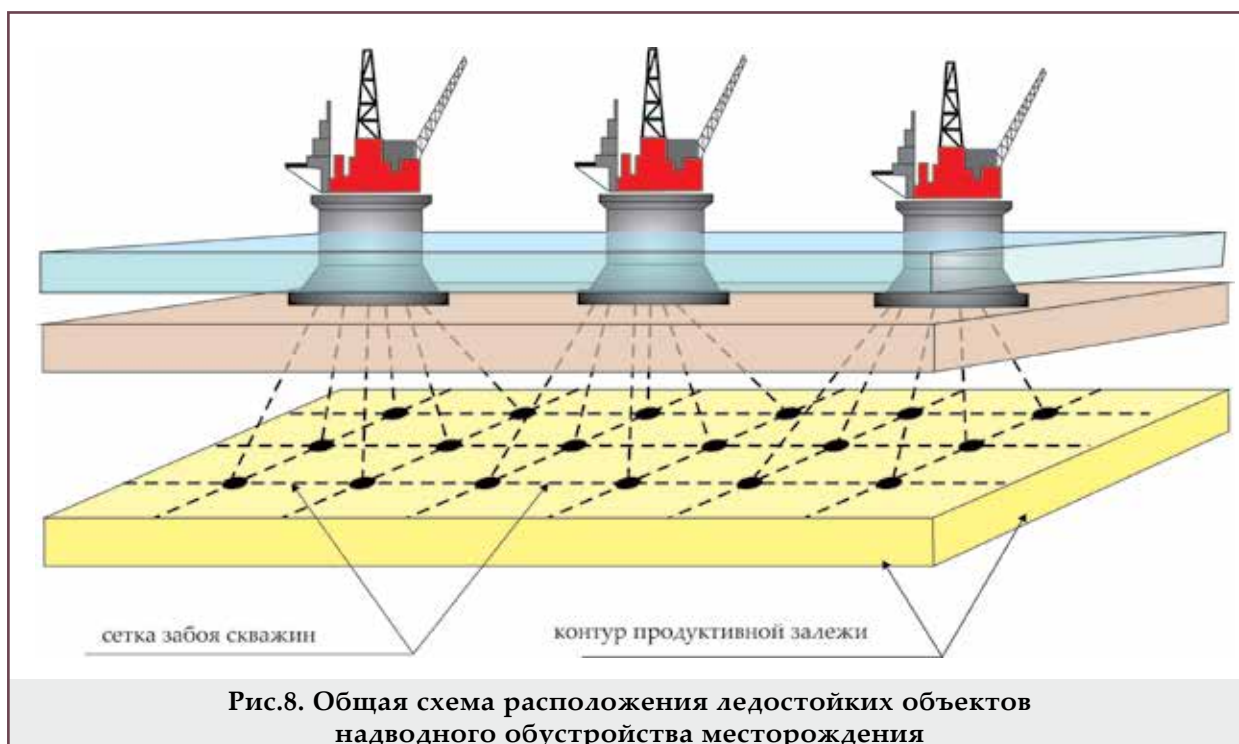
Следующая зона акваторий шельфа Арктики - нефтегазоносные участки с глубинами воды до 60 м. В данной зоне схема обустройства будет связана с созданием надводных промыслов, состоящих из общеизвестных апробированных в мировой практике ледостойких объектов обустройства (рис.8).

Следует отметить, что если объёмы извлекаемых запасов углеводорода недостаточны, т.е. не обеспечивают требуемую эффективность, необходимо рассматривать и комбинированную схему обустройства, что даст возможность сократить количество надводных объектов обустройства за счёт создания кустов подводно-заканчиваемых скважин.



При учёте ограниченности межледового периода применение неледостойких буровых установок становится невозможным и для бурения подводных кустов эксплуатационных скважин необходимо создать специальные мобильные ледостойкие буровые установки. Ледостойкие стационарные платформы (ЛСП) в комбинации с подводными добычными комплексами обеспечат экономическую эффективность разработки нефтегазовых месторождений комбинированной технологической схемой обустройства (рис.9, а и б).

