Т.К. Ахмеджанов
А.С. Ыскак

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Алматы 2008

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

**КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА**

Т.К. Ахмеджанов
А.С. Ыскак

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рекомендовано Республиканским учебно-методическим
объединением в качестве учебного пособия

УДК 622/276/04 (075)
ББК 33. 36 я73
А95

А 95 **Ахмеджанов Т.К., Ыскак А.С.** Освоение шельфовых месторождений: Учеб. пособие. – Алматы: КазНТУ, 2008. – 259 с. Ил. 90. Табл. 10. Библиогр. – 16 назв.

ISBN 978-601-228-025-8

Учебное пособие состоит из введения и восьми глав. Оно предназначено для вузов, специализирующихся в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

В нем отражены такие главы как краткий анализ морских месторождений, подготовка к освоению морских месторождений, разработка морских месторождений, техника и технология бурения морских скважин, эксплуатация морских месторождений, сбор и подготовка скважинной продукции на море, транспортировка скважинной продукции и охрана окружающей среды на морских месторождениях.

Пособие предназначено для бакалавров, обучающихся по специальности 050708 – «Нефтегазовое дело», а также может быть полезно для магистрантов специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

ББК 33. 36 я73

Рецензенты: *К.А. Касенов* , зав. каф. «Техника и технология бурения скважин» КазНТУ им. К.И. Сатпаева, канд. техн. наук, доц.
Г.Б. Хаиров , зав.каф. «Нефтегазовая инженерия» КБТУ, д-р техн. наук, проф.
К.И. Джиембаева, Каспийский общественный университет, канд. техн. наук, проф.

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2008 г.

Учебное издание

Ахмеджанов Тлевхан Куромжанович
Ыскак Ардак Сергазиевна

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебное пособие

Зав. РО *З.А. Губайдулина*
Редактор *Э.З. Миргиястинова*
Техн. Редактор *Ж. Н. Байменова*
Компьютерный набор *А.Н. Оразалиева*

Подписано в печать «___»_____2008 г.

Тираж 100 экз. Формат 60×84 1/16. Бумага типогр. № 1.
Объем 16,1 п.л. Заказ №_____. Цена договорная.
Издание Казахского национального технического университета
им. К.И. Сатпаева
Начно-технический издательский центр КазНТУ,
Алматы, ул. Ладыгина, 32

ВВЕДЕНИЕ

Перед мировой нефтяной и газовой промышленностью стоит чрезвычайно сложная и исключительно важная задача освоения ресурсов нефти и газа на континентальном шельфе. Важность этой задачи диктуется непрерывно возрастающими мировыми потребностями в энергии, в первую очередь, в моторном топливе и химическом сырье в условиях наметившейся стабилизации добычи нефти и газа на суше и дальнейшего ее падения. Вовлечение в разработку запасов углеводородов на шельфе в ближайшие десятилетия может сыграть роль в обеспечении мировой энергетической потребности.

Специфические условия морских нефтегазовых месторождений требуют особого подхода к широкому комплексу вопросов: от выбора принципиальных схем разработки месторождений до их обустройства с учетом объемов добываемой продукции, ее физико-химических свойств, гидрометеорологических условий, удаленности от берега, глубины моря, степени освоенности береговой инфраструктуры, направления добытой продукции и еще многих факторов.

Для технологических схем разработки потребовались новые методы геолого-технического проектирования, более надежные сведения о размерах и форме залежи; при этом система и темпы разбуривания увязываются с очередностью ввода объектов обустройства, сроками строительства, применяемыми техническими (специальными плавучими) средствами.

Как известно, общая поверхность Мирового океана составляет почти три четверти всей поверхности нашей планеты, из которых приблизительно 10 % приходится на материковый уклон, называемый континентальным шельфом.

Площадь осадочно-породных бассейнов акваторий Мирового океана составляет примерно 55 млн. км^2. Здесь открыто уже свыше 2500 месторождений нефти и газа с извлекаемыми запасами около 130 млрд т нефти и 70 трлн м^3 газа (на конец XX в.). Россия располагает наибольшей, по сравнению с другими странами, площадью континентального шельфа, на которой прогнозируется около трети мировых запасов углеводородов (УВ), сосредоточенных в Мировом океане.

Все это стало возможным благодаря совместным усилиям большого числа стран и компаний, создавших по существу новую, морскую нефтегазовую подотрасль, по своей значимости не уступающую космической, превратившуюся не только в одну из самых капитало- и трудоемких, но и эффективных. Достаточно отметить, что в США только 1 % всех действующих скважин морские, но дают они 13 % всей добычи нефти и газа. Однако при этом необходимо отметить, что затра-

ты, производимые на бурение морских скважин в разных акваториях, сильно различаются. Так, стоимость одной скважины в южной части Северного моря в среднем составляет 2,5 млн. долл., а в северной – почти 5 млн. долл.

Во второй половине XX в. под влиянием общего научно-технического прогресса значительное качественное развитие получили техника и технология разведки, добычи и транспорта нефти и газа в акваториях морей и океанов. Разработаны конструкции стационарных, самоподъемных, полупогружных платформ, буровых судов. Вместе с тем, все усложняющиеся условия освоения морских нефтегазовых месторождений, продвижение на большие глубины и на север оказывают ускоряющее воздействие на научно-технический прогресс, разработку новых материалов, расширяя фундаментальные и прикладные исследования, техники и технологий. В течение этого периода количество разнообразных плавучих буровых установок перевалило за 200 действующих единиц. Разведочные скважины пробурены в океане на глубине свыше 2000 м, скважины для взятия керна – в самых глубоких районах Мирового океана. Число внебереговых скважин к настоящему времени достигает 70 тыс. – в год бурится около 3,5–4 тыс. скважин. Эксплуатационные платформы установлены на глубинах более 300 м.

То же самое происходит с мощностью и количеством большого перечня вспомогательных судов, плавучих кранов, барж для транспортировки и спуска на воду оснований, трубоуклад очных барж, подводно-технического и водолазного оборудования, подводных судов, вертолетов, судов для сейсморазведки, образующих специализированный нефтегазопромысловый флот.

В настоящее время накоплен значительный опыт освоения шельфовых месторождений Каспийского, Средиземного, Северного морей, Мексиканского и Персидского заливов, Суэцкого канала. За последние десятилетия началось интенсивное освоение морских месторождений Анголы, Китая, Индии, Вьетнама, Нигерии, Австралии и др.

Дальнейшее развитие технических средств и технологий позволило начать поиски и добычу нефти и газа в более глубоких водах континентального склона, а также на замерзающих морях. Имеющий место огромный прогресс в создании новых специализированных технических средств и технологий в области освоения шельфа – результат конкурентной борьбы между крупными транснациональными компаниями, льготной налоговой политики ведущих развитых стран мира.

Необходимо заметить, что дальнейшее освоение глубин Мирового океана, а также замерзающих акваторий под силу только передовым

в научном и техническом отношении странам, поскольку требует больших капиталовложений, зачастую непосильных даже крупным развитым странам. Успех таких мероприятий может быть обеспечен только при условии совместных усилий ряда стран, значительных инвестиций транснациональных компаний (пример – Великобритания, Норвегия, Дания, осваивавшие ресурсы Северного моря с помощью крупных американских компаний; Вьетнам, начавший освоение южного шельфа с помощью бывшего СССР, затем России).

Однако с сожалением приходится признать, что мы все больше отстаем в области освоения морских нефтегазовых недр; это имело место и в 70–80-е гг. прошлого столетия, а за последние десятилетия разрыв в силу наших экономических преобразований увеличился еще больше. За рубежом за эти годы морские нефтегазовые технологии и технические средства претерпели качественные изменения, и тем не менее нельзя согласиться с некоторыми положениями СРП (соглашения о разделе продукции), которые не способствуют дальнейшему развитию нашей все еще достаточно развитой и технически оснащенной страны: многие технические решения и средства могут быть реализованы у нас, а не создаваться за рубежом.

Данная работа содержит краткий обзор о состоянии и перспективах добычи углеводородов на шельфе Мирового океана, основы разработки морских залежей, техники и технологии бурения морских скважин. Даны рекомендации по оптимизации систем сбора и транспортирования нефти и газа.

Работа подготовлена в качестве учебного пособия, предназначенного для студентов специальности 050708 – «Нефтегазовое дело» и магистрантов, а также может быть использована аспирантами и научными работниками, занимающимся вопросами освоения и разработки морских нефтегазовых месторождений.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ……..... 3
1. КРАТКИЙ АНАЛИЗ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ……. 6
1.1. Некоторые особенности геологии акваторий мирового океана ……. 6
1.2. Состояние и перспективы морской добычи нефти и газа …… 10
1.3 Освоение морских месторождений России ……. 17
1.4 Морские проекты Казахстана ……. 21
1.5.Освоение морских месторождений углеводородов в различных регионах мира …….. 29
1.5.1. Азиатско - Тихоокеанский регион …….. 29
1.5.2 Южная Америка …… 39
1.5.3 Северная Америка …… 42
1.5.4. Персидский залив ……. 44
2. ПОДГОТОВКА К ОСВОЕНИЮ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ …….. 48
2.1. Насыпные острова …… 48
2.2. Классификация технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений ……... 49
2.3. Буровые установки ……... 56
2.3.1. Самоподъемные плавучие буровые установки …… 60
2.3.2. Полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ) …… 69
2.3.3. Буровые суда …….. 75
3. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН …….. 83
3.1. Условия бурения на море……. 84
3.2. Требования к бурению разведочных скважин на море ……. 87
3.3. Рациональные способы бурения разведочных скважин на море …… 89
3.3.1. Геологическая информативность способов бурения ……. 92
3.4. Особенности и проблемы бурения на море …… 96
3.5. Система кустования скважин и размещения оборудования на морских платформах ……. 102
3.6. Типы устьевого оборудования скважин …… 108

3.6.1. Назначение и типы подводного устьевого оборудования …… 110
3.6.2. Двухблочный комплекс подводного устьевого оборудования …….. 115
3.6.3. Одноблочный комплекс подводного устьевого оборудования ……. 118
4. РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ …… 121
4.1. Технические основы разработки морских месторождений …….. ……. 121
4.2. Технология морских разработок …… 124
4.3. Факторы, осложняющие разработку месторождения……... 128
4.3.1. Оценка эффективности охвата пласта процессом вытеснения ……... 129
4.4. Режимы работы пластов на морских месторождениях …….. 133
4.5. Расположение скважин на месторождении и выбор интервалов перфорации скважин ..…….. 138
4.5.1. Расположение скважин при вторичных и третичных методах добычи …….. 141
4.5.2. Равномерные и неравномерные системы расположения скважин ……. 143
5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ……. 148
5.1. Морская эстакада ……. 148
5.2. Состояние и перспективы применения бесштанговых насосных установок в морской добыче нефти ……. 155
5.3. Применение погружных центробежных электронасосов на морских промыслах …… 160
5.4. Использование гидропоршневого способа эксплуатации морских скважин …….. 163
5.5. Установки винтовых насосов …….. 167
5.6. Новые средства добычи нефти …….. 169
5.6.1. Схема и принцип действия струйного насоса ……. 170
5.6.2. Струйные насосные установки с поверхностным приводом …… 172
5.6.3. Установки струйного насоса с погружным силовым приводом – тандемные установки …….. 173
6. СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА МОРЕ …….. 175
6.1.Схемы подготовки нефти на морских платформах …… 179
6.2. Система сбора и подготовки газа …… 190

6.2.1 Принципиальные технологические схемы подготовки газа и конденсата на море …….. 192
6.3. Подводные системы сбора и подготовки продукции скважин …... ……. 199
6.3.1 Сбор и подготовка нефти в подводных условиях …… 203
6.4. Борьба с гидратообразованием в системе сбора, транспортировки и подготовки газа и конденсата ……... 206
7. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИЙ НА ШЕЛЬФЕ..... 215
7.1. Транспортировка по трубопроводам …… 215
7. 2. Транспорт газа …… 218
7.3. Воздушная транспортная система …… 219
7.4. Хранение нефти в морских условиях …… 223
7.4.1. Факторы, определяющие выбор способа хранения нефти в морских условиях ……. 223
7.5. Суда для хранения нефти …… 226
7.6. Системы хранения нефти танкерного типа …….. 227
7.7. Подводное хранение нефти …… 228
7.8. Пути усовершенствования морских систем хранения нефти …….. 231
8. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ……..... 233
8.1. Классификация основных источников загрязнения морей и океанов, нефтью и нефтепродуктами ……... 233
8.2. Предотвращение загрязнения моря при бурении скважин переходом на безотходный процесс бурения ……... 234
8.3. Охрана окружающей среды при опробовании и освоении морских скважин …….. 237
8.4. Охрана окружающей среды при добыче нефти и газа..... 241
8.5. Локализация и ликвидация нефти и нефтепродуктов с водной поверхности …….. 243
8.6. Влияние температуры окружающей среды на работу морских скважин и газа…….. 250
8.7. Гидротехническое сооружение, выполненное в виде искусственного острова …… 255

1. КРАТКИЙ АНАЛИЗ МОРСКИХ МЕТОРОЖДЕНИЙ

1. 1. Некоторые особенности геологии акваторий мирового океана

Водная оболочка Земли, или гидросфера, занимает почти 71 % общей поверхности планеты. Суммарная площадь всех водных акваторий 361 млн. км^2, из которых (в %) на долю Тихоокеанского бассейна приходится 50, Атлантического 25, Индийского 21 и Северного Ледовитого 4. Земная кора материков состоит из трех слоев: осадочного, гранитного и базальтового.

Мощность осадочного слоя, сложенного рыхлыми отложениями и осадочными горными породами, колеблется в довольно широких пределах – от нескольких сотен метров до 20–25 км.

Мощность гранитного слоя, состоящего также из кристаллических пород с содержанием оксида кремния свыше 65 %, составляет 15–20 и более км.

Мощность базальтового слоя, также состоящего из кристаллических пород, но уже с содержанием оксида кремния менее 55 %, достигает 5–10 км.

Амплитуда мощности земной коры в целом на материках колеблется от нескольких до десятков километров.

Земная кора в зоне акваторий океанов и морей заметно отличается от материковой прежде всего выклиниванием гранитного слоя в сторону ложа Мирового океана, на большей части океанов мощность земной коры снижается до 5–7 км.

Океанский тип земной коры, наиболее характерный для ложи Мирового океана, существенно отличается от материкового отсутствием гранитогнейсового слоя, мощность его в пределах 5–12 (в среднем 6–7) км и состоит он из трех слоев:

– верхний слой из рыхлых морских осадков (100–1000 м), в котором скорость распространения сейсмических волн менее 3 км/с;

– средний слой, представленный базальтовыми лавами с прослойками карбонатных и кремнистых пород (1–3 и 4,0–4,5 км/с);

– нижний слой, сложенный основными (габбро) и частично ультраосновными (пироксениты) породами, местами метамор-физованными в амфиболиты(6,3–6,4 км/с), по данным драгирования, бурением еще не освоен.

К глубоководным котловинам окраинных и внутренних морей (юг Каспия, Черное, Средиземное и Охотское моря) больше приурочен субокеанский тип земной коры. Он отличается большой мощностью осадочных пород (4–10, местами до 15–20 км) со скоростью распространения сейсмических волн 6,0–6,4 км/с.

Поверхность раздела земной коры и верхней мантии Земли, известная под наименованием «слой Мохоровичича», под океанами залегает на цдубинах около 5 км, а на материках резко погружается и достигает мощности 30–35 км.

Все слои земной коры и верхней мантии характеризуются различными скоростями прохождения упругих волн. Так, по данным Гутенберга, эта скорость составляет (в км/с): в осадочном слое 2,2–2,8; в гранитном 5,5–6,0; в базальтовом 6,4–7,4; в верхней мантии 7,7–8,6 (Благодаря этому весьма четкому различию в скоростях прохождения сейсмических волн в различных слоях и точках Земли удалось довольно достоверно проследить изменение мощностей (толщин) всех слоев земной коры). Различие строения материковой и океанической коры является результатом генетических отличий.

По глубине дно океана имеет довольно сложное строение, в нем различаются следующие морфологические элементы (рис. 1.1):

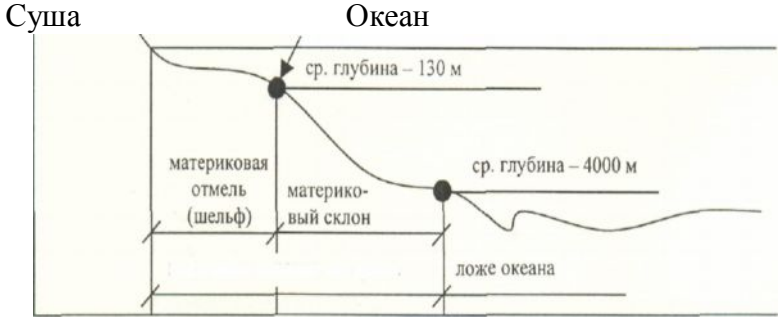


Рис. 1.1. Геоморфологическая схема шельфа

– континентальный шельф (материковая отмель), охватывающий приблизительно 60 млн. км^2 морского дна до глубины 250–300 м со средней крутизной примерно в Г (максимально до 4); в основном средний уклон составляет 1,5–2,0 м на 1 км;

– континентальный склон, охватывающий около 40 млн. км^2 морского дна в диапазоне глубин 250–2500 м со средней крутизной примерно в 5° (максимально до 30);

– переходная зона, предшествующая ложу океана, но не всегда четко выдержанная;

– ложе океана, охватывающее немногим менее 250 млн. км^2 морского дна при глубинах в среднем 4000–4500 м;

– глубоководные впадины площадью 11 км^2 при средних глубинах 6100 м.

В основу экологической зональности акваторий заложены факторы внешней среды: температура, давление, газовый режим, освещенность, рельеф дна, удаленность от берегов и др.

Донная среда океанов и морей (бенталь) заселена различными организмами, часть которых также обитает в толще воды – пелагиали.

В бентали выделяются:

супралитораль – зона заплеска и штормовых выбросов;

литораль – приливно-отливная зона;

сублитораль – зона шельфа, или материковая отмель (200–500 м);

батиаль – зона континентального склона (от 200–500 до 3000 м);

абиссаль – зона океанического ложа (3–6 км);

ультраабиссаль.

В одну из классификаций шельфов заложены геоморфологические признаки. Но, прежде всего установлена полная идентичность геологического строения шельфа и прилегающей к морю территории суши: шельф является продолжением материковых платформ.

Сложен шельф осадочными или магматическими, и метаморфизованными породами. Средняя ширина его 60–65 км, глубина – 130 м; местами эти цифры могут быть значительно выше. Так, ширина шельфа Баренцева моря 1100 км, средняя глубина 230 м (а уже хорошо известное в мире Штокмановское газоконденсатное месторождение находится на глубине 320–380 м на удалении от берега в 650 км).

Наиболее широко принятой считают границу шельфа изобатой 200 м. При этом общая площадь шельфов Мирового океана равна 26,6 млн. км^2, что составляет 7,4 % его площади. Далее, в табл. 1.1 представлены средние глубины некоторых морей, где ведутся поиски и добыча нефти и газа.

Как отмечалось выше, общая площадь акваторий Мирового океана составляет примерно 360 млн. км^2. Однако

она не является постоянной: уровень воды в морях и океанах непрерывно меняется в силу постоянно имеющих место тектонических подвижек дна. Так, уровень Каспия в последние годы поднялся более чем на 2 м и площадь моря значительно возросла.

Несколько иную классификацию дает Зупан, который рассчитал, что площадь континентального шельфа глубиной до 300 м составляет 10 % от поверхности всего Мирового океана.

Таблица 1.1

Средние глубины некоторых морей, где ведутся поиски и добыча нефти и газа

Акватория	Средняя глубина, м	Ширина, км
Арафурское море	90	1200
Банда море	55	100
Баренцево море	200	1200
Берингово море	90	800
Бофорта море	200	100
Байя-Бланка залив	90	400
Гудзонов залив	10	1000
Желтое море	90	1200
Калифорнийское побережье	10	10
Маракайбо озеро	25	100
Мексиканский залив	70	250
Северное море	200	500
Сибирский шельф	55	650
Северный Каспий	3	300

На дне океана постоянно происходит осадконакопление, создаваемое наносами мутьевых потоков рек, содер-

жащими различные взвеси механического и биогенного происхождения, подводной вулканической деятельности, частицы пелагических отложений из остатков планктонных организмов, мельчайших минеральных частиц, приносимых с суши ветрами и морскими течениями, из космической пыли, продуктов химических процессов, происходящих в море (а также глобигериновый, диатомовый и радиоляриевый илы и красная глубоководная глина).

В целом эти осадки делятся на пять групп: терригенные, органогенные, хемогенные, вулканогенные и полигенные.

Темпы осадконакопления в различных частях Мирового океана существенно разнятся в зависимости от многих факторов: температуры, близости впадающих рек, подводной вулканической деятельности, розы ветров, подводных течений и т.д.

Изучение донных осадков крайне необходимо при строительстве нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений различного типа, а также подводных трубопроводов.

При освоении морских месторождений также серьезно изучается гидрометеорологический режим на основе анализа данных за длительный срок.

В круг этих сведений входят: ветер, волнение морской поверхности, вековые колебания уровня воды, сейсмическая активность, температура морской воды и воздуха, химический состав и прозрачность воды, ледовый режим, а также интенсивность постоянных морских течений. Последние происходят в результате взаимодействия отклоняющей силы вращения Земли и центробежных сил. Скорость этих круговых замкнутых течений в разных частях Земли различна (в м/с): на Каспии 0,37–0,45; Куро-Сиво – 0,77; Флоридского – 3,1 (в Баренцевом море, где затухает Гольфстрим, скорость Южного течения всего 0,11).

1. 2. Состояние и перспективы морской добычи нефти и газа

Постепенное истощение запасов нефти и газа на суше и обостренно мирового энергетического кризиса обусловило необходимость все более и более широкого освоения нефтегазовых ресурсов морского дна, в недрах которого сосредоточено почти в 3 раза больше нефти и газа, чем на суше.

Около 22 % площади Мирового океана (примерно 80,6 млн. км^2) занимает водная окраина материков, состоящая из трех зон: шельфа, материкового (континентального) склона и подножия. Из общей площади дна морей и океанов перспективны на нефть я газ около 75 млн. км^2 (примерно 21 %), в том числе на шельфе 19,3 млн. км^2, на материковом склоне 20,4 млн. км^2 и в пределах материкового подножия – 35 млн. км^2. Наиболее доступной является шельфовая зона. Под шельфом (англ. shelf) понимается выровненная часть подводной окраины материков с незначительным уклоном, примыкающая к суше и характеризующаяся общим с ней геологическим строением. Глубины у внешней границы шельфа обычно составляют 100–200 м, но в отдельных случаях достигают 1500–2000 м (Южно-Курильская котловина Охотского моря). Ширина шельфа лежит в пределах от 1 до 1700 км (Северный Ледовитый океан), составляя в среднем 65–70 км, а общая площадь – около 32 млн. км^2 или почти 11,3 % поверхности Мирового океана. Основная часть площади шельфа Мирового океана (примерно 70 %) располагается на глубинах, не превышающих 180 м, а глубина моря в районе перехода шельфа в материковый склон колеблется от 200 до 600 м.

По прогнозам специалистов свыше 60 % площади шельфа перспективны на нефть и газ. При этом прогнози-

руемые ресурсы и запасы, выявленные в месторождениях газа и конденсата, преобладают над соответствующими ресурсами и запасами нефти.

Освоение морских месторождений началось в 1824 г., когда на шельфе Апшеронского полуострова в районе Баку в 25–30 м от берега стали сооружать изолированные отводы – нефтяные колодцы, и вычерпывать нефть из неглубоко залегающих горизонтов. Первый искусственный остров для нефтяных буровых вышек был сооружен вблизи японского города Идзумосаки в 1870 г. Нефтегазовые месторождения в прибрежной зоне Каспийского моря начали осваиваться еще более 100 лет назад. С 1891 г. в США стали продаваться участки моря, на дне которых были обнаружены запасы углеводородного сырья. В эти же годы на Калифорнийском побережье началось бурение наклонных скважин, достигающих залежей нефти на расстоянии 200 м от берега. В 1936 г. на шельфе Каспийского моря, а с 1947 г. на шельфе Мексиканского залива стали устанавливать буровые платформы на свайном основании. Первоначально такие платформы возводили на мелководье. Однако, по мере совершенствования технологии строительства и монтажного оборудования их стали устанавливать на глубинах до 300 м. В настоящее время количество платформ" на свайном основании достигает несколько тысяч. Изготавливают их, как правило, из металла и в перспективе рассматривают как основные сооружения, предназначенные для освоения шельфа. В 40-х годах XX в. на шельфе Каспийского моря началась добыча нефти и газа с искусственных насыпных островов, а затем – с металлических эстакад, что обеспечило добычу нефти с глубин моря от 0,2 до 2,9 м. В 1949 г. на Каспии был создан целый город буровиков и добытчиков нефти и газа – Нефтяные Камни с комплексом сложнейших технологических и гидротехнических сооружений, асфальтированными дорогами, общежитиями, сто-

ловыми, магазинами. Количество отдельно стоящих в море стационарных установок превысило 230, а протяженность эстакад – 350 км. Однако в 1990 г. в Каспийском море эксплуатировались лишь 84 стационарные платформы и 141 км эстакад.

Ниже приведена краткая хронология развития техники добычи углеводородов в прибрежных районах.

Хронология развития морской нефтегазодобычи

1871 г.	Пробурена черпай скважина в Баку.
1900 г.	Россия начала бурение на искусственных каменных островах в Баку. Эта дача считается началом нефтедобычи на шельфе.
1903 г.	Произведено первое бурение с платформы на озеро недалеко от Луизианы (США).
1930 г.	Построены норные нефтяные эстакады в Баку.
1932 г.	Смонтирована первая буровая вышка на барже (Техас, США).
1933 г.	Построена первая погружная платформа.
1937 г.	Первое успешное бурение в Мексиканском заливе. В СССР пробурена первая наклонная скважина.
1954 г.	Построена первая самоподъемная буровая платформа.
1955 г.	Построена первая трехопорная самоподъемная плавучая буровая установка (СПБУ).
1959 г.	Начались разработки месторождений в Северном морс голландскими фирмами.
1961 г.	Смонтирован первый подводный комплекс для добычи углеводородов на дне Мексиканского залива. Первое бурение с динамически позиционируемой платформы. Первая дистанционно управляемая необитаемая платформа.
1966 г.	Вступила в эксплуатацию первая советская СПБУ "Апшерон".
1978 г.	Общее количество подводных комплексов в мире достигло 140 единиц. Глубина моря в точке бурения достигла 300 м. Масса гравитационной платформы превысила 500 000 т.
1983 г.	Вступила в эксплуатацию первая TPL (Tension Legs Platform).
1984 г.	Добыча нефтеуглеводородов на шельфе достигла 14 млн. баррелей в сутки, что составляет 26 % мирового объема.
1987 г.	Первое направленно-наклонное бурение на шельфе. Начали разработки месторождений на шельфе Аляски в ледовых условиях.
1988 г.	Глубина моря в точке бурения превысила 2200м в Мексиканском заливе.

1991 г. Компания "Petrobras" (Бразилия) установила подводное оборудование на глубине 720 м.

1992 г. Россия предложила к разработке Штокмановское месторождение в Баренцевом море.

Существенно доля морской нефтегазодобычи в общемировом балансе стала проявляться лишь в 60-е годы. XX в. Рост морской нефтедобычи в настоящее время более чем в 5 раз превышает динамику роста добычи на суше (табл. 1.2).

Таблица 1.2

Доля морской нефтедобычи в мировом балансе

Доля добычи	1960 г.	1970 г.	1976 г.	1980 г.	1985 г.	1995 г.	2005 г	2020 г (прогноз)
%	8	16	16,5	22,9	30	28	40	65
млн. т.	-	373	469	683	750	700	1000	*

Главные ресурсы нефти и газа расположены в Атлантическом и Индийском океанах. В начале 70-х годах нефтегазодобычу в морях и океанах вело 21 государство, геофизические и буровые работы осуществляли 46 стран и 5 готовились к ним. В начале 80-х годах более 100 стран участвовало в освоении континентального шельфа, 37 из них вели разработку морских месторождений нефти и газа. Поисками морских месторождений и их разработкой в начале 90-х годах занимались уже 136 компаний и фирм из 118 государств. В эти годы добыча нефти и газа на континентальном шельфе Мирового океана достигла 900 млн. т условного топлива (в пересчете на нефть, где 1 т нефти равна 1200 м^3 газа) в год и составила около 35 % мировой добычи. В настоящее время более 120 государств вовлечены в работы по освоению углеводородных ресурсов на континентальном шельфе.

В сфере создания морской техники и технологий освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа занято около 340 судостроительных и машиностроительных предприятий, более 50 геофизических и 100 водолазных фирм, т. е. привлечен огромный производственный, финансовый и интеллектуальный мировой потенциал. Расходы на научно-исследовательские и проектные разработки, судостроение, строительство, обустройство и эксплуатацию морских нефтегазопромыслов достигают 30 млрд. долл. в год.

В Мировом океане в настоящее время действует свыше 30 тысяч различных установок для бурения скважин и хранения углеводородов, в том числе более 800 плавучих буровых установок. Ежегодно бурится около 1000 поисково-разведочных и примерно 2000 эксплуатационных скважин. Морская добыча углеводородов имеет уже свои достижения. Так, у острова Ньюфаундленд произведено разведочное бурение на глубине моря 1493 м. В Мексиканском заливе на месторождении West Delta пробурена скважина глубиной 6960 м, а на месторождении Grand Acel нефть добывается с глубины 3800 м. Самая высокая стальная морская платформа «Buliwinkle» (520 м) эксплуатируется в Мексиканском заливе. Среди железобетонных платформ выделяется «Troll Gas» высотой 472 м, а наиболее тяжеловесной является «Gullfaks» с сухой массой в 1 млн. т, расположенные в норвежском секторе шельфа Северного моря. На шельфах морей и океанов выявлено около 2000 месторождений нефти и газа, значительная часть которых может быть отнесена к гигантским или крупным.

Наиболее богатыми нефтью и газом участками континентального шельфа Мирового океана являются Персидский (более половины об-шемнровых запасов нефти), Мексиканский и Гвинейский заливы, моря Юго-Восточной

Азии, Бофорта и Северное, морская лагуна Маракайбо (Венесуэла).

На них приходится большая часть запасов нефти и газа континентального шельфа. Открыты крупнейшие в мире морские месторождения нефти – Саффания с запасами, оцениваемыми в 5 млрд. т.

Начало нового столетия подтвердило изменение в иерархии между запасами нефти и природного газа: доказанные запасы опрежают доказанные запасы нефти на 3 %. Доказанные запасы газа на шельфе выросли до 53 трлн. $м^3$ на начало 2000 г. и составили 32,9 % от мировых запасов. В табл. 1.3 и 1.4 представлены сведения о доказанных запасах природного газа на шельфе.

Наибольший рост отмечен на Ближнем Востоке, где 51,6 % запасов природного газа сосредоточен на шельфе морей (рис. 2).

Доля индустриальных стран в отдаленной перспективе в общем объеме добычи будет уменьшаться. Страны – члены ОПЕК и развивающиеся страны, не являющиеся членами ОПЕК, в средней перспективе имеют положительные тенденции.

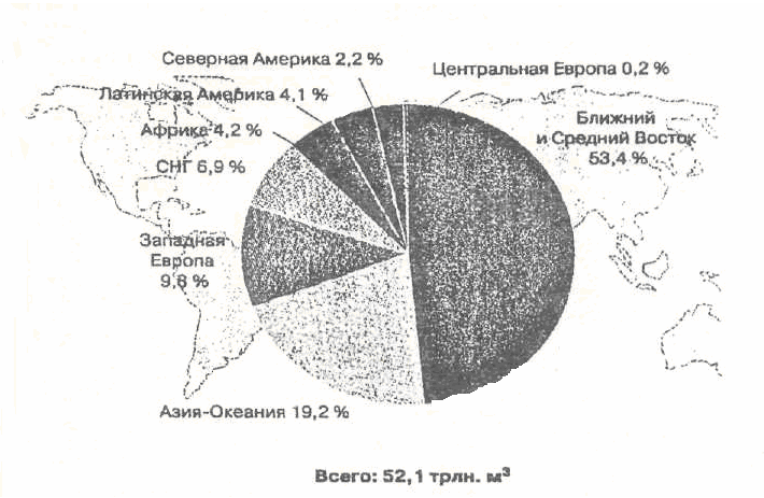


Рис. 1.2. Распределение мировых запасов природного газа на шельфе по географическим регионам (на 01.01.2000 г.)

Таблица 1.3

Доказанные запасы природного газа на шельфе по основным геологическим регионам мира,
1960–2000(на начало года) млрд. $м^3$.

Страны	**1960**	**1970**	**1982**	**1986**	**1992**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**
Северная Америка	850	1550	1500	1500	1550	1250	1300	1300	1300	1120	1170
Латинская Америка	500	650	1800	1850	1650	1800	1950	2050	2150	2060	2110
Западная Европа	0	900	2450	3250	3800	4150	4300	4400	5000	5060	5100
Центральная Европа	0	0	0	0	0	50	50	50	50	60	80
СНГ	0	150	800	700	2500	3100	3600	3800	3600	3800	3600
Африка	0	150	800	750	1400	1800	1800	1900	1900	2080	2210
Ближний и Средний Восток	400	1200	9000	10100	15100	15300	17700	19500	19700	27000	27800
Азия-Оквания	0	300	2750	3250	6900	8600	8800	3900	9500	9620	10000
ИТОГО НА ШЕЛЬФЕ	1550	4400	19000	21400	32700	37050	69500	42100	43300	50600	52050
ОБЩИЕ ЗАПАСЫ	17449	39443	84714	100121	140477	147119	149101	150765	151964	156051	158152
% запасов на шельфе от общих запасов	8,9	11,2	22,4	21,4	23,3	25,2	26,5	27,9	28,3	32,4	32,9

Таблица 1.4

Доля запасов природного газа на шельфе от общих запасов по основным географическим регионам мира. 1960–2000 (на начало года), %

Страны	**1960**	**1970**	**1982**	**1986**	**1992**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**
Северная Америка	8..1	11,1	19,3	18,2	0,8	9,1	19,7	19,8	19,9	17,5	18,9
Латинская Америка	37.1	34,7	35,3	32,6	22	23,1	24,4	25,9	26,5	28,3	27,3
Западная Европа	-	25,3	55,9	61	61,6	67	68,1	70,2	72,2	72,5	73,1
Центральная Европа	-	-	-	-	-	6,3	6,6	6,6	6,9	9,3	9,5
СНГ	-	1,2	1,2	1,7	4,5	5,3	6,3	6,4	6,3	8,4	6,3
Африка	-	3,9	14,1	12,6	14,4	18,2	18,1	18,7	19,5	19,3	20
Ближний и Средний Восток	9,3	18,1	43,7	38,5	35	36,5	37,8	9,8	39,9	1,0	51,6
Азия-Оквания	-	19,4	44,5	56,3	56,3	85,5	66,3	66,6	67	67,2	67,6

Государства, имеющие наиболее крупные запасы нефти, представлены в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Запасы нефти (данные янв. 2002г.), млрд. баррелей

Саудовская Аравия	261,750	США	22,045
Ирак	112,500	Катар	15,207
ОАЭ	97,800	Норвегия	9,947
Кувейт	96,500	Алжир	9,200
Иран	89,700	Бразилия	8,465
Венесуэла	77,685	Оман	5,506
Россия	48,573	Казахстан	5,417
Ливия	29,500	Ангола	5,412
Мексика	26,947	Индонезия	5,000
Нигерия	24,000	Первые 20 стран	975,148
Китай	24,000	Остальные страны	56,983
ВСЕГО В МИРЕ		1,032,132	

1. 3. Освоение морских месторождений России

Россия стоит на пороге промышленного освоения запасов нефти и газа на морском шельфе. В настоящее время основные континентальные месторождения располагаются в основном в Западной Сибири и постепенно истощаются. Начиная с 1994 г. приросты разведанных запасов не компенсируют добычу. Так, приросты запасов нефти и конденсата остаются на уровне 200 млн. т в год (добыча составляет около 300. млн. т в год), а приросты запасов газа – на уровне 200–250 млрд. м^3 в год (добыча около 590 млрд. м^3). В 1999 г. прирост запасов нефти и конденсата составил 199 млн. т (добыча 304 млн. т), газа – 210 млрд. м^3 (добыча 567

млрд. м^3). Из-за допущенного в 90-е годы прошлого столетия сокращения добычи, среднедушевое потребление нефти и нефтепродуктов в России снизилось с 1,5 до 0,9 т, в то время как ведущие страны нарастили нефтепотребленне до 2–3 т на человека (США, Япония, Западная Европа). Предполагаемые районы добычи Восточной Сибири находятся в труднодоступных местах и являются малообъемными. В то же время Россия обладает самым обширным в мире шельфом (порядка 22 % от мирового), составляющим площадь 5,2 млн. км^2, в том числе до изобаты 200 м площадь 4,5 млн. км^2, из которых 75 % перспективны на нефть и газ. Потенциальные ресурсы российского шельфа соизмеримы с запасами крупнейших нефтегазоносных провинций мира. Суммарные прогнозные запасы нефти и газа на шельфе России в пересчете на условное топливо составляют более 100 млрд. т. Из них примерно 45 % запасов сосредоточено в прибрежных зонах с глубинами до 50 м, 25 % – в зонах с глубинами 50–100 м и 30 % – в зонах с глубинами 100–200 м и более. Таким образом, почти 70 % углеводородных ресурсов находятся на глубинах менее 100 м.

Считается, что 85 % общих ресурсов нефти и газа приходится на арктические моря, около 12% – на дальневосточные моря, остальные– на внутренние моря (Каспийское, Черное, Азовское и Балтийское).

Арктическая зона России включает обширные территории от Кольского полуострова до Тихоокеанского побережья Чукотки. Россия, практически лишившаяся азербайджанской и казахстанской нефти, почти всех черноморских и значительной части прибалтийских портов, вынуждена была использовать ресурсы Арктического шельфа Крайнего Севера. Экономическая целесообразность освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа объясняется сближением себестоимости углеводородов, добы-

ваемых на суше и в море. Последнее объясняется тем, что в силу ограниченности запасов технологически доступных месторождений себестоимость нефти, добываемой на суше, растет быстрее, чем получаемой из морских месторождений. По оценке ученых, примерного равенства себестоимости добычи подводных и подземных углеводородов в России следует ожидать в 2015–2020 гг.

Континентальный шельф арктических морей России общей площадью 2,9 млн. км^2 располагает значительным запасом топливных ресурсов. Крупнейшими зональными объектами с ресурсами углеводородов в несколько сотен млн. т. являются: Северо-Гуляевское и Барандейское в Печорском море (удельная плотность до 500 тыс. т/м^2); Штокмановское, Ледовое, Лудловское в Баренцевом море (удельная плотность более 300 тыс. т/км^2). Одной из наиболее изученных и перспективных по прогнозным запасам углеводородов является акватория Западной Арктики. В Баренцевом и Печорском морях выявлено более 70, а в южной части Карского моря около 50 нефтегазоносных структур. Из многочисленных и разнообразных по составу углеводородов зон нефте- и газонакоплений не менее 15 находится в нефтегазоносной провинции Баренцева моря, более 20 – в Печорском море (субаквальное продолжение Тимано-Печореской провинции), 13 – в Южно-Карской нефтегазоносной области Западно-Сибирской мегапровинции. В бассейнах Западной Арктики (шельф Баренцева и Карского морей) ресурсы газа составляют десятки трлн. м^3, причем запасы уже открытых месторождений газа составляют около 50 %, Баренцево-Карский шельф занимает свыше 2,3 млн. км^2, в том числе шельф Баренцева и Печорского морей около 1420 тыс. км^2, а шельф Карского моря примерно 890 тыс. км^2. Максимальная ширина Баренцево-Карского шельфа составляет 1550–1700 км при протяженности вдоль евразийского побережья свыше 1700

км. Баренцево-Карский шельф изучен наиболее хорошо. Здесь уже открыто 10 месторождении нефти и газа, среди которых 4 гигантских по запасам: Штокмановское (газоконденсатное), Ленинградское, Русановское (газовые) и Приразломное (нефтяное).

В Баренцевом море наиболее перспективным является Штокмановское газокоиденсатиое месторождение, открытое в 1988 г. Оно расположено в 290 км к западу от побережья островов архипелага Новая Земля и в 650 км от морского порта Мурманск. Глубина моря здесь 280–360 м. Предварительно оцененные запасы газа в объеме 3,7 трлн. $м^3$ являются подготовленными для промышленного освоения. В Баренцевом море открыты также Куренцовское, Лупинское, Арктическое, Мурманское, Ахматовское, Андреевское, Ферсмановское и другие месторождения. Доказано, что в зонах Баренцева моря -можно выявить еще около 20 месторождений с газовыми запасами в 12 трлн. $м^3$, что позволит ежегодно получать до 10 млрд. $м^3$ газа.

Ресурсы Печорского моря богаты жидкими углеводородами. Здесь расположены нефтяные месторождения Приразломное, Варандей-море и прилегающие к ним структуры – Медынская, Северо-Долгинская, Алексеевская, Полярная, Паханчевская. Приразломное месторождение открыто в 1989 г. Оно расположено в 65 км от берега, глубина моря – 20 м.

Значительная часть западной сибирской нефтегазовой провинции уходит на севере под воды Карского моря с преобладающими глубинами 30–100 м. На его дне сосредоточено более 37 % общих ресурсов нефти и свыше 45 % газа. Большая часть этих ресурсов располагается в меловых и морских отложениях, залегающих на глубинах до 4 км, и в участках шельфа с глубинами морского дна до 100 м, т. е. в условиях, технически доступных для выявления и освоения. На Карском шельфе в западной части Приямаль-

ского района находятся крупнейшие газовые месторождения – Русаковское и Ленинградское.

Кроме того, здесь расположены такие газовые месторождения Приямальского шельфа, как Харасавэйское, Крузенштернское и Западно-Шараповское, а также перспективные структуры Обской и Тазовской губ.

Обская губа, протянувшаяся с юга на север на ширину от 30 до 70 км, достигает в длину 750 км. Глубина воды в пределах губы изменяется от 2 до 20 м. Тазовская губа при ширине 10–35 км протягивается до соединения с Обской губой на расстояние до 300 км. Глубина воды колеблется от 2 до 7 м. По оценке специалистов на "акваториях губ суммарные геологические ресурсы углеводородов составляют 1500 млн. т условного топлива. Харасавэйское газоконден-сатное месторождение (ГКМ), наряду с Русановским и Ленинградским, является одним из наиболее крупных в Карском море. Основным методом его освоения является организация процессов бурения и добычи с ледостойких буровых установок или ледяных островов, с искусственных насыпных гравийно-песчаных оснований.

