

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА**

УДК 622 276 1/4 04 (075)

На правах рукописи

**НГУЕН ЧИ ЗУНГ**

**НАУЧНО - ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОСВОЕНИЮ  
МАЛЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА**

Специальность 25 00 18 - Технология освоения морских месторождений полезных  
ископаемых (технические науки)

**Автореферат**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук



Москва - 2007

Диссертация выполнена в Российском государственном университете нефти и газа  
им И М Губкина

Научный руководитель	- доктор технических наук, профессор <b>Ч. С. Гусейнов</b>
Официальные оппоненты	- доктор технических наук, профессор <b>Д. А. Мирзоев</b> - кандидат технических наук <b>Д. В. Иванец</b>
Ведущая организация	ЗАО «Морнефтегазпроект»

Защита состоится «27» июня 2007 г в 16 часов в аудитории 1817 на заседании  
диссертационного совета Д 212 200 11 в Российском государственном университете  
нефти и газа им И М Губкина по адресу 119991, Москва, ГСП-1, Ленинский  
проспект, 65

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского государственного  
университета нефти и газа им И М Губкина

Автореферат разослан «23» мая 2007 г

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
д т н, доцент



И. Е. Литвин

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Интенсивное развитие народного хозяйства Вьетнама тесно связано с успехами освоения морских нефтегазовых месторождений, существенно повлиявшими на темпы развития всей экономики страны. Ярким примером этому является успешная эксплуатация уникального по своим геологическим особенностям морского нефтегазового месторождения Белый Тигр, открытие которого предопределило последующую разведку морских нефтегазовых ресурсов нашей страны.

За последние годы различными зарубежными нефтяными компаниями в тесном содружестве с Петровьетнамом выполнен огромный объем поисковых и разведочных работ, позволивших открыть свыше 50 месторождений на шельфе Вьетнама, которые можно сгруппировать в 4 большие нефтегазоносные провинции, причем свыше десятка месторождений уже введены в разработку и их эксплуатация существенно повлияла на экономику страны. Кроме того, на континентальном шельфе Вьетнама открыт еще ряд мелких месторождений, извлекаемые запасы каждого из которых, по предварительным оценкам составляют около 1,5 - 3,5 млн т.

При таком количестве извлекаемых по отдельности из каждого месторождения запасов и в данных геолого-технических и географических условиях (глубина моря, удаленность от берега, инфраструктура и др.) эти месторождения считают маргинальными, т.е. малыми и малорентабельными. Поэтому, если начать освоение данных месторождений с уже отработанными во Вьетнаме обычными традиционными техническими решениями по их освоению, то практическая экономическая выгода может оказаться довольно сомнительной. Следовательно, даже несмотря на высокие цены нефти в настоящее время эти месторождения вряд ли могут быть привлекательными для инвестиций.

Однако энергетические потребности страны, тем не менее, требуют четкого представления вопроса о их рентабельности с тем, чтобы успешно и надежно решать дальнейшие перспективы их освоения малых месторождений. Важность решения этих вопросов обусловлена тем, что возрастает спрос на энергоресурсы на всем азиатском континенте параллельно с интенсивным развитием собственной национальной экономики.

Кроме того, в мире наметились довольно устойчивые тенденции резкого повышения цен на нефть и газ, что также является серьезным стимулом к освоению уже открытых месторождений нефти и газа. В ближайшие годы намечается период снижения объемов добычи нефти и газа на таких месторождениях, как Белый Тигр, Дай Хунг и др.

В связи с этим особую *важность и актуальность* приобретают новые научно-технические задачи вовлечения в топливно-энергетический баланс Вьетнама малых нефтегазовых морских месторождений, т.е. возникает необходимость в ускоренном вводе в эксплуатацию малых месторождений, в подборе необходимой и рациональной системы разработки для них в условиях Вьетнама для достижения экономической эффективности и обеспечения энергетической безопасности Вьетнама в целом и, в частности, перспективного развития нефтяной промышленности до 2020 г.

*Основной целью диссертации* является изыскание научно обоснованных и экономически оправданных технических решений по обустройству на основе проведения технико-экономического анализа различных вариантов обустройства с использованием новых технологических достижений, приемлемых и апробированных в условиях Вьетнама. Кроме того, в последние годы в связи с резким повышением цен на энергоносители, естественно, возникают тенденции максимально возможного извлечения и использования нефтяного газа как не менее ценного компонента, чем нефть. Анализ полученных нами результатов поможет руководству Петровьетнама целенаправленно и более планомерно осуществлять освоение малых нефтегазовых месторождений на шельфе Вьетнама самостоятельно и, по возможности, без привлечения иностранных инвестиций.

Для того, чтобы осуществить такие намерения, необходимо выработать сперва методологию их освоения при обязательном условии минимизации инвестиционных и управленческих затрат, а затем уже разработать реальный план их ввода в разработку. В связи с указанными обстоятельствами *целью диссертационной работы* является научно-техническое обоснование возможности вовлечения малых нефтегазовых месторождений Вьетнама в разработку на современном этапе развития народного хозяйства страны.