На основании результатов анализа зарубежного опыта и известных рекомендаций, разработанных для моря Бофорта подводные добычные комплексы при глубине воды до 45 м должны иметь защитные конструкции. Естественно, эта глубина будет зависеть от условий и размеров ледовых образо-



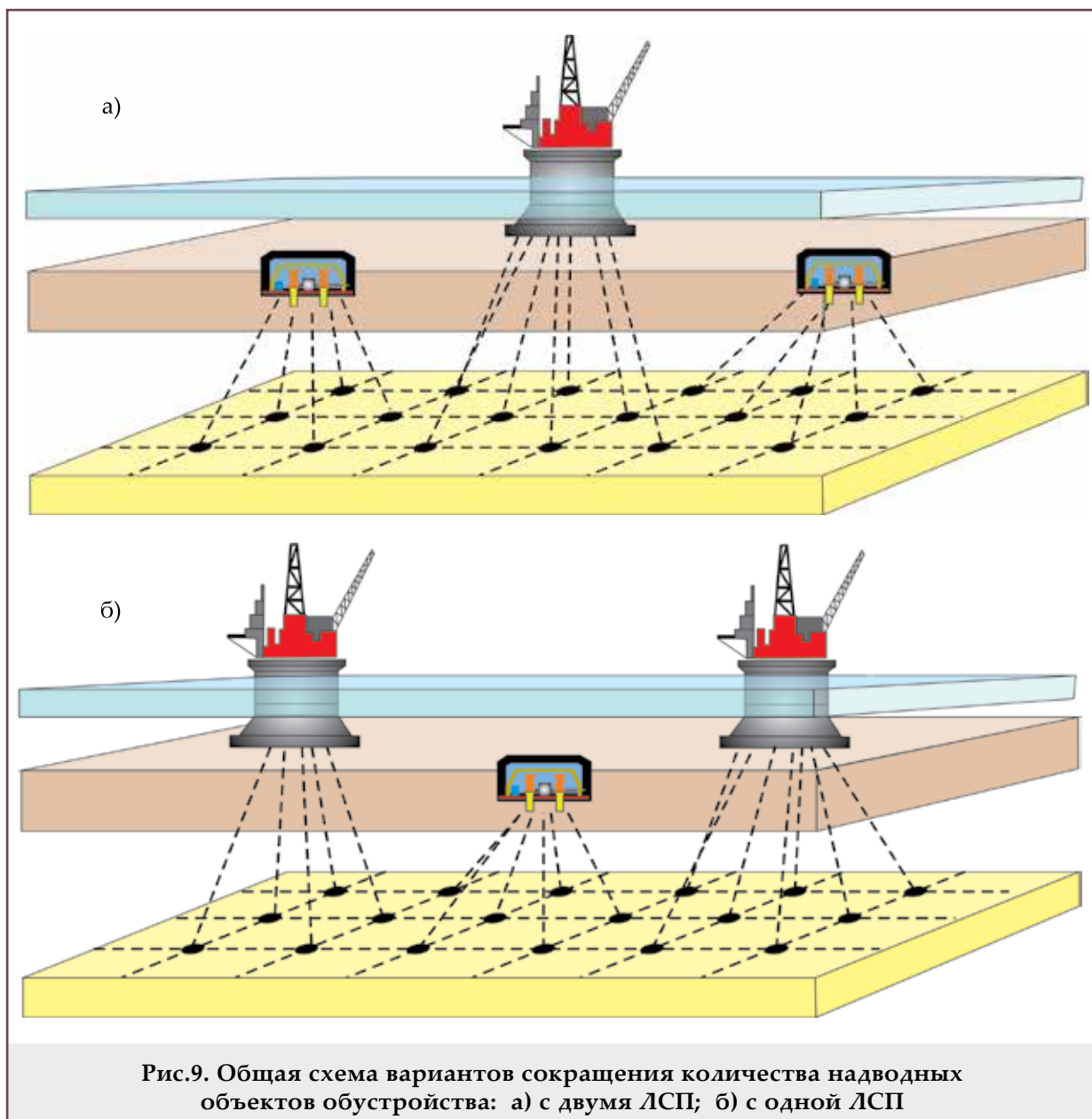


Рис.9. Общая схема вариантов сокращения количества надводных объектов обустройства: а) с двумя ЛСП; б) с одной ЛСП