Сочетание благоприятных тектонических структур различной природы, в том числе рифтогеиных, позволяет высоко оценить нефтегазовый потенциал моря Лаптевых. В пределах Восточно-Сибирского и Чукотского морей выделены Чукотско-Аляскинская и Новосибирско-Чукотская перспективные нефтегазоносные провинции. Рассматриваемые моря являются наименее изученными в России.

Освоение континентального шельфа России сдерживается чрезвычайно сложными природно-климатическими условиями. По-видимому, в ближайшие 10–15 лет на шельфе России будут проводиться преимущественно поисково-разведочные работы, задачей которых является

подготовка сырьевой базы для последующей эксплуатации морских месторождений нефти и газа.

Таким образом, результаты поисково-разведочных работ, выполненных в Арктике, показали, что морские запасы нефти и газа в этом регионе являются одними из самых крупных в мире, превосходящими известные запасы углеводородов Ближнего Востока.

Морским регионом с подготовленной сырьевой базой для добычи нефти и газа служит северо-восточный шельф о. Сахалин, где открыто 8 месторождений с разведанными запасами более 1 млрд. углеводородов в пересчете на нефть при значительной доле содержания газа. Это позволит удовлетворить потребности в газе о. Сахалин и прилегающих материковых районов России на многие десятки лет и обеспечить его экспорт на мировые рынки. Природные условия шельфа о. Сахалин являются одними из самых суровых в мире. Они влияют на выбор технологий проведения работ в открытом море, требуют применения нестандартных операций, передовых методов поисково-разведочных и строительных работ в море с учетом ограничений на продолжительность сезона работ.

Подготовленными к промышленному освоению являются месторождения Чайво-море (1979 г.), Одопту-море (1977 г.), Лунское (1984 г.) и Пильтун-Астохское (1986 г.). На стадии готовности к промышленной разработке находится Аркутун-Дагийское нефтекон-денсатное месторождение (в 1989 г.). На долю этих месторождений приходится до 92 % разведанных запасов шельфао. Сахалин. Работы ведутся в рамках проектов «Сахалин-1»–«Сахалин-V».

Активные работы по подготовке к обустройству месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги, входящих в проект «Сахалин-t», начались с 1996 г. Месторождения расположены в 7–50 км от северо-восточного побережья о.

Сахалин. Сейчас в этих районах выполнен больший объем поисковых и разведочных работ.

1. 4. Морские проекты Казахстана

Нефтяная отрасль Казахстана имеет более чем вековую историю. В течении всего прошлого столетия добыча велась на суше. Но есть веские основания ожидать, что XXI век станет в биографии топливно-энергетического комплекса Казахстана периодом активной разработки морских месторождений. Именно эти месторождения по оценкам специалистов, обеспечат в обозримом будущем наибольший рост добычи углеводородного сырья. Вероятные запасы углеводородов казахстанского сектора Каспийского моря оцениваются в 13 млрд. т условного топлива. Крупнейшим событием общемирового значения уже стало открытие здесь гигантского месторождения Кашаган. Значительный прирост запасов может обеспечить разведка принадлежащей Казахстану структуры Курмангазы, расположенной на смежной с российским сектором Каспия площади. Для реализации проекта « Курмангазы» нефтяные компании «КазМунайГаз» и «Роснефть» в ближайшее время создадут консорциум.

Продолжающиеся геологические изучения многочисленных перспективных участков на шельфе Каспийского и Аральского морей формирует предпосылки для новых открытий, которые способны еще больше укрепить мощь и авторитет Казахстана как одной из ведущих нефтегазовых держав мира.

Масштабные геологические исследования на шельфе внутренних морей Казахстана начались в 1993 году подписанием Соглашения о Консорциуме для проведения геологоразведочных работ на Северном Каспии. В состав международного консорциума (Caspian Sea Consortium, CSC)

вошли Agip, BritishGaz, British Petroleum, Statoil, Mobil, Shell и Total. Оператором консорциума стала специально созданная государственная компания « Казахстанкаспийшельф» (в настоящее время входит в состав НК « КазМунайГаз»). За 1994–1997 гг. консорциумом были проведены морские сейсморазведочные работы в объеме около 26,18 тыс. погонных км сейсмопрофилей. На площади около 100 тыс. км^2 было локализовано 96 структур, получены новые данные о наличии на Северном Каспии крупных положительных структур.

На основе новых геологических данных была разработана и утверждена карта блоков геологического изучения освоения углеводородов, а также выделены 14 блоков для первоочередной разведки.

Иностранные участники консорциума выбрали для бурения два района работ. Первый из них включает наиболее привлекательные структуры: Кашаган, Кайран и Актота. Второй охватывает крупное поднятие Каламкас-море с хорошими перспективами на открытие крупного нефтегазового месторождения . Работы в этих двух районах объединены в Северо-Каспийский проект, реализуемый в настоящее время международным консорциумом Agip KCO.

Право продолжать разведку в акватории третьей перспективной группы блоков, покрывающих большую часть крупной структуры Курмангазы, было закреплено за Национальной компанией в лице ОАО «Казахстанкаспийшельф». В настоящее время достигнута договоренность о создании на паритетной основе казахстано-российского консорциума для работы на структуре Курмангазы.

Северо-Каспийский проект (Кашаган)

В июле 2002 г. НК « КазМунайГаз» и международный консорциум Agip KCO подписали документ о признании коммерческого открытия нефти на месторождении Каша-

ган в Каспийском море. Извлекаемые запасы нефти на Кашагане оцениваются в 7–9 млрд. баррелей. Официальные лица подчеркивают, что по мере продолжения работ на месторождении, объем извлекаемых запасов Кашагана будет уточняться, вероятнее всего, в сторону повышения. Общие геологические запасы нефти, согласно исследованиям, составляют 38 млрд. баррелей.

Открытие Кашаганского месторождения – самого крупного в Казахстане – стало событием мирового значения. По мнению западных экспертов, это открытие является самым важным в мире за последние десятилетия. По размерам Кашаган сопоставим с крупнейшим месторождением США Прудо Бэй (Prudhoe Bay) ,открытым в 1969 году на Аляске.

18 ноября 1997 г. для разведки и добычи нефти на подрядном участке на Северном Каспии было заключено Соглашение о разделе продукции между Казахстаном и компаниями Agip Caspian Sea B.V., BG Exploration & Production ltd, BP Kazakhstan ltd .,Den Norske Stats Oljeselkap a.s. (Statoil), Mobil Oil Kazakhstan ink., Shell Kazakhstan Development B.V., Total Exploration Production Kazakhstan, «Казахстанкаспийшельф» «КазахОйл». СРП вступило в силу 27 апреля 1998 г.

В рамках реализации Соглашения Казахстан ставит перед инвесторами 5 ключевых задач. Во-первых, первая нефть Кашаган должна быть получена в 2005 г. Во-вторых, оператор обязан обеспечить утилизацию попутного газа, обеспечить его транспортировку и продажу. В-третьих, к подрядным работам на Кашагане должны максимально широко привлекаться казахстанские организации, в т. ч. строительные и инженерные. Оборудование также должно заказываться на казахстанских предприятиях. В-четвертых, Национальная нефтегазовая компания в обязательном порядке должна стать сооператором проекта. Пятая задача

заключается в решении экологических вопросов Каспийского региона.

Для проведения разведочных работ в рамках СРП по Северному Каспию в сентябре 1998 г. была создана компания Offshore Kazakhstan International Operating Company NV (OKIOC). Учредителями OKIOC стали 8 компаний, две из которых выступили в альянсе: «Казахстанкаспийшельф», Agip, BritishGaz, Mobil, Shell, Total и альянс , BP-Statoil. Каждый из участников получил в OKIOC по 1/7 доли.

Осенью 1998 г. «Казахстанкаспийшельф» продал за $ 500 млн. свою долю участия в OKIOC японской Indonesia Petroleum (Inpex) и американской Philips Petroleum Co (по 7,14 % каждой). В 2001 г. из OKIOC вышли Statoil и BP (4,76 % и 9,25 % участия соответственно). В начале 2001 г. консорциум OKIOC определил единого оператора буровых работ. Им стала итальянская Agip. В связи с этим OKIOC был трансформирован в Agip Kazakhstan North Caspian Operation Company (Agip KCO). В состав обнавленного международного консорциума в настоящее время входят ENI-Agip(оператор), BG, ExxonMobil, Inpex, Philips Petroleum ,Shell, TotalFinaElf (см. « Состав участников Agip KCO »).

Разведочные работы

Продолжительность Периода Разведки составляет 6 лет от даты вступления СРП в силу.

По состоянию на начало августа 2002 г. консорциум пробурил на месторождении Кашаган 4 скважины (2 разведочные и 2 оценочные), начато бурение 5-ой и ведется подготовка к бурению еще одной скважины.

Программа работ на контрактных площадях предусматривает бурение не менее шести разведочных скважин, в том числе двух скважин на Западном Кашагане и по од-

ной на Восточном Кашагане, структурах Актоты, Кайран и Каламкас.

Бурение первой разведочной скважины на Восточном Кашагане (75 км к югу-востоку от Атырау в северо-восточном Каспии) было начато в августе 1999 г. К этому времени на Астраханской верфи были закончены реконструкция и оснащение буровой баржи «Сункар», которая затем была установлена на подводном основании.

Бурение скважины Восточный Кашаган-1 глубиной 5172 м. (16400 футов) было завершено в июне 2000 г. По результатом первого испытания были получены нефть дебитом до 600 $м^3$ в сутки и газ дебитом 200 тыс.$м^3$ в сутки. Плотность нефти, измеренная на месте, равнялась 42–44 в градусах Американского нефтяного института(API). В скважине был обнаружен нефтеносный интервал в карбонатах палеозойского периода на глубине ниже 4 тыс. м.

Осенью 2000 г. буровая установка «Сункар»была перенесена на структуру Западный Кашаган, расположенную примерно в 400 км к западу от первой скважины, в 75 км к югу-востоку от Атырау.

Бурение скважины Западный Кашаган-1 глубиной 4982 м (глубина моря в точке бурения –7 м) консорциум проводил с октября 2000–го по май 2001 г. Нефтеносный горизонт был обнаружен в палеозойских карбонатах ниже 4250 м. Во время испытания скважины приток нефти на 32/64 штуцере составил до 540 $м^3$, газа – 215 тыс. $м^3$ в сутки. При этом замеренная плотность нефти составила 42, а температура – 45 градусов согласно стандарту API.

Реализация программы оценочного бурения, рассчитанной на 2 г. началась весной 2001 г. Это программа выполняется параллельно с разведочным бурением с целью подтверждения коммерческих запасов нефти. В рамках оценочной программы запланировано пробурить от 3–х до

8–и скважин, а также провести трехмерную сейсмическую разведку на площади около 1600 м^3.

Бурение первой оценочной скважины Восточный Кашаган-2 в 8 км на север от скважины Восточный Кашаган-1 и примерно в 70 км на юго-восток от Атырау началось в мае 2001 г. после передислокации буровой баржи «Сункар» с места бурения разведочной скважины Западный Кашаган-1. Дебит скважины глубиной 4142 м. бурение которой было завершено осенью 2001 г. составило 7.4 тыс. баррелей в сутки. При этом продуктивность скважины ограничивалась незавершенностью обустройства и экологическими правилами проведения разведочных работ.

Осенью 2001 г. консорциум сообщил о завершении строительства защитной системы («саркофага») для устья первой оценочной скважины на структуре Восточный Кашаган-2. Конструкция стоимостью $1 млн. была изготовлено атырауским ТОО « Проммонтаж К и В». Она предназначена для защиты устья скважины от воздействия внешних природных факторов, в том числе льда.

Бурение новых скважин признано целесообразным вести с искусственных островов, имеющих глубину в море от 2 до 4 м. Строительство берм для размещения буровых установок решено вести из пород, добываемых на карьере Аташ близ поселка Баутино (Мангистауская область, на западе Казахстана). Тендер на строительство искусственных островов выиграла американо- турецкая компания Bechtel-Enka.

Первый искусственный остров размером 120х80 м построен на блоке Восточный Кашаган-5. Для его строительства понадобилась 350 тыс.т камня.

Для бурения с искусственных островов приобретена вторая буровая установка. Международный тендер по поставку буровой платформы выиграла германская компания

Deutag. Ранее эта платформа использовалось BP для бурения сверхглубоких наклонных скважин в Великобритании.

У казахстанских производителей Agip KCO приобрел в 2001 г. товары и услуги на сумму $113 млн. а в 2002 г. этот показатель планируется довести до $ 120 млн. Контракты предусматривают, в основном, проведение земляных работ, строительство дорог и населенного пункта для размещения строителей газоперерабатывающего завода. В тоже время большую часть средств консорциум направляет в настоящее время на высокотехнологические виды работ и оборудование, где возможности казахстанских компаний ограничены.

Инвестиции и перспективы

Суммарные инвестиции в разработку месторождений казахстанского шельфа Каспия оцениваются на уровне $ 20 млрд. в течение 14–ти лет.

К началу 2002 г. консорциум уже вложил в работы на Кашаганском месторождении более $1.2 млрд. в т. ч. с 1993–го по 1997 г. консорциум израсходовал $ 300 млн. на проведение сейсмических работ. В 1998-м и 1999 г. в проект инвестировалось по $ 158–160 млн. в 2000 г. $ 200 млн. в 2001 г. около $ 420 млн.

Для обеспечения программы работ 2002 г. требуется $800 млн. инвестиций.

С 2003–го по 2006 г. в освоение месторождения Кашаган предполагалось вложить более $ 7 млрд.

Agip KCO планирует начать пробную добычу нефти на Кашаганском месторождении в 2005 г. коммерческую в 2006 г. На начальном этапе промышленной разработки консорциум намерен добывать ежегодно 5 млн. т нефти. Через несколько лет этот показатель может быть увеличен до 15 млн. тонн.

За время работ на месторождении Кашаган бюджет Казахстана уже получил $ 250 млн. Ожидается, что в 2003 г. Казахстан получит в виде бонуса еще $ 50 млн. А с 2006 г. когда начнется коммерческая добыча, республика ежегодно сможет получать от $ 150 млн. до $ 200 млн.

Проект «Курмангазы»

Большие надежды Казахстан связывает с выявленной в результате сейсмологических исследований на северном шельфе Каспия крупной структурой Курмангазы, до недавнего времени являвшейся для России и Казахстана «спорной территорией».

Позитивные перемены, открывающие двум соседним странам возможности для интенсификации работ на каспийском шельфе, произошли 13 мая 2002 г. когда Президенты России и Казахстана подписали Протокол к Двустороннему Соглашению о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование от 6 июля 1998 г.

Протоколом установлены географические координаты прохождения модифицированной срединной линии разграничения дна северной части Каспийского моря между Российской Федерацией и Республикой Казахстан в целях осуществления суверенных прав на недропользование.

В качестве начальной точки модифицированной срединной линии определена точка с координатами 46^0 13,3 северной широты и 49^0 26,4 восточной долготы. Конечной точкой модифицированной срединной линии названа точка с координатами 42^0 33,6 северной широты и 49^0 53,3 восточной долготы. В соответствии с документом, подписанным 13 мая 2002 г. Российская Федерация осуществляет суверенные права на недропользование на структуре Центральная и месторождении Хвалынское, Республика Казахстан на структуре Курмангазы (Кулалинская). В случае обнаружения

на площадях, пересекаемых модифицированной линией, новых геологических структур, хозяйственная деятельность на них будет осуществляться на основе отдельных договоров.

Протоколом зафиксировано, что недропользование на структуре Курмангазы осуществляется в соответствии с законодательством РК. В качестве контракта на недропользование для структуры Курмангазы принято соглашение о разделе продукции(СРП).

Для совместного освоения ресурсов назначает уполномоченную организацию. Доли казахстанской и российской сторон в пректе составляют по 50 % (доля участия казахстанской уполномоченной организации в предприятии – 50 %; российской уполномоченной организации 25 % опцион, закрепленной за российской стороной, 25 %). Российская уполномоченная организация получила право бесконкурсного участия в проекте недропользования на структуре Курмангазы.

В соответствии с межгосударственными договоренностями казахстанская и российская уполномоченные организации будут иметь права и обязательства, соответствующие их долям участия. Однако до коммерческой реализации опциона, закрепленного за российской стороной, казахстанская и российская уполномоченные организации будут иметь равные права и обязательства.

Не позднее чем через 6 месяцев после коммерческого открытия месторождения предприятие обязано сделать коммерческое предложение российской стороне о продаже опциона. Россия предоставит право воспользоваться опционом российской организации, определенной в порядке, установленном правительством РФ. В случае отказа России от опциона предприятие получит право свободного распоряжения 25 % -ной долей в проекте. Денежные средства, вырученные от реализации опциона, будут направлены на развитие проекта.

В соответствии с документом от 13 мая 2002 г. уполномоченные организации имеют право переуступить свою долю участия (или ее часть) в предприятии другим юридическим лицам при согласии Правительства своей страны. В случае такой переуступки в условиях каждая уполномоченная организация будет иметь приоритетное право на приобретение своей доли организации, уступающей не хуже, чем предложенные другими юридическими лицами. Однако это приоритетное право не распространяется на переуступку аффилаованным организациям уполномоченной организации, осуществляемую с согласия Правительства своей страны и при финансовых гарантиях уполномоченной организации.

Уполномоченные организации, не обеспечившие выполнение своих финансовых обязательств по договору о совместной деятельности, теряют соответствующую долю участия в пользу уполномоченных организаций, выполняющих обязательств в соответствии с условиями соглашения.

В случае, если до 13 мая 2003 г. уполномоченные организации не найдут взаимоприемлемого решения, Правительство России и Казахстана должны будут назначить другие уполномоченные организации. Суммарный доход России от реализации этого проекта составит около $. 50 млрд.

В дальневосточном регионе выявлено около 300 перспективных антиклинальных складок. Прогнозируется открытие свыше 140 месторождений, более 100 из которых на Охотоморском шельфе. При полном развитии нефтегазодобывающего комплекса предполагается, что только на шельфе Охотского моря уровни добычи к 2050 г. могут достигнуть по нефти около 100 млн. т/год, по газу – около 200 млрд. $м^3$/год.

К настоящему времени реализуется проект «Сахалин-П», предусматривающий освоение Пильтун-Астохского

(нефть и попутный газ) и Лунского (газ с некоторым содержанием нефти и конденсата) месторождений, расположенных в Охотском море. Запасов газа одного только Лунского месторождения хватит для обеспечения электроэнергией шести современных городов с миллионным населением.

Пильтун-Астохское месторождение является преимущественно нефтяным и расположено в 16 км от северо-восточного побережья о. Сахалин. Освоение месторождения начато с Астохского участка. Здесь установлена первая в России стационарная ледостойкая буровая платформа «Molikpaq», с которой летом 1999 г. впервые получена в промышленных объемах нефть.

Лунское месторождение представляет собой гигантскую залежь ПГ. Оно расположено в 13 км от береговой линии в 150 км от Пильтун-Астохского месторождения. Освоение Лунского месторождения предусматривает возведение одной морской буровой платформы, прокладку газопровода, строительство завода по сжижению газа и газоналивного терминала. Параллельно предполагается осуществлять добычу нефти и конденсата.

Первая нефть в рамках реализации проекта «Сахалин-П» была получена в июле 1999 г.

Проект «Сахалин-Ш» предусматривает перспективу поиска, разведки и разработки возможных залежей нефти и газа в пределах четырех блоков, непосредственно прилегающих к проектам «Сахалин-Е» и «Сахалин-П». Согласно этому проекту прогнозируемые извлекаемые запасы, только по Южно-Киринской разведочной площади могут содержать более 400 млн. т нефти и около 30 млрд. $м^3$ газа. Эта площадь окажется самым большим месторождением на шельфе о. Сахалин. С середины 1998 г. началась разработка и реализация проекта «Сахалин-IV», предусматривающая работы на Астрахаиовской морской струк-

туре. Срок проведения геолого-разведочных работ в 2000 г. был определен на 6 лет.

Одновременно начались работы и по проекту «Сахалин-V» по разработке перспективного нефтеносного блока на северной части о. Сахалин (Восточно- Шмндтовский блок).

На юге России перспективными на нефть и газ являются шельфы Каспийского, Черного и Азовского морей. Разведанные или предполагаемые нефтегазовые структуры расположены на российском шельфе Каспийского моря, в основном, на глубинах 2–30 м в Северном Каспии и 10–60 м в Западном Каспии. Б 1995 г. здесь было добыто 81,6 тыс. т нефти. К первоочередным объектам можно отнести нефтеконденсатное месторождение Инчхе-море и нефтеносные локальные площади северо-западного Каспия. К концу 2010 г. добыча нефти на этих месторождениях может составить несколько млн. т в год. Для разведки и эксплуатации месторождений шельфа Каспия необходимы технические средства, созданные с учетом мелководья и ледовых условий в зимний период.

В конце 70-х –начале 80-х гг. к опытно-промышленной эксплуатации было подготовлено газоконденсатное месторождение в Черном море. В настоящее время в Черном и Азовском морях продолжаются поисково-разведочные работы.

Ведется разработка нефтяных месторождений в Балтийском море (в Калининградском секторе). Прогнозируемые запасы составляют 50–60 млн. т, из них извлекаемые – 16 млн. т. В 1995 г. здесь было добыто 745,2 тыс. т нефти. Перспективы освоения шельфа Балтийского моря связаны с вводом в эксплуатацию Кранцовского нефтяного месторождения со значительными запасами нефти.

1. 5. Освоение морских месторождений углеводородов

в различных регионах мира

1. 5.1. Азиатско - Тихоокеанский регион

Государства АСЕАН

В состав АСЕАН входят десять государств, которые принято условно делить на две группы – «старых» членов Ассоциации (Бруней, Индонезия, Малайзия, Филиппины, Сингапур, Таиланд) и недавно принятых в нее (Камбоджа, Лаос, Мьянма, Вьетнам). Часть этих стран располагают значительными запасами минерального топлива (преимущественно газа) (Индонезия, Малайзия) и ведут активную разработку, другие (Сингапур, Камбоджа) собственными запасами не располагают и полностью зависят от импорта. Остальные страны по своим запасам могут ориентироваться преимущественно на самообеспечение (табл. 1.6). Индонезия, Малайзия и Бруней входят в число пяти крупнейших экспортеров сжиженного природного газа. Бруней начал поставки в 1973 г., Индонезия в 1977 г., Малайзия в 1983 г. (табл. 1.7).

Таблица 1.6

Запасы нефти и газа в ряде стран АСЕАН
(на 1 января 2002 г.)

Страна	Нефть, млрд. баррелей	Газ, трлн. куб. футов
Бруней	1,4	13,8
Индонезия	5,0	92,5
Малайзия	3,0	75,0
Филиппины	0.2	3,7
Таиланд	0,5	12,7
Вьетнам	0,6	6,8

Таблица 1.7

Мировая торговля сжиженным природным газом

Страна-экспортер	Объем экспорта, млрд. $м^3$	Доля в общем объеме торговли, %
Индонезия	35,7	26,1
Алжир	26,3	19,2
Малайзия	21,0	15,3
Катар	14,0	10,2
Австралия	10,1	7,4
Бруней	8,8	6,4
ОАЭ	6.9	5,0
Нигерия	5,6	4,1
Тринидад	3,5	2,6
Оман	2,5	Ь8
США	1,7	1,2
Ливия	0,8	0,6
Всего	136,9	100,0

Малайзия

Малайзия имеет площадь пригодную для поисков нефти и газа, равную 494,2 км. Из них 337,2 $км^2$ – континентальный шельф; 63,9 $км^2$ – глубоководные районы; 94,048 $км^3$ – суша.

Нефть. Доказанные запасы нефти составляют 2,3 млрд. баррелей. Вся добыча нефти сосредоточена на шельфе преимущественно около полуостров Малайзия. Основные месторождения: Tapis, Guntong, Seligi, Pulai, Bekok, Kepong (18 месторождений). Более половины нефти страны добывается на месторождении Tapis. При нынешних темпах потребления запасов хватит на 17 лет, к 2006/2007 году ожидается, что Малайзия станет импортером нефти.

Нефть от платформ по трубопроводам поступает на побережье штата Терренгану (Малайзия). С 2001 г. началась добыча с месторождений Angsi, Larut, Sattelite, Fields. Для освоения месторождения Angst было проложено 300 км внутрипромысловых трубопроводов и 166 км трубопроводов до берега. Ожидаемая добыча 160 млн. баррелей нефти и 1,4 трлн. куб. футов газа.

Месторождение Larut расположено на глубине 69 м. От него ожидается получить 320 млн. баррелей нефти и 1,5 трлн. куб. футов газа. Углеводороды на побережье штата Терренгану (заводы в Kerteh) будут поступать по газопроводу (диаметр 8 дюймов, длина 98 км) и нефтепроводу (диаметр 12 дюймов, длина 101 км).

Область, совместно разрабатываемая с Таиландом, расположена в Таиландском (Сиамском) заливе между Малайзией и Таиландом.

Обустройство газоконденсатного месторождения Cakeravala включает три буровые платформы, платформу по подготовке продукции, платформу с оборудованием для сжатия газа, конденсатопровод длиной 2 км к FSO. Газ от платформы по трубопроводу диаметром 30 дюймов длиной 255 км будет транспортироваться на ГПЗ в Таиланде. Получение первого газа ожидается не ранее 2004 г.

Газ, добываемый на шельфе полуострова Малайзия, по газопроводам поступает на берег (штат Терренгану, завод в Kerteh). В настоящее время компания Exxon сооружает трубопроводную систему, которая свяжет с берегом месторождения Jawit, Bintang, Jernet. Уже получен первый газ на месторождении Bintang (максимальная добыча 355 млн. кубических футов в день). Всего на месторождении будет получено 1 трлн. куб. футов газа.

Газ и конденсат, добываемые на шельфе штата Саравак, поступает на берег по трубопроводам на завод по сжижению газа в Бинтулу, производящий 22,6 млн. т СПГ

в год. Он является крупнейшим в мире заводом по сжижению газа. 85 % запасов штата находятся на побережье в районе Бинтулу. Месторождения Jintan, Heland, Serai и несколько других содержат 6 трлн. куб. футов газа. Самое крупное из них Jintan (2,4 трлн. куб. футов). Газ, добытый на месторождениях Jintan, отделяется от конденсата, дегидрируется, и эта двухфазная смесь по трубопроводу (диаметр 36 дюймов, длина 148 км) от эксплуатационной платформы поступает на платформу с манифольдом. Там она вместе с двухфазной смесью, поступившей от месторождения Heland, по трубопроводу диаметром 22 дюйма, длиной 99 км транспортируется на берег. Для доставки на берег служат два трубопровода диаметром 32 дюйма и длиной 119 км каждый. Газ, добываемый на побережье штата Сабах (месторождение ERB West), по трубопроводу длиной 65 км поступает на газовый терминал рядом со столицей штата.

Филиппины

Филиппины имеют 3,8 трлн. куб. футов доказанных запасов газа, но заметная добыча началась только в 1991 г после начала освоения месторождения Малампая. Оно расположено в Южно-Китайском море, и его запасы оцениваются в 2,6 трлн. куб. футов (700 млрд. м^3) газа. Добываемые углеводороды страна использует только для собственных нужд.

Государство осуществляет крупномасштабный проект по добыче газа на глубоководном месторождении Малампая, которое полностью обеспечивает газом три электростанции, дающие 30 % электроэнергии для крупнейшего острова Филиппин – Лузой. Месторождение находится вблизи Филиппинских островов. Добываемый из глубоководных скважин (около 900 м) газ поступает по двум линиям диаметром 400 мм на морскую платформу, установ-

ленную на небольшой глубине на расстоянии 30 км от скважин. Вода и конденсат отделяются и обрабатываются на платформе. Конденсат стабилизируется, после чего отгружается с выносного точечного причала в танкеры. Газ дегидрируется и по трубопроводу длиной более 500 км, диаметром 24 дюйма транспортируется на остров Лузон к заводу.

В 2001 г. Филиппины добывали только 1 тыс. баррелей нефти в сутки, а в 2002 г. добыча резко возросла до 23512 баррелей за счет разработки залежей нефти, расположенных ниже газоносных структур месторождения Малампая. Трасса трубопровода от месторождения Малампая представлена на рис. 3.9.

Таиланд

Запасы углеводородов в Таиланде сосредоточены в основном на шельфе Таиландского (Сиамского) залива (94 % запасов природного газа). Доказанные запасы оцениваются в 12,7 трлн. куб. футов газа и 0,5 млрд. баррелей нефти. Доля нефти в энергопотреблении страны в 1998 г. составляла 61,7 %, газа – 22,4 %. Причем 23 % потребностей в энергоносителях Таиланд удовлетворяет за счет местных ресурсов, а 77 % импортирует. Первый газ в Таиланде был добыт в 1981 г. на месторождении Erawan. В настоящее время нефть, газ и конденсат добываются на 37 месторождениях, из которых 21 расположено в Таиландском заливе, а 16 – на суше.

Наиболее крупные запасы газа Таиланда сосредоточены в области совместной с Малайзией разработки (JDA) – 171 млрд. $м^3$.

Доля месторождений залива в добыче природного газа составляет: Erawan и соседние структуры – 61 % (1150 млн. куб. футов в день), Bongkot – 24 % (630 млн. куб.футов в день), Tantawan – 6 % (125 млн. куб.футов в

день). Самое крупное газовое месторождение страны – Bongkot (запасы 4,5 трлн. куб. футов). Оно обеспечивает треть потребности газа в Таиланде.

За последние годы были открыты новые газовые месторождения, расположенные на шельфе: Arthit, Pakarang, Plamuk, Maliwan, North Jarmjuree и три блока между малайзийскими месторождениями Lawit-Jernet и таиландским Bongkot. Месторождение Arthit – газовое месторождение мирового класса с запасами от 85 до 170 млрд. $м^3$. Оно было открыто в 1999 г. начать добычу планируется в 2006 г. Газ по магистральному трубопроводу в количестве 28 млн. $м^3$ в день будет поступать на завод в Районг.

Месторождение Tantawan расположено на глубине 80 м. Оно дает 300 млн. куб. футов газа в день и 50 тыс. баррелей нефти и конденсата. На месторождении установлены устьевые платформы с оборудованием для осуществления первичной сепарации и закачки газа в пласт. Окончательная подготовка продукции и отгрузка нефти выполняются на FPSO. Добыча началась в 1997 г. Газ транспортируется на завод по подготовке газа в Районге по магистральному трубопроводу Erawan - Rayong. Первая нефть была добыта на суше на месторождении Fang. В настоящее время 41 % нефти добывается на месторождении Sirikit (суша) и 42 % на месторождении Benchamas (Таиландский залив). Оставшиеся 4 % добываются на малых месторождениях. 86 % нефти Таиланд импортирует для нужд своей нефтеперерабатывающей промышленности.

Вьетнам

Нефть. Запасы нефти Вьетнама составляют 2,2 млрд. баррелей (по другим данным 600 млн. баррелей). В 2002 г. добыча достигла 339 тыс. баррелей в день. Так как в стране не развита нефтеперерабатывающая промышленность большая часть добываемой нефти экспортируется в Японию,

Южную Корею, Сингапур и США. В 2002 г. экспорт составил 153 тыс. баррелей в день. Страна эксплуатирует шесть нефтяных месторождений, из которых Back Ho (White Tiger), Rang Dong, Hang Ngon и pal Hung (Big Bear) являются крупнейшими. Добыча сосредоточена на шельфе бассейнов Cuu Long и Con Son (юг СРВ).

В 2002 г. большие запасы нефти и газа были обнаружены на месторождениях Ca Ngu Vang (Golden Tuna) и Voi Trang (White Elephant). Запасы Ca Ngu Vang оцениваются в 250 млн. баррелей.

Большое количество нефти обнаружено в бассейне Cuu Long , Block 15.

1. Извлекаемые запасы составляют 400 млн. баррелей. К 2005 г. добыча на месторождениях Su Tu Den (Black Lion), Su Tu Vang (Golden Lion) и Su Tu Trang (White Lion), расположенных в этом бассейне, должна достичь 70 тыс. баррелей в сутки. От месторождений нефть транспортируется танкерами.

Газ. Запасы природного газа составляют 6,8 трлн. куб. футов (220 млрд. млрд. м^3). По прогнозам к 2010 г. потребность страны в газе будет составлять НО млрд. м^3. Можно увидеть, что страна в наступившем десятилетии может сама обеспечить себя природным газом.

В течение долгого времени Вьетнам для получения энергии использовал нефть, уголь и гидроэлектростанции. В 1981 г. на суше около Ханоя было открыто небольшое месторождение природного газа.

Крупнейшим источником природного газа в стране является бассейн Cuu Long, откуда также поступает большое количество попутного газа от нефтяных месторождений.

Месторождение Bach Xo (Белый Тигр) в настоящее время является крупнейшим источником газа в стране. Его запасы оцениваются в 170 – 230 млрд. м^3. Белый Тигр –

нефтяное месторождение, добываемый газ – это Попутный газ. Первоначально из-за отсутствия соответствующей инфраструктуры он сжигался в количестве 1 млрд. $м^3$ в год (для сравнения, это составляло 64 % от ежегодного экспорта газа по трубопроводу из Малайзии в Сингапур). В 1995 г. попутный газ начали использовать.

В бассейне Nam Con Son расположены два газовых месторождения Lan Tay и Lan Do, запасы газа которых оцениваются в 2 трлн. куб. футов. Месторождения расположены на глубине воды 125 м и 80 м соответственно. В 2002 г. было закончено строительство магистрального газопровода, протяженностью 370 км, соединившего месторождения с терминалом Dinh Co на побережье Вьетнама. Производительность трубопровода составляет 247 млрд. куб. футов в год, хотя в настоящее время его мощности используются не полностью. Дальнейшая загрузка трубопровода произойдет за счет транспорта продукции с соседних месторождений Hai Tach, Moe Tinh HRongDoi[10].

В 2004 г. планируется построить трубопровод, который соединит газовые месторождения блока РМЗ с устьем реки Doc. Протяженность морского участка составит 289 км. Газ будет использоваться для выработки электроэнергии и производства удобрений.

На шельфе юга СРВ уже построено свыше 700 км морских трубопроводов, и в ближайшей перспективе значительно возрастет протяженность вновь сооружаемых морских трубопроводов.

Китай

Нефть. Китай является вторым в мире потребителем нефти после США.

Он импортирует 30 % необходимой для потребления нефти, причем половину со Среднего Востока (Оман, Йемен, Иран). Импорт нефти страна начала в 1996 г. импорт

нефтепродуктов в 1993 г. Небольшое количество нефти импортируется в Японию. В 2002 г. в Китае было добыто 18,8 млн. тонн нефти, 4,3 млрд. м ^{3} газа.

Около 90 % нефти страна добывает на суше. Крупнейшее месторождение Daqing (северо-восток Китая) производит более 1 млрд. баррелей в день.

Китай имеет 1,2 млрд. т доказанных шельфовых запасов нефти и 200 млрд. м^3 газа.

К концу 970-х годов в стране разрабатывалось только три шельфовых месторождения. В последние 20 лет Китай активно ведет добычу нефти и газа на шельфе. Большая часть ее в настоящее время сосредоточена в районе залива Бохайвань, Желтого моря, Восточно-Китайского моря и северного континентального шельфа Южно-Китайского моря.

В 1996 г. Китай разрабатывал 19 морских месторождений, включая разрабатываемые совместно. Шельфовая индустрия развивается со значительным участием иностранных инвестиций (60 % от общего количества вложений в развитие шельфа). Приоритет в развитии шельфовых месторождений будет отдан Восточно-Китайскому морю и заливу Бохайвань.

В 1996 г. начинается эксплуатация месторождения Liahua 11–1 (LH И – 1) - самого крупного нефтяного месторождения в Южно-Китайском море. Его запасы составляют более 1 млрд. баррелей. Подготовка продукции осуществляется на FPSO водоизмещением 140 тыс. т, объемом хранения 720 тыс. баррелей. Ежедневная добыча жидкости – 300 тыс. баррелей, нефти – 65 тыс. баррелей. Нефть на берег доставляется танкерами.

В 1997 г. началась эксплуатация месторождений Xijiang 24–1 и Lufeng 22–1.

Lufeng 22-1 (LF 22-1) расположен в Южно-Китайском море в 310 км от Сянгана (Гонконг), на глубине 332

м – самое глубоководное месторождение Китая. Это область тропических циклонов, скорость ветра достигает 18–22 км/ч, высота волн – 8 м. Извлекаемые запасы оцениваются в 30 млн. баррелей. Ежесуточная добыча составляет 125 тыс. баррелей жидкости, в том числе 65 тыс. баррелей нефти. Для подъема нефти на FPSO используются электрические насосы, установленные на дне [19].

FPSO «Navion Munin» имеет водоизмещение 103 тыс. т, объем хранилища –640 тыс. баррелей (18 танков грузовых). В танках установлены подогревающие элементы, которые обеспечивают температуру нефти 65 °С. Оборудование по подготовке продукции включает сепараторы первой и второй ступеней, электростатический коалесцер. Нефть месторождения имеет большое содержание парафина, поэтому существует система циркуляции тепла, для предварительного подогрева подводного оборудования при пуске, а также райзеров и манифольда во избежание образования парафиновых пробок.

В сепараторе первой ступени от нефти отделяется вода, идущая далее в гидроциклоны, где содержание нефти в ней снижается до 30 мг/литр. Температура в сепараторе должна быть около 65 °С. Сепаратор и коалесцер могут подогреваться. Из сепаратора первой ступени нефть поступает в подогреватель, где ее температура повышается с помощью пара до 95 °С. Таким образом, снижается вязкость нефти для улучшения дальнейшего водоотделения. После сепаратора второй ступени нефть центробежными насосами перекачивается в коалесцер, где происходит окончательное отделение воды до значения ООВ 0,5 %. Вода из коалесцера поступает на первую ступень сепарации, а нефть охлаждается до 70 °С для последующего хранения. На берег нефть доставляется челночными танкерами.

Sulzhong 36-1 (Sz 36-1) – расположен в заливе Бохайвань. К 2005 г. ежегодная добыча нефти и газа в заливе превысит 20 млн. т этот район

будет в числе трех крупнейших нефтедобывающих районов Китая, крупнейшим районом добычи нефти на шельфе,

Коммерческая добыча газа началась в 1993 году. Доказанные запасы составляют 313 млн. баррелей, и является крупнейшим нефтяным шельфовым месторождением. Освоение ведут в двух фазах:

1 фаза-две устьевые платформы и FPSO;

2 фаза – одна обрабатывающая платформа, шесть устьевых и 70 км трубопроводов к берегу для транспорта нефти.

Ежесуточная добыча нефти – 75 тыс. баррелей.

Pengiai 19–3 – самое крупное нефтяное месторождение на шельфе Китая (залив Бохайвань). Извлекаемые запасы 750 млн. баррелей, начало эксплуатации – 2002 г. В настоящее время продолжается первая фаза освоения, которая предполагает добычу 40 тыс. баррелей нефти в день и использование FPSO «Ming ХЬи»для подготовки продукции. К 2005 г. начнется вторая фаза с ежесуточной добычей 150 тыс. баррелей нефти. Для чего будет построено новое FPSO, способное обрабатывать 190 тыс. баррелей в день, хранить 1,9 млн. баррелей.

Qinhuangdao (QHD-32-6) – нефтяное месторождение в заливе Бохайвань, глубина воды 20 м. Извлекаемые запасы составляют 103 млн. баррелей. Ежегодная добыча 20 млн. т подготовка продукции осуществляется на FPSO «Bohai Shiji» с хранилищем объемом в I млн. баррелей. Способным обрабатывать 80 тыс. баррелей в сутки.

Газ. Большая часть газа добывается на суше в провинции Сычуань. Китай относительно недавно стал осваивать свои месторождения природного газа, поэтому требуются

большие капитальные вложения по обеспечению его доставки.

Самое крупное шельфовое месторождение газа Yacheng 13-1 (Ya 13-1) имеет доказанные запасы 100 млрд. м^3 (3 трлн куб. футов). Оно расположено в западной части Южно-Китайского моря. Добыча газа началась в 1996 г. и составляет 3.4 млрд. м^3 газа в год. Этот газ по морскому трубопроводу длиной 800 км транспортируется в Сянган на завод по выработке электроэнергии. Еще один газопровод длиной 100 км связывает месторождение с островом Хайнань.

Месторождение Dongfang I-l (DF 1-1) расположено в северной части Южно-Китайского моря на глубине 75 м. Доказанные запасы 3,274 трлн. куб. футов. Первая фаза освоения месторождения предполагает строительство морского трубопровода длиной 116 км на остров Хайнань на завод по производству удобрений.

На месторождении Pinghu (PH), расположенном в Восточно-Китайском море, добывается газ и нефть. Эксплуатация началась в 1999 г. Ожидается добыча 1,2 млн. м^3 газа в день в течение 15 лет. Доказанные запасы газа составляют 14,65 млрд. м^3 газа и 107,8 млн. т. На месторождении установлена платформа по подготовке продукции, нефть и газ по трубопроводам транспортируются на берег. Нефтепровод длиной 310 км, диаметром 10 дюймов, газопровод протяженностью 386 км, диаметром 14 дюймов.

Австралия

Австралия обладает одними из самых больших запасов природного газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Доказанные запасы составляют 2,54 трлн. м^3 на 1 января 2002 г. Самые значительные из них (1/3 от общих запасов) сосредоточены на северо-западном шельфе на расстоянии 80 км от берега. Месторождение Gordon ~ до недавнего

времени самое большое газовое перспективное месторождение страны, его запасы оцениваются в 0,849 трлн. $м^3$ газа. В 2002 г. была пробурена вторая скважина на месторождении Jansz, расположенного на глубине воды порядка 1300 м. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 20 трлн. куб. футов газа. Компания Exxon Mobil предполагает, что это будет крупнейшее газовое месторождение, когда - либо открытое в австралийских водах [21].

В настоящий момент в этом районе сосредоточено 16 газовых месторождений, из которых три мирового класса: North Rankin, Goodwin и Perseus. Количество газа, содержащееся в этих месторождениях достаточно для снабжения одной Австралии в течение 35 лет. На месторождениях установлено две стационарные платформы. Добываемый газ в основном состоит из метана, но также включает примеси тяжелых углеводородов. Пропан и бутан сжижают (СНГ), а более тяжелые углеводороды продают как конденсат.

Углеводороды на берег транспортируются по морскому трубопроводу 135 км длиной. Большая часть газа сжижается и отправляется на экспорт (Япония). Экспорт начался в 1989 г. Австралия является третьим по величине экспортером сжиженного газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе. В настоящее время ведется спотовая торговля с Испанией, Южной Кореей и Турцией.

Перспективным на газ считается район южного побережья, где запасы на месторождениях Thylacine и Geographe оцениваются в 0,06 трлн. $м^3$.

Район Тиморского моря после объявления независимости государства Восточный Тимор стал территорией совместного владения. В этом районе расположены два крупных месторождения – Bayu Undan (400 млн. баррелей конденсата и 0,068 трлн. $м^3$ природного газа) и Greater Sunrise (0,263 трлн. $м^3$ природного газа). Компания Shell хочет

впервые на месторождении Greater Sunrise применить плавучее судно для сжижения и отгрузки добываемого газа. Ряд компаний намерены развивать совместно два месторождения Bayu Undan и Greater Sunrise, что обеспечит потребности в газе как Северной территории, так и других районов Австралии.