*Поставленная цель достигается решением следующих задач:*

- разработка упрощенной методики приближенного определения себестоимости на основании укрупнённых затрат,
- обоснование необходимости группирования малых месторождений с целью их освоения с минимальными вложениями и повышенной надёжностью инвестиций,
- определение себестоимости нефти и газа с целью выбора технически реализуемого во Вьетнаме варианта обустройства группы маргинальных морских нефтегазовых месторождений,
- разработка комплексной технологической схемы обустройства морского нефтегазового месторождения с целевым получением товарной нефти и пропан-бутановой фракции для вывоза танкерами

*На защиту выносятся:*

- результаты сравнительного анализа различных вариантов обустройства малых нефтегазовых месторождений,
- рекомендации по «групповому обустройству» малых морских нефтегазовых месторождений,
- новая технологическая схема подготовки пластовой продукции нефтегазового месторождения с предложениями по получению товарной нефти и пропан-бутановой фракции, а также с утилизацией пластовой воды и газов дегазации

*Научная новизна диссертационной работы:*

- показан путь к оценке надёжности рентабельности инвестиций при освоении малых нефтегазовых месторождений,
- обоснована необходимость обустройства малых морских нефтегазовых месторождений «групповым» методом, обеспечивающим возможность организации опережающей добычи углеводородов с наименьшими затратами, включая поставку сжиженных фракций пропана-бутана,
- предложена технологическая схема подготовки пластовой продукции с целевым получением пропан - бутановой фракции

***Практическая ценность работы:***

- разработанный в диссертации подход к обустройству морских маргинальных нефтегазовых месторождений позволит ускорить вовлечение уже открытых нефтегазовых месторождений континентального шельфа в топливно-энергетический баланс Вьетнама,
- целевое получение пропан-бутановой фракции позволит повысить рентабельность освоения малых морских нефтегазовых месторождений,
- материалы исследований использовались в качестве иллюстративных материалов в процессе чтения курса «Обустройство морских нефтегазовых месторождений» студентам специальности «Морские нефтегазовые сооружения» в РГУ нефти и газа им. Губкина

***Апробация результатов работы:***

Основные результаты диссертации докладывались на 6-й научно - технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» в мае 2005 года, научной конференции аспирантов, молодых преподавателей и сотрудников вузов и научных организаций в мае 2006 г. Автором опубликовано 3 статьи по теме диссертации в различных научно-технических журналах, в том числе и включенные в список ВАК для обязательной публикации

***Личный вклад соискателя:***

Автором выбрана тема диссертации на основе его производственной деятельности, он самостоятельно выполнил необходимые расчеты, используя при этом свою собственную программу расчетов, а исходные технико-экономические сведения, необходимые для выполнения расчетов, почерпнуты им из собственной производственной деятельности в Петровьетнаме

***Структура и объем работы***

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения с основными выводами и списка использованных источников из 18 наименований. Содержание работы изложено на 126 страницах машинописного текста, включая 43 рисунки и 20 таблиц

## Содержание работы

**Во введении** приведена общая характеристика диссертационной работы, обоснована актуальность рассмотренных в работе вопросов, сформулированы цель и основные задачи исследования, охарактеризована научная новизна и основные защищаемые положения

Во введении также представлен краткий обзор состояния обустройства месторождений Вьетнама и на мировом шельфе, который выполнен на основании ряда опубликованных отечественных работ Ч С Гусейнова, Д А Мирзоева, БА, Никитина, а также зарубежной работы Р Гудфеллоу и Ж Шассеро

**Первая глава** посвящена анализу современного состояния нефтегазовой промышленности Вьетнама, представлены наиболее интересные сведения о разрабатываемых месторождениях и геологической изученности открытых за последнее десятилетие месторождений, районированных по четырём бассейнам вьетнамского сектора Южно-Китайского моря. При этом дана оценка открытых запасов и прогнозируемых ресурсов с указанием глубин моря и географического местонахождения. Все представленные материалы подробно проиллюстрированы графиками добычи углеводородов, ожидаемыми прогнозами добычи и краткими схемами обустройства действующих месторождений.

Анализ этих сведений свидетельствует о том, что, начиная примерно с 2015 г., намечается неуклонная тенденция к снижению суммарной добычи углеводородов на шельфе Вьетнама в то время, когда число открываемых малых месторождений интенсивно возрастает.

В связи с такими обстоятельствами наша Вьетнам должен самостоятельно найти пути выхода из этих трудностей. Поэтому в работе главное внимание уделяется поиску таких научно - технических решений, реализация которых позволит эффективно разрабатывать малые нефтегазовые месторождения.

**Вторая глава** содержит краткий обзор природно-климатических условий шельфа Вьетнама, сведения об островах вьетнамского шельфа (на которых

намечаются поисковые работы на нефть и газ), о гидрологических, геоморфологических и метеорологических особенностях Южно-Китайского моря

В целом вся совокупность природно-климатических условий Вьетнама должна быть учтена при проектировании обустройства морских объектов

**Третья глава** содержит анализ современных технологий освоения маргинальных месторождений Мирового океана как на малых, так и на больших глубинах, а также содержит соображения о возможности их использования при обустройстве малых нефтегазовых месторождений на шельфе Вьетнама

В этой главе кратко описаны наиболее привлекательные мировые достижения и технические решения по освоению малых месторождений

В качестве примера весьма удачного и простого технического решения при освоении глубоководного месторождения приводится концепция NSC (near surface completion - приповерхностное заканчивание скважин в подводном исполнении). Высокая вязкость вьетнамских нефтей, предопределила необходимость использования танкеров, поскольку подводная транспортировка по трубопроводам ограничивается лишь несколькими километрами даже при хорошей термической изоляции труб

**Четвертая глава** содержит подробный анализ различных вариантов обустройства той группы морских маргинальных нефтегазовых месторождений Южного Вьетнама, которая представляет диссертационный интерес, т.е. является основным исследовательским материалом, на основе анализа которого автором сформулированы основные рекомендации по рациональному обустройству этих месторождений и представлены рекомендации по формированию подхода к освоению подобных месторождений