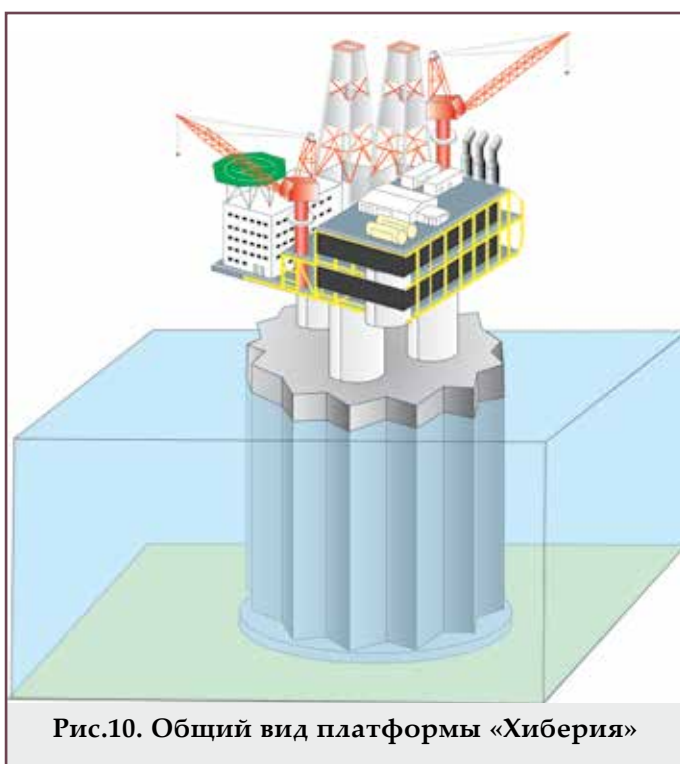


Рис.10. Общий вид платформы «Хиберия»

ваний (торосы, стамухи, обломки айсбергов и др.) отдельных акваторий арктических морей.

Глубоководные зоны нефтегазоносных участков шельфа Арктики условно определяем акваторией при глубине воды выше 60-100 и более метров. Такое определение не является строго океанографическим, а связано с учётом применимости тех или иных технических средств, сооружений и оборудования, которые являются объектами обустройства морского нефтегазового промысла. Наличие глубокой воды и короткого межледового периода требует разработки нетрадиционного метода обустройства и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Глубоководную зону следует разделить на две части. Первая часть от 60 до 100 метров, а вторая часть более 100 метров. При глубине воды от 60 до 100 м, как отмечено выше, можно обустраивать месторождения с помощью морских ледостойких глубоководных сооружений (рис.10) «Хиберия» (83 м):

- $H = 83$  м
- Объём бетона – 165 тыс.м<sup>3</sup>
- Вес опорной части – 450 тыс.т
- Вес ВСП – 37 тыс.т

и проектируемая (рис.11) «Хиброн» (92 м):

- $H = 92$  м
- Объём бетона – 120 тыс.м<sup>3</sup>
- Вес опорной части – 340 тыс.т
- Вес ВСП – 51 тыс.т

При этом следует иметь в виду, что такие платформы будут капиталоемкими. Поэтому они могут быть использованы в качестве технологического и энергетического объекта, а также для бурения части эксплуатационных скважин. Остальная часть эксплуатационных скважин должна быть пробурена с помощью подводных или плавучих буровых судов высокого уровня ледового класса.