Австралия производит в среднем 633,000 баррель/сут нефти, а потребляет 872,000 бар/сутки. Дефицит нефти будет с годами расти и к 2010 г. ожидается, что страна сможет удовлетворять только 40 % потребностей за счет собственных резервов. На северо-западном шельфе помимо газовых сосредоточены небольшие или средние по размерам нефтяные месторождения. Самое большое из них Warmea содержит около 200 млн. баррелей нефти. В настоящее время эксплуатируются 4 месторождения Wanaea, Cossack, Lambert и Hermes. Нефть поступает на плавучее эксплуатационное судно (FPSO), откуда вывозится танкерами.

В течение более 30 лет Еассов пролив был важнейшей зоной добычи нефти и газа, снабжавшей население более чем 3 млрд. баррелей нефти и 3 трлн. куб. футов природного газа. В 1965 г. было открыто гигантское газовое месторождение Barracouta, а в 1967 г. – нефтяные гиганты Kingfish и Halibut. Добываемая продукция по трубопроводам, связывающим между собой платформы, транспортируется на берег (рис. 3.13). Так, месторождение Barracouta расположено на глубине 46 м, расстояние до берега составляет 24 км. Нефть и газ доставляются на берег по трубопроводам диаметром 150 мм и 450 мм соответственно.

От Австралии до Тасмании проложен газопровод протяженностью по суше 430 км, по Бассовому проливу 305 км. Трубопровод начинается от города Longford (штат Виктория), далее его трасса идет по территории Австралии, пересекает пролив, а на острове Тасмания около горо-

да Лонсестон разделяется: северный участок идет к северо-западному побережью, а южный простирается до Хобарта. Строительство велось одновременно на суше и в проливе. Цель строительства – снабжение Тасмании газом в связи с тем, что использование гидроресурсов на острове достигло своего максимума и дальнейший рост промышленности без дополнительных источников энергии невозможен.

1. 5. 2. Южная Америка

Бразилия

Нефть. Бразилия имеет 8,15 млрд. баррелей нефтяных запасов. Однако, она импортирует 40 % потребляемой нефти и нефтепродуктов в Аргентине, Саудовской Аравии и Венесуэле. В 2000 г. добыча нефти составила 1,269 тыс. баррелей в день, а потребление – 2,155 тыс. баррелей в день.

Бассейн Campos, расположенный к юго-востоку от Рио-де-Жанейро, обладает большими нефтяными запасами, и именно здесь осуществляется ее основная добыча в настоящее время. В районе бассейна Campos сосредоточено 80 % нефтяных запасов Бразилии. В результате новых открытий запасы нефти в этом районе удвоились и составляют в настоящее время 1,5 млрд. баррелей: бурение скважины 9-MML-3 добавило к имеющимся запасам 270 млн. баррелей, скважины I-ESS-121–00 млн. баррелей, месторождение Jubarte добавило 600 млн. баррелей.

Венесуэла

Нефть. Доказанные запасы нефти в Венесуэле составляют 77,8 млрд. баррелей, исключая сверхтяжелую нефть и битумы (запасы которой оцениваются в 100–270 млрд. баррелей). Она входит в число десяти крупнейших производителей нефти в мире. В 2002 г. в стране ежедневно добывалось 2,9 млн. баррелей, из них 2,46 млн. шло на экспорт. 62

% этой нефти напрямую танкерами транспортировалось в США (Венесуэла является одним из четырех крупнейших поставщиков нефти). Помимо США Венесуэла и Мексика обеспечивают нефтью соседние государства в Центральной Америке и Карибском бассейне.

Запасы нефти в Венесуэле сосредоточены в основном в четырех осадочных бассейнах: Маракайбо, Фэлкон, Апуре и Ориентал (Maracaibo, Falkon, Apure, Oriental). Большинство запасов – это тяжелая нефть (20^{U} API).

Экспорт нефти из района озера Маракайбо начался в 1918 г. и с 1927 по1970 г. Венесуэла была крупнейшим в мире экспортером нефти, С 1914 г. было пробурено 17 тысяч скважин, которые дали 37 млрд. баррелей нефти. Оставшиеся извлекаемые запасы составляют 20 млрд. баррелей. По различным оценкам от 25000 до 45000 км труб проложены по дну озера.

Газ. Доказанные запасы природного газа в Венесуэле оцениваются в 148 трлн. куб. футов, вторые по величине в Западном полушарии после США и восьмые в мире. В 2001 г. страна добыла 1,1 газа, который весь был потреблен внутри страны (60 % потребляет нефтяная промышленность страны).

Платформа Deltana – область на атлантическом побережье Венесуэлы на границе с Тринидад и Тобаго. Доказанные запасы составляют 4,4 трлн. куб. футов. Первые поставки сжиженного газа, добытого на месторождении, в США планируются на 2007 г. [24].

Мексика

Газ. Доказанные запасы природного газа в Мексике составляют 30,1трлн. куб. футов, страна занимает 21 место в мире по запасам природного газа. В 2000 г. было добыто 1,33 трлн. куб. футов. Большая часть газа добывается на юго-востоке страны, далеко от основных потребителей,

сосредоточенных на севере и северо-востоке. Попутный газ добывается как на суше, так и на шельфе. Самое крупное месторождение природного газа Burgos расположено в северо-восточной части страны, добыча на нем ведется с 1945 г. В последние годы открыты 3 крупных месторождения природного газа, одно из них на шельфе (Playuela), запасы которых составляют четвертую часть от доказанных запасов Мексики. Исторически Мексика является импортером природного газа из США [26].

Нефть. Мексика занимает девятое место в мире по запасам нефти (30,8 млрд. баррелей) и второе место в западном полушарии, уступая только Венесуэле. Мексика стоит на седьмом месте по добыче нефти (в 2000 г. добывала 3,012 тыс. баррелей в день). Она является вторым по размерам экспортером нефти в США после Саудовской Аравии. Три четверти нефти в настоящее время поступает из Мексиканского залива с Campeche Bay. Там расположено месторождение – самое крупное нефтяное месторождение в стране, дающее 2,3 млн. баррелей нефти в день. Добыча нефти от одной скважины с 1970 г. упала с 35 тыс. баррелей в день до 1,4 тыс. баррелей в 2000 г. Для увеличения добычи газа на месторождении осуществляется закачка в пласт азота. Для его выработки был построен завод, на четырех установках которого производится в день 1,2 млрд. куб. футов азота.

В 2000 г. Мексика и США заключили соглашение о разделе западной глубоководной (3000 м) части Мексиканского залива богатой нефтью. Мексика получила 62 % площади, США – 38 %.

Месторождение Cantarell расположено на шельфе полуострова Юкатан в 80 км от берега. Глубина воды меняется незначительно от 35 м на юге до 40 м на севере.

Месторождение состоит из старых четырех месторождений Akal, Nohoch, Chac и Kutz, а также недавно откры-

того более глубоководного месторождения Sihil. Самое крупное из этих месторождений Ака) является шестым по запасам в мире. За последние 20 лет эксплуатации месторождения давление в резервуаре упало на 60 %. Для поддержания давления в резервуаре, а также для модернизации оборудования с целью обеспечения его надежности и безопасности была разработана специальная программа, включающая в себя:

– модернизацию 39 существующих платформ и сооружение 26 новых платформ;

– разработка двух новых комплексов Akal L и B;

– строительство плавучей платформы для хранения и отгрузки нефти;

– строительство крупного завода, производящего азот для поддержания давления в резервуаре;

– увеличение мощностей по подготовке газа;

– строительство платформ для подготовки газа с целью последующей его закачки в пласт;

– прокладка более 400 км морских трубопроводов для расширения существующей сети, протяженностью 1700 км.

Трубопроводы на месторождении транспортируют двухфазный поток (нефти и газа), нефть, газ, газ для газлифта, азот. Двухфазные трубопроводы собирают продукцию от скважин и удаленных платформ и доставляют ее на три центральных комплекса по подготовке продукции (двухфазная сепарация): Akal C, Akal J и Nohoch A. После разделения двухфазной смеси на нефть и газ, нефть загружается в танкеры или поступает на берег по трубопроводам. Перед завершением модернизации месторождения нефть по трубопроводам поступала на причалы для танкеров, расположенные в море, а также на берег в резервуары. Как часть программы модернизации месторождения, дополнительно было построено FSO "Ta'kuntah". Судно мо-

жет хранить 2,3 млн. баррелей. Для связи его с платформами были сооружены новые нефтепроводы.

1. 5. 3. Северная Америка

Канада

Нефть. В 2002 г. произошло совершенно удивительное событие:

Канада включила нефть, получаемую из битуминозных песчаников, в доказанные запасы. В результате переместившись по запасам нефти с 20–ого места на второе после Саудовской Аравии, опередив Ирак, Кувейт и прочих лидеров. Битуминозные песчаники Канады, простирающиеся по территории 77 тыс. *км,*^{2} в штате Альберта, содержат 2–2,5 трлн. баррелей битума, из которых 300 млрд. считаются извлекаемыми. Из них 174,8 Канадская Ассоциация Производителей Нефти включила в категорию доказанных, утверждая, что эта оценка отражает прогресс в технологиях извлечения битума, достигнутый в последние годы. В течение последних лет внедрение новых технологий сократило издержки производства с $ 24 за баррель в 1980–х г. до $12 за баррель, что делает его рентабельным при рыночной цене нефти $17 за баррель. В ближайшие полтора года ожидается дальнейшее снижение стоимости производства до $8 за баррель. Извлекаемый битум или перерабатывается в синтетическую нефть на ближайших канадских НПЗ и затем отправляется на рынки средних штатов США, или сразу транспортируется для дальнейшей переработки на НПЗ США. Таким образом, запасы нефти в Канаде составляют 180 млрд. баррелей. Почти вся нефть Канады производится на западе страны (в основном провинция Альберта), потребление сосредоточено в основном в центральной и восточной Канаде, а также в США. Альберта дает 3/4 канадского экспорта нефти в

США. В 1999 г. Канада вошла в четверку крупнейших поставщиков нефти и нефтепродуктов в США наряду с Венесуэлой, Саудовской Аравией и Мексикой. Около 95 % добываемых в стране нефти и газа транспортируется по трубопроводам [5].

К востоку от Сент-Джонс (о.Ньюфаундленд) расположены огромные нефтедобывающие области – месторождения: Hibernia, Terra-Nova, White Rose и Hebron/Ben Nevis.

Месторождение расположено на глубине 80 м в 315 км от Сент-Джонс, принадлежит к числу пяти крупнейших месторождений Канады. Добыча началась в 1999 г. Запасы составляют 3 млн. баррелей легкой нефти, срок эксплуатации месторождения 18 лет. На месторождении установлена железобетонная гравитационная платформа высотой 224 м. в основании которой расположено хранилище вместимостью 1,3 млн. баррелей. Хотя в настоящее время в Северном море установлено тридцать платформ подобного типа, ни одна из них не предназначена сопротивляться воздействию айсбергов. Платформа Hibemia - уникальна. Она имеет ледовый пояс толщиной 15 м. окружающие основание зубцы предназначены для распределения усилий от воздейсгвия айсбергов по всей поверхности. Вес конструкции 600 тыс. т вес сухого балласта – 400 тыс. т. Платформа выдерживает без повреждения воздействие айсбергов весом 1 млн. т с повреждениями, подлежащими ремонту, воздействие айсбергов весом 6 млн. т но они появляются раз в 10 тыс. лет. Подготовка нефти осуществляется в три ступени в сепараторах высокого, среднего и низкого давления. От нефти отделяются газ и вода, которые потом закачиваются в пласт. Оборудование спроектировано для подготовки 200 тыс. баррелей жидкости в день. Нефть через одноточечный причал загружается в танкеры (причала два – один запасной) водоизмещением 127 тыс. т каждый из трех танкеров доставляет на остров. Ньюфаундленд 850 тыс. баррелей нефти.

Соединенные штаты Америки

Нефть. США имеют 22,4 млрд. баррелей нефтяных запасов, распределенных таким образом: Техас (26 %), Аляска (26 %), Калифорния (16 %) и Мексиканский залив (9 %).

Газ. Запасы природного газа в США оцениваются в 166 трлн. куб. футов или 3,3 % мировых запасов. Страна занимает второе место в мире по добыче газа (после России). Большое количество новых месторождений открыто в Техасе и в Мексиканском заливе.

Вся добываемая продукция по трубопроводам поступает на берег.

США связаны с Канадой системой трубопроводов, по которой поступает более 12 % природного газа. США экспортируют природный газ в Мексику, несмотря на то, что Мексика обладает достаточным потенциалом. Чтобы самой стать экспортером природного газа [20].

В 2002 г. было введено в эксплуатацию 19 месторождений нефти и газа в Мексиканском заливе. Было установлено только три платформы SPAR (на месторождениях Nansen, Boomvang и Horn Mountain), большая часть скважин имеет подводное заканчивание. В 2003 г. началась добыча на 17 месторождениях, установлено три плавучие платформы, преобладающее большинство скважин имеет подводное заканчивание. В 2004 г. планируется начать разработку 16 месторождений. На шести из них будут установлены новые платформы типа SPAR (Devil Tower, Front Runner, Gunnison, Holstein, Mad Dog и Red Hawk), а на двух – TLPs (Magnolia и Marco Polo). Оставшиеся месторождения будут привязаны либо к этим платформам, либо к уже существующим. Примерами освоения месторождений с использованием подводного заканчивания скважин являются месторождения:

– King, расположенное на глубине 1800 м и присоединенное к платформе MarlimTLP;

– Aspen, расположенное на глубине 1033 м и присоединенное к платформе Bullw inkle;

– Navajo, присоединенное к платформе Nansen SPAR и производящее 50 млн. куб, футов газа в день из одной скважины;

– King Kong и Yosemite, присоединенные к Allegheny TLP;

– Sangria, расположенное на глубине 500 м и присоединенное к платформе Salsa;

– Balboa, расположенное на глубине 1167 м и присоединенное к платформе Boomvang SPAR и т.д.

1. 5. 4. Персидский залив

Катар

Нефть. Извлекаемые запасы нефти оцениваются в 15,2 млрд. баррелей.

Самое крупное нефтяное месторождение Катара – Dukhan расположено на суше. Кроме того, Катар имеет шесть шельфовых месторождений: Bui Hanine, Maydan Mahzam, Id al-Shargi North Dome, al – Shaheen, al–Rayyan и AI – Khalij. Почти всю добываемую нефть Катар экспортирует в Азию.

Эксплуатация месторождения al–Rayyan началась в 1996 г. Оно дает 25 тыс. баррелей нефти в день, а к 2004 г. добыча должна составить 60 тыс. баррелей в день.

Газ. Катар обладает третьими по размеру запасами газа (509 трл. куб. футов) после России и Ирана, являясь одним из основных экспортеров сжиженного газа. К 2005 г. производство сжиженного газа возрастает до 23 млн. т/год. А к 2005 г. – до 30 млн. т/год. Большая часть запасов сосредоточена на шель-

фовом месторождении North – крупнейшем в мире по запасам непопутного природного газа (запасы 380 трлн. куб. футов).

Катар приступил к осуществлению проекта «Dolphin», который включает в себя прокладку первого газового подводного трубопровода между странами Залива (Катаром, Абу-Даби, Дубаем, Оманом и Пакистаном). Длина морского участка от Ras Laffan до райзерной платформы у побережья Абу-Даби составляет 340 км, диаметр трубы 48 дюймов. К 2205 г. планируется транспортировать по трубопроводу на экспорт 730 млрд. куб. футов в год.

Огромные мировые резервы природного газа, расположенные в прибрежных районах удаленных материков, и растущая потребность в энергоносителях способствуют в последнее время расширению строительства предприятий по преобразованию газа в жидкое топливо. Лидерами в этой области являются компании Shell и Sasof-Chevron. Компании Shell и Qatar Petroleum намерены построить завод по выпуску жидкого топлива в Катаре, о чем компания Shell объявила в 2002 году. Ввод в эксплуатацию завода производительностью 75 тыс. баррелей в сутки ожидается в 2007 г. В настоящее время существуют всего два завода по получению жидкого топлива – один в Малайзии (г. Бинтулу), другой в ЮАР. Завод будет получать газ из крупного месторождения North.

Компания Sasol Chevron также намеревается построить завод в Ras Laffan с мощностью 34 тыс. баррелей в день. Стоимость проекта составляет S 800 млн. Компании ExxelMobil строит завод по производству жидкого топлива мощностью 80 тыс. баррелей в сутки на основе разработанного ею процесса Advanced Gas Conversion. Ввод в эксплуатацию назначен на 2007 г.

Что касается производства СПГ, Катар собирается к 2010 г. увеличить свои мощности до 45 млн. т в год, став ведущим производителем СПГ в мире.

Саудовская Аравия

Нефть. Саудовская Аравия (включая половину Саудо-Кувейтской «нейтральной зоны») обладает 264,2 млрд. баррелей доказанных запасов нефти, что составляет более четверти мировых запасов. Саудовская Аравия – мировой лидер по добыче и экспорту нефти. Хотя она имеет более 80 нефтяных и газовых месторождений, более половины ее нефтяных запасов сосредоточены на 8 месторождениях, включая Ghavar (самое крупное нефтяное месторождение на суше, оставшиеся запасы которого оцениваются в 70 млрд. баррелей) и Safaniya (самое крупное нефтяное месторождение на шельфе, запасы которого оцениваются в 19 млрд. баррелей): Air Dar, Shedrgun, Ulhraaniyah, Farzan, Ghavar, Al Udayliyah, Hawiyah, Haradh. Одно только месторождение Ghawar обеспечивает половину добычи нефти в стране.

Саудовская Аравия добывает нефть от тяжелой до сверхлегкой. Легкая нефть составляет 65–70 % от общего количества добычи. Более легкая нефть добывается на суше, средняя и тяжелая в основном на шельфе. Это Арабская. Средняя нефть месторождений Zuluf (500 тыс. баррелей в день) и Marjan (270 тыс. баррелей в день), а также Арабская Тяжелая нефть месторождения Safania.

Нейтральная зона содержит около 5 млрд. баррелей доказанных запасов нефти. Совместно с Японией добыча нефти осуществляется на двух месторождениях Khatji и Hout. Кроме того, Саудовская Аравия добывает нефть совместно с Бахрейном на шельфовом месторождении Abu Safa.

Саудовская Аравия играет' ключевую роль в снабжении нефтью США, Европы и Японии. Однако, в последние годы государства Западного полушария (Венесуэла, Канада, Мексика) изменили ситуацию по снабжению нефтью

США, значительно уменьшив их зависимость от арабской нефти.

Доля нефти Саудовской Аравии в общем импорте США составила в 2002 г. 16,8 % против 17,3 % в 2001 г. 40 % нефти Саудовская Аравия экспортирует в Азию, также как и большую часть продуктов нефтепереработки. Второй по значению экспортер – США, за ними следуют государства Европы. Цель Саудовской Аравии – разработка месторождений легкой нефти, включая месторождение сухопутное Shaybah, расположенное на границе с ОАЭ.

Большая часть арабской нефти экспортируется из Персидского Залива, проходя подготовку в Абкайке, через который проходит около двух третей нефти, добываемой в стране. Нефтяные терминалы расположены на побережье Персидского залива в Раз – Тануре (Ras-Tanura) (отгрузка 6 млн. баррелей в день), Ras al - Ju'aymah (3 млн. баррелей в день) и на побережье Красного моря в Янби (Yanby) (5 млн. баррелей в день). Общая производительность терминалов превышает на 3,5–4 млн. баррелей ежесуточную добычу нефти. Несмотря на это Саудовская Аравия планирует строительство трубопровода с юго-востока в Йемен к Арабскому морю.

В настоящее время в стране функционируют два нефтепровода. Нефтепровод East - West Crude Oil (Pelroline) используется, в основном, для транспортировки легкой и сверхлегкой нефти на нефтезаводы запада страны и к терминалам на Красном море для экспорта в Европу, Его производительность 5 млн. баррелей в день. Petroline был построен в 1981 г. имел производительность 1,85 млн. баррелей в сутки. Нефть транспортировалась по трубе диаметром 48 дюймов. В 1987 г. была построена параллельная нитка диаметром 56 дюймов, производительностью 3,2 млн. баррелей в день. Доставка нефти из порта Янбу в Азию занимает на 5 дней больше, т. к. танкеры должны

пройти через Баб - эль-Мандебский пролив. Тогда как транспортируя нефть из Персидского залива (порт Раз Танура), суда проходят через Ормузский пролив, что требует меньше времени. Поскольку Petroline загружен перекачкой нефти только наполовину, началось переоснащение первой нитки для транспорта газа.

Параллельно нефтепроводу Petroline проходит трубопровод производительностью 290 тыс. баррелей в день для транспорта жидких углеводородов на нефтеперерабатывающие заводы в Янбу. Кроме того, по территории Саудовской Аравии проходят два нефтепровода перекачка по которым не ведется с 1990 г. Это Trans-Arabian Pipeline (Tapline), построенный в 1950-х г. для транспорта нефти через порты Ливана на Средиземном море и на НПЗ в Иорданию. Второй трубопровод идет от границы с Ираком до экспортных терминалов на Красном море.

Газ. Доказанные запасы газа оцениваются в 224,7 трлн. куб. футов. Страна занимает четвертое место в мире после России, Ирана и Катара. Две трети запасов – это попутный газ, в основном с месторождений Ghawar, Safania (шельфовое) и Zuluf (шельфовое). Месторождение Ghawar содержит треть газовых запасов страны. Большая часть природного (непопутного) газа расположена под нефтеносными структурами месторождения Ghawar. Другое крупное месторождение газа, Dorra, расположено рядом с нефтяным месторождением Khafji. Совместно с иностранными компаниями намечается освоение газовых месторождений: South Ghawar со строительством газопроводов, двух заводов по выработке электроэнергии, двух нефтехимических заводов – Barqan и Midyan на берегу Красного моря и ряд других крупных проектов. Саудовская Аравия намерена увеличить добычу газа в три раза к 2009 г., доведя ее до 15 млрд. кубических футов в день.

2. ПОДГОТОВКА К ОСВОЕНИЮ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2. 1. Насыпные острова

Насыпные острова (рис. 2.1) широко не используют вследствии высокой стоимости их строительства. Уже при глубине воды 10 м и более сооружать насыпные острова нерентабельно. На месторождениях СНГ насыпные острова применяют в Западной Сибири под дно озеро Самотлор. С каждого насыпного острова бурят куст из 12 и более скважин. В зарубежной практике насыпные острова сооружают в Канаде для бурения скважин в дельте реки Маккенези.

Переносная буровая установка на искусственном острове. Преимущество острова в том, что он обладает наибольшей устойчивостью к воздействию льда в зимний период и большая площадь поверхности около 8918,7 м^2, позволяющая разместить все необходимые складские помещения и резервуары. Недостаток искусственного острова в том, что сооружение требует большого объема дноуглубительных работ и при глубине воды свыше 4–5 м сооружение такого острова представляется слишком дорогостоящим делом.

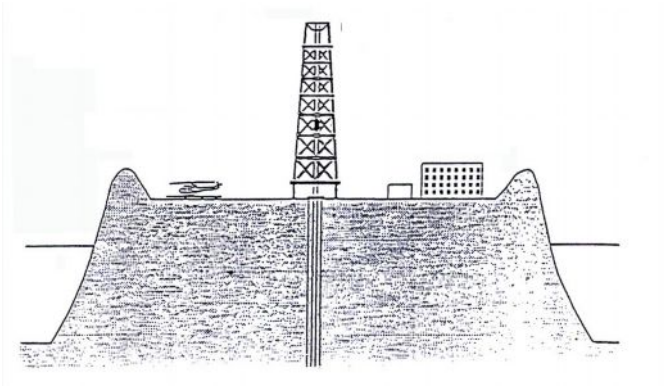


Рис. 2.1. Искусственный остров

В экологическом аспекте остров имеет преимущество – хорошую возможность для локализации разлива нефтепродуктов и других буровых отходов, а также имеет минимальные требования по техническому

обслуживанию. Недостатки в нарушении морского дна на большом участке – возможное размывание основания и утечки загрязнений из донных отложений, которые в целом вызывают изменение гидродинамики на участке.

На глубинах воды до 5–6 м в местах сравнительно недалеко удаленных от берега могут найти применение земляные сооружения, образованные наброской или намывом песка (рис. 2.2). Откосы таких сооружений должны быть защищены железобетонными или металлическими элементами против разрушительного действия льда. Объем защитных конструкций довольно большой, а устройство их под водой сложно и трудоемко. Строительство земляных сооружений ведется преимущественно в период отсутствия льда.

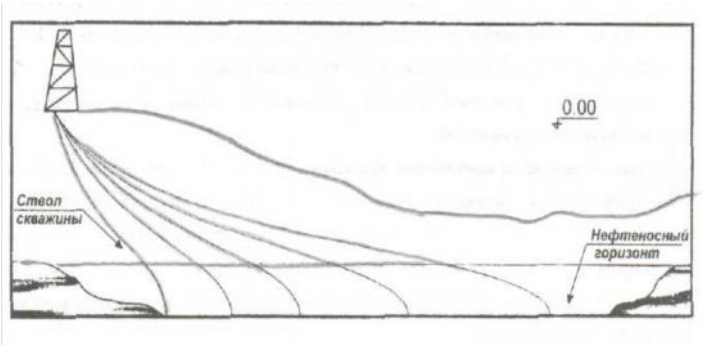


Рис. 2.2. Искусственное островное сооружение с бетонным укреплением откосов

2. 2. Классификация технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений

Под техникой или техническими средствами (ТС) обычно понимаются все инженерные системы, используемые в процессе освоения морских нефтегазовых месторождений. Морские нефтегазовые сооружения (МНГС) включают в себя только те технические системы, которые участвуют в освоении шельфа и изготовлены с использованием строительных технологий. Таким образом, МНГС является частью ТС, т. е. $\{МНГС\} \subset \{ТС\}$.

В комплекс ТС для освоения морских нефтяных и газовых месторождений входят большое количество типов и видов уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений, геолого-разведочного, бурового и нефтепромыслового оборудования, систем связи, навига-

ции, охраны окружающей среды и другая техника, которые можно объединить по следующим признакам:

– техника, предназначенная для изучения условий окружающей среды в районе производства работ. Для этих целей существует ряд научно-исследовательских служб, центров, организаций, занимающихся комплексным изучением окружающей среды, разработкой программ и методик оснащенных техническими средствами, включающими научно-исследовательские гидрометеорологические станции, научно-исследовательские суда, автоматические станции на свайных сооружениях, технику по изучению батиметрических условий, химического состава воды, волнения, течений и т. п.;

– технические средства для производства геофизических работ, состоящие из геофизических СУДОВ, аппаратуры и оборудования для автоматической обработки информации, многоканальных цифровых сейсмических станций, обеспечивающих обработку на борту судна и подготовку материала для ввода данных в ЭВМ и т. п.;

– технические средства для геолого-инженерных исследований, включающие средства колонкового бурения, моноопорные основания, специальные суда детальных исследований с обработкой данных на ЭВМ и др.;

– технические средства для глубокого разведочного бурения нефтяных и газовых скважин (СПБУ, ППБУ, БС и т. п.), подводный устьевой комплекс и др.;

– техника эксплуатационного бурения и добычи нефти и газа, состоящая из морских стационарных платформ различных типов и конструкций, оборудования для добычи нефти и газа, технических средств для подводной добычи нефти и газа, системы управления и контроля и др.;

– технические средства для строительных и монтажных работ на морских нефтегазовых сооружениях различных типов и строительных объектах, средства строительства трубопроводов (подводных и наземных), краново-монтажные суда, спускные и транспортные баржи, подъемно-монтажные средства береговых баз, сваебойное оборудование, трубоукладочные баржи и др.;

– технические средства для подготовки и транспорта нефти и газа, включающие морские нефтегазовые сооружения, установки сбора и подготовки нефти, газа и воды, береговые базы хранения нефти и газа, нефтегазопроводы, системы управления и контроля за транспортировкой нефти и газа и др.;

– подводная и водолазная техника, состоящая из обитаемых (нормобарических и гипербарических) и необитаемых аппаратов (плавучих и донных), судов-носителей, систем жизнеобеспечения, снаряжения

водолазов и акванавтов и пр.;

– технические средства для обслуживания работ в море, состоящие из многоцелевых судов, буксиров, буксиров-раскладчиков якорей, пожарных СУДОВ, оборудования береговых баз обслуживания, специальных судов, судов по ликвидации открытых фонтанов, пассажирских судов, вертолетов и другой техники;

– технические средства связи и навигации, состоящие из комплекса аппаратуры, позволяющей использовать через геостационарные спутники связи большое количество телефонных и телеграфных каналов связи с большой степенью надежности, широко применять спутниковые навигационные системы, работающие в автоматическом режиме и т. п.;

– техника охраны окружающей среды, состоящая из технических средств по предотвращению загрязнения моря, судов-сборщиков разлитой нефти, боновых заграждений по нейтрализации загрязняющих и токсичных продуктов и пр.

Среди технических средств освоения шельфа основную долю по затратам составляют морские нефтегазовые сооружения (МНГС). В работе [19] предлагается классификация, разделяющая все морские нефтегазовые сооружения на МНГС для геологоразведочных работ *(G),* МНГС для бурения скважин *(D),* МНГС для добычи нефти *(P),* МНГС транспорта и хранения (7), МНГС для переработки углеводородов *(R)* и вспомогательные (прочие) МНГС (О)(рис. 3.1).

В класс *D* входят буровые платформы различного типа (стационарные, полупогружные, самоподъемные, с натяжными связями и т. д.).

Класс *P* включает в себя стационарные и плавучие технические системы для добычи нефти (промысловые стационарные и плавучие платформы, промысловые технические системы корабельного 6азирования и т. д.).

Класс *T* объединяет МНГС, служащие для сбора, транспорта и хранения углеводородов в морских условиях (трубопроводы, - стационарные и плавучие хранилища различной глубины расположения, насосные и компрессорные станции разнообразного конструктивного исполнения, средства слива-налива танкеров, танкеры разной конструкции и т. д.).

В последнее время получили развитие МНГС **класса *R***, включающие в себя технические средства переработки нефти, обработки сжижения газа непосредственно на месторождениях.

В класс *G* включаются технические системы для геофизических и геологических исследований (геофизические суда, суда геологоразведочного бурения, спутниковые системы разведки и т. д.).

К вспомогательному классу О относятся МНГС для транспорта людей и грузов, коммуникационные МНГС и др.
Классы делятся на типы, например, в классе *P* сооружений можно выделить тип «платформы», который, в свою очередь, делится на виды.

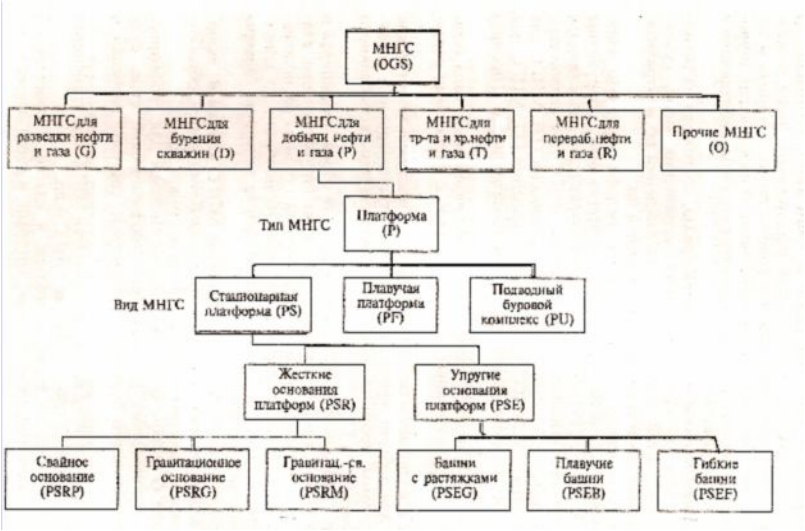


Рис.2.3. Классификация морских нефтегазовых сооружений

Данная систематизация МНГС позволяет на ее основе построить автоматизированные системы, используемые при принятии решений проектного и управленческого характера.

Так же, как и морские нефтегазовые месторождения (МНГМ), морские сооружения имеют свой жизненный цикл (ЖЦ), который условно можно разделить на основные этапы проектирования (D), строительства (C) и эксплуатации (E). В ряде случаев в целях усиления экологического аспекта при освоении морских нефтегазовых месторождений целесообразно выделить время утилизации месторождений и соответствующих им сооружений в отдельный этап (U).

В конце сороковых и начале пятидесятых годов на Каспийском море и в Мексиканском заливе было предпринято широкое наступление на морские залежи нефти, которое успешно завершилось созданием морских нефтепромыслов. Морские эстакады, индивидуальные и плавучие основания для бурения разведочных и эксплуатационных скважин, подводные трубопроводы и парки товарной нефти, целые

города в море – это реальность сегодняшнего дня.

Разведка и добыча нефти ведутся в настоящее время на всех континентах как на морских акваториях, так и на внутренних водоемах. Наиболее интенсивно ведется работа в Мексиканском и Персидском заливах, в Каспийском и Северном морях и на озере Моракаибо, на Черном, и Азовском и Охотском морях. Происходит непрерывный рост добычи нефти с морских акваторий.

Специфические условия работы в море позволили при освоении нефтяных месторождений широко использовать целый флот различных передвижных сооружений, с помощью которых производятся разнообразнейшие работы при строительстве нефтепромыслов. К ним относятся плавучие буровые установки и буровые суда для бурения разведочных и эксплуатационных скважин. Вследствие высокой мобильности и автономности их применение оказалось чрезвычайно эффективным, несмотря на значительную первоначальную стоимость.

На первом этапе развития конструкций МНГС первое металлическое свайное основание было разработано Н.С. Тимофеевым, металлические сваи которого погружались методом забуривания. После бурения шурфов под сваи и установки и цементирования свай в морском дне пролётное строение собиралось и сваривалось на месте строительства. В 1940 г. Б.А. Рагинский предложил крупноблочную конструкцию верхнего строения морского основания, которая устанавливалась и монтировалась на зацементированных сваях. Применение крупноблочных элементов заводского изготовления резко сократило время строительства.

В процессе разработки морских месторождений потребовалось надежное сообщение между отдельными объектами, расположенными на морских стационарных основаниях. Доставка грузов на судах при волнении свыше 4 баллов и ветре свыше 5 баллов была затруднена. Кроме этого, несудоходность акватории в местах разработки (например, район Нефтяных камней) обусловила создание эстакад как средств сообщения между объектами существующего промысла.

Следующим шагом в развитии конструкций было создание металлических стационарных оснований ЛАМ конструкции Л.А. Межлумова, металлических оснований МОС конструкции Л.А. Межлумова, С.А. Оруджева и Ю.А. Саттарова. В 1976 г. на месторождении им. 28 апреля построено стационарное металлическое основание на глубине моря 84 м.

В зарубежной практике освоение морских нефтяных месторождений также было начато с применением стационарных оснований на деревянных сваях. Характерной особенностью американской практики

строительства стационарных морских оснований было использование железобетонных и бетонных конструкций в виде кессонов, массивов, отпускных колодцев и свай. Например, основание Коллинса, представляющее собой цилиндрическую бетонную колонну-массив диаметром 5,8 м, погруженную в грунт на требуемую глубину. Применялись гигантские массивы на кессонах с размером в плане 12 х 20 м, по периметру которой забивали ряд шпунтовых свай. Все пространство, окруженное шпунтовым рядом, засыпалось песком. Ввиду высокой стоимости эти конструкции не получили широкого распространения.

На Марокарибском озере на глубинах до 30 м устанавливали железобетонные стойки диаметром 1,5 м с толщиной стенок 15 см и общей длиной 55–60 м, на которых строили основание. На меньшей глубине применяли сваи с сечением 60 х 60 см, которые забивали в грунт с помощью паровых копров. Металлические стационарные морские основания для бурения скважин и добычи нефти за рубежом начали свое развитие с простейших конструкций на глубину 6 м. до сложных конструкций на глубины до 305 м и более.

Вторым этапом в развитии конструкций морских гидротехнических сооружений для бурения скважин и добычи нефти было создание морских стационарных платформ (МСП), состоящих из опорной части массивного моноблока и съемного многопалубного верхнего строения. Особенность этих конструкций – применение массивных блоков (модулей) заводского изготовления, укомплектованных определенным технологическим оборудованием и размещаемых на разных по высоте палубах многопалубного верхнего строения стационарной платформы. Это обеспечило одновременное проведение буровых работ и добычу нефти.

Наиболее ускоренное развитие конструкций МСП произошло при освоении нефтяных и газовых месторождений Северного моря. Наряду с массивными стационарными металлическими платформами, закрепляемыми к морскому дну сваями, в Северном море широко применяются массивные железобетонные платформы гравитационного типа. Используют также конструкции комбинированные: низ конструкции изготовляют из железобетона, а верх из металла.

Для глубоководных акваторий имеется ряд разработок платформ с натяжными опорами, проекты которых осуществляются в настоящее время.

Выполнен ряд проектов как по совершенствованию жестких металлических конструкций, так и по исследованиям и разработке проектов упругих конструкций платформ на большие глубины (от 300 до 1050 м). В проектах используется эффект взаимной компенсации вол-

новых нагрузок при резонансных частотах. Разработан ряд конструкций платформ для работы в ледовых условиях.

В последние годы наметилась тенденция применения плавучих систем освоения морских нефтяных и газовых месторождений. Плавучие системы используют при разработке малодебитных месторождений, а также на первом этапе для освоения месторождений с большими извлекаемыми запасами.

Об эффективности применения плавучих буровых установок (ПБУ) может служить пример плавучего основания, построенного на Каспии для структурно-поискового бурения в 1959 г. За один год эксплуатации ПБУ пробурено 22 скважины, общая проходка составила 14 тыс. м, т. е. 1200 м на станок в месяц, в то время как на стационарных индивидуальных основаниях проходка составляла 400 м на станок в месяц.

Не менее успешна работа буровых судов (БС). Одно из них, БС «Сокол», ведущее геологическую разведку в море, за 10 месяцев 1960 г. пробурило 140 скважин со скоростью 1600 м на станок в месяц.

Создание первых действующих плавучих буровых агрегатов относится к концу сороковых и началу пятидесятых годов, в первую очередь, в бывшем СССР и США, начавших первыми, осваивать морские месторождения.

К первой попытке создания передвижного основания в море относится затапливаемое передвижное деревянное основание братьев Хубецовых, построенное ими в 1937 г. на Каспийском море. Вследствие недостаточной прочности деревянного корпуса основания оно было разрушено штормом после бурения первой же скважины. В 1947 г. инженером Тарасовичем был разработан проект плавучего стального острова, который не был построен. Лишь в 1959 г. на Каспии. была построена по проекту Гипроморнефти успешно действовавшая затапливаемая передвижная буровая установка. Затем в начале шестидесятых годов были сооружены также ПБУ с опорными колоннами для глубокого разведочного бурения.

Первая ПБУ в США была создана в 1949 г. после чего быстро развивался флот передвижных буровых агрегатов, а к 1957 г. в строю было уже 38 ПБУ.

Первые буровые суда (БС) появились в США и в бывшем СССР почти одновременно, в начале пятидесятых годов. Первоначально они предназначались лишь для неглубокого структурно-поискового бурения и геологических изысканий при строительстве морских сооружений в море. Обычно они переоборудовались из различных небольших морских судов путем установки обычного бурового станка, предназна-

чавшегося для суши. На Каспийском море для этой цели использовались спаренные кержимы, а позже переоборудовались самоходные суда типа «Багратион» и буксировщики типа «Скорый» и «Казах».

В США в 1956 Г. с плавучего судна компанией «Кусе» была пробурена морская скважина. Для этой цели была переоборудована морская несамоходная баржа, которая имела центральное расположение устья скважины и обычную сухопутную буровую установку. Позже, в конце 50-х г., в США был разработан подводный комплекс бурового оборудования, позволяющий бурить глубокие скважины на глубоководных акваториях моря.

За рубежом для выполнения необходимого объема разведочного и эксплуатационного бурения в основном используют передвижные плавучие буровые агрегаты: при глубине моря до 100 м , – самоподъемные ПБУ, при большей глубине моря - буровые суда и полупогружные установки. К началу 70-х г. было построено 273 подобных установок; из 214 находящихся в эксплуатации единиц 108 (50 %) составили самоподъемные ПБУ, 56 (27 %) – буровые суда, 50 (23 %) – полупогружные ПБУ.

Для обеспечения флотом этих установок за рубежом (в США, Голландии, Японии, Норвегии и Франции) было признано целесообразным создание целой отрасли кораблестроения, позволяющей во все возрастающем количестве производить плавучие буровые агрегаты. Нефтяные фирмы проводят многолетние программы научно-исследовательских и экспериментальных работ по разработке техники и технологии бурения в морских условиях, в которых участвует большое количество компаний всех отраслей промышленности. Программа этих исследований включает в себя также работы по проекту Мохол, связанные с бурением сверхглубокой скважины на дне океана до слоя Мохоровича с целью научных изысканий строения земной коры. Стоимость только этой программы оценивается в 400 млн.$, к ее разработке привлечены Академия наук, университеты и крупнейшие лаборатории США. Практическое и научное значение всех этих работ трудно переоценить. С другой стороны, современным достижением в области морской нефтегазодобычи (например, в Норвегии) считается переход от дорогостоящих и грандиозных платформ и сооружений к донным установкам по заканчиванию скважин, которые позволяют устранить влияние на работу установки ледового покрытия и выносить установки сбора и первичной подготовки скважинной продукции на берег.

2. 3. Буровые установки

Буровые установки и их тип непрерывно совершенствуются с тем, чтобы наилучшим образом соответствовать условиям бурения на море в различных регионах мира. В настоящее время используются следующие основные типы буровых установок:

- наземные буровые установки;
- буровые установки на морских стационарных платформах;
- полупогружные плавучие буровые установки;
- самоподъемные плавучие буровые установки;
- буровые суда;
- буровые баржи;
- вспомогательные суда.

Наземные буровые установки используются для бурения на суше, а также на море с искусственных островов.

Буровые установки на морских стационарных платформах обычно используются для бурения эксплуатационных скважин и проведения специальных работ в добывающих скважинах. Общее число скважин, которое может быть пробурено с одной платформы, зависит от производительности скважин, фильтрационно-емкостных свойств пласта и размеров залежи и, как правило, не превышает 40–50 скважин. В большинстве случаев буровая вышка находится постоянно на платформе, хотя и может быть демонтирована и заменена специальным оборудованием для проведения скважинных работ после того как пробурены все скважины.

Полупогружная плавучая буровая установка представляет собой плавучую конструкцию, используемую для бурения скважин при глубинах моря от 60 до 2500 м в зависимости от срока эксплуатации, типа и спецификации установки. Она буксируется или же переправляется с одного места бурения на другое самостоятельно за счет имеющейся системы гребных винтов. Большинство полупогружных установок закрепляется на месте предполагаемого бурения цепями или тросами для обеспечения стабильного положения при бурении. Некоторые современные установки снабжены системой динамического позиционирования, основанной на системе двигателей и точной навигации, позволяющих поддерживать точное положение установки при бурении. Системе динамического позиционирования отдается предпочтение при бурении на больших глубинах, где постановка на якорь может потребовать значительных затрат времени и средств.