Все изыскания построены на рассмотрении 3-х открытых месторождений (которые условно названы автором М1, М2 и М3) с суммарными извлекаемыми запасами в 10 млн т и около 3 млрд м<sup>3</sup> нефтяного газа (со средним газовым фактором 300 м<sup>3</sup>/т пластовой продукции), причем содержание жидких (пропан-бутановых) фракций составляет 398,4 г/м<sup>3</sup>. На месторождениях М1, М2 и М3 согласно проектам их разработки принято соответственно 6, 6 и 3 эксплуатационных скважин, которые



предполагается пробурить с СПБУ (расстояния между месторождениями показаны на рис 1), при этом нами была адаптирована широко используемая в Пьетровьетнаме программа «Questor offshore» для оценки наших затрат по укрупненным технико-экономическим показателям. Результаты расчётов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Месторождение	M1	M2	M3
Площадь (км <sup>2</sup> )	4,7	3,8	2,4
Глубина моря (м)	70	70	75
Глубина залегания залежей (м)	3068-3585	1745-1780	1715-1785
Плотность нефти	0,8109	0,8109	0,8109
Пластовое давление (МПа)	33,46-37,05	17,80	17,86
Средний дебит скв-ны (т/сут)	350-636	398-636	398-636
Геологические запасы(млн.т)	19,75	15,75	8,12
Кэф-т нефтеотдачи (%)	18-28	22	22
<b>Перспективные структуры</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
Площадь (км <sup>2</sup> )	5,3	3,3	1,8
Глубина моря (м)	75	75	70
Глубина залегания залежей (м)	1650-2700	2000-3000	2850-3350
Плотность нефти	0,8155	0,8155	0,8155
Пластовое давление (МПа)	17,80	17,50	34,64
Средний дебит скв-ны (т/сут)	380	380	554
Геологические запасы(млн т)	22,80	21,39	8,65
Кэф-т нефтеотдачи (%)	22	22	18-28

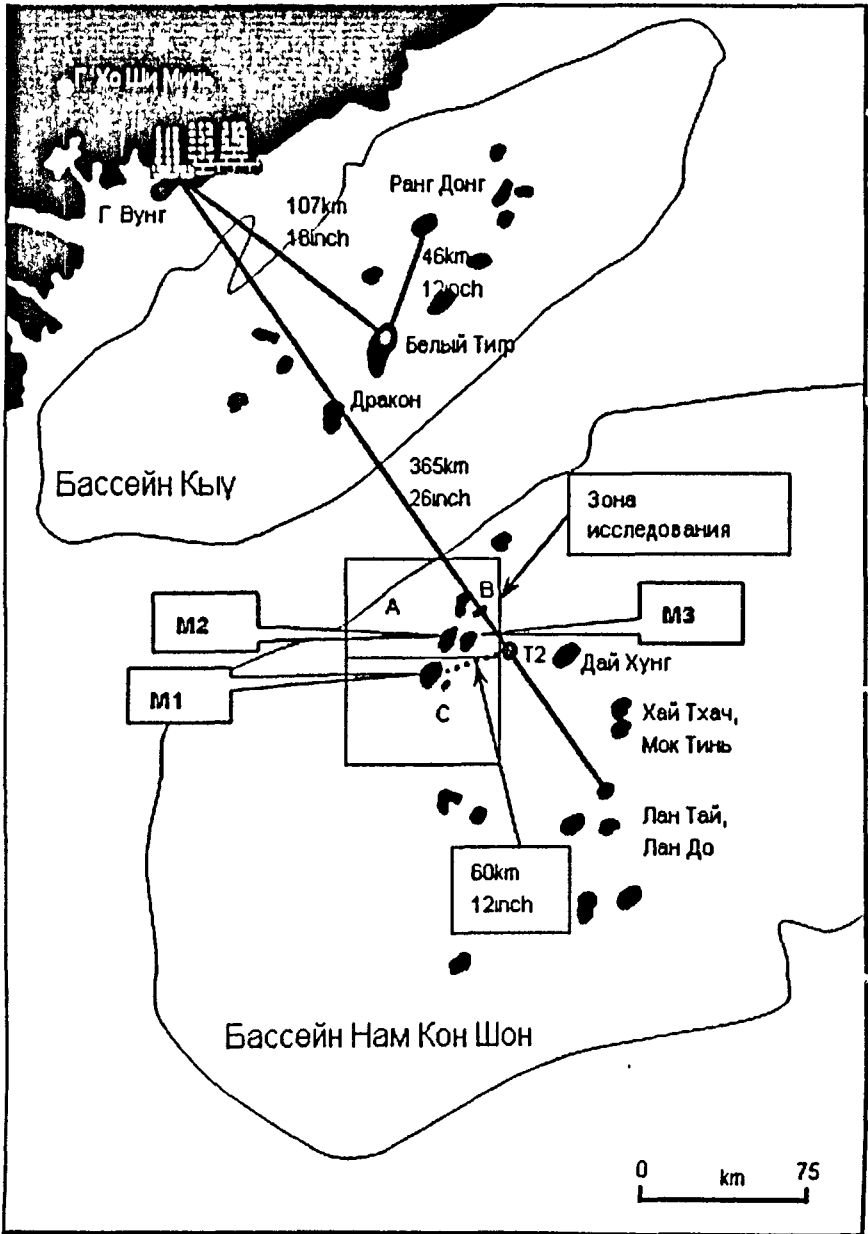


Рис 1 Карта рассматриваемого района

Выбору наиболее эффективного обустройства группы этих месторождений должна предшествовать стадия рассмотрения наиболее подходящих для заданных условий и технически приемлемых вариантов их обустройства с учетом наличия у Петровьетнама (или возможности аренды) необходимых плавучих технических средств. Кроме того, учитывая достаточно близкое сходство нескольких объектов обустройства, необходимо их оборудовать по возможности одинаковыми техническими средствами, чтобы в дальнейшем обеспечить наиболее экономную и привычную систему их обслуживания и ремонта, а также систему бесперебойного снабжения.