Освоение УВ ресурсов арктического шельфа в условиях глубин 100-150 и более метров с коротким межледовым периодом требует решения в основном технических проблем, т.е. необходимо создать соответствующие буровые установки для бурения кустов эксплуатационных скважин. Эти установки, как отмечено выше, должны быть созданы в подводном или плавучем надводном исполнении с высоким уровнем ледостойкости. Кроме проблем бурения скважин необходимо решить вопросы создания технологического, энергетического комплексов, а также систем жизнеобеспечения всего



Рис.11. Общая схема проекта платформы «Хиброн»

подводного промысла как подводного, так и берегового базирования.

В заключение следует отметить, что при любой глубине воды арктического шельфа в сочетании с наличием предельно короткого межледового периода применение подводной системы добычи требует решения следующих проблем:

- создание мобильных ледостойких буровых установок при глубине воды ~ до 60 м;
- необходимость создания системы контроля и управления подводными добычными установками в ледовый период для технико-технологического аварийно-форсмажорного случая;
- для глубин 150 и более метров необходимо создать специальную подводную установку или же плавучую буровую установку высокого уровня арктического ледового класса;
- для обустройства и эксплуатации углеводородных месторождений арктического шельфа на нефтегазоносных участках, отдалённых от берега более 250 метров необходимо создать индивидуальную энергетическую установку в подводном исполнении;
- одним из основных критериев, влияющих на экономические показатели проекта освоения шельфа Арктики, является отсутствие развитых береговых инфраструктур, для создания которых требуются немалое время и значительные финансовые затраты.

*P.S. Общие виды платформ "Хиберния" и "Хиброн" взяты из материалов kvaerner.com и hebronproject.com*

### Литература

1. Д.А.Мирзоев. Основы морского нефтегазопромыслового дела. Том 1. М.: Изд-во «День Серебра», 2009.  
[D.A.Mirzoyev. Osnovy morskogo neftegazopromislovogo dela. Tom 1. M.: Izd-vo «Den Serebra», 2009]
2. Ф.Д.Мирзоев. Методы выбора рационального варианта нефтегазопромысловых платформ //Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М.: ВНИИГАЗ, 2003.  
[F.D.Mirzoyev. Metody vibora ratsionalnogo varianta neftegazopromislovyh platform // Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni kandidata tehnikeskikh nauk. M.: VNIIGAZ, 2003]
3. И.Ш.Халфин. Воздействие волн на морские нефтегазопромысловые сооружения. М.: Недра, 1990.  
[I.Sh.Halfin. Vozdeystvie voln na morskije neftegazopromisloviye sooruzeniya. M.: Nedra, 1990]

**Methodological principles of choice of rational schemes of arrangement oil and gas deposits of the Arctic shelf with a short milesdavis period**

**F.D.Mirzoev**  
(Gazprom VNIIGAZ)

**Abstract**

This work presents the scientific basis of development of rational schemes for the Arctic shelf oil and gas field development and exploitation with critically short milesdavis periods. It presents the main selection criteria of rational schemes of arrangement with existing onshore supply bases. Recommendations on use of the technique are also given.

**Qısa buzlararası müddəti olan Arktika şelfinin neft-qaz yataqlarının abadlaşdırılmasının səmərəli sxeminin seçilməsinin metodiki əsasları**

**F.D.Mirzəyev**  
(Qazprom VNIIGAZ)

**Xülasə**

Məqalədə qısa buzlararası müddəti olan Arktika şelfinin neft-qaz yataqlarının abadlaşdırılmasının və istismarının səmərəli sxeminin işlənməsinin elmi əsasları şərh edilir. Abadlaşdırılmanın səmərəli sxeminin seçiminin əsas meyarları mövcud sahil təchizat bazası nəzərə alınmaqla təqdim edilir. Verilən metodikanın istifadəsi üzrə tövsiyələr verilir.