Самоподъемная плавучая буровая установка представляет собой опирающуюся на дно конструкцию, используемую для бурения при глубинах моря от 20 до 120 м. Самоподъемная установка сначала буксируется к месту предполагаемого бурения в плавучем состоянии, по-

сле чего ноги платформы спускаются и плотно прижимаются к морскому дну, обеспечивая стабильное положение платформы при бурении. Самоподъемные установки могут также использоваться в качестве вспомогательных судов, располагаясь рядом с основной (стационарной) платформой. В этом случае буровая вышка надвигается на основную платформу и бурение производится через отверстие в стационарной платформе.

Буровые суда представляют собой самодвижущиеся установки с большой, как правило, грузоподъемностью. Благодаря этому они в состоянии перевозить большое количество используемых материалов и основного оборудования и вследствие этого применяются в отдаленных акваториях, где использование вспомогательных судов' в целях снабжения связано с большими затратами. Буровые суда широко применяются при глубоководном бурении.

Буровые баржи представляют собой суда, дно которых используется в качестве основания для буровой вышки. Буровые баржи обычно буксируются к месту назначения и погружаются на дно с помощью балласта для проведения буровых работ. Подобного рода буровые установки используются в болотистых районах или на мелководье.

Вспомогательные суда часто используются в зоне шельфа, как, например, на Дальнем Востоке или в Венесуэле, где глубина воды невелика и где небольшие и дешевые платформы могут быть эффективно использованы. Вспомогательное судно, оснащенное всем необходимым для бурения с платформы оборудованием, становится на якорь рядом с платформой. В качестве вспомогательного бурового судна может служить баржа или же полупогружная установка. По окончании бурения судно переправляется к следующей платформе.

Затраты на обустройство морских нефтегазовых месторождений составляют свыше 50 % всех капиталовложений. Стоимость отдельных нефтегазопромысловых платформ достигает 1–2 млрд. долл. Например, эксплуатирующаяся в настоящее время глубоководная гравитационная платформа для месторождения Тролль в Северном море оценивается в сумму свыше 1 млрд. долл. Затраты на прокладку современного глубоководного магистрального трубопровода составляют 2-3 млн. долл. за км.

Каждый новый этап в освоении шельфа вызывает к жизни новые технические решения, соответствующие возникающей проблеме. Разработан целый спектр технических средств освоения шельфа, выбор которых определяется совокупностью технологических, геолого-, гидрометеорологических, экономических, политических и других условий. Так, например, для выполнения работ по разведке, бурению

скважин и добыче нефти и газа используются различные типы технических средств, изображенных на рис. 2. 4 и 2. 5.

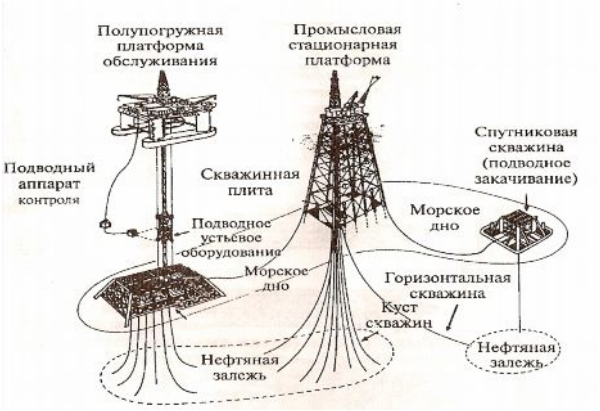


Рис. 2.4. Современные технические средства, используемые для разработки шельфовых месторождений

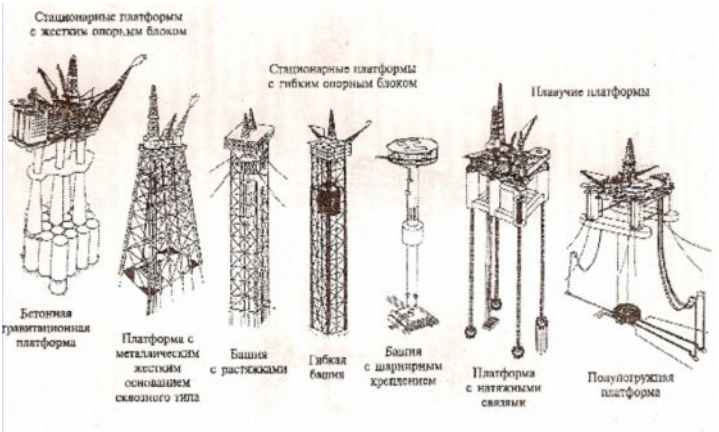


Рис. 2.5. Виды современных глубоководных платформ

Среди инженерных компаний, успешно работающих в области создания новой техники и морских нефтегазовых сооружений, приоритетные позиции занимают «Браун & Рут», «Мак-Дермот», «Квернер», «Аккер», «Кеппел» и др.

Институт Гипроморнефтегаз Азербайджана спроектировал металлические платформы для газовых месторождений, а Бакинский за-

вод глубоководных оснований изготовил и установил более десяти металлических платформ на глубинах около 10 м. Институтом ВНИПИШельф разработаны платформы высотой около 30 м для газовых месторождений Крыма. Морские трубопроводы диаметром до 500–700 мм проложены на Каспийском и Черном морях и на Дальнем Востоке через Татарский пролив.

В настоящее время зарубежными и российскими компаниями разработаны и реализуются проекты ледостойких стационарных платформ. Это, в первую очередь, платформы кессонного типа для Пильтун-Астохского месторождения на Сахалине (платформа Моликпак.) и для месторождений Приразломное в Печорском море. В стадии проектирования находятся ледостойкие платформы других типов для сахалинских месторождений. Построен уникальный трубопровод для транспортировки российского газа в Турцию по дну Черного моря.

2. 3. 1. Самоподъемные плавучие буровые установки

Самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ) применяют преимущественно в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30–120 м. (рис. 2.6).

*Существует ряд конструкций и типов СПБУ***.** Их различают по конструкции корпуса, числу и конструкции опорных колонн и подъемных устройств. На определение числа опорных колонн влияет ряд факторов**:** глубина моря, гидрометеорологические условия, способ задавливания опорных колонн в грунт и извлечение их из грунта, морское дно, общая масса поднимаемого корпуса, технологичность и трудоемкость изготовления и др. На больших глубинах возрастают волновые нагрузки на каждую колонну.

В целях обеспечения прочности на изгиб большой длины колонн требуется увеличение ее поперечного сечения.

Поэтому на глубинах более 60 м в установках применяют не более четырех опор со значительным преобладанием установок с тремя опорами, и начиная с глубины 90 м используют установки только с тремя опорами.

Установки с *цилиндрическими опорами* применяют на глубинах до 45 м (примерно 65–70 %) и в диапазоне глубин 45–75 м – установки с *цилиндрическими и ферменными опорами*, а на глубинах свыше 75 м используют установки только с ферменными опорами. Конструкции ферменных опор проектируют прямоугольной, квадратной и треугольной формы. Наиболее удачная конструкция – опора треугольного сечения. Последняя удачно вписыва-

ется в треугольную форму корпуса и имеет относительно меньшее число элементов, подверженных воздействию волн. Нижние концы опор заканчиваются башмаками или общей опорной плитой, связывающей опорные колонны между собой.

Рис. 2.6. Общая схема СПБУ

Механизмы подъемных устройств применяют механические или гидравлические. В мировой практике предпочтение отдается механическим механизмам подъема. Обусловливается это простотой конструкции (они менее сложны в эксплуатации) и другими факторами. Механические устройства подъема, состоящие из зубчатой рейки, встроенной в конструкцию опор, установлены на корпусе шестеренчатого механизма, шестерня которого находится постоянно в зацеплении с рейкой. Привод механизма осуществляется от электродвигателя с редуктором или гидродвигателя. Имеются подъемные устройства, состоящие из пары ведущих колес, находящихся в зацеплении с двойной зубчатой рейкой. Число пар ведущих колес может быть от двух до шести и более в зависимости от грузоподъемности подъемной системы СПБУ.

Отличительная особенность этих устройств – непрерывный подъем корпуса, при этом исключаются паузы в процессе подъема платформы СПБУ. Подъем и спуск опор могут осуществляться одновременно и раздельно.

Перегон СПБУ на новую точку бурения – весьма ответственная операция. Большинство СПБУ являются несамоходными, и для их буксировки применяют специальные буксирные суда. Различают два

вида буксировки СПБУ: короткий перегон (переход) с точки на точку в пределах разведываемой структуры и длительный перегон – буксировка СПБУ на дальние расстояния из одного разведанного района в другой, намечаемый к разведке, или на базу профилактического ремонта и осмотра. (Рис. 5). Коротким обычно считают такой переход, для которого требуется время не более времени гарантированного прогноза погоды (продолжительность примерно до 12 ч). Перегон СПБУ более 12 ч производят при благоприятном прогнозе погодных условий (ветер, волнение и пр.). Допустимые величины ветра и волнения определяются проектом СПБУ.

На СПБУ при движении действуют следующие внешние силы (сопротивления):

1) буксировочное сопротивление, т. е. сопротивление находящейся в покое жидкости;

2) сопротивление встречного ветра;

3) сопротивление, вызванное взаимодействием волн с СПБУ.

Экспериментальными исследованиями установлено, что буксировочное сопротивление составляет 80 % общего сопротивления воды и 20 % приходится на волновое сопротивление. Незначительную величину составляет сопротивление трения. Буксировочное сопротивление также зависит от скорости буксировки. Воздействие на конструкцию буксировочных и волновых сопротивлений исследуют на моделях в специальных бассейнах, а сопротивления ветра – обдувкой моделей в аэродинамической трубе. Буксировочное сопротивление СПБУ вследствие малой обтекаемости ее корпуса и большой парусности велико. Опасны случаи, когда СПБУ идет против ветра. Поэтому для буксировки применяют мощные буксирные суда.

Перед буксировкой выполняют ряд мероприятий по обеспечению надежности и безопасности перегона установки, в частности подвижный портал и все грузы закрепляются, все палубные отверстия и отверстия, ведущие в подпалубные помещения, должны быть задраены. На СПБУ оставляют минимальный состав команды, который выполняет работы по буксировке и установке на точку СПБУ.

До начала буксировки разрабатывают проект перегона, в котором в зависимости от расстояния, района плавания, достоверности и долгосрочности метеопрогноза указываются скорость буксировки, число и мощность буксиров, схема их расположения и другие мероприятия по осуществлению безопасного перехода. Производятся расчеты на прочность и устойчивость установки с целью определения надежности буксировки. Особое внимание об-

ращают на длину опорных ног. При необходимости, в целях снижения парусности, верхние секции ног снимают. В соответствии с Правилами Регистра СНГ разрывное усилие буксирного троса определяют (в кН) по формуле

$$F_{раз} = 0{,}716 S_П \upsilon_б^2 , \qquad (1)$$

где $S_П$ – площадь лобового сопротивления погруженной части СПБУ, м^2;

$\upsilon_б$ – скорость буксировки, указанная в свидетельстве, узлы.

Длину буксирного троса для несамоходной СПБУ определяют по формуле

$$l = 350 + 0{,}045 N_c . \qquad (2)$$

Здесь N_c – характеристика для выбора якорного снабжения

$$N_c = K_1 K_2 \Delta^{2/3} + K_3 A \qquad (3)$$

где $\Delta^{2/3}$ – объемное водоизмещение, принятое при осадке до центра знака грузовой марки, м^3; A – суммарная площадь проекции конструкций, возвышающихся над ватерлинией, проходящей через центр знака грузовой марки на плоскость, нормальную к горизонтальной проекции якорной линии, м^2; $К_1$– коэффициент, учитывающий форму корпуса ($К_1$=1,5 для ПБУ с понтоном прямоугольной формы, $К_1$=1,75 для ПБУ с понтоном катамаранного типа и других подобных типов); $К_2$ – коэффициент, учитывающий волновое воздействие; $К_3$ – коэффициент, учитывающий ветровые условия якорной стоянки, принимают в соответствии с Правилами Регистра СНГ.

Коэффициенты	$К_2$	$К_3$
ПБУ, работающие:		
в открытом море	1,2	2,1
в закрытом море.	1,1	1,8

В мировой практике для транспортирования СПБУ применяют специальные транспортные суда. Например, СПБУ «Горилла 11» массой 18 тыс. т и высотой опорных колонн 154 м транспортировали из Сингапура до Роттердама на судне «Майнти сервант 3» грузоподъемностью 25. тыс. т. с размером палубы 180×140 м.

Установка СПБУ на точке бурения

До установки СПБУ на точке бурения проводят инженерные изыскания грунта морского дна. Порядок и объем инженерных изысканий определяются в соответствии с программами изыскательских организаций и регламентируются действующими инструкциями, методиками

и другой нормативно-технической документацией проектных организаций и органов надзора. Определяются глубины воды, течения, лунные и штормовые приливы, величины 10–50 и 100-летних штормовых волн в данном месте установки. Одновременно определяют глубины воды с помощью батиметрической съемки мелкой координатной сетки на площади 1 км^2 с центром в точке установки СПБУ. Промерные линии располагают на расстоянии друг от друга не более чем 100 м.

Керн отбирают на глубинах, превышающих глубину предполагаемого проникновения опор в грунт, а мелководную сейсмическую съемку проводят на 50 % глубже предполагаемого заглубления опор. Если предполагается, что в месте установки опор могут быть заглубленные трубопроводы или другие предметы, то рекомендуется проведение магнитометрического обзора или другого метода с целью обнаружения металла. Если обнаружатся упомянутые преграды, то фактическое место установки корректируется с целью обеспечения достаточной защиты и соответствующего расстояния от опасного предмета или преграды. После положительных результатов обследования на точке, признанной пригодной для установки СПБУ, устанавливают заякоренный буй.

До подхода СПБУ к точке установки подготавливают якоря, якорные цепи и рейдовые бочки в соответствии с комплектом «А» (два комплекта). Крановое судно с подготовленными комплектами подходит к месту, обозначенному буями, после чего якоря устанавливают так, чтобы СПБУ расположилась в определенном направлении по отношению к преобладающему в данном районе направлению ветра. Во избежание сноса вертолета на препятствия (при вертолетном обслуживании) диаметральная плоскость СПБУ устанавливается под углом 45° к преобладающему направлению ветра.

После установки рейдовых бочек СПБУ подводят на возможно близкое к ним расстояние и удерживают двумя буксирами. Затем разматывают с лебедок СПБУ с помощью вспомогательного судна швартовые тросы и закрепляют их на рейдовых бочках. После этого буксирным судном, соединенным с носовой частью СПБУ, дают натяжение тросам и наматывают на лебедки СПБУ швартовые тросы, фиксируя СПБУ в заданном месте. Затем приступают к спуску опорных колонн. Чтобы сократить время при подходе СПБУ к месту установки, опорные колонны предварительно опускают на глубину, исключающую касание колонн о морское дно при волнении. Во время спуска опорных колонн при достижении морского дна и вдавливании их в грунт осадка СПБУ начинает уменьшаться за счет действия веса СПБУ на опорные колонны. При этом крен (или дифферент) платформы, воз-

никающий за счет неровностей и прочности грунта морского дня, допускается не более 1–1,5°. При заглублении опорных колонн в грунт и нахождении СПБУ в воде на колонны передается горизонтальная нагрузка от волн, действующих на корпус.

В положении, когда вес опорных колонн полностью воспринимается грунтом, а корпус СПБУ находится на плаву, к этим нагрузкам добавляется нагрузка от ударов захватов о нижние и верхние кромки окон опорных колонн, возникающая от вертикальной качки СПБУ, которая возрастает при увеличении волнения. Поэтому это положение СПБУ необходимо пройти по возможности быстро.

Корпус установки поднимают одновременно всеми подъемниками, устраняя при этом возникающие крен или дифферент. При подъеме корпуса задавливание колонн в грунт ведут в несколько этапов. Первый этап – когда давление в цилиндрах достигнет 25 % от давления, соответствующего номинальной нагрузке на колонну, $g_{ВН}$. Затем два диагонально расположенных подъемника колонн останавливают, а двумя подъемниками корпуса поднимают корпус до тех пор, пока давление в остановленных подъемниках не упадет до нуля, а в работающих поднимется до 45 % от $g_{ВН}$. После этого аналогично задавливают вторую пару опор. Давление в опорных колоннах выравнивают, и подъем корпуса продолжают до тех пор, пока давление в рабочих полостях гидроцилиндров не достигнет 40% от $g_{ВН}$. После этого производят второй раз задавливание колонн, пока в гидроцилиндрах задавливаемых колонн давление не достигнет 75 % от $g_{ВН}$. Затем давление опять выравнивают, и подъем корпуса продолжают. Следующее задавливание осуществляют при достижении давления 70 % от $g_{ВН}$ и т. д.

Подъем производят до тех пор, пока корпус не выйдет из воды и не прекратятся удары волн о днище корпуса. После достижения максимального давления в цилиндрах подъемники останавливают и выдерживают 20–30 мин. Если же при этом давление в подъемниках не изменится, то задавливание опор считают законченным. Затем выравнивают давление в цилиндрах подъемников, поднимают корпус на заданную высоту над уровнем моря, окончательно выравнивают его и закрепляют стопорящими устройствами, разгружая этим гидросистему подъема. Подъем закончен, и СПБУ установлена в рабочее положение.

Особенности эксплуатации СПБУ

В процессе всего срока эксплуатации СПБУ должна обеспечивать безопасность производства работ при строительстве нефтяных и газовых скважин. Эта безопасность обеспечивается живучестью установки, т. е. ее способностью противостоять аварийным повреждениям, возникновению распространению пожаров, взрывов, сохраняя при этом в достаточной мере мореходные качества установки на плаву и эксплуатационные качества ее в рабочем положении при строительстве скважин. Живучесть СПБУ в положении на плаву обеспечивается выполнением Наставления по борьбе за живучесть судов морского флота, а в рабочем положении – по судовой части – выполнением Правил Регистра СНГ, соответствующих инструкций и нормативно-технических документов.

Опасными явлениями при бурении могут быть: образование грифона вблизи работы СПБУ, нефтегазопроявления из бурящейся скважины, просадка опорных колонн в грунт, ледоход.

Образование грифона представляет большую опасность для СПБУ. При появлении грифона за ним организовывается круглосуточное наблюдение, и в случае продвижения грифона к опорным колоннам работу на СПБУ прекращают и вызывают спасательные суда. Затем подготавливают установку к снятию с точки бурения. Корпус приспускают и оставляют над водой на высоте 0,5–2 м (в зависимости от погодных условий). При необходимости корпус переводят в положение «на плаву». Колонны поднимают, и установка дрейфует до подхода судов. Решение о снятии СПБУ принимает начальник установки. При угрожающем положении начальник принимает решение о срочной эвакуации людей с установки спасательными судами или вертолетами. При неуправляемом нефтегазоводопроявлении, если все принятые меры не дали положительных результатов, начальник принимает решение об эвакуации людей с СПБУ.

При появлении крена или дифферента СПБУ бурение прекращают и подъемниками производят выравнивание корпуса с последующим задавливанием колонн в грунт. Весьма опасен момент, когда при просадке одной из опорных колонн СПБУ продолжает стоять на трех колоннах. В этом случае при шторме вся нагрузка будет восприниматься тремя колоннами, что может привести к аварии. Поэтому надо систематически контролировать положение СПБУ (не реже одного раза в неделю к после шторма несущую способность грунта под колоннами). Для этого корпус СПБУ приподнимается на 10–20 мм так, чтобы нагрузка передавалась на цилиндры гидроподъемника, а не через разгрузочные стопорные винты. При равномерной нагрузке давле-

ние во всех четырех рабочих полостях цилиндров одинаковое. Если это условие не соблюдается, то колонны задавливают повторно.

При наличии льда нагрузки на СПБУ от его воздействия устраняют систематическим обкалыванием льда ледоколами вокруг СПБУ. Опасно также обледенение опорных колонн вследствие резкого возрастания на них волновых нагрузок.

Для эвакуации людей на СПБУ имеется расписание тревог. Устанавливается оповещение по системе авральной сигнализации и радиотрансляции, назначаются ответственные лица по проведению каждой операции по эвакуации.

Как указывалось ранее, весьма опасными операциями являются снятие СПБУ с оконченной бурением скважины, перегон и монтаж на новую точку установки. По статистическим данным, значительная часть аварий происходит в упомянутых случаях. В остальном технология и техника строительства скважин существенно не отличаются от строительства скважин на суше.

Технологическое оборудование СПБУ

Опыт производства буровых работ в морских акваториях определил требования, предъявляемые к плавучим буровым установкам, и в частности к СПБУ, которые в основном, в связи со спецификой работ в море, заключаются в:

- высокой производительности буровой установки при строительстве скважины;
- быстром перемещении СПБУ с оконченной бурением скважины на новую точку;
- обеспечении ее мореходности при переходе на незначительные и большие расстояния;
- повышенной опасности работ и, следовательно, обеспечении безопасности производства этих работ;
- автономности, т. е. обеспечении достаточными запасами материалов для нормального бурения, а также продуктами, нормальными жилищными условиями обслуживающего персонала и др.

В мировой практике на основании многолетнего опыта классификационными обществами и организациями разработан ряд правил и других, руководящих и нормативных документов, регламентирующих применение общесудового и технологического оборудования и систем, обеспечивающих их безопасность и надежность в работе.

Комплекс технологического оборудования включает:

– буровое оборудование для бурения скважины;

– оборудование по приготовлению, подаче, утяжелению, регенерации и хранению бурового раствора и очистке раствора от выбуренной породы;

– оборудование для приема и хранения порошкообразных материалов для приготовления бурового и цементного растворов;

– оборудование приготовления и нагнетания в скважину цементного раствора при креплении скважины;

– оборудование для производства электрометрических и каротажных работ в скважине;

– подводное устьевое (противовыбросовое) оборудование;

– оборудование для освоения скважины;

– вспомогательное оборудование (грузоподъемные краны, тельферы, оборудование малой механизации и др.);

– оборудование по предотвращению загрязнения моря;

– системы управления и контроля технологическим процессом строительства скважины.

В соответствии со степенью ответственности и опасности участки производства буровых работ классифицируются по зонам, составляющим в целом район буровой скважины: устье скважины, резервуары с буровым раствором, циркуляционную систему буровых растворов, включая буровые насосы, вибросита, песко– и илоотделители, дегазаторы и другие механизмы.

Ниже в качестве примера приведено описание размещения технологического оборудования на СПБУ «Бакы».

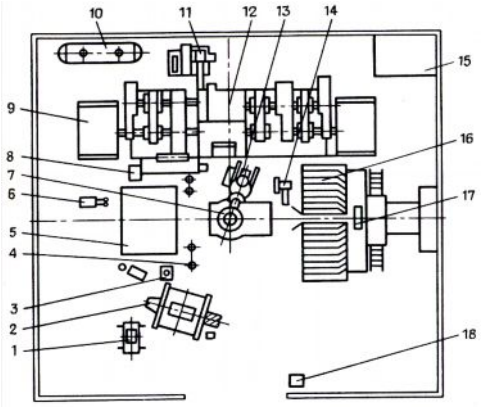


Рис. 2.7. Подвышечный портал на СПБУ «Бакы»

На подвышечном портале (рис. 2.7) установлены: буровая вышка, механизм крепления неподвижного конца талевого каната *1*, вспомогательная лебедка *2*, стойка для крепления машинных ключей *3*, кассеты для установки УБТ *4*, подсвечник *5* для ручной расстановки свечей бурильной колонны, ограничитель подъема талевого блока *6*, ротор *7*, главный пульт бурильщика *8*, электропривод буровой лебедки *9*, воздухосборник *10*, регулятор подачи долота *11*, буровая лебедка ЛБУ-1700 *12*, ключ АКБ-3М2 *13*, пневмораскрепитель *14*, кабина с КИП *15*, магазин автоматической расстановки свечей *16*, пульт управления *17* СПО и пульт управления вспомогательной лебедкой *18*. При ручной расстановке свечей вместо талевого блока и автоматического элеватора применяют крюкоблок. Кроме этого, на вышке расположены монтажный блок, подвижный центратор *2*, нижний блок, укрытие, подвески машинных ключей и др.

На главной палубе размещена циркуляционная система, включающая блок рабочих емкостей общей вместимостью 120 м^3.

На блоках смонтированы: сдвоенное вибросито для очистки бурового раствора производительностью 50–60 л/с, вакуумный дегазатор для дегазации бурового раствора, пескоотделитель, шламовые насосы для подачи воды или раствора в гидросмесители, механические перемешиватели , гидравлические перемешиватели . В зоне обслуживания крана, у вибросит, установлены специальные контейнеры для сбора шлама выбуренной породы и отправки ее на берег.

Под порталом на площадке установлены: противовыбросовое оборудование, включающее два плашечных превентора; универсальный превентор, гидроуправление превенторами и задвижками, манифольд; аварийный (ручной) привод закрытия и открытия плашек превенторов и трубопроводы гидравлического управления. Управление превенторами и задвижками манифольда осуществляется дистанционно с двух пультов: основного, размещенного вне буровой площадки, и вспомогательного, установленного у поста бурильщика. В трюмах размещены: в отсеке запасных емкостей запасные емкости бурового раствора, в насосном отделении – три буровых насоса У87-М2 с электроприводами, два шламовых насоса и насос 9МГР.

2. 3. 2. Полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ)

Необходимость бурения на глубинах моря, превышающих возможности оснований гравитационного типа, привела к созданию в начале 60-х годов так называемых ***полупогружных плавучих буровых установок (ППБУ)*** (рис. 2.8).

Отличительная особенность ППБУ - относительная легкость перемещения, постановки на точку бурения и снятия с нее, повышенная устойчивость к воздействию ветра, волнения и течений, возможность бурения на глубинах акваторий до 6000 м, а также незначительное увеличение стоимости по мере роста глубин моря.

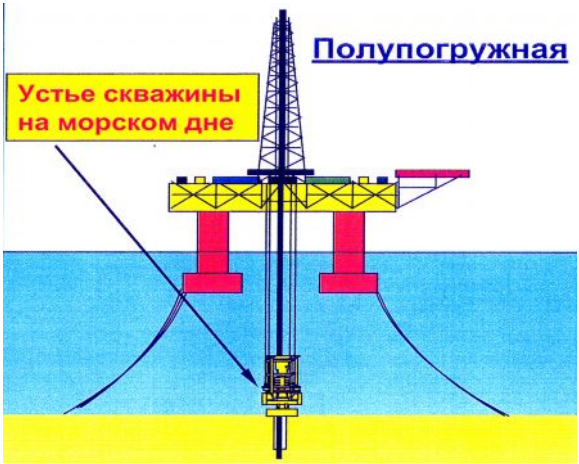


Рис. 2.8. Общая схема ППБУ

ППБУ применяют в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых структурах и месторождениях в акваториях с глубин 90–100 м, когда использование СПБУ становится экономически не оправданным, до глубин 200–300 м и более.

ПБУ состоят из верхнего корпуса, стабилизирующих колонн и нижних понтонов. Колонны в верхней части присоединены к корпусу, а в нижней – к понтонам. Понтоны и корпус соединены между собой и с колоннами прочными трубчатыми связями. Особенность конструкции установки при ее погружении в воду – резкое сокращение площади действия ватерлинии, что приводит к уменьшению волновых нагрузок на установку. В соответствии с Правилами Регистра СНГ ППБУ должна иметь клиренс не менее

$$H_1 = 0{,}6h_{50} + 0{,}5_{\text{м}} \qquad (1)$$

в состоянии штормового отстоя и в рабочем состоянии

$$H_1 = 0{,}5h_{50} + 0{,}5_{\text{м}}\,. \qquad (2)$$

Здесь h_{50} – высота волны 50-летнего шторма для данного района моря, м.

Рабочая (верхняя) палуба обычно представляет собой конструкцию трех–, четырех–, пяти– и более угольной формы, на которой размещены двух– и трехъярусные водонепроницаемые надстройки для размещения экипажа, а также энергетические и технологические блоки, складские помещения и другое оборудование.

Стабилизирующие колонны ППБУ разделены на водонепроницаемые отсеки, в которых размещены склады материалов, насосные отделения, цепные ящики и другое оборудование. Отсеки стабилизирующих колонн размещаются в районе ватерлинии, иногда заполняются полиуретановой пеной или пенопластом. В нижних понтонах и стабилизирующих колоннах размещены v цистерны балластной и технической воды, топлива, масла и др.

Существует три способа транспортировки ППБУ: с помощью буксиров, самоходный, комбинированный (буксировка в сочетании с самоходным).

К настоящему времени разработан ряд буксируемых и самоходных ППБУ. По способу удержания над скважиной в процессе бурения их можно разделить на три типа: с якорной системой удержания; с динамическим позиционированием; на натяжных опорах.

ППБУ с якорной системой удержания состоит из основания и смонтированной на нем платформы с буровым оборудованием. Основание включает понтоны с переменной плавучестью и опоры под платформу, обладающие положительной плавучестью. В транспортном положении, несмотря на большую массу ППБУ, верхняя часть понтонов выступает над уровнем моря. На точке бурения понтоны заполняются водой, основание погружается на 18–30 м под уровень моря и заякоривается. Платформа с оборудованием при ее жестком соединении с основанием остается на высоте, недосягаемой для волн во время шторма, или ее поднимают на такую же высоту по опорам домкратами.

В полупогруженном положении ППБУ удерживается за счет плавучести опор. При этом понтоны, обладающие большой площадью миделевого сечения, оказываются вне волнового воздействия, затухающего с глубиной моря, а миделевое сечение опор, воспринимающих давление волн незначительно, причем заполненные водой понтоны снижают центр тяжести ППБУ. Уменьшение площади сечения элементов, воспринимающих сильные волновые нагрузки, и снижение центра тяжести ППБУ повышают ее устойчивость.

Максимальные глубины моря для ППБУ с якорной системой удержания над скважиной ограничены 300 м, т. к. с глубиной существенно возрастают длина якорных тросов, габариты и масса якорных лебедок, затрудняются процессы заякоривания и увеличивается дрейф основания.

ППБУ с динамическим позиционированием конструктивно отличается от ППБУ предыдущего типа только системой удержания установки над скважиной в процессе бурения. В рассматриваемой ППБУ якорная система удержания заменена динамической, которая включает 8 винтов продольного и поперечного перемещения, акустическую аппаратуру и вычислительную машину. Излучаемые сигналы отражаются от дна, воспринимаются гидрофонами, и вычислительная машина определяет положение ППБУ. При смещении ее по отношению к скважине автоматически подается команда на соответствующие двигатели, и установка возвращается на исходную точку с заданными координатами.

В отличие от якорных систем эффективность динамической системы увеличивается с ростом глубины моря. При возрастании глубины повышается удельная точность (отношение горизонтального смещения к глубине воды), но стоимость системы стабилизации не увеличивается.

Поэтому ППБУ с динамическим позиционированием применяют для работы на глубинах моря до 6000 м.

ППБУ с якорной и динамической системами стабилизации удерживаются в полупогруженном состоянии за счет плавучести опор, соединяющих подводные понтоны с надводной платформой. Количество и диаметры опор в конструкциях ППБУ ограничены относительно их увеличения в целях снижения сил волнового воздействия на устойчивость основания.

Однако это приводит к росту вертикальных колебаний установки, т. к. из-за малой площади опор по ватерлинии ППБУ очень чувствительна к перемещениям оборудования на платформе и изменению ее нагружения.

В особенно напряженных условиях заякориваемые ПБУ и ППБУ работают на приливно-отливных акваториях. Здесь по мере изменения уровня моря изменяется расстояние установки от его дна: уменьшается при отливе на величину понижения уровня воды и увеличивается при приливе на величину поднятия уровня воды.

Вследствие этого при отливе якорные тросы провисают, и установка может сместиться по горизонтали от оси скважины; при приливе тросы сильно натягиваются и могут срывать якоря.

ППБУ на *натяжных опорах* свободны от отмеченных недостатков и занимают ведущее место среди всех известных типов ППБУ. Основными элементами основания на натяжных опорах являются понтоны с переменной плавучестью, опоры под платформу, фундамент, устанавливаемый на дне в точке бурения и растяжки, соединяющие понтоны с фундаментом, который выполняет роль придонного якоря и удерживает понтоны в подводном положении.

В качестве растяжек, исходя из удобства транспортирования, монтажа и демонтажа установки, используют герметично закрытые по концам трубы, обладающие положительной плавучестью. Конструкции фундамента, выполняющего роль придонного якоря, могут быть различными: погруженные в грунт сваи больших диаметров, массивные плиты или пустотелые емкости.

Технологические схемы монтажа ППБУ с натяжными опорами существенно зависят от конструкции фундамента, но даже при одинаковой его конструкции могут быть различными. Если фундамент выполнен в виде массивной пустотелой емкости, разделенной на отдельные секции, то его первым буксируют к точке заложения скважины. Затем сюда же доставляют предварительно изготовленные трубчатые растяжки, длины которых определены исходя из глубины моря в точке бурения и проектной величины погружения понтонов основания под уровень моря. Нижние концы растяжек соединяют скобами с фундаментом, часть пустотелых отсеков фундамента заполняют водой, и он опускается под уровень моря, увлекая за собой трубчатые растяжки, которые вследствие положительной плавучести занимают вертикальное положение.

В соответствии с расчетом по избыточной плавучести растяжек и свободных от воды секций фундамента погружение последнего прекращается на расстоянии от дна, примерно равном проектной величине погружения понтонов основания под уровень моря. При этом верхние концы растяжек возвышаются над поверхностью моря на уровне мест их крепления к понтонам. Теперь к месту монтажа буксируют основание с платформой, закрепляют верхние концы растяжек на понтонах и заполняют водой оставшиеся пустотелые секции фундамента. При этом фундамент опускается на дно, увлекая понтоны основания на необходимую глубину под уровень моря.

Устойчивость ППБУ описываемого типа зависит от силы натяжения трубчатых растяжек, называемых натяжными опорами, и практически не зависит от количества и диаметра опор основания, поддерживающих платформу.

Поэтому диаметр опор такого основания определяют из условия их прочности, а не устойчивости и непотопляемости установки, т. е. используют небольшое количество опор сравнительно малых размеров любого профиля (рис. 2.9). Платформа состоит из следующих основных узлов: собственно платформы, включающей колонны *1* и понтоны *9*, на которой установлено буровое *2, 3* и промысловое оборудование, оборудование для подготовки и откачки нефти и вспомогательное оборудование *4, 5, 6,* жилые помещения *8*, вертолетная площадка *7*.

Платформа удерживается в рабочем положении натяжными элементами 13 (трубами), которые крепятся к морскому дну якорными устройствами свайного типа *10, 11.*

Подводная устьевая система состоит из опорной плиты *12*, на которой размещено устьевое оборудование для извлечения нефти, соединенное системой стояков с платформой. При необходимости, которая может возникнуть в процессе монтажно-демонтажных работ, силу натяжения растяжек регулируют балластировкой понтонов основания, заполняя часть их полых секций водой.

Сила натяжения растяжек почти не зависит от изменения уровня воды вследствие приливов и отливов, и положение ППБУ ни относительно дна акватории, ни относительно придонного устья скважины не меняется и не осложняет процессов бурения.

По зарубежным оценкам ППБУ с натяжными опорами в настоящее время устанавливают на глубинах моря до 800 м, а в будущем смогут устанавливать на глубинах до 2000 м. При этом стоимость ППБУ незначительно зависит от глубины моря (возрастает на 10–15 % с увеличением глубины моря от 150 до 600 м). ***К достоинствам ППБУ на натяжных опорах*** можно отнести легкость транспортировки и монтажа. Раздельная транспортировка основания, растяжек и фундамента позволяет использовать для монтажа даже относительно короткие периоды хорошей погоды.

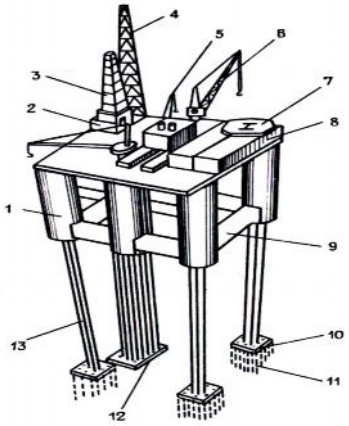


Рис. 2.9. Платформа, установленная на месторождении Хаттон в Северном море

Основание с буровой платформой может отсоединяться от натяжных опор без подъема фундамента, т. е. без потери скважины, и затем снова соединяться с опорами, что дает возможность безопасно использовать эту ППБУ на акваториях, где существует риск появления ледовых полей или айсбергов.

Используются также ППБУ других конструкций, такие как Медуза" (Россия) и - "Скат-600" (Великобритания).

Основными требованиями при разработке конструкции ППБУ являются:

– обеспечение наибольшей безопасности и устойчивости ППБУ;

– минимальное перемещение ППБУ при бурении;

– обеспечение мобильности и маневренности при передвижении;

– быстрая установка на точку бурения;

– достаточное количество технологических и других запасов;

– удобное расположение оборудования, наличие достаточного количества помещений для хранения указанных запасов и механизация погрузочно-разгрузочных работ;

– простота и технологичность при строительстве, и удобство при эксплуатации;

– минимальный расход материалов и снижение трудоемкости;

– учет конкретных районов применения ППБУ.

Естественно, в перечисленных требованиях есть противоречивость, и осуществить их в одной конструкции невозможно. Поэтому при проектировании учитывают конкретные условия предполагаемого района применения ППБУ (глубина бурения, глубина воды, волнение, ветер, ледовой покров и т.п.).

2. 3. 3. Буровые суда

Удаление районов буровых работ от береговых баз, сложность и малая скорость буксировки, а также небольшая автономность снижают эффективность использования полупогружных буровых установок. Поэтому для поискового и разведочного бурения в отдаленных районах применяют ***буровые суда.*** (рис. 2.10).

Основным режимом эксплуатации буровых судов является бурение скважины (85–90 % от всего времени эксплуатации судна). Поэтому форма корпуса и соотношение главных размерений определяются требованиями устойчивости и обеспечения стоянки с возможно малыми перемещениями. Вместе с тем форма корпуса должна соответствовать скорости передвижения судна 10–14 узлов и более. Характерная особенность для буровых судов – малое отношение ширины к осадке равное 3–4.

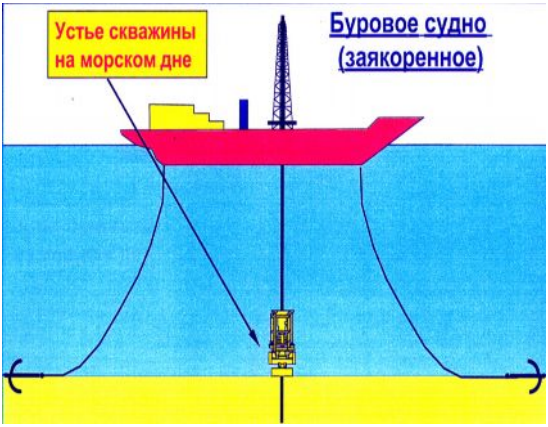


Рис. 2.10. Заякоренное буровое судно

Причем наблюдается тенденция уменьшения этого отношения (у судов «Пеликан», «Сайпем II» и др.), что можно объяснить расширением районов работы и требованиями повышения мореходности. Выбор главных размерений судна зависит от требуемой грузоподъемности, которая определяется расчетной глубиной бурения скважин и автономностью судна.

В практике бурения разведочных скважин на море широко применяют однокорпусные и многокорпусные самоходные и несамоход-

ные суда. С середины 50-х до конца 70-х годов для бурения использовались только суда с якорной и закольной системами стабилизации, их удельный вес в парке плавучих буровых установок составлял 20–24 %. Область применения для бурения судов с якорной системой стабилизации ограничена глубинами моря до 300 м.

Новые перспективы в освоении морских месторождений открылись в 1970-е годы благодаря созданию системы динамического позиционирования, использование которой позволило установить ряд рекордов по глубине разведываемых акваторий. С этого времени произошел относительно быстрый рост мирового парка судов для бурения на больших глубинах моря.

Примерами зарубежных судов с динамической системой стабилизации являются "Пеликан" (до глубины моря 350 м), "Седко-445" (до 1070 м), "Дисковерер Севен Сиз" (до 2440 м), "Пелерин" (до 1000 м первое и до 3000 м второе поколение), "Гломар Челенджер" (до 6000 м, фактически покорена глубина моря 7044 м), "Седко-471" (до 8235 м).

Самоходные буровые суда бывают однокорпусными и двухкорпусными (катамараны). В отечественных производственных организациях используются преимущественно однокорпусные. Обусловлено это меньшими капитальными затратами на их изготовление, т. к. они создавались на базе готовых проектов корпусов рыболовецких судов.

Однокорпусные буровые суда типа "Диорит", "Диабаз", "Чароит", "Кимберлит", эксплуатировавшиеся в производственных экспедициях ВМНПО "Союзморинжгеология", оснащены якорной системой стабилизации, буровыми станками шпиндельного типа и технологическим оборудованием для проведения инженерно-геологических изысканий при глубине воды от 15 до 100 м.

Опыт бурения с этих судов выявил ряд их конструктивных недостатков, основными из которых являются ненадежная система стабилизации на скважине, малые размеры буровой площадки и ограниченное число посадочных мест из-за использования серийных корпусов рыболовецких судов, невозможность передачи на забой необходимой осевой нагрузки при бурении станками шпиндельного типа без компенсаторов вертикальных перемещений бурового снаряда, невозможность проведения комплекса скважинных геотехнических исследований и отбора монолитов вдавливанием из-за использования бурильной колонны геолого-разведочного сортамента диаметром 0,050 –0,064 м. Единственный вид скважинных

исследований, которые можно производить с этих судов, – это прессиометрия.

Технологический комплекс каждого судна состоит из буровой установки, системы для проведения скважинных геотехнологических исследований (статическое зондирование и пробоотбор) и донной пенетрационной установки. Использование бурового кондуктора (водоотделяющей колонны) на этих судах не предусмотрено. Привод основных буровых механизмов гидравлический, спускоподъемные операции механизированы.

Специализированных судов для бурения разведочных скважин на глубинах морей свыше 300 м в России в настоящее время нет.

Более перспективным типом судов для бурения разведочных скважин являются катамараны. По сравнению с однокорпусными судами такого же водоизмещения они имеют ряд преимуществ: более высокую устойчивость (амплитуда бортовой качки катамарана в 2–3 раза меньше, чем у одно-корпусных судов), что позволяет работать в лучших условиях при сильном волнении моря (коэффициент рабочего времени двухкорпусных судов больше, чем однокорпусных, минимум на 25 %); более удобную для работы по форме и значительно большую (на 50 %) полезную площадь палубы (поскольку ис- пользуется межкорпусное пространство), что дает возможность разместить на палубе необходимое количество тяжелого бурового оборудования; малую осадку и высокую маневренность (каждый корпус снабжен ходовым винтом), что способствует использованию их в условиях мелководного шельфа. Стоимость постройки однокорпусного судна со сравнимой площадью рабочей палубы на 20–30 % выше стоимости судна-катамарана.