Для подготовки товарной пластовой продукции необходимо построить центральную технологическую платформу - ЦТП (или же использовать технологический танкер-хранилище - ТТХ, на котором выполняются аналогичные ЦТП операции)

На каждом отдельном месторождении необходимо построить добывающие платформы-моноподы. Вся пластовая продукция направляется с моноподов на ЦТП (или ТТХ) по теплоизолированным трубопроводам, и после обработки отсепарированная нефть направляется в резервуары установки беспричального налива, откуда с определенной периодичностью отгружается в челночные танкеры на экспорт из Вьетнама.

Система подготовки вод для нагнетания в пласты также расположена на ЦТП (или же на ТТХ), а попутный газ после его подготовки и последующего компримирования направляется в подводный газопровод, подсоединенный к действующему магистральному газопроводу Лан Тай, Лан До - Вунг Тау.

Таким образом, представлены наиболее важные положения общего характера. В этой главе рассмотрено 11 самых различных вариантов обустройства всех трех месторождений с тем, чтобы выбрать вариант с наиболее лучшими технико-экономическими показателями. А в качестве единственного примера в автореферате приведен полностью 11-й вариант обустройства всех трех открытых месторождений и трех перспективных структур, этот вариант представлен для качественного подтверждения того, что с возможным увеличением приобретаемых нефтегазоносных площадей весьма заметно улучшаются технико-экономические показатели освоения, несмотря на рост суммарных затрат. В этом варианте коэффициент нефтеотдачи месторождения М1 приближается к 28%, на М2 и М3 он по-прежнему равен 22%, а на перспективных структурах А, В и С коэффициент нефтеотдачи прогнозируется равным, соответственно 28%, 22% и

22%. Тогда суммарный объем добычи нефти из 3-х месторождений и с 3-х перспективных структур за годы разработки составит 20,15 млн.т, средний дебит одной скважины составляет 555 т/сут, максимальный дебит со всех месторождений около 6,9 тыс. т/сут. В этом варианте рассматривается возможность утилизации попутного газа путём его подачи в магистральный газопровод; суммарный объем добычи газа из 3-х месторождений и с 3-х перспективных структур составит 5155 млн. м<sup>3</sup> с дебитом 1915 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (см. рис. 2). Ожидаемый рентабельный период эксплуатации составит 14 лет,

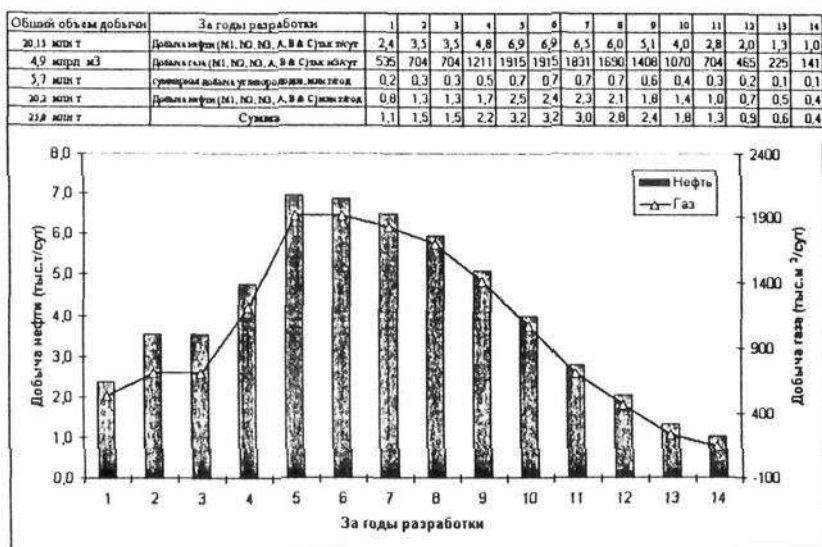


Рис. 2. Прогноз суточной добычи нефти и газа по варианту 11

#### Перечень объектов строительства и основного оборудования:

- 1 ЦТП и компрессорная станция (на ЦТП предусмотрены сепараторы и система подготовки и закачки воды в пласт; нефть направляется на хранение в резервуарах беспричального налива хранилищем УБНХ);
- 2 платформы-моноподы;
- 1 платформа типа блок-кондуктора (БК);

- 1 установка беспричального налива хранилищем (УБНХ) для хранения нефти и перекачки в челночные танкеры;
- 28 км нефтепроводов с теплоизоляционным покрытием;
- 20 км нагнетательных водопроводов;
- 60 км - газопровод до точки соединения Т2 с Юго - Коншонским магистральным газопроводом.