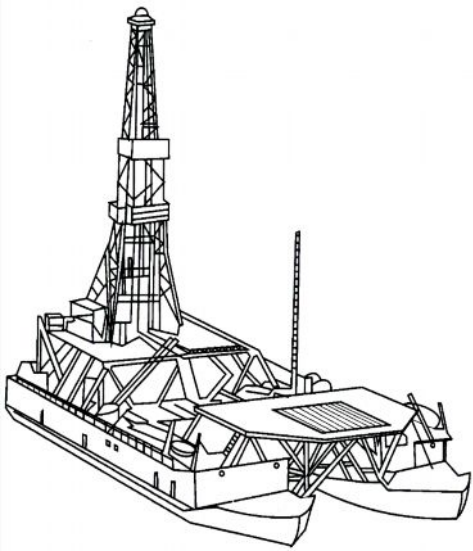


Рис.2.11. Буровое судно "Катамаран"

Американская фирма "Ридинг энд Бэтес" построила буровое судно "Катамаран", состоящее из двух барж, скрепленных девятью балочными фермами (рис. 2.11). Длина судна 79,25 м, ширина 38,1 м. С него можно бурить скважины глубиной до 6000 м при любой глубине моря. На судне установлены: буровая вышка высотой 43,25 м с грузоподъемной силой 4500 кН; ротор; двухбарабанная лебедка с приводом от двух дизелей; два буровых насоса с приводом от двух других дизелей; цементировочный агрегат; резервуары для глинистого раствора; восемь якорных лебедок с электроприводом от двух дизель-генераторов переменного тока мощностью по 350 кВт; жилые помещения для 110 человек.

Из буровых судов-катамаранов значительно меньших геометрических и энергетических параметров следует отметить отечественные катамараны "Геолог-1" и "Геолог Приморья", техническая характеристика которых приведена ниже.

	"Геолог-1"	"Геолог Приморья"
Водоизмещение, т.....	330	791
Длина, м.....	24	35,1
Ширина, м.....	14	18,2
Осадка без груза, м.....	1,5	3,26
Высота надводного борта, м	1,7	4,47
Мощность дизель-генераторов, кВт:		
главных.....	2х106,7	2х225
вспомогательных.....	2х50	2х50
Скорость хода, узлы.....	8	9
Мореходность, баллы.....	6	8
Условия работы:		
удаление от берега, км.....	До 3	До 360

минимальная глубина моря, м.....	2	5
волнение моря, баллы.....	3	4

Минимальная глубина моря, на которой возможно бурение с катамарана, определяется величиной его осадки, максимальная – длиной якорных тросов. Возможные глубины бурения скважин зависят от типа установленных на катамаранах буровых установок.

Катамаран "Геолог-1" (рис. 2.12) построен специально для инженерно-геологических изысканий в прибрежных акваториях Черного моря.

На катамаране смонтированы: установка УГБ-50М с электроприводом для бурения скважин глубиной до 30 м по породам ударным, колонковым и шнековым способами; подводная пенетрационно-каротажная станция ПСПК-69 для исследования физико-механических свойств мягких грунтов и установления литологического строения морского дна; сейсмоакустическая станция "Грунт" для непрерывного профилирования с целью получения сведений о литологическом строении морского дна по всей зоне между опорными скважинами. В точке исследования "Геолог-1" закрепляется четырьмя якорями, а на глубинах моря до 7 м – дополнительно двумя закольными сваями длиной по 8 м.

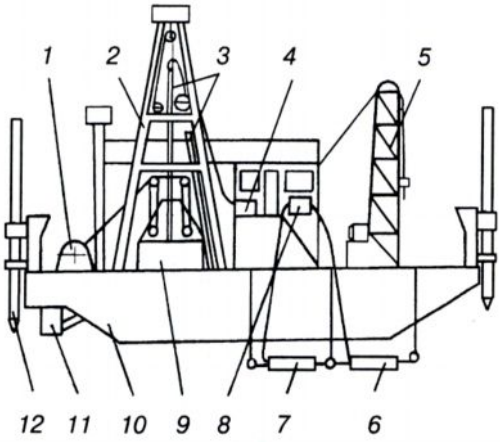


Рис.2.12. Схема размещения основного технологического оборудования для инженерно-геологических исследований на судне "Геолог-1":
1, 2, 3, 4 – лебедка, копер, штанги пенетрационные, пульт управления и блок регистрации ПСПК-69 соответственно; 5 – установка буровая УГБ-50М; 6, 7, 8 – приемник, излучатель, блоки возбуждения и регистрации станции сейсмопрофилирования "Грунт" соответственно; 9 – гидробак с гидросистемой и балластом ПСПК-69; 10, 11

и 12 – корпус, насадка направляющая движителя и свайное устройство

судна соответственно

Несамоходные плавучие буровые установки создают, используя в качестве основания, не предназначенные для бурения несамоходные суда (баржи, плашкоуты, шаланды), деревянные плоты или специально изготовленные для бурения металлические понтоны, катамараны и тримараны.

Из несамоходных судов чаще всего используют баржи. Из всего многообразия типов барж не все пригодны для производства буровых работ на море. Наиболее удобна сухогрузная баржа с открывающимися в днище люками, благодаря чему буровой станок можно установить в центре баржи. Перед производством работ баржу загружают балластом для придания ей большей остойчивости.

Иногда для бурения применяют две однотипные баржи, спаренные поперечными брусьями. Образуется катамаран с зазором между баржами, в котором размещается устье скважины. Спаривание барж позволяет применять тяжелые буровые установки и вести бурение в неблагоприятных гидродинамических условиях моря.

Буровые плоты наиболее доступны в изготовлении. Тяжелые плоты глубоко погружены в воду. Это повышает их устойчивость, но увеличивает осадку и не исключает захлестывание оборудования даже небольшой волной. Со временем плоты теряют свою плавучесть, и срок службы их сравнительно небольшой.

Буровые металлические понтоны по водоизмещению делят на легкие площадью 30–40 м^2 и тяжелые площадью 60–70 м^2. Устойчивость понтонов невысокая, и используют их преимущественно на закрытых акваториях при волнении моря до 2 баллов.

В России при бурении на шельфе дальневосточных морей широкое применение получили катамараны типа "Амур" и тримараны типа "Приморец", представляющие собой суда маломерного флота с ограничением плавания по волновому состоянию моря до 5 баллов. Первые несамоходные. Вторые могут передвигаться самостоятельно со скоростью до 4 узлов в тихую погоду на небольшие рас-

стояния в пределах разведываемой бухты. Однако их тоже относят к несамоходным, т. к. условия работы в подавляющем большинстве случаев вынуждают использовать для их буксировки вспомогательные суда. Указанные катамараны и тримараны разработаны СКВ АО "Дальморгеология" для бурения ударно-забивным и вращательным способами разведочных скважин конкретных параметров и имеют следующие технические характеристики:

	Катамаран *"Амур"*	Тримаран *"Приморец"*
Длина, м.....	13,6	18,60
Ширина, м.....	9,0	11,80
Высота борта, м.....	1,5	1,85
Осадка, м.....	0,8	0,95
Водоизмещение, т.....	40	65
Число и масса (кг) якорей.....	4х150	4х250
Грузоподъемная сила буровой вышки, кН.....	200	300
Параметры скважины, м:		
глубина по воде.....	25	50
глубина по породам.....	25	50
Максимальный диаметр по колонне обсадных труб.....	0,146/0,166	0,219/0,243

Тримаран "Приморец" – ПБУ с тремя корпусами серийных судов, соединенными плоским мостом из стального проката (рис. 2.13, *б*). Ходовой двигатель и винторулевое устройство размещены в среднем корпусе, смещенном в корму относительно боковых. Дизель-генератор и промывочный насос расположены в двух параллельных боковых корпусах тримарана. На палубе в кормовой части установки находится надстройка бытовых и служебных помещений, в носовой – размещено буровое оборудование, содержащее Л-образную буровую вышку, лебедку для ударно-забивного бурения, талевую оснастку и лебедку для подъема труб, вращатель и вибратор.

В палубе ПБУ "Амур" и "Приморец" имеются П-образные вырезы для отхода установки от скважины без извлечения обсадных труб на время шторма, плохой видимости или ремонта и последующего подхода к скважине для продолжения бурения. Непотопляемость и устойчивость этих установок сохраняются при затоплении любого одного отсека.

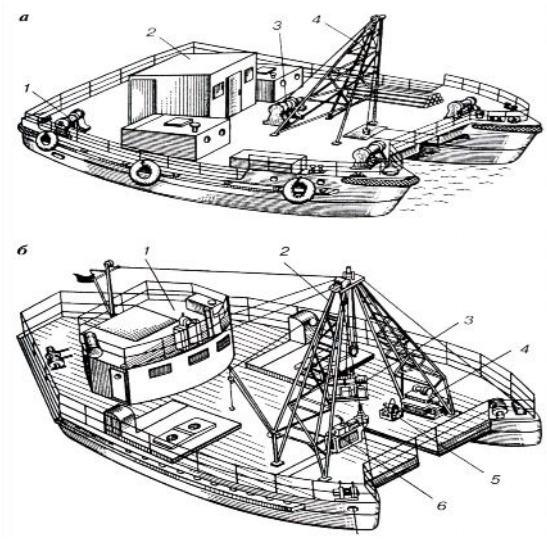


Рис. 2.13. Плавучие буровые установки АО "Дальморгеология":

а – ПБУ "Амур": *1* – якорная лебедка, *2* – рубка, *3* – буровая лебедка, *4* – буровая вышка; *б* – ПБУ "Приморец": *1* – надстройка, *2* – буровая вышка, *3* – буровая лебедка,

4 – талевая лебедка, *5* – вибратор, *6* – вращатель

Катамаран "Амур" – ПБУ с двумя параллельными корпусами серийных краболовных ботов, соединенными в верхней части плоским мостом из стального проката, образующим общую палубу (рис. 2.13, *а*). Энергосиловое и вспомогательное оборудование установки расположено в корпусах катамарана, что увеличило рабочую площадку. На палубе установлены А-образная буровая вышка, лебедка для ударно-забивного бурения, вибратор, обсадные трубы, рабочий инструмент, рубка, четыре якорные лебедки

3. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН

Вовлечение в производство минеральных ресурсов морских месторождений полезных ископаемых включает их поиск, разведку, разработку и неразрывно связано с необходимостью бурения скважин на акваториях.

Бурение скважин на море труднее и дороже, чем на суше. Обусловлено это наличием над придонным устьем скважины водного пространства, необходимостью применять специальные морские основания для размещения на них бурового оборудования и выполнения с них комплекса работ, связанных с проводкой скважины, сложными гидрологическими и метеорологическими условиями работы на акваториях (ветры и волнения, приливы, отливы и течения, туманы, морось, снег и горизонтальная видимость, ледовый режим, температура воздуха и воды) и т. д.

Рис. 3.1. Для эффектной разработки запасов нефти используются передовые технологии горизонтального бурения и выполнения подводных работ

Ветры, волнения и течения водного пространства, находящегося над придонным устьем скважины, вызывают качку плавучей буровой установки, перемещение оборудования и инструментов по ее палубе, дрейф и снос установки в направлении ветра или течения. Качка оказывает неблагоприятное физиологическое воздействие на людей, работающих на буровой установке. Волнение моря вредно и при бурении со стационарных (неподвижных) установок, т. к. волны, обрушивающиеся на основание буровой, могут повредить его или полностью разрушить.

Рыхлые породы морского дна обычно сильно обводнены. При бурении в таких породах для обеспечения сохранности керна и устойчивости стенок скважин приходится использовать специальные технические средства и осуществлять технологические мероприятия, требующие дополнительных материальных затрат и удовлетворяющие жестким требованиям охраны окружающей среды от загрязнения.

Специфические гидрологические и метеорологические условия моря, ограничивают возможности и снижают эффективность применения способов, технических средств и технологий бурения, используемых на суше. Поэтому проблема повышения эффективности бурения скважин на море до сих пор является одной из самых важных в процессе вовлечения в производство минеральных ресурсов подводных месторождений.

Для бурения и последующей эксплуатации таких скважин экономически оправданным является создание дорогостоящих массивных стационарных, полустационарных и погружных конструкций оснований, которые позволяют размещать на них традиционную буровую технику и использовать хорошо отработанные на суше технологии бурения, добычи, сбора и подготовки нефти и газа к транспортированию.

Бурение разведочных скважин на море требует принципиально новых конструкций бурового оборудования и технологий, которые гарантировали бы проходку скважин с соблюдением требований безопасности, экологичности и обеспечивали бы высокое качество работ при наименьших затратах. Для создания таких технологий и техники необходимо обобщить и оценить имеющийся опыт применения современных технических средств и технологий бурения на море, научно обосновать рациональные пути их дальнейшего развития.

3.1 Условия бурения на море

На процесс бурения скважин на море влияют естественные, технические и технологические факторы (рис. 3.2). Наибольшее влияние оказывают естественные факторы, определяющие организацию работ, конструктивное исполнение техники, ее стоимость, геологическую информативность бурения и т. п. К ним относятся гидрометеорологические, геоморфологические и горно-геологические условия.

Гидрометеорологические условия характеризуются волнением моря, его ледовым и температурным режимами, колебаниями уровня воды (приливы – отливы, сгоны — нагоны) и скоростью ее течения, видимостью (туманы, низкая облачность, метели, осадки).

Для большинства морей, омывающих берега России (Японское, Охотское, Берингово, Белое, Баренцево, Татарский пролив), характерна следующая средняя повторяемость высоты волн, %: до 1,25 м (3 балла) – 57; 1,25–2,0 м (4 балла) – 16; 2,0–3,0 м (5 баллов) – 12,7; 3,0–5,0 (6 баллов) –10. Средняя повторяемость высоты волн до 3,0 м в Балтийском, Каспийском и Черном морях составляет 93 %, 3,0–5,0 м –5 %.

Для бурения на акваториях опасны отрицательные температуры воздуха, вызывающие обледенение бурового основания и оборудования и требующие больших затрат времени и труда на приведение в готовность силового оборудования после отстоя.

Ограничивает время бурения на море также снижение видимости, которое в безледовый период чаще отмечается в ночные и утренние часы.

Геоморфологические условия определяются очертаниями и строением берегов, топографией и почвой дна, удаленностью точек заложения скважин от суши и обустроенных портов и т.п. Для шельфов почти всех морей характерны малые уклоны дна. Изобаты с отметкой 5 м находятся на расстоянии 300–1500 м от берега, а с отметкой 200 м –20 –60 км. Однако имеются желоба, долины, впадины, банки.

Почва дна даже на незначительных площадях неоднородна. Песок, глина, ил чередуются со скоплениями ракушки, гравия, гальки, валунов, а иногда и с выходами скальных пород в виде рифов и отдельных камней.

На первой стадии освоения морских месторождений твердых полезных ископаемых основным объектом геологического изучения являются участки в прибрежных районах с глубинами акваторий до 50 м. Это объясняется меньшей стоимостью разведки и разработки место-

рождений на меньших глубинах и достаточно большой площадью шельфа с глубинами до 50 м.

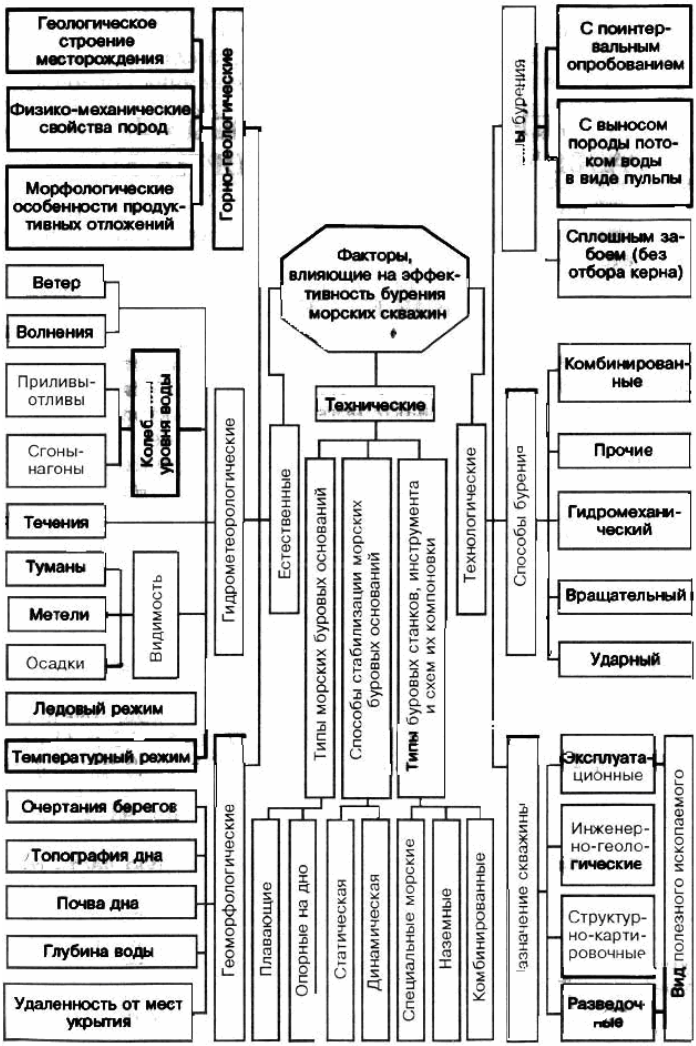


Рис. 3.2. Факторы, влияющие на эффективность бурения скважин на море

Основная зона шельфа, разведываемая геологами, составляет полосу шириной от сотен метров до 25 км. Удаленность точек заложения скважин от берега при бурении с ледового припая зависит от ширины припайной полосы и для арктических морей достигает 5 км.

Горно-геологические условия характеризуются в основном мощностью и физико-механическими свойствами горных пород, пересекаемых скважиной. Отложения шельфа обычно представлены рыхлыми породами с включением валунов. Основными составляющими донных отложений являются илы, пески, глины и галька. В различных соотношениях могут образовываться отложения песчано-галечные, суглинки, супеси, песчано-илистые и т. д. Для шельфа дальневосточных морей породы донных отложений представлены следующими видами, %: илы – 8, пески – 40, глины – 18, галька – 16, прочие – 18. Валуны встречаются в пределах 4–6 % в разрезе пробуренных скважин и 10–12 % скважин от общего их количества.

3. 2. Требования к бурению разведочных скважин на море

Во избежание неоправданных затрат на проведение буровых работ с излишней или недостаточной детальностью бурение должно осуществляться с соблюдением предъявляемых к нему геолого-методических требований (ГМТ), основными общими позициями которых для скважин любого назначения являются задачи бурения, глубина и диаметр скважины, технологическая схема и методика бурения, длина рейса и выход керна.

Из месторождений твердых полезных ископаемых на морском шельфе особенно привлекательны россыпи. В них концентрируются благородные и редкие металлы, драгоценные минералы и руды.

Глубину скважины ниже дна моря определяют исходя из того, что в соответствии с ГМТ она должна подсечь коренные породы (плотик) и углубиться в них на 1–2 м для получения достоверных данных. Мощности рыхлых образований на месторождениях россыпей обычно не превышают 100 м (чаще всего 15–20 м).

Диаметр бурения и углубление за рейс при разведке россыпей устанавливают в зависимости от вида полезного ископаемого, стадии разведки, назначения опробования, внутреннего строения продуктивных отложений россыпи, размеров, количества и особенностей пространственного распределения зерен полезных минералов в продуктивных отложениях, возможных мощностей пустых прослоев.

В интервалы диаметров и глубин разведочных скважин на твердые полезные ископаемые вписываются параметры инженерно-

геологических скважин. Их глубина на суше составляет обычно 10–20 м. На море из-за интенсивности внешних ветровых и волновых нагрузок, подводных течений, подмывающих фундаменты сооружений, и обводненности донных грунтов глубины инженерно-геологических скважин во много раз больше.

Основной задачей бурения является не только и не столько получение проб грунта (монолитов), сколько обеспечение возможности проведения различных геотехнических исследований непосредственно в стволе скважины с целью определения физико-механических свойств грунтов в условиях их естественного залегания. Большинство натурных способов определения свойств грунтов основано на вдавливании в них соответствующих наконечников (статическое зондирование, лопастный срез и др.), что оказывает влияние на выбор диаметров бурового технического комплекса и скважины.

Технически и технологически наиболее оправданным является использование буровых комплексов, основанных на применении в качестве бурового инструмента гладкопроходных бурильных труб большого диаметра взамен обычных геолого-разведочных, используемых в сухопутном инженерно-геологическом бурении. Наибольшее распространение на море получили бурильные трубы нефтяного сортамента диаметром 0,127 м . Соответственно диаметр скважины не может быть меньше 0,132 м.

Установленные геологические разрезы и глубины разведываемых акваторий, геолого-методические и эксплуатационно-технические требования к бурению скважин рассмотренных целевых назначений определяют следующие их параметры:

Максимальная глубина скважины, м:
по воде/по породам 300/300
Диаметр скважины в рыхлых отложениях, м:
максимальный 0,325/0,351*
минимальный 0,146/0,166*
Диаметр скважины в коренных породах, м:
максимальный 0,131
минимальный 0,059

Скважины рассмотренных назначений отличаются глубиной по воде и по породам. По этому показателю их можно разделить на две группы. Первая группа охватывает скважины, основной объем буре-

ния, которых приходится на рыхлые породы. К ней относятся скважины разведочные на стройматериалы и россыпи, геотехнологические, технические и большая часть инженерно-геологических. Обычно их глубины не превышают 100 м и по воде и по породам. Наиболее часто глубина скважин этой группы по породам составляет не более 30 м.

Ко второй группе можно отнести скважины структурно-картировочные разведочные на уголь и другие твердые полезные ископаемые и инженерно-геологические с глубинами бурения более 100 м по породам. Глубина скважин второй группы достигает 300 м по воде и 300 м по породам. Их количество в практике бурения на порядок меньше, чем скважин первой группы. Однако на долю каждой скважины второй группы приходятся значительно большие объемы бурения в коренных породах, чем на долю скважины первой группы.

Процессы бурения скважин первой и второй групп, даже существенно различающихся по глубинам, имеют много общего, т. к. каждую из них необходимо:

– бурить по породам различной крепости, т. к. почти все скважины должны внедряться в коренные породы. Даже при разведке строительных материалов приходится разбуривать чередующиеся песчаные и гравийно-галечниковые отложения, которые также существенно отличаются между собой по крепости и буримости;

– бурить по рыхлым породам с опережением забоя обсадными трубами из-за неустойчивости стенок скважины в обводненных и набухающих при вскрытии в воде породах;

– забуривать сравнительно большим диаметром.

3. 3. Рациональные способы бурения разведочных скважин на море

Рациональным является такой способ бурения скважины, который обеспечивает достаточно качественное выполнение поставленной задачи при минимальных трудовых и материальных затратах. Выбор такого способа бурения базируется на сравнительной оценке его эффективности, определяемой многими факторами, каждый из которых в зависимости от геолого-методических требований, назначения и условий бурения может иметь решающее значение.

При выборе рационального способа бурения оценивать следует, прежде всего, и главным образом по фактору, отражающему целевое назначение скважины. При выявлении двух и более способов бурения, обеспечивающих пусть даже различное, но достаточное качество выполнения поставленной задачи, следует продолжить их

оценку по другим факторам. Если сравниваемые способы не обеспечивают качественного решения геологической или технической задачи, ради которой осуществляется бурение, то оценивать их, например, по производительности и экономической эффективности не имеет практического смысла.

Факторы, влияющие на процесс и эффективность бурения на море, специфические (рис. 3.2). Они ограничивают или вовсе исключают возможность применения некоторых способов и технических средств, признанных эффективными для бурения скважин того же назначения на суше. Исходя из этого эффективность способов бурения разведочных скважин на море предложено оценивать по четырем показателям:

– геологической информативности;
– эксплуатационно-технологическим возможностям;
– технической эффективности;
– экономической эффективности.

Геологическая информативность определяется конкретными задачами бурения разведочных скважин. При разведке месторождений полезных ископаемых геологическую информативность способов бурения оценивают по качеству отбираемого керна. Керн должен обеспечивать получение геологического разреза и фактических параметров месторождения: литологического и гранулометрического состава разбуриваемых отложений, их обводненности, границ продуктивного пласта, крупности находящегося в нем металла (при разведке россыпей), содержания полезного компонента, содержания тонкодисперсного материала и глинистых примазок (при разведке стройматериалов) и т. п. Для точного определения этих параметров необходимо предотвратить обогащение или обеднение отбираемых проб керна по каждому интервалу опробования.

Геологическую информативность способов бурения при инженерно-геологических изысканиях оценивают по возможности определения физико-механических свойств грунтов, находящихся в естественном, природном залегании. Достигают этого путем выбуривания проб грунтов (монолитов) и исследования их свойств в специальных лабораториях или определением свойств грунтов непосредственно в стволе скважины. Последний способ перспективнее, т. к. может обеспечить более быстрое и качественное получение результатов исследований.

Эксплуатационно-технологические возможности способа определяются его способностью обеспечивать эффективную проходку скважины требуемых параметров в определенных условиях. Практически

любым из известных способов можно бурить на море, в т. ч. проходить шурфы и бурить шурфоскважины. Но вряд ли можно ориентироваться на использование шурфов и шурфоскважин на море в качестве геолого-разведочных горных выработок, т. к. заведомо ясно, что на их сооружение потребуются большие материальные затраты.

Таким образом, эксплуатационно-технологические возможности способа бурения определяются качеством выполнения поставленной задачи, его технической и экономической эффективностью.

Критериями оценки технической эффективности являются*:* мгновенная, средняя, рейсовая, техническая, парковая, цикловая скорости бурения; производительность за смену, сезон; время выполнения отдельных операций, проходки всей скважины или отдельного ее интервала; износ оборудования, обсадных труб и инструмента; универсальность; металлоемкость; энергоемкость; мощность; транспортабельность бурового оборудования и др.

Критерии экономической эффективности включают в себя показатели, характеризующие затраты в рублях. Важнейшие из этих критериев – стоимость 1 м бурения, стоимость сооружения всей скважины или отдельного ее интервала, в большой степени, зависящие от технической эффективности. К ним же могут быть отнесены критерии, характеризующие затраты на содержание вспомогательных плавсредств, расход различных материалов, которые быстро изнашиваются при использовании их в сложных гидрологических и агрессивных условиях моря (например, обсадных и бурильных труб, тросовой оснастки буровых и якорных лебедок и т. д.).

Таким образом, выбор рациональных способов, технологий и техники для бурения разведочных скважин на море необходимо осуществлять путем сопоставления известных и новых способов по комплексу критериев эффективности. Главенствующая роль того или иного критерия зависит от конкретного назначения скважины. Для бурения инженерно-геологических и геолого-разведочных скважин на твердые полезные ископаемые главным из этих критериев является геологическая информативность, остальные критерии имеют подчиненный характер. Поэтому для бурения таких скважин методологически правильно оценивать сравниваемые способы в первую очередь по геологической информативности. Для бурения геотехнологических и технических скважин предпочтение следует отдавать так называемому Т-критерию (минимум времени бурения скважины).

К примеру можно привести новый способ вскрытия нефтяных и газовых месторождений на шельфе с бурением направленных скважин (рис. 3.3а и б).

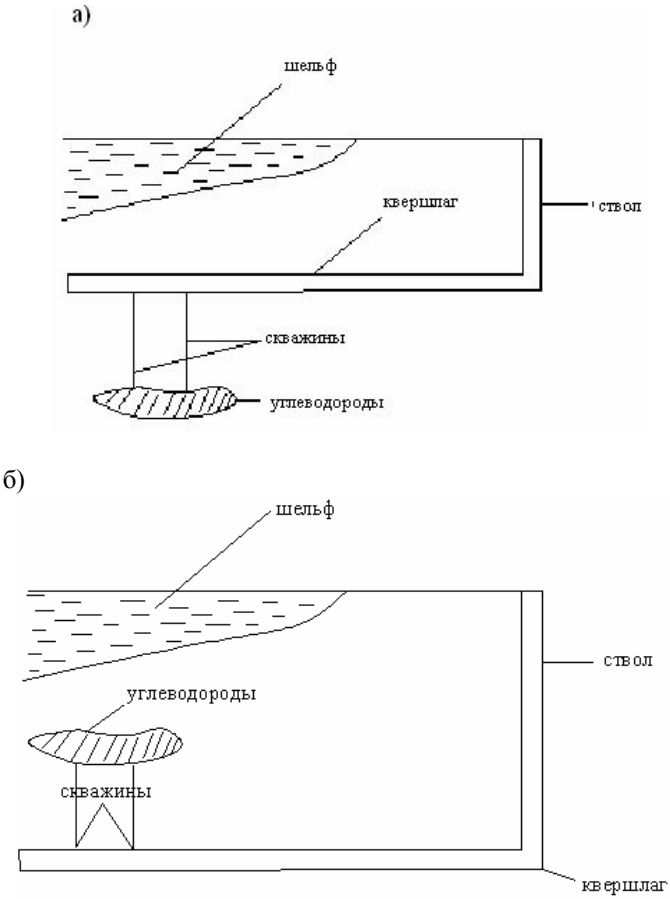


Рис. 3.3. Способ вскрытия нефтяных и газовых месторождений на шельфе с бурением направленных скважин

3. 3. 1. Геологическая информативность способов бурения

Чаще всего геологические разрезы представлены с поверхности рыхлыми породами, которые на море сильно водонасыщены и характеризуются неустойчивостью при вскрытии их скважиной. Бурение в таких породах разведочных скважин любого назначения должно осуществляться с опережением забоя обсадными трубами.

Анализ известных способов бурения показывает, что применительно к условиям работы на акваториях только ударный, вибрационный и вдавливающий способы, которые обеспечивают бурение в рыхлых породах трубами с опережающей обсадкой скважины. Качество отбираемых проб керна рыхлых пород при бурении этими способами исследовано экспериментально и подтверждено практикой.

Модельные исследования выхода керна при погружении обсадных труб в породы ударным и виброударным способами в пляжной зоне были выполнены с использованием буровой установки БУВ-1Б. В результате исследований установлено следующее:

1. При погружении трубы в породы ударами форма слоев внутри трубы и в шурфе не изменяется, дробь по контакту между трубой и керном проникает на глубину до 0,35 м. При вибропогружении слои пород на контактах с внутренней и наружной поверхностями трубы смещаются в направлении ее погружения и дробь по контакту между трубой и керном проникает на глубину до 0,70 м. Следовательно, при виброударном способе элементы тяжелых фракций в большей степени, чем при ударном, склонны к миграции.

2. Породы в трубе после погружения ее в них ударами как забивного снаряда, так и вибромолота уплотняются. Общее уменьшение мощности выбуренной породы при ударном способе в 2,2 раза больше, чем при виброударном. Это свидетельствует о проявлении свайного эффекта и о том, что величина его в сухой скважине при ударном бурении больше, чем при виброударном. Такой вывод согласуется с результатами исследований Д.Н. Башкатова, Б.М. Гуменского, Н.С. Комарова, Б.М. Ребрика.

Бурение с очисткой обсадной колонны от воды малоэффективно, т. к. после очистки вода заполняет колонну через резьбовые соединения и поступает с забоя. Кроме того, понижение уровня воды в скважине по сравнению с уровнем моря создает перепад гидростатического давления, под действием которого при бурении водоносных горизонтов в колонну выдавливаются породы, находящиеся ниже ее башмака, и искажают геологическую информацию.

При погружении труб в породы на море ударным способом установлено, что величины уплотнения и отжатая пород забоя из труб зависят не только от рейсового заглубления труб, но и от скорости их погружения. В эксперименте быстрое погружение колонны труб в обводненные илы и алевриты достигалось сбрасыванием ее с высоты 3,5–4,5 м над дном моря при расторможенной лебедке, медленное – спуском колонны с тормоза лебедки со скоростью 0,02–0,03 м/с. При быстром погружении труб в породы скорость движения колонны массой 1400 кг уменьшалась с 8–7 до 3–2 м/с, а колонны массой 400 кг – с 7 –6 м/с до остановки.

Выполненные исследования показывают, что наименьшее искажение качества керна наблюдается при погружении труб в породы вдавливанием, несколько большее – ударами.

Ударный способ бурения в зависимости от способа отбора керна подразделяют на: ударный сплошным забоем, клюющий кольцевым забоем и ударно-забивной или просто забивной кольцевым забоем.

Ударное бурение сплошным забоем заключается в разрушении пород забоя долотами, удалении продуктов разрушения желонками и получении образцов пород в виде шлама. Ударное бурение сплошным забоем на море переходят только при необходимости разрушения встречающихся валунов и крепких пород.

Клюющий способ бурения заключается в том, что буровой снаряд, включающий жестко соединенные между собой керноприемный стакан и утяжеленную трубу, сбрасывают на забой с некоторой высоты, стакан углубляется в породу, затем снаряд поднимают на поверхность для отбора керна из стакана. Величина углубления стакана в породы в рейсе зависит от энергии удара снаряда о забой. При бурении этим способом на море достичь значений энергии удара, достаточных для погружения стакана в породы на глубину хотя бы 0,1–0,2 м, трудно, т. к. буровой снаряд движется в скважине, заполненной водой, и испытывает большие гидравлические сопротивления движению. Поэтому на море этот способ бурения не применяют.

Основной разновидностью ударного бурения в рыхлых породах на море является забивной способ, обеспечивающий получение образцов пород в виде керна. Отбор керна при этом осуществляется нанесением ударов по трубчатому керноприемнику, снабженному упроченным кольцевым башмаком, который выполняет роль породоразрушающего инструмента. Выход керна при отборе его из обсадной колонны забивными керноприемниками примерно такой же, как и при отборе, его вдавливаемыми грунтоносами.

Таким образом, наибольший выход керна рыхлых пород на море имеет место при вдавливающем способе бурения со скоростью погружения обсадных труб и грунтоносов в породы менее 0,02 м/с, и всего на 3–4 % меньше при забивном способе со скоростью погружения обсадных труб и забивных керноприемных снарядов в породы более 0,16 м/с.

Однако ударно-забивной способ позволяет бурить разведочные скважины любых необходимых диаметров в рыхлых, крепких и перемежающейся крепости породах.

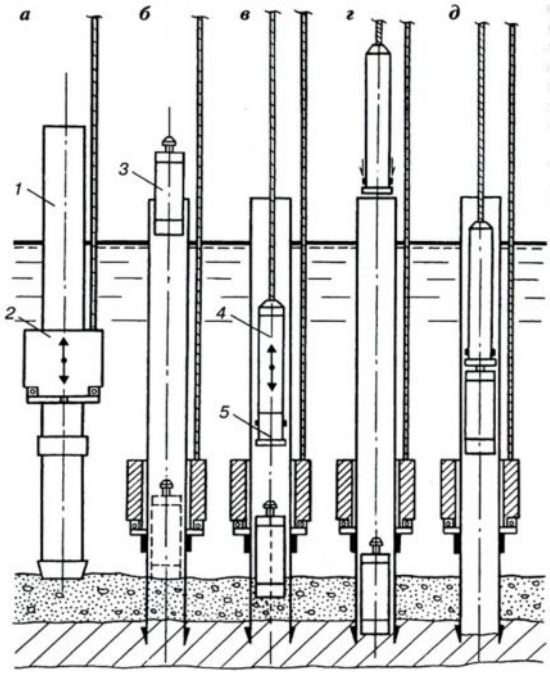


Рис. 3.4. Последовательность выполнения операций в рейсе при погружении колонны обсадных труб в породы и отборе керна из них новыми конструкциями забивного снаряда и забивного керноприемника:

а – погружение в породы обсадной колонны; б– сбрасывание керноприемного стакана на забой скважины; в– спуск в скважину ударной штанги и погружение стакана в породы; г– извлечение штанги из скважины и настройка ловителя на захват стакана;

д – спуск ударной штанги с ловителем в скважину, захват стакана и подъем их на поверхность; 1– обсадная колонна труб; 2– забивной снаряд;

3 – стакан керноприемный; 4– ударная штанга; 5 – заблокированный ловитель

Бурение вдавливанием экономически оправдано только диаметром до 0,108 м и в рыхлых отложениях без включения гальки и валунов и поэтому не вполне отвечает обобщенным ГМТ, предъявляемым к бурению разведочных скважин.

При бурении многих видов разведочных скважин требуется внедрение в коренные породы (структурные, разведочные на россыпи, уголь и т. д.). Выбуривание керна из таких пород возможно только *вращательным способом.* Это единственный способ производительного бурения, обеспечивающий получение качественного керна в твердых и крепких породах. Во многих условиях вращательный способ является незаменимым при инженерно-геологических изысканиях, т. к. позволяет получать колонки керна мягких и твердых пород без существенного искажения их природных физико-механических свойств.

3. 4. Особенности и проблемы бурения на море

Эффективность применения на море способов бурения, признанных рациональными для выполнения геологоразведочных задач, ниже, чем на суше. Обусловлено это рядом причин:

– качкой и дрейфом ПБУ;

– сильной обводненностью и неустойчивостью рыхлых пород разрезов;

– требованиями недопущения загрязнения окружающей среды;

– трудностью организации замкнутой циркуляции промывочных растворов;

– нахождением придонного устья скважины вне видимости бурильщика и обусловленными этими трудностями;

– повышенным износом бурового оборудования и инструментов из-за работы в агрессивной среде;

– особенностями способов и схем бурения и т. д.

Ударно-забивное бурение

Традиционная схема ударно-забивного бурения требует выполнения большого количества трудоемких и опасных для жизни людей операций.

Станки с ударными кривошипно-шатунными механизмами на плавучих буровых установках не применяют, т. к. они не обеспечивают изменения навески снарядов синхронно с качкой установки. Погружают трубы и керноприемники в породы при помощи лебедок, причем обсадную колонну погружают ударами по ее наголовнику снарядом, выполненным в виде монолитного груза с направляющей штангой, скользящей внутри колонны. После погружения колонны на каждые 1–2 м с нее снимают забивной снаряд и рейсами по 0,2 – 0,5 м при помощи забивных стаканов и желонок из колонны выбирают керн. Затем на колонну, возвышающуюся на несколько метров над палубой установки, снова устанавливают забивной снаряд, что в условиях качки ПБУ трудно и небезопасно.

Из-за опасности раскачивания подвешенного на тросе забивного снаряда максимальное значение его массы ограничивают 600 кг, независимо от диаметра и длины погружаемых в породы обсадных колонн. Недостаток массы снаряда не позволяет эффективно погружать в породы колонны труб диаметром 0,168 – 0,188 м, длиной более 20 м.

В то же время при бурении на море зачастую для перекрытия слоя воды применяют колонны труб диаметром 0,325 – 0,351 м, длиной до 200–300 м, которые одновременно используются в качестве обсадных и требуют погружения в породы.

Важной проблемой является снижение потерь энергии удара в погружаемой колонне.

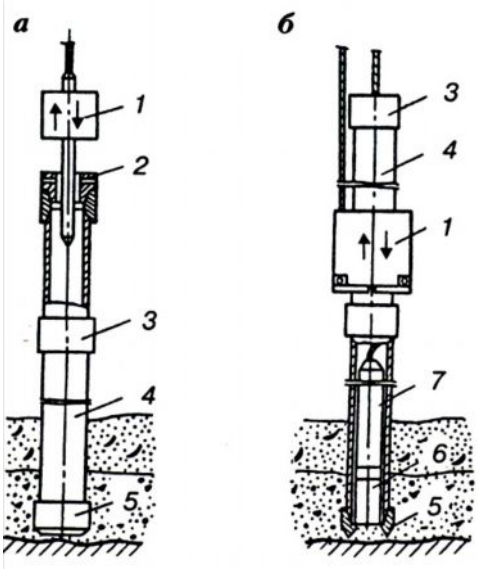


Рис.3.5. Принципиальные схемы забивного бурения на море:

а - традиционная;

б – разработанная автором Пронкиным А.П; 1 – забивной снаряд;

2 – наголовник; 3 – муфта; 4 –

На море к потерям на продольные деформации колонны добавляются потери на ее радиальные деформации, обусловленные тем, что в интервале слоя воды колонна не защищена от изгиба. Длина отдельных труб колонны при бурении на море обычно не превышает 2 м, т. к. они массивные (толщина стенки 0,008 м и более), а в условиях качки ПБУ трудно наращивать длинные трубы больших диаметров с треугольной резьбой, имеющей угол наклона менее 2°. Поэтому потери энергии удара в колонне длиной, например, 100 м с 50 муфтовыми соединениями достигают 90 % (без учета потерь на радиальные деформации).

Требуют совершенствования при ударно-забивном бурении технические средства и технологии отбора керна.

Забивные керноприемники (ЗК), применяемые при бурении на суше, состоят из керноприемного стакана, жестко соединенной с ним трубчатой направляющей и установленной в ней с возможностью перемещения в пределах до 0,6 м ударной штанги. Применение таких ЗК для бурения с ПБУ неэффективно, т. к. качка приводит к отрыву стакана от забоя, перемешиванию, растворению в воде и утрате керна, кроме того, энергия удара штанги, падающей с высоты 0,6 м в заполненной водой трубчатой направляющей, недостаточно для погружения стакана в породы. Увеличение хода

штанги удлиняет и утяжеляет керноприемник, затрудняет его обслуживание и снижает производительность бурения.

Экспериментально установлено, что при бурении на море по традиционным схемам забивного способа трудно обеспечить высокий выход керна, т. к.:

– часть керна отжимается в забой уже при погружении обсадной колонны труб в породы из-за гидродинамического воздействия на них, находящейся в колонне воды, и проявления свайного эффекта, и поступившие в колонну породы по тем же причинам уплотнены;

– керноприемник, забиваемый затем в поступившие в колонну и ограниченные ее стенками породы, дополнительно уплотняет и отжимает их в забой;

– в каждом рейсе после извлечения керноприемника на стенках колонны остается уплотненное кольцо пород, которые в последующем рейсе при работе ударной штангой перемешиваются с водой и вместе с ней изливаются из скважины при извлечении керноприемника.

При отборе из колонны керна, сильнообводненных пород, отмечаются случаи их дополнительного поступления с забоя вследствие уменьшения над ними горного и гидростатического давления.

Трудности возникают также при забивном бурении в породах с включением галечников и валунов. Здесь при погружении колонны, поступающие в нее галечники и валуны расклиниваются и распределяются по всему ее сечению. Последующее погружение в них керноприемника затруднительно, т. к. галька и валуны не входят в керноприемник из-за расклинивания или если их размеры превышают его диаметр. Смещение гальки и валунов керноприемником в стороны ограничено стенками колонны.

При морском бурении скважина зачастую до уровня моря заполнена водой, которая создает сопротивление движению ударных инструментов и энергия удара недостаточно для эффективного разрушения пород. Поэтому при бурении на море в суглинках с включениями 20 % гравия и гальки на погружение обсадных труб на глубину 10–12 м требуется $15 \div 20$ мин, а на отбор пород из труб, поступивших в них из этого интервала, – $3 \div 3{,}5$ ч.

Свободна от перечисленных недостатков схема бурения с поинтервальным отбором керна, в которой колонну погружают в породы совместно с зафиксированным в ней керноприемником. При этом нет необходимости применять долота, т. к. башмак колонны, армированный твердым сплавом, разрушает или раздвигает в стороны небольшие

валуны и галечники и формирует поступающий в керноприемник цилиндрический столбик керна.

Из-за подводных течений, дрейфа ПБУ, расположения забивных снарядов и механизмов в колонне на большом расстоянии от дна моря трудно обеспечить ее вертикальность при погружении в породы.

Вращательное бурение

Бурение вращателями роторными и перемещаемыми в вертикальных направляющих вышки. В условиях качки ПБУ наиболее сложно вращательное бурение станками шпиндельного типа. Существующие у них системы принудительных подач, подвески и разгрузки инструментов для условий моря непригодны, т. к. качка и дрейф ПБУ при жесткой связи ее со станком и последнего с бурильной колонной приводят к изгибам и поломкам труб вследствие смещения оси кронблока от оси скважины, периодическим отрывом бурового снаряда от забоя, утрате и разрушению керна, невозможности поддерживать необходимые режимы бурения. С целью повышения эффективности бурения с ПБУ вращательным способом отечественными и зарубежными специалистами предложен ряд конструктивно-технологических решений.

В АО "Дальморгеология" для бурения с плавсредств разработаны и применяются в производстве два типа вращателей: ВМБ-5 на базе ротора от буровой установки УРБ-3 и перемещаемый в вертикальных направляющих вращатель от бурового комплекса КГК-100. При отсутствии дрейфа, боковой и продольной качки ПБУ базовые варианты этих вращателей позволяют почти беспрепятственно перемещаться в вертикальном направлении плавсредству вместе с ротором и направляющими относительно бурового снаряда.

Для уменьшения влияния горизонтальных смещений и колебаний ПБУ на процесс бурения ВМБ-5 (рис. 3.6) снабжен двумя вкладышами, соединенными со столом ротора шарнирно при помощи пальцев, установленных в двух диаметрально перпендикулярных плоскостях (по принципу шарнира Гука), а направляющие подвижного вращателя от КГК-100 шарнирно подвешены к подкронблочной раме буровой вышки.

Опыт бурения вращателями описанных конструкций показал, что при волнении моря более 2 баллов на забой не передается заданная

осевая нагрузка, т. к. ведущая ВМБ-5 заклинивается в роторе, а подвижной вращатель КГК-100 – в направляющих. Так как при бурении этими вращателями бурильная колонна обычно подвешена на тросе лебедки, жестко соединенной с плавсредством, его качка приводит к периодическим отрывам бурового снаряда от забоя, разрушает керн и не позволяет поддерживать необходимую осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент.

Такие же трудности отмечаются при бурении в сложных гидрологических условиях моря с применением силового вертлюга, используемого для вращения бурильной колонны. Эта схема принципиально схожа со схемой бурения вращателем от КГК-100.

Вращатели на вращаемой колонне. Их разработка обусловлена стремлением повысить скорость погружения обсадной колонны при бурении в плотных глинах и породах с большим содержанием щебня и гальки.

Изготовлен опытный образец бурового станка со стабилизатором рычажного типа и гидроприводом вращателя, позволяющим плавно регулировать частоту вращения труб диаметром 0,127, 0,168 и 0,219 м (рис. 3.6).

Станок представляет собой прямоугольную рабочую площадку *6*, на которой смонтирована станина *7* с укрепленным на ней неподвижным патроном *14* труборазворота и вращателем. Последний имеет приводной гидромотор *9*, коробку скоростей *8* и одноступенчатый редуктор *11*с полым выходным валом и зажимным патроном *12*.

Патроны *12* и *14* снабжены комплектами сменных плашек для захвата труб *13* разных диаметров. Весь станок массой около 1300 кг подвешивается на четырех тросах *10* рабочей лебедки к вышке ПБУ.

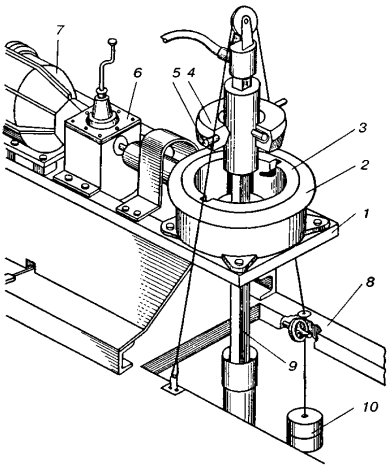


Рис.3. 6. Морской буровой вращатель ВМБ-5:
1 – станина; 2 – ротор; 3 – вкладыш наружный; 4 – внутренний вкладыш; 5– пальцы; 6 – коробка передач; 7 – электродвигатель; 8 – рельсовые пути; 9 – ведущая четырехгранная штанга; 10 – груз для передачи осевого усилия на породоразрушающий инструмент (на забой скважины)

При этом реактивный момент передается от станка на ПБУ через рычажное стабилизирующее устройство, состоящее из продольной *3* и поперечной *5* штанг круглого сечения, свободно перемещающихся при качке в каретках *2* и *4*.

Поперечная штанга жестко крепится на двух кронштейнах рабочей площадки, а продольная закреплена одним концом в корпусе каретки, установленной с возможностью поворота в вертикальной плоскости на стойке *1*, смонтированной на палубе ПБУ. Вращатель обеспечивает частоту вращения в пределах 0–50 и 82–118 об/мин с крутящим моментом 5,20; 3,25 и 2,25 кН·м при наклоне ПБУ до 7°, амплитуде ее горизонтальных перемещений (дрейфе) до 1,2 м и вертикальных – до 0,7 м.

Испытания выявили ряд конструктивных недостатков опытного образца. С их учетом был разработан усовершенствованный вариант станка, в котором изменена компоновка узлов вращателя, исключена коробка скоростей, одноступенчатый редуктор заменен двухступенчатым, переработана конструкция зажимных патронов и изменено их местоположение. В стабилизирующем устройстве совмещены обе каретки, а поперечная штанга вынесена на стойку, в системе подвески вращателя тросы заменены жесткой траверсой. Все это упростило конструкцию станка, повысило его надежность, уменьшило массу более чем на 500 кг и увеличило крутящий момент до 5,8 кН·м. Однако и этот вращатель оказался громоздким, а его стабилизирующее устройство неудобно и ненадежно в работе. Обсадная колонна с установленным на ней вращателем такого типа неустойчива при забуривании скважины и бурении с промывкой. Бурение же всухую малопроизводительно и требует использования приводного двигателя большой мощности.

Общий недостаток вращателей, устанавливаемых на вращаемой обсадной колонне, – большие потери времени и труда на приведение в каждом рейсе вращателя в рабочее положение и на разворот извлекаемых из скважины обсадных труб, резьбовые соединения которых при вращательном бурении сильно затягиваются.

3. 5. Система кустования скважин и размещения оборудования на морских платформах

Для рационального использования ограниченной площади платформы и приэстакадных площадок осуществляется кустование скважин, что, с одной стороны, уменьшает число гидротехнических сооружений и затраты на их строительство, а с другой, увеличивает затраты на бурение, т. к. возникает необходимость отклонения забоев от вертикали, растет длина скважин, расходы на крепление и др. Следовательно, должно существовать оптимальное число кустов (платформ) на месторождении, при котором затраты на строительство оснований и бурение скважин должны быть минимальными. Стоимость основания зависит от глубины моря в точке строительства, от числа скважин в кусте и числа одновременно работающих станков. Сюда необходимо включить стоимость монтажно-демонтажных работ и перетаскивания вышки на новую точку в пределах одного основания. Необходимо знать также стоимость бурения наклонной скважины из любой точки на поверхности заданной сеткой разработки, где возможно будет построено основание.

Комплексное решение такой проблемы осуществляется методом разбивки на отдельные задачи: определение зависимости стоимости наклонных скважин от координат устья и забоя и оптимальной схемы кустования скважин. Для решения последней необходимо задаться зависимостью стоимости наклонных скважин от координат устья и забоя, сеткой скважин, картой глубин моря, стоимостью оснований в зависимости от глубин моря, числа работающих буровых станков и числа скважин на основании, стоимостью монтажно-демонтажных работ и перетаскивания вышек.

Как отмечалось, в качестве критерия оптимальности принимают суммарные затраты на строительство основания и проводку скважин. При этом могут быть наложены ограничения на максимально допустимое число скважин на основании и на максимальное отклонение от вертикали.

Для этой задачи в НИПИ «Гипроморнефтегаз» разработаны алгоритмы и программы для электронно-вычислительной машины М-200.

Решением задачи могут быть определены тип основания (площадь), их число и место строительства, число скважин на каждом основании с указанием забоев. Отметим, что алгоритм составлен таким образом, что в ходе поиска окончательного решения можно получить и промежуточные результаты-схемы кустования (со стоимостной оценкой) при меньшем числе "оснований на месторождении, вплоть" до варианта с минимально возможным числом оснований.

На первом этапе были рассчитаны оптимальные профили наклонных скважин и получена зависимость стоимости этих скважин от отклонения, которая использовалась при решении задачи кустования. На втором этапе была рассчитана оптимальная схема кустования скважин для гипотетического месторождения глубиной 4750 м. Результаты расчетов показали, что оптимальное число скважин в кустах колеблется в пределах 35–40. При этом остро встает вопрос нормальной бесперебойной эксплуатации и ремонта скважин за весь период их службы.

В настоящее время максимальное число эксплуатационных скважин, расположенных на площадке месторождений Нефтяные Камни и б. Дарвина достигает 24.

Рассмотрим схему расположения устьев скважин при кустовом бурении со стационарных платформ или приэстакадных площадок. Стандартная приэстакадная площадка на месторождении Нефтяные Камни, б. Дарвина имеет размеры 30х30 м^2, а отдельные стационарные платформы – 40х50 м^2. Последние могут быть увеличены по площади путем строительства дополнительных блоков и промежуточных секций между ними. На одной кустовой площадке при этом размещаются у устья от 2 до 24 скважин с равномерным отклонением забоев в разные стороны в соответствии с сеткой скважин проекта разработки.

К недостаткам кустового размещения скважин относится неудобство размещения над их устьями стандартных станков-качалок и проведения ремонтных работ в скважинах из-за близкого их расположения.

При однорядном расположении устья скважины находятся в одном ряду с расстояниями друг от друга 8–10 м. Однако по технико-экономическим соображениям для экономии материально-технических средств и металла на МНС расстояния между устьями скважин сокращают до 1,3–1,5 м при условии соблюдения правил техники безопасности.

Различают следующие способы размещения устьев скважин при бурении: одноствольный последовательный; двуствольный параллельный; двуствольный последовательный; четырехствольный параллельный; четырехствольный последовательный; многоствольный последовательный с применением специальной вышки.

Одноствольный последовательный способ заключается в том, что с каждого подвышечного основания бурится по одной скважине с последующим перетаскиванием вышки с одного подвышечного основания на другое. Этот способ нашел применение в начале развития кустовой проводки скважин. Расположение устьев скважин при этом может быть одно- и двухрядным.

По двухствольной схеме (рис. 3.7) вначале бурят скважину со смещением ее оси от геометрического центра нижнего основания вышки в сторону лебедки на расстояние 0,6–0,75 м. При этом вышку наклоняют на Г прокладкой под передние ноги брусьев высотой 0,146 м. После окончания бурения первого ствола переходят к бурению второго.

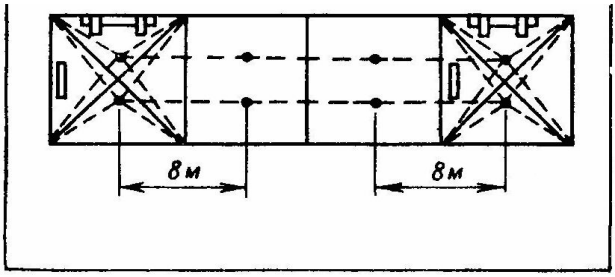


Рис. 3.7. Схема расположения двухстольных скважин на платформах с расстояниями между рядами 1,2–1,5 м, между скважинами 8 м.

Для этого переставляют подкладки под задние ноги вышки, наклоняя ее на Г в обратную сторону. Устье второй скважины смещают на 1,2–1,5 м от центра первой, а все буровое оборудование второй скважины и подвышечные сооружения остаются без изменения, за исключением перестройки желобной системы. Преимуществом этого метода является весьма высокая экономия металла, материально-технических средств и значительное упрощение организации работ. Дальнейшее развитие многоствольного последовательного бурения сводилось к увеличению числа скважин, бурящихся с одного подвышенного основания до четырех.

При этом возможны следующие варианты.

Для бурения первого и второго ствола применяют вышку ВМ-41, которые наклоняют в соответствующую сторону, а третий и четвертый стволы бурят с наклоном вышки и одновременным смещением лебедки и силовых агрегатов вместе с ротором влево или вправо на 0,75 м от центра вышки.

Первый и второй стволы бурят с применением вышки ВМБ-150 с наклоном ее по существующему двуствольному способу, а третий и четвертый–при вертикальном положении вышки перемещением кронблока, лебедки и силового агрегата на 0,75 м соответственно влево и вправо от центра вышки.

Бурение проводят с помощью вышки ВМ-41 с расширением подвышечного основания: через каждые 2 м забивают добавочные сваи под ноги вышки для бурения двух новых стволов. Каждый раз вышку, лебедку, силовые агрегаты и ротор передвигают на 2 м. При этой схеме сильно усложняются условия эксплуатации и увеличивается стоимость строительства подвышечного основания и платформы в целом.

Анализ приведенных вариантов, опыт разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений показал, что наилучшим вариантом, который нашел распространение, является последовательное двуствольное бурение.

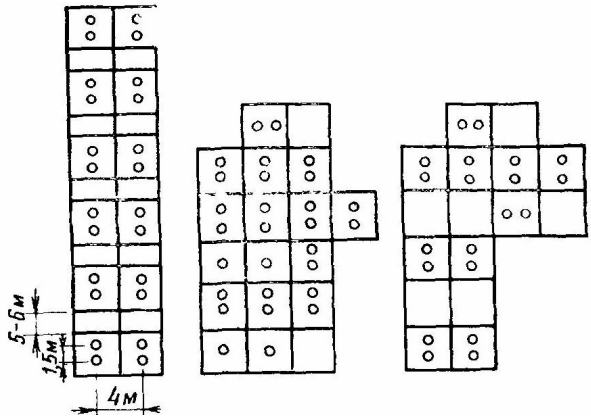


Рис. 3.8. Четырехствольное кустование скважин расширением подвышечного основания и площадками для размещения оборудования

На большинстве этих платформ НГДУ «Артемнефтегаз» между подвышечными основаниями предусмотрены проходы шириной 5–6 м для трактора-подъемника или агрегата «Бакинец», а также площадка

размером 6х10 м^2 для размещения групповых замерно-сепарационных установок, средств автоматизации добычи нефти, а также другого оборудования.

Эксплуатация скважин, пробуренных двух- и четырехствольным способом с одного подвышечного основания, предъявляет специфические требования к такому расположению эксплуатационного и ремонтного оборудования, а также к конструктивной их модификации, при которой можно свободно производить технологические процессы, например: прокачку, ремонт, эксплуатацию ШСН способом как на одной, так и одновременно на нескольких скважинах, не нарушая режима работы остальных.

На месторождениях б. Дарвина, о. Артема, Гюргяны-море, Нефтяные Камни подавляющее большинство скважин пробурены по схеме – с одного подвышечного основания две скважины с расстоянием между рядами 1,5, а между скважинами в ряду – 4 м. При таком расположении подвышечных оснований на площадке и расстояниях между скважинами, нормальная эксплуатация и ремонт одной из скважин возможны при соблюдении следующих условий. К подвышечным основаниям должен быть обеспечен свободный подход трактора-подъемника с передней или задней стороны, а при установленной над скважиной подъемной вышке – возможность подачи труб, оборудования и инструмента.

При оборудовании штанговых насосных скважин станки-качалки монтируют на металлических рамах или рамах из брусьев. Металлическая рама представляет трубчатую цельносварную конструкцию, изготовленную из отработанных бурильных или обсадных труб диаметром 0,15 м. Станок-качалку устанавливают продольной рамой на поперечные швеллеры монтажной рамы и притягивают к ней болтами, образуя единую конструкцию. В качестве фундамента под станок-качалку используют также деревянные брусья. На пол платформы укладывают два параллельных бруска в случае двухбалансирных – четыре, скрепляемых между собой.

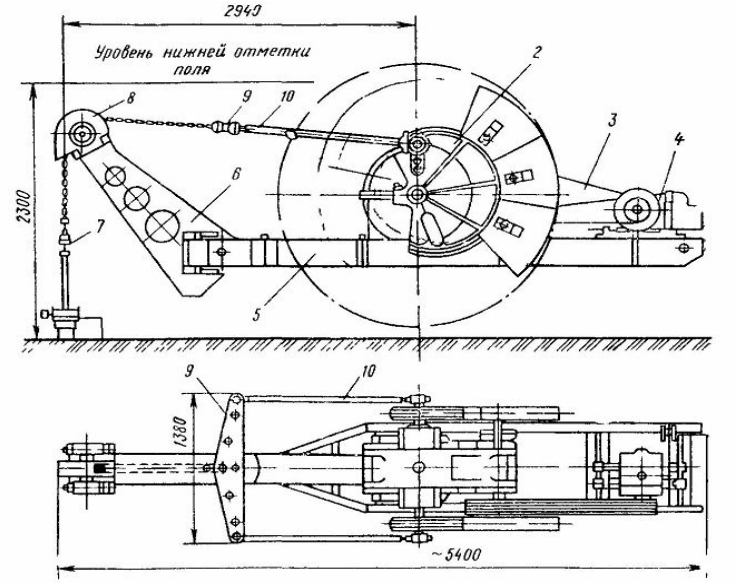


Рис. 3.9. Схема расположения безбалансирных станков-качалок на кустовых платформах

На них монтируют раму станка-качалки. Мачту над скважиной центрируют с помощью оттяжных канатов.

Другим типом станка-качалки, при помощи которого решается проблема экономии площади и рационального размещения оборудования на платформе и одновременной эксплуатации куста скважин, является безбалансирный станок-качалка. К основным узлам безбалансирного станка типа Азинмаш 20–2 (рис. 3.9) относятся редуктор, тормоз 4, клиноременная передача 3, которые не отличаются от соответствующих узлов станка СКН-3-915. К передней части рамы 5 станка шарнирно крепится поворотная стрелка (кронштейн) со шкивом 8. Через шкив перекидывается блочно-роликовая цепь ЦГ-1, связывающая подвеску устьевой сальниковой штанги 7 с траверсой 9 кривошипно-шатунного механизма 10.

У безбалансирного станка кривошипы 11 устанавливают на ведомом валу редуктора. Уравновешивание осуществляется роторным способом путем перемещения грузов, укрепленных на дуге кривошипа станка-качалки.

При текущем ремонте на кустовой скважине поворот стрелы на 90° освобождает пространство над устьем скважины и создает условия для ремонта скважин.

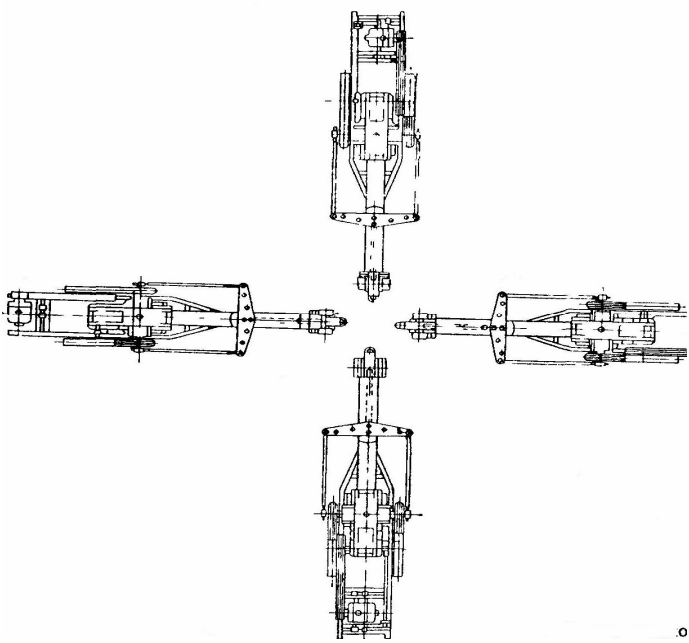


Рис. 3.10.Схема расположения безбалансирных станков на кустовых платформах

Опыт эксплуатации безбалансирных станков качалок на морских кустовых платформах (рис. 3.10), НГДУ «Артемнефтегаз» показал их высокую эффективность.

3. 6. Типы устьевого оборудования скважин

При бурении с плавучих буровых средств (ПБС) устьевое оборудование может по-разному располагаться по отношению к поверхности моря. Применяются следующие способы расположения устьевого оборудования и связанных с ним конструкций: надводное на платформе, надводное без опоры на специальную платформу и подводное.

Каждое из этих положений имеет определенные преимущества и недостатки или ограничения.

Надводная платформа используется для установки устьевого оборудования на поверхности моря. При таком расположении контроль и ремонт оборудования несложен, стоимость и время его монтажа небольшие. Изготовить надводный комплект с менее сложным оборудованием проще, чем подводный комплект.

Применение устьевой системы с надводной платформой ограничивается глубиной моря и метеорологическими условиями района бурения. При больших глубинах моря вследствие колебаний ПБС (БС, ППБУ) с надводной платформой можно подвергнуть значительным вертикальным и горизонтальным усилиям бурильную и водоотделяющую колонны.

В случае надводного расположения устьевого оборудования без опоры на специальную платформу водоотделяющая колонна доводится до ПБС и бурение производится так же, как и со стационарных морских установок.

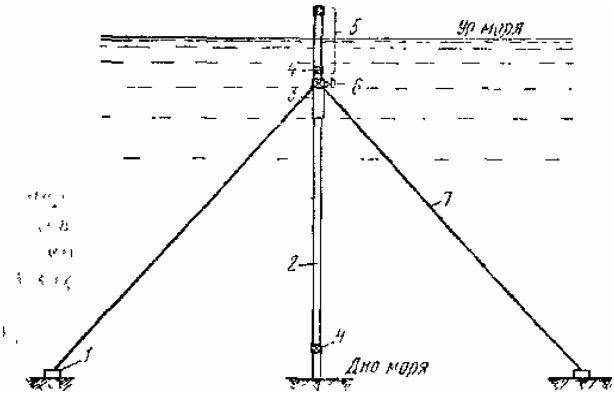


Рис.3.11. Надводное расположение устьевого оборудования без опоры на площадку:
1 – якорь; 2– водоотделяющая колонна; 3 – натяжная водоизмешающая бочка; 4 -разъемное соединение;, 5 – отсоединяемая часть колонны; 6 – дистанционный превентор; 7 – байтовая оттяжка

После окончания бурения скважина глушится, а водоотделяющая колонна с помощью специального замка поднимается со дна на борт ПБС. Если скважина продуктивна, то она с помощью специальных превенторов изолируется от моря, а верхняя часть водоотделяющей

колонны отсоединяется. Для устойчивости оставшуюся под водой колонну вместе с устьем закрепляют с помощью подводных оттяжек (вант) и натяжной во-доизмещающей бочки (рис. 3.11).

Такое обустройство скважины позволяет вести проходку обычным, принятым в настоящее время, способом с поверхности воды без подводного устьевого оборудования. Кроме того, имеется возможность последующей надводной эксплуатации скважины с помощью особых заякоренных площадок.

Подводное расположение позволяет закончить скважину бурением и установить подводное устьевое оборудование в пределах эффективного водолазного погружения (15–30 м ниже поверхности воды). По сравнению с надводной системой этот метод более экономичен вследствие значительного снижения волновой нагрузки и, следовательно, уменьшения размеров конструкций. Содержание и ремонт подводного оборудования менее дороги, чем содержание и ремонт оборудования с донным устьем.

3. 6.1. Назначение и типы подводного устьевого оборудования

В практике бурения скважин с ПБС (БС, ППБУ) широко применяются комплексы подводного устьевого оборудования (ПУО), устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, а установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс ПУО предназначен для:

– обеспечения при бурении скважины гибкой замкнутой технологической связи между перемещающимся от воздействия волн и течений БС или ППБУ и неподвижным подводным устьем, установленным на морском дне;

– направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.;

– надежного закрытия бурящейся скважины с целью предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных ситуациях или при отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря.

Принципиальные особенности конструкций, широко применяемых в настоящее время ПУО, состоят в следующем:

– устье скважины устанавливают под водой, непосредственно

на морское дно или в подводном положении на специальной платформе (трубе);

– подводное устье с судном соединено с помощью специальной водоотделяющей колонны и направляющих тросов (колонн);

– управление подводным комплексом осуществляется дистанционно с судна в основном с помощью гидроуправления;

– разъединение и соединение частей подводного оборудова ния, в том числе и водоотделяющей колонны, осуществляется с ПБС, благодаря применению специальных зажимов;

– для компенсации действия вертикальных колебаний ПБС на водоотделяющую и бурильную колонны применяются специаль ные компенсаторы колебаний;

– бурение скважины, в том числе и под шахтное направление, может производиться как турбинным, так и роторным способом;

– все обсадные колонны подвешивают в устьевой головке, расположенной на дне моря.

Существует несколько конструкций ПУО, обеспечивающих бурение скважин на различных глубинах моря, начиная с 50 до 1800 м и более.

Большая глубина установки ПУО предъявляет высокие требования к его прочности, надежности к вибрациям, способности выдерживать большие внешние давления, быть герметичным и надежно дистанционно управляемым. Конструкция узлов комплекса должна обеспечивать точность стыковки узлов при монтаже и расстыковки при демонтаже. Качество стыковки должно быть высоким, обеспечивающим нормальную работу и управление ПУО.

Особое внимание уделяют расположению механизмов связи: натяжным устройствам, установленным на БС или ППБУ, которые подвергаются действию волн, течения и ветра.

Недостаток размещения ПУО на дне моря – сложность управления, эксплуатации и ремонта.

В практике буровых работ на море с БС и ППБУ применяют одноблочную или двухблочную конструкцию ПУО.

Некоторые одноблочные конструкции преимущественно используют на больших глубинах вод, в несложных двух– и трехколонных конструкциях скважин и на небольших глубинах бурения.

Преимущества одноблочной конструкции ПУО – сокращение времени на установку и монтаж комплекса, т. к. установленный одноблочный комплекс ПУО используется в течение всего времени бурения скважины. К недостаткам одноблочного ПУО следует отнести его

большую массу (до 200 т) по сравнению с двухблочным, масса которого примерно 80 т.

Двухблочные конструкции применяют преимущественно на небольших глубинах вод, в сложных четырех– и пятиколонных конструкциях скважин и на больших глубинах бурения.

Преимущества двухблочной конструкции – возможность ее применения при бурении глубоких скважин сложной конструкции, относительно малая масса каждого блока противовыбросового оборудования и возможность производства ремонта свободного блока. К недостаткам следует отнести затрату времени на демонтаж первого и установку и монтаж второго блока в процессе бурения скважины, а также потребность дополнительного места для хранения неработающего блока. В настоящее время за рубежом используются одноблочные конструкции ПУО с проходным отверстием диаметром 476,24 мм, которые практически обеспечивают бурение глубоких скважин сложной конструкции.

За рубежом применяются различные по типу и технологии монтажа комплексы ПУО. Основные отличительные черты некоторых типов ПУО связаны прежде всего с конструкцией шахтного направления и способом его установки. Так, у некоторых ПБС основание подводного комплекса представляет собой монолитную плиту, устанавливаемую на морское дно и связанную тросами с судном. Такое основание из-за неровности и неоднородности морского дна трудно установить горизонтально и, следовательно, выдержать вертикальность шахтного направления.

На рис. 3.12 показана конструкция комплекса ПУО со всеми элементами, которая была применена в проекте ЭБСЗООО/150, принципиально мало отличающаяся от зарубежного подводного комплекса и в основном имеющего конструктивно одинаково оформленных узлов.

В собранном виде комплекс подводного устьевого оборудования включает в себя следующие основные узлы: ПУО, водоотделяющую колонну, оборудование на самом судне.

ПУО состоит (рис 3.12) из опорной плиты *1* для передачи нагрузки на грунт от устьевого оборудования и устьевой головки 2 для обвязки и герметизации всех обсадных колонн и для присоединения противовыбросового оборудования *3,* нижнего замкового соединения *4,* быстроразъемного соединения типа СГ-2 5 и водоотделяющей колонны *6* На конце водоотделяющей колонны установлено гибкое соединение 7 типа ГС-406 или ГС-305, позволяющее избежать жесткой заделки нижнего конца колонны.

Плита имеет шестигранную форму, к ней прикреплены три колонны, внутри которых проходят тросы *8* натягиваемые с судна с по-

мощью лебедок *20.* По этим направляющим колоннам спускают и поднимают на судно все необходимое оборудование с помощью направляющей трехгранной рамы *10*

Непосредственно на буровом судне находится водоотделяющая колонна с компенсатором вертикальных колебаний *12,* который крепится непосредственно к судну и служит для того, чтобы избежать сжатия или растяжения водоотделяющей колонны при вертикальной качке ПБС. Для улучшения условий работы водоотделяющей колонны в условиях морского волнения служит специальное натяжное устройство *18,* состоящее из противовесов *14,* которые с помощью тросов *15* через блоки *16* на кронштейнах *17* натягивают наружную трубу компенсатора лебедками *9.* Для центрирования водоотделяющей колонны с осью ротора служит расположенный на турели *18* центратор *19.*

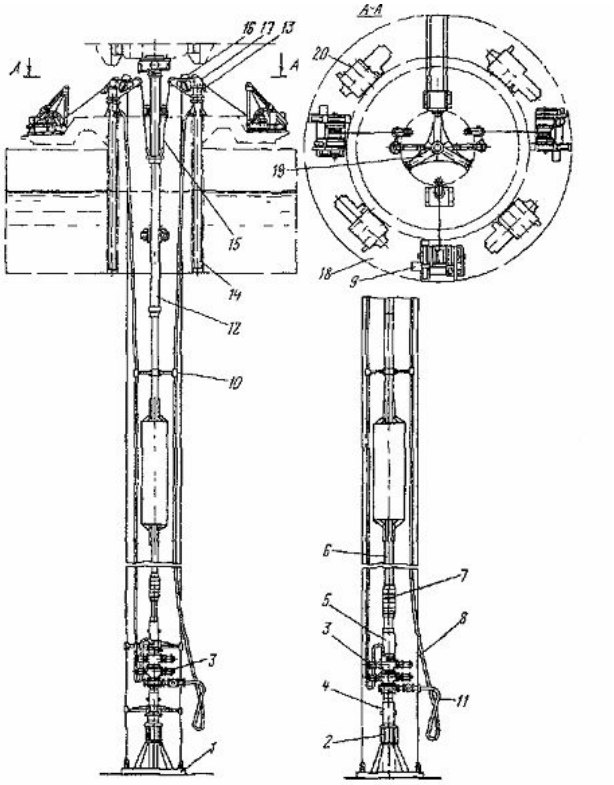


Рис. 3.12. Подводное устьевое оборудование морской скважины

Все монтажные работы по сборке и разборке подводного оборудования выполняются с помощью монтажного устройства, состоящего из монтажных балок и опорных плит, размещенных над отверстием в турели.

Управление подводным оборудованием осуществляется через систему гибких шлангов *11* с палубы бурового судна. Шланги наматывают на барабаны специальных лебедок, расположенных на палубе судна вблизи турели. Помимо этого, на палубе судна монтируют насос для подачи жидкости в систему управления и пульт управления этой системой, устанавливаемый обычно вблизи поста управления бурильщика.

На ПБС «Блю Вотер» фирмы «Шелл» основание скважины представляет собой металлоконструкцию с тремя направляющими колоннами и тремя направляющими тросами. ПУО имеет дистанционное гидравлическое управление и пятиколонную конструкцию скважины, причем фундаментная плита установлена на первой колонне (508 мм) и может демонтироваться после бурения.

Установка «Атлантик Рефайнинг» имеет несколько отличную конструкцию. Здесь в качестве основания использована-первая обсадная колонна (914 мм), возвышающаяся над дном на несколько десятков метров, на котором" смонтировано все оборудование устья. Управление установкой – дистанционное гидравлическое'. Такая конструкция позволяет в некоторых случаях расположить устье в зоне водолазного обслуживания и улучшить работу телекамер в случае их использования для контроля устьевого оборудования.

В зарубежной практике Американский нефтяной институт (API), обобщив многолетний опыт работы буровых компаний, разработал практические рекомендации по применению противовыбросового оборудования API RP-53 для наземного и морского бурения с подводным расположением устья скважин.

Для обозначения узлов стволовой части принят специальный код: *A* – универсальный превентор; *G* – вращающийся превентор; *R* – однокорпусной плашечный превентор; *R$* - двухкорпусной плашечный превентор; R, – трехкорпусной плашечный превентор, *X* –универсальный плашечный превентор; *S* – крестовина; $C_н$ – муфта высокого давления для соединения блока превенторов с колонной головкой или отдельных узлов в общей сборке стволовой части ПУО; C_L – муфта низкого давления для соединения морского стояка с блоком превенторов.

В зависимости от рабочего давления подводное противовыбросовое оборудование подразделяется на две группы: на рабочее давление 14 и 21 МПа и рабочее давление 35, 70 и 105 МПа.

3. 6. 2. Двухблочный комплекс подводного устьевого оборудования

Двухблочный комплекс ПУО применяется в основном на ППБУ и включает:

– блок плашечных одинарных (однокорпусных) превенторов с проходным отверстием 540 мм, универсальный сферический или другой конструкции превентор с проходным отверстием 540 мм и давлением 21 МПа, соединительные муфты, опорно-направляющие рамы и другие узлы;

– второй блок двух сдвоенных плашечных превенторов с проходным отверстием диаметром 350 мм и давлением 70 МПа, универсальный превентор (или двумя) с проходным отверстием 350 мм и давлением 35 МПа, опорную направляющую раму, соединительные муфты и др.;

– два водоотделяющих стояка диаметром 610 и 406 мм;

– V дистанционную систему управления блоками превенторов;

– временную опорную базу;

– отклонитель потока с системой управления (дивертор); . *S* систему натяжения водоотделяющих стояков;

– систему натяжения направляющих тросов;

– манифольды противовыбросового оборудования (регулирования и глушения);

– компенсаторы бурильной колонны;

– компенсаторы аварийных подвесных и устьевых головок со спусковым и испытательным инструментом и защитными втулками;

– телевизионную камеру;

– другое скважинное и палубное оборудование, входящее в комплект ПУО.

Весь комплекс подразделяется на палубный и подводный.

Палубный комплекс ПУО

На палубе ППБУ *8* постоянно смонтированы (рис. 3.13):

– натяжные устройства *1* с направляющими роликами 2, поддерживающие водоотделяющий стояк в постоянно натянутом состоянии и компенсирующие перемещения ППБУ относительно стоя-

ка, соединенного нижним концом с противовыбросовым оборудованием (ПО);

– лебедки *4* с приводом для намотки и хранения многоканальных шлангов дистанционного управления ПУО;

– лебедки *5* для подъема и спуска многоканальных шлангов *9* и коллекторов *11* дистанционного гидравлического управления.

- главная электрическая панель бурильщика *3* для управления ПУО и мини-панель *6,* гидравлическая силовая установка *7* с гидронасосами и пневмогидравлическими аккумуляторами;

– манифольд регулированием дросселирования и глушения скважины *17;*

– блок противовыбросового оборудования *18;* * компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны; подвешенный на вышке *14;*

– натяжные устройства *19*, поддерживающие направляющие канаты постоянно натянутыми и компенсирующие перемещение платформы относительно подводного устьевого оборудования.

На платформе также размещены:

– компрессорная установка высокого давления с блоком осушки воздуха;

– насосная установка для нагнетания рабочей жидкости в пневмогидроаккумуляторы;

– лебедки для намотки и хранения направляющих канатов;

– лебедка и барабаны для спуска телевизионной камеры, предназначенной для осмотра ПУО;

– приемная телевизионная установка для приема и передачи от подводной телевизионной камеры;

– колонная головка с комплектом подвесных и устьевых устройств обвязки обсадных колонн;

– стенд для испытания блоков превенторов перед спуском на морское дно для установки.

На палубе ППБУ, в безопасной зоне на большом расстоянии от рабочей площадки, установлена вспомогательная панель управления ПУО в случае выброса, когда подход к главной панели невозможен.

На палубе также размещены:

– секции морских стояков диаметром 610 мм с телескопическим узлом для соединения с превенторным блоком и платформой;

– к 406–мм внутренней трубе телескопического узла в верхней части присоединено отклоняющее устройство (дивертор) для закрытия затрубного пространства между бурильной колонной и корпусом устройства, предотвращающее выход газа в рабочую зону в случае про-

явления газа, который отводится по трубопроводу в сепаратор газа на сжигание;

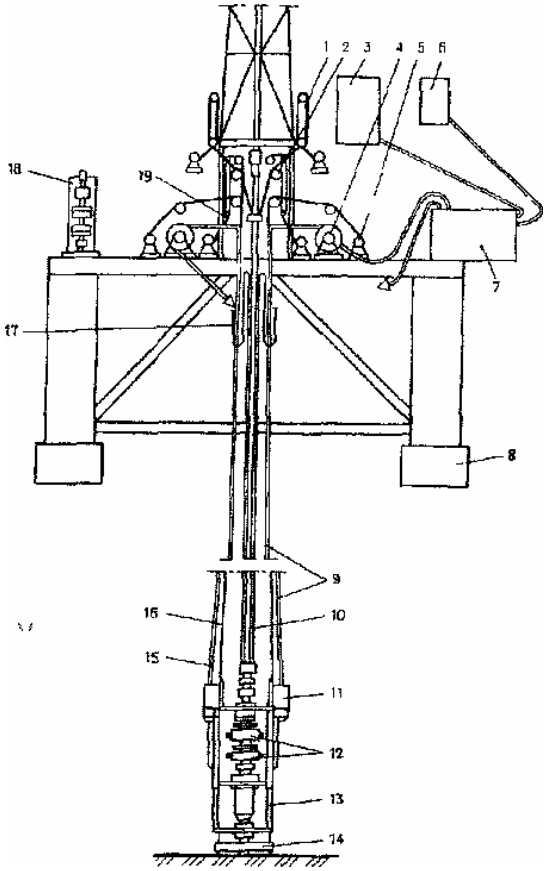


Рис. 3.13. Принципиальная схема расположения двухблочного подводного устьевого комплекса на ППБУ

– панель управления общими натяжными устройствами;

– каптажное устройство для закрытия скважины до установки эксплуатационного оборудования;

– водолазное оборудование;

– комплект монтажных, спусковых, технологических инструментов и приспособлений грузоподъемных кранов и другое оборудование, необходимое для эксплуатации и ремонта ПУО.

Подводный комплекс ПУО

Подводный комплекс (рис 3.14) состоит из водоотделяющей колонны (морского стояка) *10,* многоканальных шлангов *9,* 75, коллекторов *11,* плашечных превенторов *12,* опорно-направляющего основания *13,* опорной плиты *14,* направляющих канатов *16,* верхней и нижней гидравлических муфт, шарового соединения (углового компенсатора), телевизионной камеры, телескопического компенсатора и других узлов.

3. 6. 3. Одноблочный комплекс подводного устьевого оборудования

На рис. 3.14 приведена одноблочная конструкция ПУО фирмы «Камерон» (США), обеспечивающая бурение многоколонных глубоких скважин.

Превенторы с проходным отверстием диаметром 476,24 мм и с рабочим давлением 70 МПа позволяют бурить скважины с высокими пластовыми давлениями без замены блока превенторов.

Особенностью основных узлов блока превенторов является применение:

а) плашечного превентора типа V-II, конструкция которого отличается от конструкции превенторов типа V тем, что он имеет более короткий ход крышки. В конструкцию введены гидрозагяжные болты крышек. Применено уплотнение крышек новой конструкции.

В превенторе используются универсальные плашки, ис ключающие включение в блок превенторов дополнительного пре вентора, т. к. конструкция плашек обеспечивает перекрытие труб колонны от 60.3 до 193,7 мм. В конструкцию включены су перрежущие плашки для резки УБТ диаметром до 177,8 мм, зам ков бурильных труб и обсадных труб диаметром до 339,7 мм;

б) универсального превентора типа D18 %–10000 с проходным отверстием диаметром 476,24 мм, выдерживающего, рабочее давление 70 МПа. Уплотнитель превентора, по данным фирмы, обеспечивает 365 закрывании на трубе диаметром 127 мм при давлении 70 МПа;

в) цангового соединителя типа НС с диаметром проходного отверстия 476,24 мм и давлением 105 МПа. Соединитель, по данным

фирмы, при давлении 105 МПа выдерживает изгибающую нагрузку 4147,6 кН-м;

г) универсального углового компенсатора, обеспечивающего работу подводного комплекса на глубине до 3050 м и выдерживающего нагрузку до 9070 кП. Особенность конструкции – наличие эластомерного элемента, состоящего из сферических стальных пластин эластической набивки. Элемент может выдерживать большие сжимающие нагрузки и срезающие усилия. Компенсатор может отклоняться в любом направлении вокруг центра вращения при изгибе морского стояка;

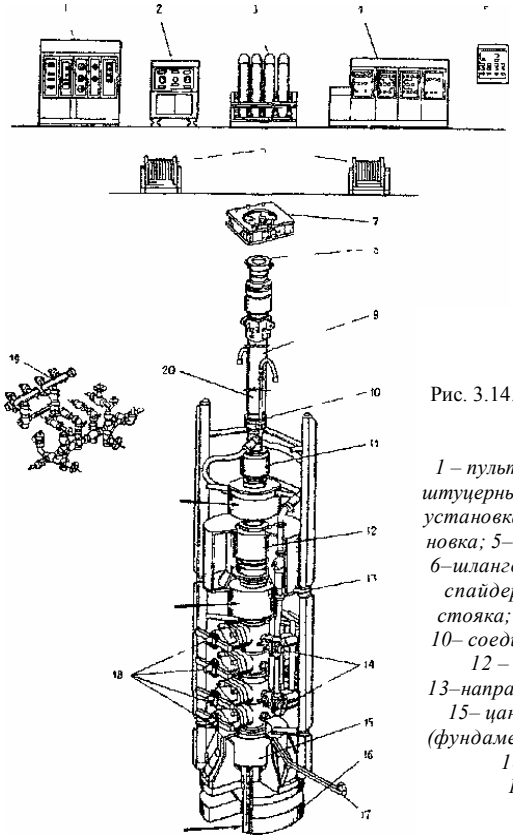


Рис. 3.14. Одноблочный подводный устьевой комплекс:

1 – пульт бурильщика; 2 – пульт управления штуцерным чанифольдом; 3– аккумуляторная установка; 4 – гидравлическая силовая установка; 5–дистанционный пульт управления; 6–шланговые барабаны; 7–гидравлический спайдер; 8–верхнее соединение морского стояка; 9–телескопический компенсатор; 10– соединение; 11– угловой компенсатор; 12 – нижний узел морского стояка; 13–направляющие; 14–подводные задвижки; 15– цанговая муфта; 16–опорная плита (фундаментная); /7–акустический датчик; 18– плашечные превенторы; 19– штуцерный манифольд; 20 – морской стояк

д) соединителя морского стояка с проходным отверстием 473 мм, выдерживающим нагрузку 9070 кН. Соединитель может работать на глубине моря до 3000 м.