Нефть из этих месторождений направляется на ЦТП, где происходит сепарация нефти от газа и воды, после этого, нефть направляют в УБНХ, газ нагнетают компрессором до точки соединения Т2. (см. рис. 3);

Количество буровых скважин в этом варианте равно 41 (включены разведочные, нагнетательные и разведочные скважины: 9 на М1; 6 - на М2; 3 - на М3; 10 - на А; 7 - на В; 4 - на С; причём следует заметить, что по одной разведочной скважине предусматривается пробурить на структурах А, В и С, и в случае успеха продолжить бурение уже эксплуатационных скважин);

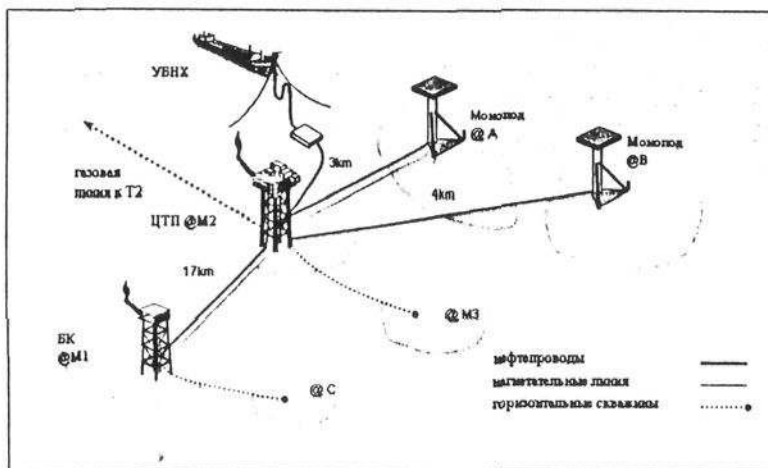


Рис. 3. Схема обустройства по варианту 11

Предварительные общие затраты на вариант 11 составляют около 1673,46 млн. долл. и включают следующие позиции (см. таблицу 2):

Таблица 2

Наименование затрат	Стоимость (млн \$)	Количество оборудований	Сумма (млн \$)
ЦТП	120	1	120
БК	22	1	22
Платформа монопода	20	2	40
УБНХ	90	1	90
Система компрессора на ЦТП	30	1	30
Газопроводы	0,5млн \$/км	60км	30
Нефтепроводы	1,5млн \$/км	24км	36
На неметаллический водопровод	0,5млн \$/км	20км	10
Разведочные и горизонтальные скважины	19млн\$/сква	10	190
Бурение эксплуатационных и наметаллических скважин	17млн\$/сква	31	527
Затрата на ликвидацию скважин и платформ ( 8%)			87,60
Эксплуатационные расходы (3\$/барр) (18,93\$/т)			383,52
Эксплуатационные расходы газа (0,8\$/mcf)			107,34
Сумма (нефть)			1673,46
Себестоимость 1 т (нефть и газ считаются вместе)			64,80 \$/т
Себестоимость 1 барр (при этом газ пересчитывается на нефть)			10,27 \$/барр

Все рассчитанные варианты обустройства данной группы месторождений были проанализированы, и на основе этого был предложен 11 вариант как самый эффективный

Но поскольку конечным результатом наших исследований является выработка общего подхода к обустройству морских маргинальных нефтегазовых месторождений, ниже представлен ряд соображений по этому поводу

Как показал анализ всех представленных вариантов обустройства данной группы малых морских нефтегазовых месторождений (ММНМ), все варианты освоения на данный период времени являются вполне окупаемыми. Однако разница в себестоимости нефти довольно велика, что требует более тщательного выбора рационального варианта освоения (к тому же мы не должны забывать о себестоимости нефти на разрабатываемых сейчас месторождениях, которая находится в пределах 6 - 10 долл /барр )

Кроме того, этот анализ позволяет сделать ещё один вывод, заключающийся в том, что варианты группового освоения являются более дешёвыми, и, следовательно, предпочтительными по сравнению с «одиночным» освоением

В связи с изложенным, а также для большей ясности и наглядности представлена сводная таблица 3 по всем выполненным вариантам

Таблица 3

Наименование затрат	Стоимость	Вариант										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Платформа монопода	20,0	20,0	40,0	60,0	60,0	40,0	40,0	60,0	60,0	40,0	40,0	40,0
ТТХ	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	---	---	---	---	---	---	---
ЦТП	110,0	---	---	---	110,0	110,0	110,0	---	---	---	---	120,0
Кусты скважин с подводным закачиванием (6 скважин)	30,0	---	---	---	30,0	---	---	---	---	---	---	---
Кусты скважин с подводным закачиванием (3 скважин)	15,0	---	---	---	15,0	---	---	---	---	---	---	---
УБНХ	90,0	---	---	---	90,0	90,0	90,0	---	---	---	---	90,0
БК	22,0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	22,0
Система компрессора на ЦТП	30,0	---	---	---	---	---	30,0	---	---	---	---	30,0
Нефтепроводы	1,5	2,3	25,5	29,3	29,3	48,0	29,3	---	6,8	6,8	4,5	36,0
Магнетательные водопроводы	0,5	---	---	0,8	---	---	---	---	0,8	0,8	---	10,0
Газопроводы	0,5	---	---	---	---	---	30,0	---	---	---	---	30,0
Бурение эксплуатационных и магнетательных скважин	17,0	102,0	204,0	255,0	306,0	306,0	306,0	306,0	255,0	306,0	255,0	527,0
Разведочные и горизонтальные скважины	19,0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	190,0
вложени	---	25,9	37,6	43,5	47,7	47,9	46,0	50,8	42,5	46,7	45,4	87,6
Эксплуатационные расходы (3\$/барр) (18 93\$/л)	---	58,9	117,3	145,2	179,9	179,9	179,9	224,9	136,2	170,8	170,8	490,8
Суммарные инвестиционные затраты	---	489,1	674,4	733,0	823,5	826,8	801,1	911,0	710,5	881,0	781,5	1671,4
Объем суммарной добычи нефти	---	23,0	5,08	7,57	18,40	18,40	8,40	2,40	7,08	8,82	8,82	20,15
Объем суммарной добычи газа	---	---	---	---	---	---	---	2,3	---	---	---	5,7
Пересчит эквивалентной добычи газа в нефть	---	2,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	0,0,0	2,4	0,0	0,0,0	0,0	0,0	5,7
Суммарная добыча углеводородов (нефть и газ)	---	3,0	6,1	7,6	9,4	9,4	11,8	7,1	8,3	8,9	8,9	25,8
Себестоимость нефти	---	136,0	102,5	95,9	87,7	88,0	85,3	77,4	100,2	89,8	87,8	64,8
Срок окупаемости, годы	---	1,65	1,79	1,77	1,82	1,83	1,78	1,60	1,46	1,32	1,29	1,45