По данным фирмы, он испытан на изгибающую циклическую нагрузку, равную нагрузке предела усталости материала (1 млн. циклов). При глубоководном бурении может произойти произвольное отсоединение морского стояка от подводного блока превенторов в результате непредвиденных обстоятельств (прекращение подачи циркулирующей жидкости, потери циркуляции или случайного отсоединения линии). Во избежание смятия морского стояка в этой ситуации в подводном комплексе предусмотрена клапанная катушка для заполнения морского стояка водой. Датчик катушки приводится в действие, если давление внутри стояка понизится на 1,4 МПа от давления столба морской воды. При падении давления в морском стояке давление морской воды поднимает закрывающую втулку вверх и морская вода поступит в морской стояк, стабилизируя давление и предотвращая его смятие.

4. РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1. Технические основы разработки морских месторождений

Разработка морского углеводородного месторождения требует применения соответствующей технологии и реального планирования. Поэтому проектные работы должны быть проведены достаточно тщательно, чтобы определить технические требования к проекту.

Компания должна также принять решение относительно всех спецификаций производства. Особо важным является выбор материалов, например, качество и прочность стали, которые предполагается использовать для проекта, чтобы быть адекватным нагрузкам на конструкции и особенностям добываемых углеводородов.

Обычно к разработке и составлению проекта разработки и обустройства месторождения приступают после обнаружения нефти или газа и оценки запасов по пробуренным одной или нескольким скважинам, а также выявлением перспективной геологической структуры в процессе доразведки месторождения и необходимости расширения разработки и обустройства.

Вначале, на ***первом этапе проектирования***, изучаются средства реализации проекта и сравниваются различные технические варианты. Затем оцениваются экономические показатели этих вариантов. Предварительно прорабатываются и рассматриваются блок-схемы отдельных вариантов процессов (или всей схемы) и даются рекомендации по выбору технических средств, способов строительства и т. п.

Определив экономические показатели каждого варианта, сравнивают их, и по относительной разнице стоимости можно выбрать наиболее экономичный вариант разработки и обустройства.

При составлении проектов и технологических схем разработки руководствуются действующими ГОСТами, инструкциями, руководствами, методиками, нормами и другими нормативно-техническими материалами.

На ***втором этапе проектирования*** составляют технологические и монтажные схемы, предварительно уточняют стоимость выбранного варианта и составляют план практической реализации проекта. На технологической схеме показывают все основные технические средства, трубопроводы по сбору и транспорту нефти и газа с указанием направления потоков, рабочих давлений и температур, а также КИП и автоматику. Дается описание технологической схемы с приведенными таблицами основных технологических параметров. Затем по технологическим схемам составляют монтажные схемы, в которых определя-

ют место установки, схемы обвязки, включая расстановку и обвязку противопожарной техники, средства техники безопасности и другие устройства. На схеме каждый прибор, задвижка, клапан и другие устройства обозначают порядковым номером. На устанавливаемое оборудование дается спецификация. Определяется критерий выбора оборудования в соответствии с ожидаемыми условиями эксплуатации.

Особенность разработки морских нефтяных и газовых месторождений состоит в том, что в проектах с целью снижения затрат на дорогостоящие морские сооружения предусматривают разработку месторождения, включая бурение скважин, добычу и подготовку нефти с кустовых стационарных платформ. При этом часть эксплуатационного оборудования размещают на буровой стационарной платформе, а вторую часть, которая на первом этапе эксплуатации месторождения не применяется, – размещают на отдельный стационарной платформе. В проекте строительство всех платформ предусматривают с учетом объемов установленных запасов нефти или газа, местоположения месторождения, глубины моря, условий окружающей среды и других факторов. По мере накопления опыта программы и проекты разработок и обустройства систематически совершенствуются.

В качестве примера на рис. 4.1 приведен один из вариантов схемы кустования скважин на месторождении им. 28 апреля в Каспийском море (Азербайджан).

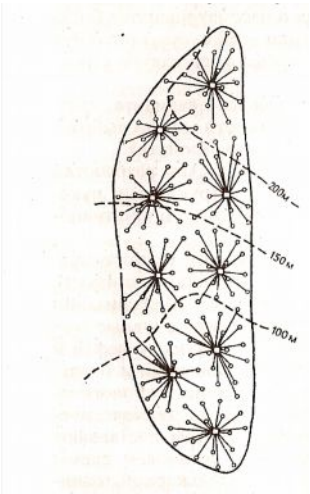


Рис. 4.1. Вариант кустования скважин на морском месторождении им. 28 апреля

При выборе сетки разработки для данного месторождения было принято такое оптимальное решение, которое бы в дальнейшем ис-

ключило необходимость сгущения сетки бурения скважин путем бурения дополнительных скважин. В морских условиях это связано с большими трудностями и неоправданным риском: необходимостью строительства дополнительных скважин, сооружения дополнительных скважин, сооружения дополнительных стационарных платформ и сети подводных коммуникаций, когда месторождение уже обустроено. Усложняется бурение нового «пучка» наклонных скважин, дополнительно размещенных между «пучками» ранее построенных скважин, что может привести к разрушению обсадных колонн.

Последовательность и способ разработки месторождений могут быть в зависимости от конкретных условий и поставленных целей различными. Если месторождение крупное и его запасы четко определены, то проект (программа) могут состоять из одного – двух этапов. Например, программа разработки морского месторождения Фортиз в Северном море.

На рис. 4.2 приведена схема кустования на месторождении Фортиз. Месторождение имело четыре куста скважин. С каждого куста (стационарной металлической платформы) было пробурено по 27 скважин при сетке разработки 48 га на скважину. Максимальный угол наклона стволов скважин 550. Глубина вод 73 м.

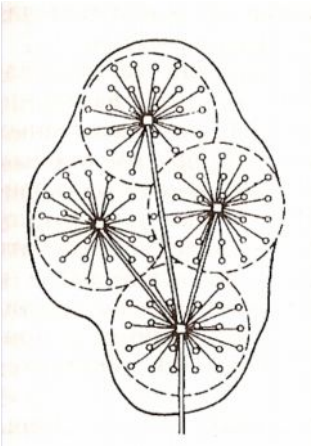


Рис. 4.2. Схема кустования на морском месторождении Фортиз

Если месторождение не до конца разведано и в процессе доразведки определены дополнительные нефтегазоносные площадки, то программа разработки включает несколько этапов (фаз). Например, проект (программа) разработки месторождения Экофиск в Северном море состоял из нескольких этапов.

Целью первого, экспериментального этапа было накопление дан-

ных об эксплуатации месторождения путем установки временного эксплуатационного подводного и транспортного оборудования (установка платформы «Галфтайд» в качестве стационарной платформы). Второй этап включал разработку и установку постоянного комплекса гидротехнических сооружений и оборудования.

Цель этого этапа – вывод добычи нефти на проектный объем – 31,8 м^3 /сут. Для этого были установлены три стационарные платформы на 9 и 17 скважин и на 4 и 8 нагнетательных скважин. На 12–опорной стационарной платформе двухпалубной конструкции было установлено оборудование для подготовки нефти, нагнетания воды в пласт, компрессоры низкого давления, насосное оборудование для загрузки танкеров нефтью, а также установлена платформа двухпалубной конструкции для жилья и подводное нефтехранилище. Третий этап включал строительство трубопроводов к берегу, береговые хранилища, системы стабилизации и сепарации, подсоединение месторождений Экофиск (Западный), Код и других с объектами обустройства.

4. 2. Технология морских разработок

Разработка морских месторождений требует применения стратегии отличной от разработки наземных месторождений. Основное отличие заключается в числе скважин и их моделях.

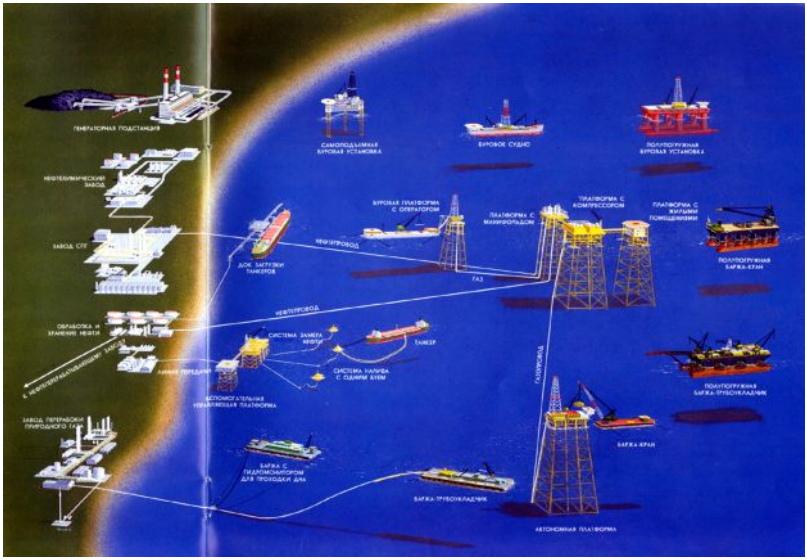


Рис. 4.3. Технологическая схема разработки морских месторождений

На суше можно использовать простую сетчатую модель, в то время как в морских условиях скважины приходится бурить с нескольких «закрепленных» мест (платформы, подводные опорные плиты). Таким образом, определение мест дренирования имеет более важное значение в море по сравнению с сушей. Но нефтяные компании уже разработали технологию направленного бурения для достижения максимального охвата с каждой скважины. Статойл, например, пробурил за последнее время 7-и км скважину, расходящуюся на 5 км вокруг платформы Статфьорд вглубь пласта, расположенного под морским дном на глубине 3 500 м. Помимо этого, все большее значение приобретает применение горизонтальных скважин для более тонких пластов. Нефтяная зона пласта Тролль будет разрабатываться при помощи горизонтальных скважин, пробуренных с подводных опорных плит.

При морских разработках на платформах должны быть размещены скважины, оборудование для добычи, вспомогательные системы и жилые помещения для персонала. Во многих случаях подводные скважины могут использоваться в качестве альтернативы или как дополнение к платформенным скважинам. Следует также учитывать наличие многофазного потока, даже, если перерабатывающий центр (платформа или терминал) расположены на достаточно большом расстоянии.

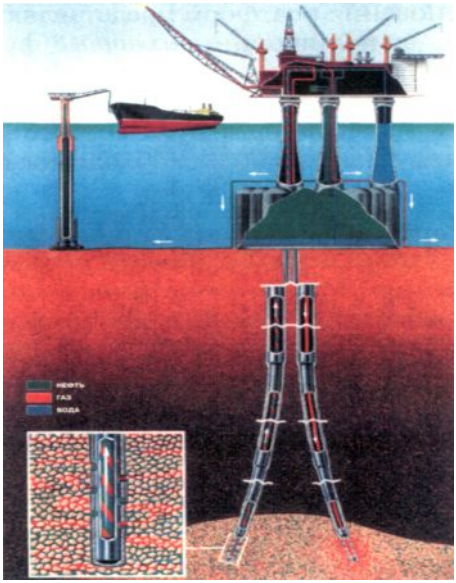


Рис. 4.4. Морская платформа в разрезе (OLF-1990)

По мере увеличения веса верхних строений, будет значительно увеличиваться и стоимость опорных блоков платформы. Поэтому важно уменьшить объем расположенного на ней оборудования. Это имеет существенное значение на всех фазах разработки проекта. Любое увеличение количества перерабатывающего оборудования на платформе также приведет к увеличению персонала, количества инструментов и ремонта оборудования. Далее должна быть составлена схема разработки месторождения, основанная на модели дренирования и определении требуемого типа продукции. На фазе оценки возможности осуществления проекта рассматривают различные сценарии разработки, а оптимальная схема разработки месторождения получает детальное завершение на фазе формулирования концепции проекта.

Типичные сценарии технических схем разработки месторождения включают:

– устьевые платформы, + обрабатывающие платформы + жилые платформы;
– интегрированные эксплуатационные платформы;
– плавучие эксплуатационные системы;
– подводные эксплуатационные системы.

Кроме этого, должна быть рассмотрена система транспортировки, включающая:

– газоконденсатные экспортные трубопроводы;
– экспортные нефтепроводы;
– систему хранения нефти в сочетании с ее морской погрузкой.

Благодаря компактному характеру морской установки потребуются значительные дополнительные затраты для обеспечения более высоких стандартов к безопасности и созданию условий для персонала (жилые помещения, спасательные шлюпки, и т. д.) Вертолетная эвакуация должна быть наготове для работающего на платформе персонала.

На рис. 4.4 показана типичная морская платформа в разрезе.

Этот раздел заключает в себе обзор технологии для разработки морских месторождений на малых и средних глубинах (меньше 200 м), где море не покрыто льдом.

В международной практике при бурении скважин в районах мелководья, примерно до 80 м, применяются самоподъемные установки. По мере того, как появляются более современные и большие по размерам самоподъемные буровые платформы, их применение можно распространить и на большие глубины даже при неблагоприятных климатических условиях.

Традиционные основания платформ представляют собой решетчатые конструкции, выполняющие различные функции (бурение, переработка, размещение персонала). В качестве альтернативы транспортировки по трубопроводам, нефтехранилище располагается в отдельном танкере, присоединенным к морскому бую. На этом же танкере может быть установлено и необходимое оборудование для обработки нефти.

Нередко рассматриваются варианты и других типов опорных конструкций с тем, чтобы оптимизировать стоимость оснований. К таким конструкциям относятся бетонные моноопоры и самоподнимающиеся эксплуатационные платформы. Однако для относительно небольшого числа скважин имеет смысл рассмотреть возможность использования подводных систем добычи, которые применяются все чаще и чаще для трудных климатических условий.

Для тех районов мира, где сталь приходится импортировать, руководству разработки требуется анализировать возможность использования бетонных конструкций. Подобные бетонные сооружения могут быть рассмотрены с точки зрения их самого разнообразного примене-

ния, включая хранение стабилизированной нефти. Компания «Нам/Шелл» установила бетонную платформу для добычи и хранения нефти на месторождении F3 в Нидерландах.

Следует уделить внимание новейшей технологии решетчатого основания, предусматривающей замену свай присосным фундаментом (рис. 3.5), поскольку во многих случаях вес свай составляет половину веса всех стальных конструкций морских платформ использующихся на мелководье. Кроме того, для многих проектов установка свай влечет за собой существенные затраты.

Там, где глубина моря уже не позволяет применять самоподъемные буровые установки, скважины приходится бурить при помощи других средств. Буровое оборудование можно установить на устьевой платформе или платформе различного назначения (платформа ДПР – добыча, подготовка, размещение персонала). Благодаря применению новых легких буровых установок, недавно вошедших в употребление в Северном море, оборудование можно устанавливать на платформе при помощи платформенных башенных кранов. Скважины можно пробурить заранее при помощи полупогружных буровых платформ или использовать законченные подводные скважины.

Оборудование для добычи может быть размещено на стационарных или полупогружных платформах. Другая концепция заключается в использовании плавучей эксплуатационной системы (судна), осуществляющей, помимо добычи, обработку и хранение. Скважинный поток подается на судно с подводных скважин или устьевых платформ с последующей морской отгрузкой нефти по гибким трубопроводам непосредственно на баржи снабжения. Международный опыт применения этой концепции дал хорошие результаты.

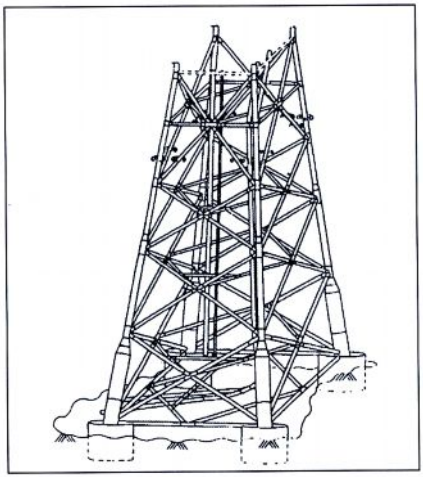


Рис. 4. 5. Платформа решетчатого типа «Европайп» с всасывающими сваями

Поскольку в мире растет озабоченность проблемами загрязнения окружающей среды, важным вопросом становится удаление газа, если его нельзя транспортировать на берег. Альтернативой выпуску газа и сжиганию его на факелах служит нагнетание газа в скважину или производство метанола в море. Эта технология вызывает большой интерес.

Следует оценить возможность применения бетонных конструкций, включающую моноопоры или многоколонные стационарные конструкции, а также бетонные полупогружные буровые платформы. Глубоководные плавучие бетонные платформы могут представлять особый интерес для работы на глубинах 120–1200 м и более.

4. 3. Факторы, осложняющие разработку месторождения

Существует множество различных факторов, так или иначе осложняющих разработку залежей природных углеводородов и снижающих ее эффективность. Последнее в гораздо большей степени относится к нефтяным, нежели к газовым и газоконденсатным месторождениям. Наиболее важными из таких факторов являются:

– неоднородность фильтрационно-емкостных свойств залежи по простиранию и вкрест простиранию;

– неблагоприятное соотношение подвижностей фильтрующихся в пласте фаз;

– гравитационное разделение фаз, приводящее к преимущественной фильтрации газа по верхней части пласта, и воды по его нижней части;

– образование водяных и газовых конусов.

Все эти факторы, проявляющиеся отдельно или вместе, приводят к низкому макроскопическому (т. е. проявляющемуся в пределах всей залежи) охвату пластов воздействием и, как следствие, к низкой нефтеотдаче. Другим фактором, влияющим на нефтеотдачу, является эффективность вытеснения нефти водой. Этот фактор часто называют микроскопическим коэффициентом охвата.

4. 3. 1. Оценка эффективности охвата пласта процессом вытеснения

Одной из важнейших характеристик разработки является коэффициент охвата пласта процессом вытеснения, называемый кратко коэффициентом охвата E_A и определяемый как часть объема залежи, вовлеченная в активную разработку.

Несколько отличное определение дано Уиллхайтом, в соответствии с которым коэффициентом охвата считается доля общей площади залежи, с которой нефть извлечена до остаточного насыщения. Необходимо отметить, что в любом случае коэффициент охвата E_A не является постоянной величиной: он может меняться с течением времени и в значительной степени зависит от системы расстановки скважин. Его значение на момент начала эксплуатации отражает качество системы расположения скважин.

Согласно результатам стохастического моделирования процессов извлечения нефти коэффициент охвата зависит от расстояния между скважинами L следующим образом:

$$E_A = C \cdot L^{d_f - D}, \qquad (1)$$

где d_f – так называемая фрактальная размерность;

D = 1, 2, 3 для линейного, двух- и трехмерного течения жидкости;

C – константа, зависящая от расположения скважин, свойств пласта и насыщающих его флюидов.

Численные эксперименты указывают на следующие значения фрактальной размерности d_f [6]:

линейное заводнение $d_f = 1.11 \pm 0.05$;

площадное заводнение $d_f = 1.70 \pm 0.05$;

обращенная пятиточечная система $d_f = 1.61 \pm 0.05$.

Принимая во внимание этот результат можно представить уравнение (1) для случаев линейного и площадного заводнения следующим образом:

$$E_{A,Lin} \infty C \cdot L^{0.11}, \quad (2)$$

$$E_{A,Areal} \infty C \cdot L^{-0.5}. \quad (3)$$

Соотношение (2) означает, что при прямолинейном одномерном вытеснении нефти водой (например, при исследовании процесса вытеснения на кернах) эффективность охвата повышается с увеличением межскважинного расстояния (длины образца при вытеснении нефти водой на керне). Как следует из (3), в случая площадного заводнения значение коэффициента охвата E_A уменьшается с увеличением расстояния между скважинами.

Учитывая, что коэффициент нефтеотдачи E_R может быть приближенно определен как произведение коэффициента охвата E_A и коэффициента вытеснения E_D, т. е.

$$E_R = E_A \cdot E_D, \quad (4)$$

мы приходим к важному заключению, что коэффициент нефтеотдачи уменьшается с увеличением расстояния между скважинами. С другой стороны, большие значения L означают большие извлекаемые запасы на скважину (т. е. более высокие значения параметра S_K). Из этого анализа следует, что при больших расстояниях между скважинами (разреженная сетка скважин) объем извлеченной из пласта нефти может оказаться сравнительно небольшим, в то время как добыча по отдельным скважинам будет высокой. В другом крайнем случае, при очень плотной сетке скважин, нефтеотдача может быть очень высокой, но добыча по каждой из скважин может оказаться значительно ниже, чем в первом случае. Это означает, что существует оптимальное значение межскважинного расстояния L (или, что в сущности, то же, что и параметр плотности сетки скважин), обеспечивающее наилучшие показатели разработки месторождения при выбранной системе размещения скважин.

Точное определение этого значения сложно и является предметом численного моделирования и оптимизации. Однако для приближенной оценки эффективности системы расположения скважин может использоваться следующая простая методика. Согласно статистическому анализу разработки, зависимость нефтеотдачи от расстояния между скважинами L может быть записана в следующей форме:

$$E_R = E_D \cdot e^{-bL^2}, \tag{5}$$

где b – коэффициент, зависящий от свойств пласта жидкости и выбранной системы расположения скважин.

Выразим удельные извлекаемые запасы S_K как функцию расстояния между скважинами L и нефтеотдачи E_R

$$S_K \approx aE_R L^2. \tag{6}$$

Параметр a, в свою очередь, может быть оценен следующим образом:

$$a \approx h\phi S_{oi}, \tag{7}$$

где в правой части представлены соответственно средние значения эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, его пористости и начальной нефтенасыщенности в части пласта, для которой проводится оценка.

Далее, вычисляя коэффициент нефтеотдачи и удельные извлекаемые запасы нефти на скважину в соответствии с соотношениями (5) и (6) для одних и тех же значений L, можно построить график зависимости S_K от E_R, в которой большие значения обоих параметров соответствуют лучшим показателям разработки.

Необходимо отметить, что оба параметра могут использоваться как критерии оптимизации: нефтеотдача, умноженная на цену нефти, дает полный доход, а величина S_K, умноженная на цену нефти и деленная на капиталовложения и эксплуатационные расходы, представляет соотношение прибыли и инвестиций.

В заключение позволим себе дать приблизительную оценку средних значений межскважинных расстояний и удельных извлекаемых запасов для месторождений норвежского континентального шельфа. По данным Норвежского нефтяного директората, к 2000 г. будет добыто около 44 % всех извлекаемых запасов нефти норвежского континентального шельфа. Определив среднее расстояние между скважинами для этих месторождений приблизительно в 600 м и полагая, что коэффициент вытеснения нефти водой из кернов составляет приблизитель-

но 0,65, нетрудно получить следующие значения параметров E_R и b в соотношении (5):

$$E_R = 0.65 \cdot \exp(-1.08 \cdot 10^{-6} L^2) . \quad (8)$$

Оценка удельных извлекаемых запасов на скважину S_K получается при этом следующей:

$$S_K = 3.2 \cdot 10^6 E_R L^2 . \quad (9)$$

Таблица 4.1

Соотношение E_K и S_K

L, m	E_R	S_K, 10^6 м^3/скв.
100	0.64	0.02
200	0.62	0.08
400	0.55	0.28
600	0.44	0.51
800	0.33	0.67
900	0.27	0.7
1000	0.22	0.71
1100	0.18	0.68

Результаты оценки обоих параметров для различных межскважинных расстояний приведены в табл. 4.1 и на рис. 4. 6.

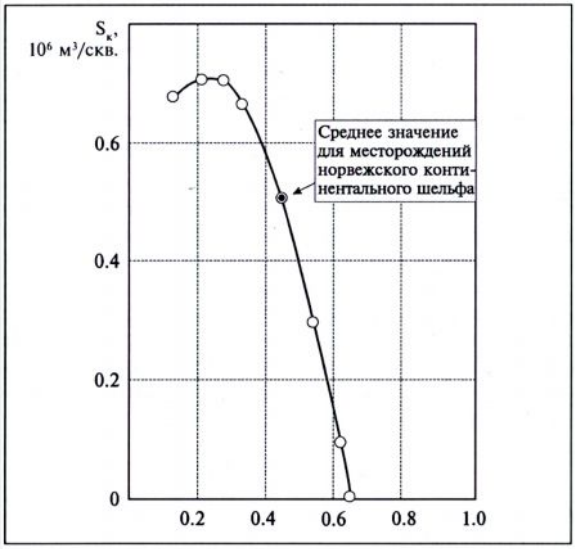


Рис. 4.6. Зависимость удельных извлекаемых запасов нефти от коэффициента нефтеотдачи

4. 4. Режимы работы пластов на морских месторождениях

До внедрения вторичных и третичных методов увеличения нефте-отдачи добыча нефти осуществлялась за счет проявления естественной энергии пласта и насыщающих его флюидов.

Естественный (или как его еще называют, *первичный*) режим притока жидкостей и газа к скважине может осуществляться посредством:

– действия сил упругости (так называемый *упругий* и *упруго-водонапорный* режимы фильтрации);

– выделения и расширения, первоначально растворенного в нефти газа (режим *растворенного газа*);

– расширения газа в газонасыщенной части пласта (режим *газовой шапки*);

– действия сил тяжести (*гравитационный* режим);

– переуплотнения пород-коллекторов при частичной потере прочности скелетом породы под воздействием чрезмерно возросших эффективных напряжений на породу-коллектор.

Упругий режим проявляется наиболее полно на начальной стадии эксплуатации месторождения. При упругом режиме фильтрации движение нефти из пласта к скважине обусловлено сжимаемостью нефти и воды, насыщающих продуктивный пласт, приводящей к увеличению их объема при снижении пластового давления, и упругой деформацией породы, снижающей объем перового пространства. При проявлении чисто упругого режима нефтеотдача пласта обычно не превышает 1–2 %.

Наличие большой по протяженности водонасыщенной зоны вокруг нефтяного пласта способствует переходу *упругого* режима в режим *упруго-водонапорный,* при котором используются упругие свойства законтурной воды (т. е. воды, находящейся за внешним контуром нефтеносности) и водоносного пласта. Этот режим в свою очередь может переходить в ***жестко-водонапорный режим*,** при котором объем отбираемой из скважин продукции (нефти, воды и газа) компенсируется притоком воды из законтурной зоны пласта. Пластовое давление в залежи при этом поддерживается на постоянном уровне, обеспечивая тем самым эффективную добычу нефти. Упруго- и жестко-водонапорный режимы фильтрации позволяют отобрать от 35 до 75 % нефти, первоначально содержащейся в пласте.

При падении пластового давления ниже давления насыщения начинается процесс выделения из нефти газа, первоначально растворенного в ней. При дальнейшем снижении давления пузырьки газа расширяются и вытесняют нефть из порового пространства. Этот процесс получил название режима *растворенного газа* в связи с тем, что в большой степени именно первоначально растворенный в нефти газ обеспечивает движение нефти к скважинам и ее добычу. Режим растворенного газа имеет более длительный эффект в стратифицированных пластах или в пластах с низкой проницаемостью в вертикальном направлении, предотвращающей относительно быструю сегрегацию газа, вызванную различием в плотностях нефти и газа. В некоторых случаях «всплывание» газа может приводить к образованию так называемой *вторичной газовой шапки*. Как правило, режим растворенного газа является одним из наименее эффективных режимов фильтрации и позволяет добыть от 5 до 25 % находящейся в пласте нефти.

При наличии в залежи газовой шапки (т. е. скопления газа над нефтенасыщенной частью пласта) добыча нефти осуществляется в основном за счет режима *газовой шапки* или *газонапорного режима.* Высокая сжимаемость газа и значительный объем газонасыщенной части пласта обеспечивают продолжительную и эффективную добычу: до

40 % находящейся в пласте нефти может быть добыто при проявлении газонапорного режима.

В нефтеносных залежах большой мощности и крутопадающих нефтяных пластах значительная часть запасов нефти может быть отобрана за счет проявления *гравитационных сил.* В отдельных случаях *гравитационный режим* фильтрации позволяет достичь чрезвычайно высоких технологических показателей добычи.

Процесс *переуплотнения пород-коллекторов* может возникнуть при добыче нефти или газа на режиме истощения в случаях, когда эффективные напряжения на породу (т. е. разница между горным давлением и противодействующим ему пластовым давлением) становятся значительными (и могут даже превысить предел прочности породы) и приводят к ее переуплотнению или даже частичному разрушению. Это, в свою очередь, может иметь следствием постепенное или внезапное сокращение перового объема пласта или залежи. В первом случае подобное сокращение перового пространства может сопровождаться оседанием поверхности Земли (месторождение Уилмингтон в Калифорнии, участок М-6 в Венесуэле). В случае разработки месторождений шельфа проседание дна приводит к увеличению глубины моря, особенно ощутимой в эпицентре месторождения, и, как следствие, к погружению морской платформы (месторождение Экофиск на норвежском континентальном шельфе). При резком сокращении порового пространства разработка залежи может сопровождаться подземными толчками небольшой силы, напоминающими слабые землетрясения. Значительные землетрясения могут возникать при нарушении геодинамической обстановки в районе месторождения, вызванном его разработкой (Ромашкинское месторождение в Татарии, Старогрозненское в районе г. Баку, небольшие месторождения в районе Ферганской долины в Средней Азии). К наиболее крупным землетрясениям, инициированным разработкой месторождения, специалисты относят землетрясение 1974 г., имевшее место в районе газового месторождения Газли в Узбекистане.

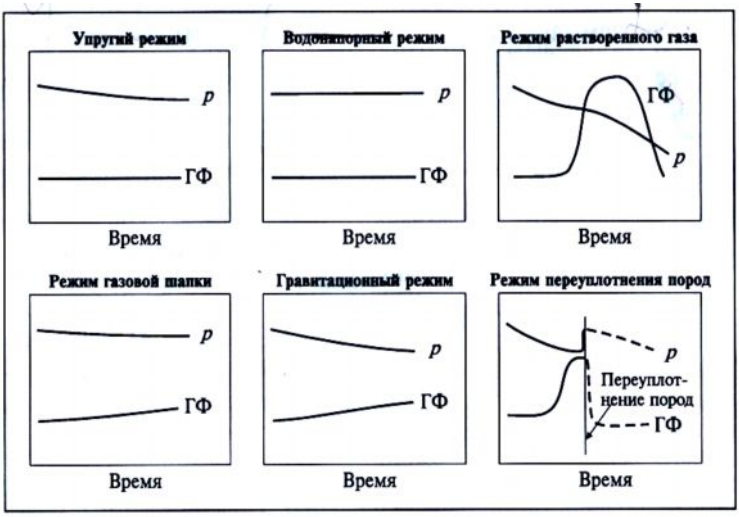


Рис. 4.7. Динамика пластового давления (*P*) и газового фактора (ГФ) при различных режимах фильтрации

Как правило, разработка месторождений природных углеводородов происходит при одновременном проявлении нескольких режимов фильтрации. При этом для правильного описания процесса добычи и оценки конечных показателей разработки важно выделить один или несколько основных режимов фильтрации. На рис. 4.7 показано, как изменяется пластовое давление *P* и газовый фактор (ГФ) при проявлении того или иного режима фильтрации.

С целью достижения более высоких показателей разработки (большая экономическая эффективность, большая нефтеотдача, менее продолжительная эксплуатация и т. п.) используются вторичные и третичные методы добычи нефти, или, как их еще называют, *методы увеличения нефтеотдачи (МУН).* Как правило, МУН основываются на закачке в пласт рабочих агентов, в качестве которых могут служить вода с добавками различных активных веществ, как, например, загустители воды (полимеры), поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также воздух, углеводородные растворители, пластовый газ и другие агенты. Различие между вторичными и третичными методами заключается во времени их использования: вторичные методы начинают применять с самого начала разработки или по прошествии короткого промежутка времени, в то

время как третичные методы обычно начинают использовать, когда значительная часть запасов нефти уже добыта.

Использование вторичных и третичных методов добычи преследует достижение следующих целей:

– поддержания пластового давления. При закачке в пласт достаточных объемов воды или газа пластовое давление может поддерживаться на уровне, необходимом для достижения высоких показателей разработки (например, на уровне, несколько превышающем давление насыщения нефти газом);

– более высокой степени вытеснения нефти. Некоторые из агентов, подаваемых в пласт (растворители, ПАВ и др.), приводят к уменьшению остаточной нефтенасыщенности и способствуют тем самым повышению степени вытеснения нефти;

– увеличения степени охвата пласта процессом вытеснения нефти. Такие технологии, как, например, закачка полимерного раствора, попеременная закачка воды и газа, закачка пен, подача в пласт тепла (закачка горячей воды или пара) или же внутрипластовая генерация тепла (внутрипластовое горение) имеют своей целью улучшение соотношения подвижности фильтрующихся в пласте нефти и воды или же нефти и газа* и, как следствие, увеличение охвата пласта процессом вытеснения.

Традиционно используемые методы добычи обычно позволяют добыть не более 45 % от первоначальных запасов нефти в пласте. Таким образом, большая часть запасов оказывается неизвлеченной. Величина неизвлеченных запасов зависит от сложности геологического строения месторождения, его местоположения, стратегии его разработки и используемых методов добычи и в значительной степени определяется экономикой или уровнем рентабельности добычи. Целью применения методов увеличения нефтеотдачи является, вообще говоря, увеличение объема извлекаемых запасов, которые могут быть экономически выгодно добыты по сравнению с традиционными методами за счет увеличения охвата пласта процессом вытеснения нефти или за счет повышения степени вытеснения нефти из пласта.

Существуют различные классификации и многочисленные определения технологий и методов добычи. Это в особенности справедливо для методов увеличения нефтеотдачи.

Характерными чертами МУН (методов увеличения нефтеотдачи) являются закачка в пласт агентов, отличных от традиционно используемых воды и углеводородного газа, и необходимость проведения опытно-промышленных работ.

Методы увеличения нефтеотдачи включают (но не ограничиваются) следующие технологии нефтеизвлечения:

– попеременную или чередующуюся закачку воды и газа;

– физико-химические МУН (закачка полимеров, поверхностно-активных веществ, гелей, пен и т. п.);

– закачку газов, отличных от углеводородных (например, углекислого газа, азота, дымовых газов и т.п.);

– микробиологические методы увеличения нефтеотдачи;

– термические методы увеличения нефтеотдачи.

В течение двух последних десятилетий в дополнение к термину МУН стал использоваться еще один термин, переводимый как методы усовершенствованной нефтеотдачи, объединяющий собой все известные методы и технологии более эффективного нефтеизвлечения. В соответствии с определением Норвежского нефтяного директората :

термин методы усовершенствованной нефтеотдачи включает в себя все методы, в результате применения которых может быть достигнута более высокая нефтеотдача по сравнению с ожидаемой в определенный момент времени от использования традиционных технологий нефтеизвлечения.

Например, более высокая нефтеотдача может быть достигнута как за счет сочетания традиционных технологий добычи, более качественного управления и контроля за разработкой залежи и снижения расходов, так и за счет использования методов увеличения нефтеотдачи.

Обычно используемые методы усовершенствованной нефтеотдачи включают в себя, но не ограничиваются следующими технологиями:

– закачка воды или газа;

– дополнительное разбуривание залежи;

– бурение горизонтальных скважин для добычи нефти из тонких пропластков или же «карманов» пласта с неизвлеченной нефтью;

– бурение скважин большой протяженности для добычи нефти из удаленных частей пласта (эта технология обычно используется при разработке шельфовых месторождений или в условиях, при которых обустройство новой буровой площадки сопряжено с неоправданно большими затратами времени и средств);

– усовершенствование системы сбора и подготовки нефти, воды и газа;

– снижение устьевого давления в добывающих скважинах;

– использование лучшей стратегии заканчивания скважин.

Как следует из определения МУН, объектами применения методов увеличения нефтеотдачи являются:

– запасы нефти, остающиеся в пласте после применения первичных и вторичных методов добычи;

– так называемые трудно извлекаемые запасы нефти (тяжелая и вязкая нефть, пласты с низкой проницаемостью, залежи со сложным геологическим строением и т. д.).

В обоих случаях объектами применения МУН являются запасы нефти, которые могут быть извлечены экономически выгодно. Это означает, что объем нефти, добытой с помощью МУН, зависит от определенных условий, таких как экономические условия, политическая ситуация, уровень технологии и т. п., и не представляет собой неизменную величину, как, например, начальные геологические запасы нефти.

4. 5. Расположение скважин на месторождении и выбор интервалов перфорации скважин

Очевидно, что наилучшим вариантом разработки нефтяного месторождения является вариант, позволяющий отобрать максимальный объем нефти из пласта минимальным числом скважин за кратчайший период времени. Кажущаяся на вид простой задача оптимального расположения скважин по площади залежи, обеспечивающего наилучшие показатели разработки, является одной из наиболее сложных.

Решение задачи осложняется еще и тем, что оптимальное число скважин, их взаимное расположение и характер заканчивания будут, вообще говоря, разными в зависимости от:

– типа залежи (нефтяная, газовая, нефтяная с газовой шапкой и т. д.);
– запасов нефти и газа в пласте;
– свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газа;
– местоположения залежи (суша, шельф, глубоководный шельф);
– политической и экономической ситуации.

Решение указанной задачи зависит как от общего числа скважин, их типа (добывающая, нагнетательная, наблюдательная и т. п.) и взаимного расположения на площади, так и от применяемого метода нефтедобычи.

Большую помощь в решении указанной задачи могут оказать некоторые стандартные правила и подходы, накопленные специалистами в процессе разработки многих сотен залежей природных углеводородов и которые кратко описаны ниже.

Газовая залежь

В случае запечатанной (т. е. изолированной от других пород-коллекторов) залежи газа скважины следует располагать равномерно по площади с использованием той или иной системы расстановки. Выбор интервала перфорации в этом случае не оказывает существенного влияния на показатели разработки (рис. 4.8, *а*).

В случае, когда газовая залежь подстилается подошвенной водой, рекомендуется интервал перфорации располагать как можно дальше от начального положения ВНК, т. е. в верхней части разреза (рис. 4.8, *б*).

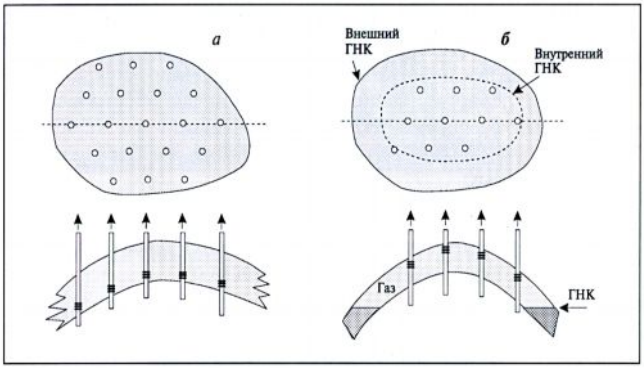


Рис. 4.8. Расположение скважин по площади при разработке газовой залежи:
а – запечатанная газовая залежь. Метод разработки – режим газовой шапки;
б – газовая залежь, подстилаемая подошвенной водой. Метод разработки – сочетание режима газовой шапки и водонапорного режима

Нефтяная залежь

В случае нефтяной залежи с подошвенной водой расположение скважин должно учитывать форму залежи и водонефтяного контакта. Такое расположение скважин часто называют батарейным. Число таких батарей и количество скважин в каждой из них зависит от величины запасов месторождения.

При этом в средней части залежи обычно следует располагать так называемый разрезающий ряд добывающих (или нагнетательных) скважин (рис. 4.9, *а*).

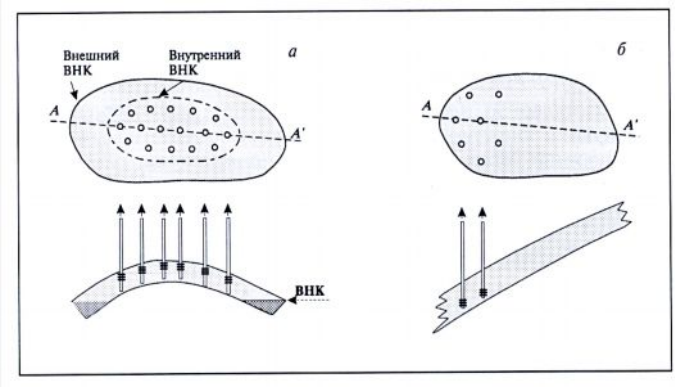


Рис. 4.9. Расположение скважин по площади при разработке нефтяной залежи: *а –нефтяная залежь, подстилаемая подошвенной водой. Метод разработки– естественный водонапорный режим; б– запечатанная нефтяная залежь. Метод разработки – сочетание режима растворенного газа и гравитационного режима*

В случае запечатанной нефтяной залежи с высоким углом падения пластов, добывающие скважины обычно располагаются в нижней части структуры по равномерной трех- или четырехточечной сетке с предпочтительно низким интервалом перфорации (рис. 4.9,*б*).

Такое расположение скважин обеспечивает благоприятные условия эксплуатации в силу следующих причин:

– при снижении пластового давления ниже давления насыщения газ, первоначально растворенный в нефти, выделяется из нефти преимущественно в призабойной зоне скважин и в вышележащих частях залежи, создавая тем самым более или менее благоприятные условия добычи в условиях режима растворенного газа; гравитационные силы при таком расположении скважин помогают вязкостным силам и увеличивают приток нефти к скважинам, в то время как газ, в силу проявления тех же вязкостных сил, движется вверх по восстанию пластов. В некоторых случаях такой процесс добычи приводит к образованию вторичной газовой шапки.

Нефтяная залежь с газовой шапкой

В случае изолированной нефтяной залежи с газовой шапкой расположение скважин должно учитывать начальное положение газонефтяного контакта (ГНК) (рис. 4.10,*а*). Также, как и в случае нефтяной залежи, подстилаемой подошвенной водой, в купольной части залежи

вдоль длинной ее оси следует пробурить центральный ряд добывающих скважин.

Интервал перфорации должен располагаться в нижней части продуктивной толщи.