Срок окупаемости - временной критерий и характеризует окупаемость вложенных затрат за возможно короткий срок, по истечению которого можно полагать, что наступает период получения чистой прибыли. Этот показатель является наиболее важным, поскольку он создает предпосылки к наибольшей надежности инвестиционных вложений.

Как видно из этой таблицы, последний показатель показывает, что все рассмотренные варианты окупаются за период менее двух лет, т.е. все варианты весьма эффективны (здесь надо пояснить, что первый год мы отводим созданию необходимых объектов и бурению, а сама разработка месторождений начинается со второго года). Эта

ситуация объясняется лишь очень высокой стоимостью нефти в настоящее время. Но, если сравнить себестоимость нефти с уже освоенными во Вьетнаме месторождениями, то полученные нами показатели себестоимости нефти явно уступают показателям эксплуатируемых месторождений, которые находятся в пределах 6-10 долл./барр нефти. Пожалуй, лишь вариант 11 может оказаться сопоставимым, а потому и приемлемым.

Таким образом, для более надежного выбора критериев рентабельности освоения мы предлагаем оценивать не только себестоимость добываемой продукции, но и наиболее короткий срок окупаемости вложенных инвестиций.

Такой подход к обоснованию варианта обустройства будет способствовать надежности нашего выбора, поскольку, оценивая только себестоимость продукции, мы можем получить достаточно близкие между собой численные значения себестоимости без учета сроков окупаемости.

Выполненные нами расчетные исследования представляют собой как бы стадию, которая должна предшествовать выполнению этапа технико-экономического обоснования, а являются научно-техническим исследованием, с помощью которого обоснована необходимость «группового» освоения ММНМ, которое позволяет суммировать их запасы, что, по существу можно считать их в целом как одно среднее месторождение. Причём, если не принимать во внимание вариант 11 (с предполагаемыми месторождениями), предпочтение следует отдать варианту 7, поскольку стоимость ЦТП почти в два раза ниже стоимости ТТХ.

Однако здесь возникает дилемма: что выгоднее: дорогой ТТХ (который по завершению разработки можно использовать вторично), или ЦТП (который подлежит демонтажу с возможным использованием лишь некоторых узлов опорной конструкции). Конечно, привлекательность этого варианта ещё и в том, что происходит утилизация нефтяного газа за вычетом определенного количества, используемого для производства необходимой электроэнергии.

При групповом освоении ММНМ разнообразные технологические операции можно распределить на отдельных платформах/месторождениях или же, наоборот, сосредоточить в одном месте (но конечным итогом обоих подходов является экономия суммарной площади платформ, как основного параметра экономии средств).

В целом же представленный объем исследований, выполненных в четвертой главе, позволяет сделать следующие выводы.



- в настоящее время ориентировочная себестоимость нефти всех вариантов обустройства является рентабельной с учётом современной рыночной цены нефти, однако себестоимость нефти в большинстве вариантов выше существующей,
- очевидным можно считать, что взятые в отдельности малые месторождения не могут считаться надёжно рентабельными на протяжении достаточно обозримого времени (обозримым временем, по нашему мнению, следует принять расчетный период разработки), в связи с чем наряду с определением показателя рентабельности следует рассчитывать и окупаемость понесённых затрат за возможно короткий срок

Пятая глава содержит анализ технически возможных вариантов утилизации нефтяного газа и предложение извлечения пропана-бутана с целью товарной поставки наряду с добываемой нефтью

Обычно при проектировании освоения морских маргинальных нефтегазовых месторождений преимущественно осуществляется поиск рациональных технических решений по добыче нефти, после чего задумываются о путях утилизации нефтяного газа, выброс которого в атмосферу крайне нежелателен, прежде всего, по экологическим соображениям, которые влекут за собой не только штрафные санкции, но и материальные затраты на подготовку газа для его сжигания и саму факельную установку. Обратная закачка газа в свой же продуктивный пласт также повышает суммарные затраты на освоение всего месторождения, поскольку помимо необходимости компрессорного оборудования требуется подготовка газа к этой операции

В связи с этим, естественно, возникают препятствия технико-экономического и экологического характера, которые окончательно должны разрешить вопрос целесообразности добычи нефти и нефтяного газа на конкретном месторождении

В последние годы в отраслевых журналах России и за рубежом усиленно пропагандируются предложения по транспорту компримированного газа танкерами-газовозами. Авторы этих публикаций, оценивая возрастающее в мире энергопотребление и неуклонно повышающуюся стоимость газа (а, впрочем, и нефти), полагают, что транспортировка природного газа под давлением танкерами-газовозами может вполне

быть окупаема. Особый интерес представляет публикация академика РАН А.Н. Дмитриевского, в которой он, рассматривая проблему транспорта сжатого газа танкерами-газовозами, считает, что для повышения эффективности такого решения следует сингезировать специальные «сорбенты-накопители» с высокой сорбционной ёмкостью. Такое техническое решение позволило бы снизить давление в газовых ёмкостях танкера и, следовательно, могло бы способствовать экономии металла. И, безусловно, этот подход вполне имеет право быть в поле рассмотрения, и, возможно, в определенных условиях может стать рентабельным не только для морских газовых и газоконденсатных месторождений, но и для морских маргинальных нефтегазовых залежей.

Мы предлагаем несколько иную альтернативу, когда необходимо решать вопрос о целесообразности освоения ММНМ непосредственно на месторождении: выделить из нефтяного газа жидкую фракцию (т.е. пропан-бутановую фракцию), которую можно перевозить в специальных ёмкостях под давлением 2,0 МПа танкерами, перевозящими товарную нефть.

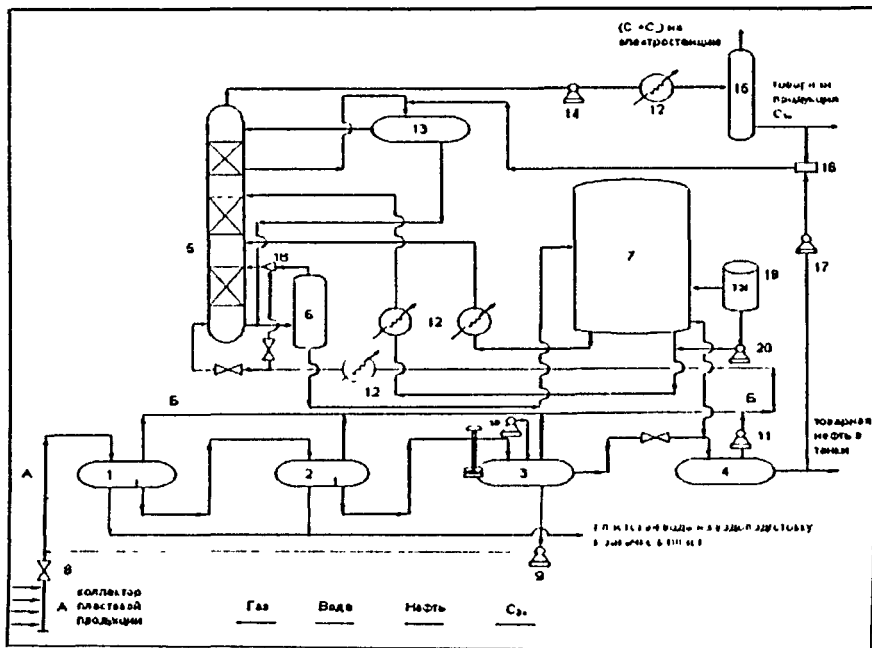


Рис 4 Технологическая схема подготовки пластовой продукции

1-сепаратор первой ступени, 2-трехфазный сепаратор второй ступени, 3- догреватель-деэмульсатор, 4-сепаратор третьей ступени, 5- абсорбер, 6-выветриватель, 7- отпарная колонна, 8-регулятор давления, 9-насос для подачи водного раствора реагента, 10-насос для подачи деэмульгатора, 11- вакуум-насос для откачки легких углеводородов, 12-холодильники «газ/морская вода», 13-ёмкость для смеси пропан-бутановых фракций и товарной нефти, 14-компрессорная станция давлением 2,0 МПа, 15-газосепаратор, 16-пропорциональный смеситель пропан-бутановых фракций с товарной нефтью, 17-питательный насос смеси  $C_{3+}$  с нефтью, 18-эжектор для подсоса газа выветривания основным потоком газа, 19-емкость чистой ТЭГа, 20-насос ТЭГа

Для этого весь технологический цикл подготовки нефти и газ необходимо осуществить по схеме, представленной на рис 3

После того, как пластовая продукция со всех месторождений поступит на ЦТП (или ТГХ) по общему коллектору А, на котором установлен регулятор давления 8 для общего снижения давления смеси в коллекторе, она подается в трехфазный сепаратор 1, где отбивается большая часть пластовой воды и часть отсепарированного газа, и нефтяная эмульсия поступает на следующую ступень сепарации 2, при этом из нее опять удаляется часть газа и пластовой воды. Далее эта нефтяная эмульсия поступает в подогреватель-деэмульсатор 3, куда насосом 10 (на рисунке не показана емкость с деэмульгатором) подается деэмульгатор для разбивания нефтяной эмульсии. В данном аппарате нефть практически полностью отделяется от пластовой воды и доводится до требуемых кондиции по воде. Поскольку эта вода содержит некоторое количество реагента, ее насосом 9 подают в основной коллектор перед первой ступенью сепарации 1. Из этого аппарата подогретая обезвоженная нефть поступает в сепаратор 4 на окончательную сепарацию от газа под небольшим вакуумом, создаваемым вакуум-компрессором 11, после чего основная часть кондиционной нефти ( $Q_n$ ) подается в танки на хранение (до залива в танкеры), и небольшая ее часть ( $Q_{гн}$ ) используется в качестве абсорбента через смеситель 16. А весь нефтяной газ собирается из всех ступеней сепарации в коллектор Б и подается в двухсекционный абсорбер 5, в нижнюю секцию которого вырывается частично регенерированный раствор абсорбента (например, триэтилениколя - ТЭГа) в первичной отпарной колонне 7, а в верхнюю секцию абсорбера подается концентрированный раствор ТЭГа (который регенерируется окончательно во вторичной отпарной колонне 7). Насыщенный ТЭГ с низа абсорбера

поступает в выветриватель 6, где из раствора частично выделяются поглощенные углеводороды и поступают вновь в среднюю часть абсорбера с помощью эжектора 18, через который проходит часть основного потока газа, отсепарированного от нефти, затем насыщенный парами влаги абсорбент направляют в первичную отпарную колонну 7, там ТЭГ регенерируется до концентрации 99%, при этом температура низа колонны поддерживается на уровне 200-210°C. Одну часть раствора ТЭГа, отводимого с низа колонны, подают в нижнюю секцию абсорбера, а другую - во вторичную отпарную колонну 7, в которой раствор окончательно концентрируется с помощью отдувочного газа (так называемого «стриппинг-газа»), затем оттуда концентрированный абсорбент направляют в верхнюю часть второй секции абсорбера. Кроме того, в самый верх абсорбера подают через пропорциональный смеситель 16 (в очень небольшой пропорции) смесь пропан-бутановых и нефтяных фракций для улавливания тяжелых углеводородов. Здесь необходимо отметить, что смеситель 16 должен быть рассчитан на пропуск очень небольшого количества нефти (т.е. нефть по отношению к пропан-бутану должна составлять примерно как 1:20). Далее осушенный газ сжимается в компрессорной станции 12 до давления в 2,0 МПа, охлаждается морской водой и поступает в газосепаратор 15, в котором отделяется окончательно полученная пропан-бутановая фракция (C<sub>3+</sub>) как товарная продукция и поступает в шаровые резервуары (они также не показаны на рисунке) на хранение с последующим вывозом танкерами, а газ (т.е. C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub>) подается на прием газогурбиной электростанции для производства электроэнергии всех морских объектов.

Представленная схема является комплексной и может стать довольно традиционной для нефтегазовых месторождений, в ней содержатся некоторые оригинальные технические решения, предложенные нами, а именно:

- возврат части выветренного газа из выветривателя не в атмосферу, а обратно в абсорбер с помощью эжектора,

- создание смеси пропан-бутановых фракций и товарной нефти в пропорциональном смесителе 16 с целью поглощения более тяжелых фракций углеводородов (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub> и C<sub>5</sub>) товарной нефтью, что повысит эффективность извлечения пропан-бутановой фракции товарного качества.

Таким образом, товарная нефть может подаваться в танки для хранения нефти с последующим ее паливом в челночный танкер. А полученные пропан-бутановые

фракции должны поступать в специальные емкости, рассчитанные на давление 2,0 МПа (обычно эти емкости изготавливаются в виде шаровых резервуаров), из которых эти фракции специальным насосом перекачиваются в такие же шаровые резервуары, которыми обычно оснащают танкер-пропановоз

В предлагаемой нами технологической схеме исторически сложившаяся в нефтяной промышленности закрытая промысловая схема сбора нефти и газа предстает в еще более совершенном виде – в виде герметичной системы, которая не создавалась в прежние годы, как по техническим причинам, так и по объективным (включая и нынешнюю рыночную стоимость пропана-бутана) причинам ее невостремленности

Ниже представлена оценка о содержании жидких компонентов в нефтяном газе уже известной группы месторождений, обустройством которых мы занимались в предыдущей главе, она составляет  $400 \text{ г/м}^3$ , при добыче нефти, равной примерно 7 тыс т количество пропан-бутановых фракций составит 2,8 т/сутки (примем этот показатель с округлением до 3 т/сутки) Таким, образом, если танкер для перевозки нефти будет подходить через каждые 12-15 дней (т.е. обычный срок автономности с учетом непогоды), его грузоподъемность должна составить 100 тыс т, за это же время количество пропана-бутана будет в пределах 36-45 т

А за год общее количество пропан-бутановых фракций составит примерно 1000 т (достаточно ощутимая прибавка), если принять во внимание, что во Вьетнаме 1 т пропана-бутана 10 тыс долл

Но нашему мнению, для регулярного вывоза такого количества пропана-бутана можно использовать обычный нефтяной танкер, установив с соответствующими креплениями одну сферическую емкость на палубе судна или же в одном из его танков установить соответствующую емкость (или емкости) общим объемом  $50 \text{ м}^3$

Таким образом, предложена технологическая схема получения жидких компонентов нефтяного газа с целью их сбора, краткосрочного хранения и последующего вывоза танкерами, подготовленными к подобным операциям

**Общие выводы и рекомендации по обустройству ММНМ**

- 1 В настоящее время благодаря высокой рыночной стоимости нефти освоение даже единичных морских маргинальных нефтегазовых месторождений в акватории Вьетнама является рентабельным
- 2 Морские маргинальные нефтегазовые месторождения наиболее эффективно осваивать группами, при этом в случае небольших глубин предпочтение следует отдать строительству ЦТП, а в глубоких водах - аренде ТТХ, при этом необходимо выполнить многовариантную проработку различных технологических схем обустройства, позволяющую выбрать наиболее оптимальную
- 3 При выборе оптимального варианта освоения группы ММНМ следует отдавать предпочтение варианту с минимальным сроком окупаемости
- 4 При освоении группы ММНМ рекомендуется проработать дополнительный вариант с целевым получением пропан-бутановых фракций
- 5 Предложена схема обустройства ММНМ с целевым получением пропан-бутановых фракций

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:**

- 1 Нгуен Чи Зунг, Нгуен Ван Шон, - Освоение маргинальных месторождений южного Вьетнама Вестник ассоциации буровых подрядчиков, № 1-2, 2006, с 20-23
- 2 Нгуен Ван Шон, Нгуен Чи Зунг, - Основные разрушения морских трубопровод Гехника и технология, № 1, 2006, с 70-72
- 3 Нгуен Чи Зунг, Ч С Гусинов - Получение пропан - бутановых фракций из нефтяного газа на малых морских нефтегазовых месторождениях Бурение & нефть, № 1, 2006, с 70-72

Сопискатель



Нгуен Чи Зунг