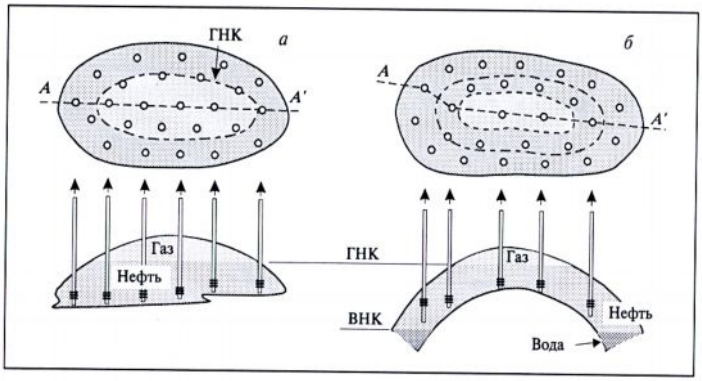


Рис. 4. 10. Расположение скважин по площади при разработке нефтяной залежи с газовой шапкой:

а– запечатанная нефтяная залежь с газовой шапкой. Метод разработки– режим газовой шапки. Интервал перфорации – в нижней части разреза; б–нефтяная залежь с газовой шапкой и подошвенной водой. Метод разработки – сочетание режима газовой шапки и естественного водонапорного режима. Интервал перфорации – в нижней части разреза, ближе к ВНК

Подобного рода соображения могут быть использованы при расстановке скважин на нефтяной залежи с газовой шапкой и подошвенной водой, но с одним существенным отличием: интервал перфорации в этом случае должен находиться в нижней части структуры и ближе к ВНК, чем к ГНК (рис. 4.10,*б*).

4. 5. 1 Расположение скважин при вторичных и третичных методах добычи

Основным недостатком методов добычи нефти на естественном режиме является падение пластового давления, ведущее к развитию режима растворенного газа и, как следствие, снижению дебитов добывающих скважин и неоправданно низкой конечной нефтеотдаче. Даже водонапорный режим, будучи наиболее эффективным из всех естественных режимов, часто не обеспечивает 100 % компенсации отобранной нефти, внедряемой из законтурной зоны

водой, что вынуждает прибегать к искусственному заводнению для поддержания пластового давления на должном уровне.

Заводнение с закачкой, предварительно обработанной морской воды, является одним из наиболее часто используемых методов поддержания пластового давления при разработке шельфовых месторождений. Другие вторичные методы добычи, такие как закачка растворителей, закачка газа или воды с добавкой различных агентов, также являются конкурентоспособными технологиями, используемыми при разработке морских месторождений нефти.

При разработке относительно небольших по запасам месторождений с использованием вторичных методов добычи, основанных на закачке воды в пласт, обычно применяется законтурное или приконтурное заводнение с системой расстановки скважин, повторяющей форму залежи или водо-нефтяного контакта (рис. 4.11, *а*). В залежах со средними запасами нефти регулярные и нерегулярные площадные системы расстановки, как, например, обращенная пяти- или семиточечная система, обеспечивают, как правило, хорошие показатели разработки. При разработке крупных и гигантских месторождений залежи обычно «разрезаются» рядами нагнетательных скважин на несколько частей, которые разрабатываются с использованием наиболее подходящих для каждой из частей сеток расположения скважин.

В случае разработки крутопадающей нефтяной или газовой залежи с использованием заводнения нагнетательные скважины располагают в нижней части структуры, а отбор продукции осуществляется из ее верхней части (рис. 4.11, *б*). При использовании газа в качестве агента, закачиваемого в пласт для поддержания пластового давления, нагнетательные скважины располагаются в верхней части структуры, а добывающие – в нижней ее части с интервалом перфорации в нижней части продуктивной толщи (рис.4.11, *в*).

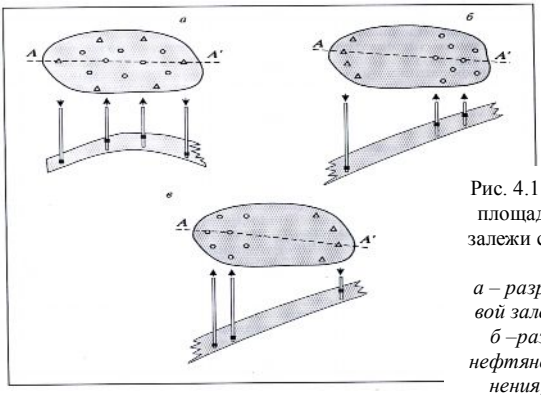


Рис. 4.11. Расположение скважин по площади при разработке нефтяной залежи с использованием вторичных методов добычи:
а – разработка нефтяной или газовой залежи на режиме заводнения; б –разработка крутопадающей нефтяной залежи на режиме заводнения; в – разработка крутопадающей нефтяной залежи с помощью закачки в пласт газа

Последнее правило остается спра
жин на месторождении, разрабатываемом с помощью закачки в пласт углеводородных растворителей.

Такое расположение скважин позволяет создать более благоприятные условия вытеснения нефти из залежи и тем самым отсрочить прорыв воды (газа, углеводородного растворителя) в добывающие скважины и увеличить период стабильной добычи нефти. Нагнетание в нижнюю часть структуры вытесняющего агента с плотностью выше плотности нефти (например, воды) позволяет избежать более быстрого его продвижения по нижней части пласта и создает условия для более равномерного продвижения фронта вытеснения по всей продуктивной толще. Закачка газов или углеводородных растворителей в вышележащие части структуры предотвращает их преимущественное продвижение по верхней прикровельной части пласта и обеспечивает более равномерное продвижение фронта вытеснения нефти. Как следует из теории фильтрации, создание подобного рода фильтрационных потоков в пласте обеспечивает и более полную степень вытеснения нефти, фронтом вытесняющего флюида, позволяя тем самым еще более отсрочить прорыв вытесняющего агента в добывающие скважины и повысить эффективность процесса разработки.

4. 5. 2. Равномерные и неравномерные системы расположения скважин

Для добычи углеводородов используются различные системы расположения скважин. Наиболее часто при разработке нефтяных ме-

сторождений используются следующие системы расстановки, или, как их еще называют, сетки скважин:

– *линейная;*
– *шахматная;*
– *обращенная пятиточечная;*
– *обращенная семиточечная;*
– *обращенная девятиточечная;*
– *равномерная или скошенная трех-четырехточечная;*
– *периферийная.*

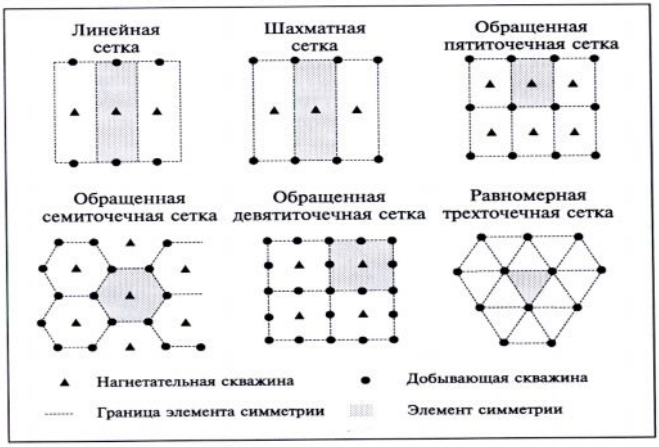


Рис. 4.12. Системы равномерной расстановки скважин

Равномерные системы расположения скважин используются в случае больших по площади и сравнительно однородных и изотропных по фильтрационно-емкостным свойствам месторождений нефти и газа. Некоторые из подобных систем расстановки скважин изображены на рис. 4.12.

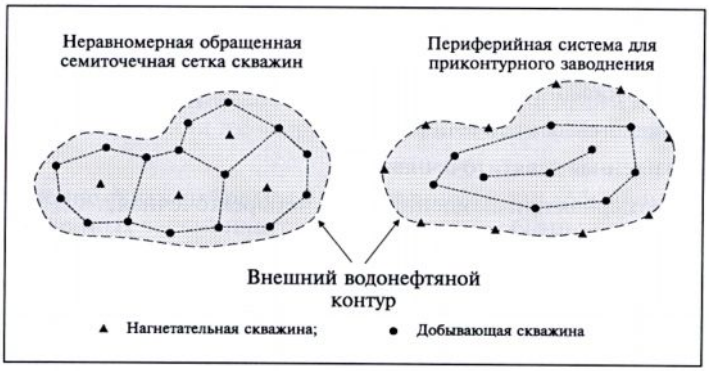


Рис. 4.13. Примеры неравномерных систем расстановки скважин

На практике эти системы расстановки часто используются как прототипы для неравномерной или избирательной системы расположения скважин (рис. 4.13).

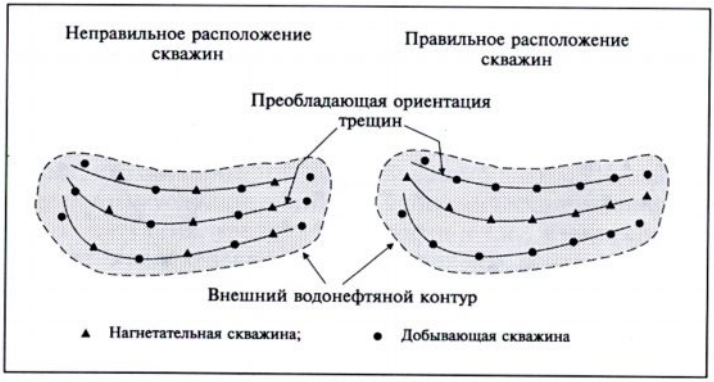


Рис. 4.14. Пример системы расположения скважин неправильной формы при разработке нефтеносного пласта с естественными нарушениями

Нерегулярные системы расстановки скважин используются для разработки залежей с продуктивными породами, неоднородными по своим фильтрационно-емкостным свойствам. В случае естественно трещиноватых пластов преобладающая ориентация трещин должна учитываться при расстановке скважин на площади, как показано на рис. 4.14.

Если по некоторым причинам (стратиграфические или структурные нарушения, сильно неоднородный коллектор и т. п.) размещение скважин не может определяться некой системой, то может использоваться так называемая избирательная система.

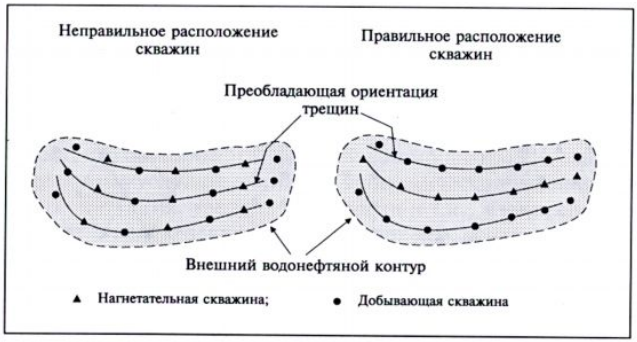


Рис. 4.15. Пример системы расположения скважин неправильной формы при разработке нефтеносного пласта с естественными нарушениями

Любая система расстановки скважин может быть охарактеризована с помощью следующих параметров:

– параметра плотности сетки скважин S_P–отношения площади пласта к общему количеству нагнетательных и добывающих скважин, т. е. $S_K = A/n$;

– параметра S_K, определяемого как извлекаемые запасы нефти N_r, приходящиеся на одну скважину: $S_K = N_r/n$;

– параметра $w = n_i/n_p$ – отношения числа нагнетательных скважин к фонду добывающих скважин.

Эти параметры обычно используются на стадии проектирования разработки месторождения и позволяют оценить качество системы разработки.

Таблица 4.2

Характерные значения параметра плотности сетки скважин S_P и соответствующие им расстояния между скважинами

Характеристика пласта				
S_P, 10^4 м^2/скв	Тяжелая нефть	Низкая проницаемость, K<50 мD	Высокая проницаемость, легкая нефть	Высокая проницаемость, трещиноватая порода

	1-2	10	20-30	100
Расстояние между скважинами, м	100-150	300	400-700	1000

Имеются также некоторые другие параметры, характеризующие систему разработки месторождения, такие, например, как среднее расстояние между скважинами, расстояние между рядами нагнетательных и добывающих скважин и расстояние между скважинами в ряду, отношение числа резервных скважин к общему фонду скважин и др.

Значения параметра плотности сетки скважин S_P в значительной степени варьируются от месторождения к месторождению в зависимости от характеристик пласта и насыщающих его флюидов, местоположения месторождения, экономических условий, политической ситуации и т. д. Табл. 4. 2 содержит некоторые характерные значения параметра S_P.

Среднее значение параметра S_P для месторождений норвежского континентального шельфа составляет около 36 га/скв. при расстоянии между скважинами, близком к 600 м .

Параметр S_K может также изменяться в зависимости от условий разработки от десятков тысяч до мил. куб. нефти на скважину.

В зависимости от значений параметра w системы размещения скважин классифицируются как интенсивные (w ~ 1) и средней интенсивности (w ~ 0.5). Табл. 4.3 содержит характерные значения параметра *w* для некоторых систем размещения скважин.

Таблица 4.3

Характерные значения параметра w для некоторых систем расположения скважин

Система расположения скважин				
Линейная	Шахматная	Обращенная пятиточечная	Обращенная семиточечная	Равномерная трехточечная
1	1	1	0,5	0

Интенсивные системы расстановки скважин обычно используются для разработки неоднородных пластов с низкой проницаемостью. Это позволяет поддерживать сравнительно высокий уровень закачки воды и отбора жидкости (нефти и воды) из залежи. Некоторые из интенсивных систем достаточно гибки. Например, линейные и шахматные сетки скважин могут иметь различное число скважин в разных рядах для обеспечения наилучших показателей разработки. С другой стороны, пяти-, семи- и девятиточечная системы, не являющиеся гиб-

кими, позволяют применять вторичные и третичные методы извлечения более равномерно в пределах залежи. Это обстоятельство особенно важно в случае высокой неоднородности пласта вдоль его простирания. Другое преимущество этих систем заключается в возможности их конверсии. Например, пятиточечная система может быть легко преобразована в девятиточечную с помощью доразбуривания, которая, в свою очередь, может быть преобразована в пятиточечную систему с помощью остановки четырех боковых добывающих скважин.

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5. 1. Морская эстакада

Открытие нефтяных месторождений под дном моря вызвало необходимость строительства в открытом море оснований под буровые вышки и другие промысловые сооружения, а также прокладки морских трубопроводов различного назначения. Все гидротехнические сооружения, предназначенные вначале для целей бурения, а в дальнейшем для эксплуатации, подразделяются на сооружения островного и эстакадного типов. В мелководных частях моря роль эстакад часто выполняют грунтовые дамбы с защитным каменным покрытием.

Эстакада представляет собой металлическую пристань, достигающую десятки километров, далеко вдающуюся в открытое море. Эстакада – это главный путь для транспорта к скважинам оборудования, инструмента и материалов, а также для монтажа в надводной ее части трубопроводов, линий электропередач и связи. От эстакады отходят ответвления, боковые пристани и основания для буровых вышек. Преимущество эстакад заключается в том, что все необходимые грузы транспортируются по ней. На эстакаде для этой цели прокладывается железнодорожный путь, путь для автомашин и пешеходов.

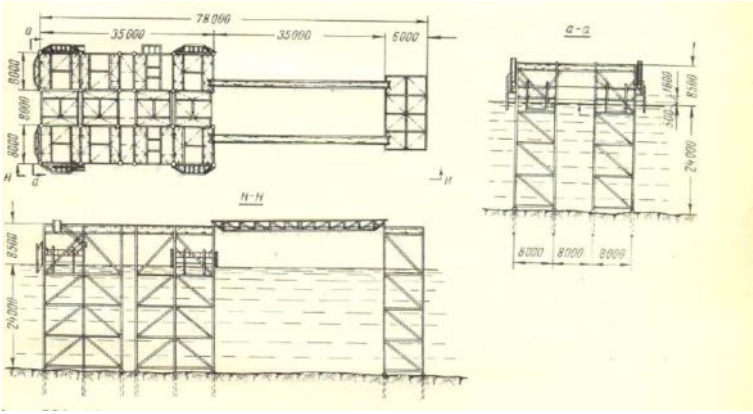


Рис. 5.1. Морское основание для бурения и эксплуатации четырех скважин

Наиболее характерно для морских условий – бурение с отдельных морских оснований островного типа. В начальный период разработки морских нефтяных месторождений применяли деревянные основания свайного типа. Сваи забивали со спаренных деревянных киржимов копром с чугунной бабой при помощи трактора.

Необходимость ускорения темпов разработки морских месторождений требовала создания оснований новых типов, при сооружении которых уменьшалась бы зависимость сроков строительства от метеорологических условий. Этот вопрос был решен путем перехода на строительство укрупненными блоками, при котором наиболее трудоемкие работы по заготовке и сборке блоков выполняются на береговой базе. Такие основания представляют собой металлические сквозные конструкции, состоящие каждая из четырех или шести стоек, связанных сверху фермами и соединенных по высоте диагональными гибкими тягами или жесткими раскосами. В зависимости от глубины моря основания изготовляются одно-, двух-, трех- и четырехъярусными.

Для бурения скважин в районе Нефтяных Камней (Баку) применяют основания, в которых главными несущими элементами являются опорные блоки с четырехъярусной подводной частью.. В комплект основания входят: опорные блоки под вышку и мостки, промежуточные секции между ними, один опорный блок для бытовых помещений, отстоящий на 30–35 м от производственной площадки, два пешеходных мостика, связывающие производственную площадку с бытовой; две посадочные площадки, оборудованные маршевыми

лестницами и предназначенные для высадки и подъема людей, и две причальные площадки для пришвартовки судов. Для бурения глубоких скважин применяют основания другой конструкции в связи со строительством 53-х вышек и использованием тяжелого бурового оборудования. Площадки основания в плане состоят из двух блоков размером 10 Х 10 м, четырех блоков размером 8 Х 16 ж и трех – 8 Х 8 м. Для причала судов устраиваются с трех сторон посадочные площадки. Электроэнергия передается на буровую с суши, для чего строятся линии электропередач. Все виды работ на морских промыслах обеспечиваются судами различных типов. Для строительства на глубоководных участках имеются мощные крановые суда грузоподъемностью 200–250 т. Подготовка к освоению морских скважин заключается в проведении следующих основных операций: а) прокладка трубопроводов; б) монтаж обвязки эксплуатационных скважин; в) перевозка и укладка в штабели на площадке буровой труб и штанг; г) переброска фонтанокомпрессорной арматуры или станка качалки и их монтаж; д) приемка скважин от контор бурения и перфорация. К каждой морской фонтанокомпрессорной скважине подводятся два трубопровода. Один из них является выкидной линией, по другому подается сжатый рабочий агент. К глубиннонасосной скважине подводится только один трубопровод – выкидная линия обычно диаметром 102 мм. Во время бурения для снабжения их реагентами, раствором или горюче смазочными материалами от центральных баз или глино-заводов прокладываются трубопроводы из труб диаметром 102 и 150 мм. По окончании бурения эти трубопроводы эксплуатируются в качестве нефтепроводов, а иногда для подачи сжатого рабочего агента. Подводные трубопроводы прокладывают с судов или методом протягивания. Для прокладки первым способом применяют несамоходные спаренные суда (киржимы) или морские трубоукладчики. Опыт прокладки трубопроводов показал, что работы с киржима могут производиться при волнении моря не более 2 баллов. Морской трубоукладчик – судно с необходимым оборудованием и механизмами для укладки, свинчивания труб и затаскивания наращиваемого трубопровода в море, а также для подъема со дна моря уложенного трубопровода и разборки его. Трубоукладчик передвигается буксиром. С течением времени морские эстакады и индивидуальные морские сооружения подвергаются коррозии. Особенно сильно коррозируют части сооружений, находящиеся на границе воды и атмосферы. Для защиты подводных металлических конструкций применяют битумное покрытие. Оно хорошо наносится при высокой относительной влажности воздуха и обладает хорошей морозостойкостью; толщина слоя покрытия 0,6 мм. Большое влияние

на стойкость защитных покрытий оказывает хорошая обработка поверхностей. Лучшим способом является пескоструйная обработка чистым кварцевым песком. Стойкость покрытий повышается, если после пескоструйной обработки смочить поверхность водным раствором кислого фосфорнокислого цинка. Для защиты зон периодического смачивания применяют также различные защитные покрытия. Большой прочностью обладают защитные стальные или асбестоцементные рубашки, надеваемые на сваи. Кольцевое пространство заливается смесью песка и цемента. Хорошая защитная эффективность у резиновых рубашек толщиной 6–8 мм. Для защиты свай в море в зоне периодического смачивания применяют стойкую краску, которую наносят при высокой влажности по мокрой поверхности и даже под водой. Из других способов защиты следует отметить газопламенное распыление полиэтилена с толщиной слоя 0,75 мм. Против коррозии подводных металлоконструкций применяют также катодную защиту. Разрыв, корродирование и вообще любую порчу морских трубопроводов определяют по бурлению воды, появлению пятен нефти, уменьшению дебита скважин и по другим признакам (падение давления, рост расхода рабочего агента и др.). Для ремонта трубопровода поврежденный участок приподнимают при помощи якорей и кошек над уровнем моря и устанавливают на трубоукладчик. На судне поврежденные места ремонтируют.

Для повышения экономической эффективности разработки морских месторождений на промыслах широко применяют наклонно направленное кустовое бурение. Оно значительно снижает затраты на строительство оснований, приэстакадных площадок и прокладку трубопроводов. В частности, на месторождении Нефтяные Камни объем кустового наклонно направленного бурения достигает 90 % в общем объеме бурения.

Наиболее экономичны кусты с 16–20 скважинами. Для такого большого числа скважин в кусте приходится несколько увеличивать основания. Однако это выгодно, т. к. при наличии в кусте четырех скважин стоимость оснований по отношению к стоимости бурения составляет 25 %, при восьми скважинах – 21 % и при 16 скважин –15 %.

Оконченные бурением морские скважины принимают теми же методами, что и на суше. Только в условиях морских месторождений необходимо с особой тщательностью проверять качество работ. В отличие от скважин на суше перфорацию морских скважин производят стационарными каротажными лебедками, остающимися на морской буровой в течение всего процесса бурения, т. к. в условиях непогоды

не всегда удается перебросить оборудование из-за невозможности пришвартоваться к причальной площадке.

Для ввода скважины в эксплуатацию фонтанным способом глинистый раствор заменяют морской водой, после того как прием насоса опущен в море. Если скважина не возбуждается и в ней необходимо еще снизить вес жидкости, ближайшую выкидную линию высокодебитной морской скважины присоединяют к чанам, оставшимся после бурения. Буровым насосом или передвижным агрегатом закачивают нефть в скважину, вытесняя воду по фонтанным трубам. Если скважина не начинает работать, то при помощи поршня или компрессора снижают уровень.

Морские скважины поршнюют с бурового станка или с передвижного подъемника. Если имеется передвижной компрессор, его перевозят к скважине на судах. При отсутствии передвижного компрессора продавку можно осуществлять из распределительной будки по трубопроводу, уложенному по дну моря или на эстакаде. Для возбуждения морских фонтанных скважин методом аэрации к ним подводят плавучий промывочный агрегат.

Фонтанная арматура на морских скважинах такая же, как на суше. Только морские рабочие обвязки предусматривают переключение струн из одной линии в другую не внизу, а наверху. Поэтому над струнами сооружают специальную площадку с ограждениями для защиты обслуживающего персонала от падения в море при переключении линий.

В последнее время морские нефтяные месторождения разрабатывают двухствольными наклонно направленными скважинами, устья которых находятся на расстоянии 1,5 л друг от друга, а расстояние между соседними парами составляет 9–10 м. Устье первой пробуренной двухствольной скважины опускают на 1,5–2 м ниже пола буровой (для возможности установки превентора для второй скважины). Скважины пускают в эксплуатацию только после окончания бурения обоих стволов. Вторая скважина, устье которой находится на уровне пола буровой, оборудуется обычным способом. Оборудование первой скважины осуществляют в двух вариантах: 1) арматуру монтируют непосредственно на колонне с установкой патрубка на трубную головку для подъема елки фонтанной арматуры выше уровня пола буровой; 2) на колонну устанавливают только трубную головку арматуры, а елку, связанную с трубной головкой короткой трубой, устанавливают на расстоянии 4–5 м от устья скважины. Во втором варианте над тройником помещают задвижки и буфер, которые находятся несколько выше пола буровой. Задвижка необходима для установки лубрикатора и проведения исследований глубинными приборами.

Основной недостаток фонтанокомпрессорного оборудования – его громоздкость. Описанный выше метод отвода арматуры в сторону улучшает компоновку оборудования, но его громоздкость сохраняется. Вследствие этого в практике эксплуатации кустовых скважин все шире стали применять малогабаритные арматуры.

Обвязка арматур в условиях морских кустовых скважин имеет свои особенности. Обвязка для поступления в скважину рабочего агента соединяется с газовоздухопроводами, проложенными по дну моря, угольниками. Последние спрессовываются на давления от $50 \cdot 10^6$ до 10^7 к/jn^2 (от 50 до 100 кг/см^2) в зависимости от характеристики скважины.

Морские скважины переводят с фонтанного способа на компрессорный так же, как и на суше. На морских промыслах в основном применяют двухрядные подъемники с комбинированным (ступенчатым) первым рядом труб. Для снижения пусковых давлений в основном применяют метод аэрации. Газовоздухораспределительные будки могут располагаться или на берегу, или в центре эксплуатационных скважин морского куста на металлической кустовой площадке, или на ответвлении от главной эстакады. Компрессорные станции могут находиться на суше или в море на металлических основаниях. Рабочий агент подается от компрессорных станций по трубопроводам, проложенным по эстакадам или по дну моря.

В морских условиях особое значение имеет защита обслуживающего персонала, оборудования и приборов от захлестывания водой, особенно при штормах. Поэтому окна и двери морских будок следует делать водонепроницаемыми с резиновыми прокладками в створках, а сами окна – из толстостенного небьющегося стекла. Конденсационные горшки рекомендуется укладывать в деревянные ящики и засыпать теплоизоляционным материалом.

Подземное оборудование морских глубиннонасосных скважин такое же, как на суше. Большая часть морских скважин имеет кривизну, поэтому для предохранения штанг и труб от износа широко применяются следующие приспособления:

а) муфты с твердой шлифованной поверхностью;

б) деревянные направляющие для штанг;

в) роликовые направляющие для штанг;

г) трубчатые муфты, уменьшающие удельное давление муфт при трении их о трубы.

В качестве наземного оборудования применяются станки-качалки нормального ряда или специальные станки-качалки. Например, для эксплуатации двухствольных скважин созданы малогабаритные станки

на базе стандартных, у которых при сохранении грузоподъемности и числа качаний уменьшены четырехзвенные механизмы.

Для защиты электродвигателей от захлестывания волнами при сильных штормах применяют будки или предохранительные кожухи. Клиновидные ремни в условиях морских промыслов рекомендуется хранить в специальном сухом, чистом, холодном и темном помещении. При оборудовании глубиннонасосных скважин монтаж станков-качалок на морских площадях, в отличие от монтажа на суше, осуществляют на металлических рамах или рамах из брусьев.

При эксплуатации морских кустовых скважин широко применяются также бесштанговые насосы различных видов.

Наибольшее признание получили погружные и гидропоршневые насосы, поскольку для бесштанговых насосов отклонение от вертикали и характер профиля скважины не играют роли.

Организация работ по подземному и капитальному ремонтам морских скважин характеризуется следующими особенностями.

Оборудование для ремонта (трактор-подъемник, промывочный агрегат) перебрасывается крановыми судами. Так как это оборудование имеет большой вес, в связи с чем необходимо усиление конструкций оснований и настила для их передвижения, обычно на кусте скважин располагается один подъемно-промывочный агрегат АППР-1 или АППР-1А. Агрегат состоит из трех блоков: лебедочного, силового и насосного, установленных на монтажной раме. Блок лебедки включает барабанный вал, вал привода ротора и трансмиссионный вал лебедки. Насосный блок состоит из промывочного насоса, приводимого в движение от трансмиссии лебедки. Силовой блок состоит из установленных на сварной раме автомобильного двигателя с коробкой передач и одноступенчатого редуктора цементировочного агрегата, соединенного цепной муфтой с валом коробки передач. Передача от трансмиссионного вала редуктора к трансмиссионному валу лебедки осуществляется втулочно-роликовыми цепями. Агрегаты предназначены для подземного ремонта морских скважин глубиной до 1500 м. Управление агрегатом производится с поста управления, расположенного в кабине за барабаном лебедки.

Для удобства обслуживания куста скважин агрегат передвигают от буровой к буровой при помощи лебедки редуктора станка-качалки и электродвигателя. Во избежание порчи настила агрегат передвигается по двум 200-лл» трубам, уложенным на настил. Для экономии топлива двигатель АППР дополнительно снабжен карбюратором для работы на нефтяном газе. Газ берется из затрубного пространства через установленный газосепаратор.

При промывке скважин агрегатом АППР прием насоса опускают в море, куда сливают и промывочную жидкость из скважин, загрязняя его. В этом – недостаток применяемой технологии промывки.

Для подземного ремонта и промывки отдельных скважин, расположенных в море, целесообразно применять подъемники, которые могут двигаться по воде до рабочих площадок своим ходом. Для обслуживания скважин на море применяют также агрегат типа трактора-амфибии. Агрегат имеет гусеничный ход для передвижения по суше и гребной винт для передвижения по воде. Для подъема амфибии на морские основания последние оборудуются наклонными мостками, погруженными на 2–3 м в воду.

Существуют морские промыслы трех основных типов:

а) прибрежный с расположением скважин на кустовых и индивидуальных основаниях на небольшом расстоянии от берега;

б) эстакадный, имеющий связь с берегом;

в) промысел, расположенный в открытом море на значительном расстоянии от берега.

Поэтому системы сбора и транспорта нефти и газа на промыслах этих типов различны. На прибрежных промыслах, скважины которых расположены недалеко от берега (в пределах 4–5 км), групповые установки и сборные пункты располагаются на берегу.

На эстакадных промыслах групповые установки и сборные пункты размещаются на особых ответвлениях от главной магистрали – в центре эксплуатирующихся скважин. На промыслах, значительно отдаленных от берега, групповые установки и сборные пункты строят на отдельных основаниях. Выкидные линии от скважин прокладывают по дну моря. Очищенная нефть из сборных пунктов может либо транспортироваться танкерами, либо откачиваться по трубопроводам на берег.

На большей части морских нефтяных месторождений применяется метод поддержания пластового давления. Применение этого метода на начальном этапе разработки позволило создать самые рациональные условия эксплуатации нефтяных залежей и установить самый экономичный фонтанный режим эксплуатации.

5. 2. Состояние и перспективы применения бесштанговых насосных установок в морской добыче нефти

Штанговые насосные установки имеют ряд недостатков, ограничивающих область их применения. При больших глубинах для под-

вески насоса требуется громоздкое и тяжелое оборудование, возникает опасность неполадок и обрывов штанг вследствие больших нагрузок.

Подачи этих установок не всегда удовлетворяют поставленным требованиям. В то же время глубины скважин разрабатываемых месторождений Сангачалы-море – о. Дуванный – о. Булла, Песчаный-море и др. достигают 4000–5000 м. Существующие насосные установки со штанговым приводом мало приспособлены для эксплуатации скважин этих месторождений.

В приведенных условиях наиболее перспективными могут быть плунжерный лифт и бесштанговые насосные установки с переносом двигателя на забой.

Преимуществом плунжерного лифта и бесштанговых насосов является простота обслуживания, относительно большой межремонтный период, полная их автоматизация, относительно надежная работа в наклонных скважинах, что является весьма важным в условиях морской добычи нефти.

Плунжерный лифт

Плунжерный лифт особенно эффективен при разработке морских нефтегазовых месторождений в период, когда скважины прекратили фонтанирование, а для перевода их на газлифтную эксплуатацию еще не сооружены компрессорные станции или замкнутая система газлифтного цикла.

Плунжерный лифт применяют и при наличии ресурсов сжатого газа для уменьшения потерь скольжения и снижения удельного расхода газа. Работа плунжерного лифта заключается в следующем (рис. 5.2). В подъемные трубы *1* вводят плунжер *2*, представляющий собой цилиндр с клапаном *3* на конце. Под действием собственного веса плунжер падает с открытым клапаном, пропуская через себя столб газожидкостной смеси. При достижении башмака подъемных труб плунжер ударяется об установленный там амортизатор *4*, клапан плунжера при этом закрывается.

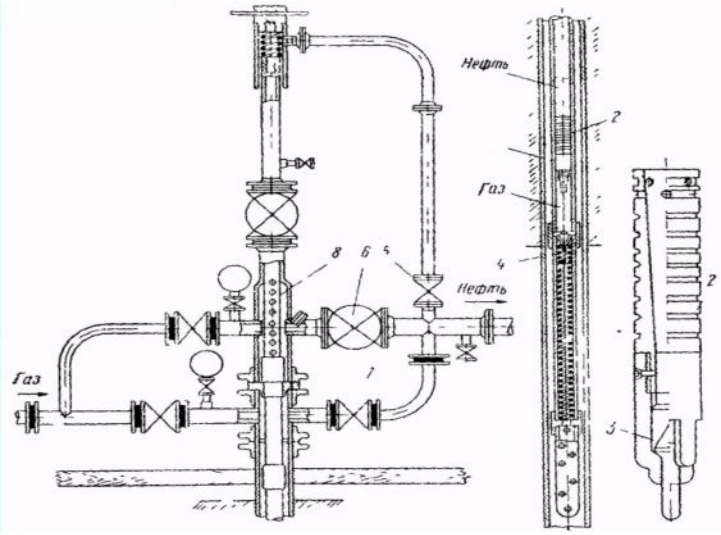


Рис. 5.2. Плунжерный лифт

После этого на плунжер начинает действовать давление пластового или нагнетаемого газа, и когда оно превысит давление гидростатического столба жидкости над плунжером и его собственный вес, то плунжер начинает подниматься. По достижении устья скважины нефть через перфорированный патрубок *8* и открытую задвижку *6* поступает в выкидную линию и далее в замерный сепаратор. Задвижки *5, 7* закрыты. Под действием силы инерции плунжер продолжает движение вверх выше перфорированной трубы *8*. Давление под плунжером постепенно снижается по мере выхода газа в выкидную линию, и клапан *3* открывается, что позволяет плунжеру под действием собственного веса падать вниз. Цикл возобновляется. Этот тип плунжерного лифта неэкономичен, особенно в малодебитных скважинах, по следующим причинам. Во время падения плунжера при открытом клапане происходит непрерывная утечка газа через трубы. Плунжер начинает сразу же после удара о нижний амортизатор перемещаться вверх, поднимая жидкость, скопившуюся за один цикл. При небольшой высоте столба скопившейся жидкости только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет совершать полезную работу. Из-за значительного зазора между плунжером и стенками трубы происходит утечка жидкости по стенкам труб. Относительная величина утечек тем больше, чем меньше высота столба поднимаемой жидкости.

Кроме трудностей налаживания нормального режима эксплуатации скважины, необходимо тщательное шаблонирование и отбор подъемных труб. Эффективность плунжерного лифта увеличивается при использовании контролера циклов.

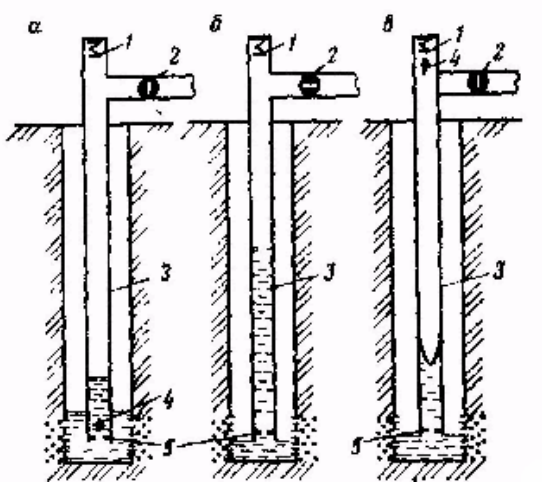


Рис. 5.3. Схема работы гидропакерного автоматического поршня

В Краснодар НИПИ нефти разработано оборудование с гидропакерным автоматическим поршнем (ГАП) (рис.5.3). Оборудование это состоит из верхнего устьевого амортизатора, аппаратуры для управления работой установки, колонны подъемных труб 3 с нижним амортизатором 5, плунжера 4. Плунжер в данной модификации глухой, т. е. не имеет проходного клапана.

Зазор между поршнем и подъемными трубами составляет 2–4 мм. Принцип работы гидропакерной установки заключается в следующем. При закрытом клапане *2*, когда поршень *4* находится на нижнем амортизаторе *5*, происходит накопление жидкости и газа в скважине. Газ при этом скапливается в основном в затрубном пространстве, в результате чего затрубное давление поднимается. Жидкость же скапливается в основном в подъемных трубах и частично в затрубном пространстве. Поскольку клапан *2* закрыт, то давление на устье будет возрастать. При достижении давления в затрубном пространстве заданной величины клапан *2* на выкидной линии автоматически открывается, давление в подъемнике снижается, и жидкость из затрубного про-

странства продавливается в трубы газом. При этом поршень начинает двигаться вверх к устью скважины.

В то же время часть жидкости, находящейся под поршнем, выполняет роль гидравлического затвора (пакера), препятствующего прорыву затрубного газа в трубы. По достижении поршнем верхнего амортизатора он воздействует на специальный пружинный датчик, в результате чего клапан *2* автоматически закрывается. В это время вся поднятая жидкость и часть газа будут вытеснены в выкидную линию. После чего поршень под собственным весом спустится вниз и сядет на нижний амортизатор *5*.

В отличие от плунжерного лифта полет поршня происходит в неподвижной газовой среде, при этом со стенок трубы стекает оставшаяся от потока жидкость, образуя гидравлический затвор у башмака труб. Цикл работы гидропакерного поршня на этом заканчивается и начинается новый. Скважина по схеме ГАП может эксплуатироваться за счет энергии пластового газа или же при незначительном расходе сжатого газа из системы газлифтного цикла.

Опытом эксплуатации ГАП установлено, что для его функционирования минимальный газовый фактор должен быть равен не менее 20 % объема спущенных подъемных труб. Например, при глубине спуска труб 1500 м минимальный газовый фактор должен быть, равен 300 м^3/м^3, пластовое давление при этом должно быть не менее 4,5 МПа.

На основе опытно-промысловых данных работы плунжерных лифтов с самоуплотняющимся плунжером и регулятором циклов времени получены соответствующие эмпирические уравнения.

Для 60 мм подъемных труб

$$p_{кр.мах} - p_{ур.\min} = 3{,}376 \cdot 10^6 q_{нц} + 187{,}5 L_{тр} + 2577 q_{нц} L_{тр} + 4{,}648 \cdot 10^5, \quad (1)$$

$$R_0 = \frac{10^{-3} L_{тр}}{q_{нц}} (3{,}018 \cdot 10^{-3} L_{тр} + 1{,}043 \cdot 10^{-3} p_{ур.\min} + 25{,}92) + 117{,}6, \quad (2)$$

$$p_{кр.мах} - p_{ур.\min} = 3{,}376 \cdot 10^6 q_{нц} + 187{,}5 L_{тр} + 2577 q_{нц} L_{тр} + 4{,}648 \cdot 10^5, \quad (3)$$

Для 73–мм насосно-компрессорных труб:

$$p_{кр.мах} - p_{ур.\min} = 1{,}494 \cdot 10^5 q_{нц} + 130{,}7 L_{тр} + 1582 q_{нц} L_{тр} + 6{,}3 \cdot 10^5, \quad (4)$$

$$R = \frac{10^{-3} L_{тр}}{q_{нц}} (1{,}457 \cdot 10^{-2} L_{тр} + 9{,}94 \cdot 10^{-6} p_{ур.\min} + 23{,}6) + 71{,}39, \quad (5)$$

$$p_{кр.мах} - p_{кр.\min} = 1{,}647 \cdot 10^5 q_{нц} + 210{,}7 L_{тр} + 5{,}1 \cdot 10^{-2} p_{ур.\min} - 3{,}014 \cdot 10^5. \quad (6)$$

Здесь $P_{кр\ max}$, $P_{кр\ min}$ – максимальное и минимальное давления в обсадной колонне; Pypmin – минимальное давление на устье во время работы скважины; qн max* – максимальный расчетный суточный дебит; Ro – суммарный удельный расход газа; Ltp – длина НКТ; qнц – добыча нефти за цикл.

Максимальная добыча определяется в среднем за все циклы. Установлено, что средняя скорость подъема плунжера составляет 5 м/с. Скорость падения плунжера в газе примерно в два раза выше. Скорости подъема и падения в жидкости меньше. Минимальная частота циклов определяется временем подъема и падения плунжера.

Для 60 - мм насосно-компрессорных труб

$$t_ц = 0{,}295L_{тр} + 3023q_{нц}\ , \tag{7}$$

для 73 - мм труб

$$t_ц = 0{,}295L_{тр} + 2267q_{нц}\ , \tag{8}$$

Наибольший дебит нефти можно определить, подставляя эти выражения в уравнение

$$\Sigma q_{нц} = n_ц q_{нц} = \frac{86400q_{нц}}{t_ц}\ , \tag{9}$$

где nц – число циклов.

Для 60-мм насосно-компрессорных труб

$$\Sigma q_{нц\max} = \frac{86400q_{нц}}{0{,}295L_{тр} + 3023q_{нц}}\ . \tag{10}$$

Для 73 - мм труб

$$\Sigma q_{нц\max} = \frac{86400q_{нц}}{0{,}295L_{тр} + 2267q_{нц}}\ . \tag{11}$$

Среднее забойное давление приближенно определяют из выражения

$$p_{заб} = \left[p_{кр\,мах} - \frac{1}{2}\left(p_{кр.мах} - p_{кр\min}\right)\right]\left(1 - CL_{тр}\right), \tag{12}$$

где С – коэффициент коррекции веса газа высотой 1 м.

Положим, что суточный приток нефти из пласта определяется зависимостью

$$q_н = 86400K\left(p_{пл} - p_{заб}\right)\ . \tag{13}$$

Подставляя $P_{крmax}$ из (1) для 60–мм труб, а ($P_{крmax}$–$P_{кр\ mm}$) из (3) и перегруппировав члены, получают зависимость:

$$q_н = 86400\left(\begin{matrix} Kp_{пл} - K\left(1 + CL_{тр}\right)\left(0{,}99p_{ур.\min} + 148.7L_{тр} + 4{,}3\cdot 10^5\right) - K\left(1 + CL_{тр}\right) \\ \left(2577L_{тр} + 3{,}198\cdot 10^6\right)q_{нц} \end{matrix}\right). \quad (14)$$

Таким же способом получают соотношения для 73 – мм подъемных труб:

$$q_н = 86400\left(\begin{matrix} Kp_{пл} - K\left(1 + CL_{тр}\right)\left(0{,}975p_{ур.\min} + 25{,}35L_{тр} + 7{,}81\cdot 10^5\right) - K\left(1 + CL_{тр}\right) \\ \left(1582L_{тр} + 6{,}7\cdot 10^4\right)q_{нц} \end{matrix}\right). \quad (15)$$

5. 3. Применение погружных центробежных электронасосов на морских промыслах

Текущий период разработки ряда морских нефтегазовых месторождений Каспия (Нефтяные Камни, о. Песчаный и др.) характеризуется значительной обводненностью продукции скважин, при которой целесообразен перевод их на режим форсированного отбора жидкости.

В этих условиях наиболее эффективным механизированным способом эксплуатации скважин является применение центробежных электронасосов. Они предназначены для эксплуатации нефтяных обводненных скважин глубиной до 1500–1600 м с дебитом от 20 до 1600 т/сут. Однако при наличии газа в продукции скважин свыше 5000 м^3/сут подача установки резко снижается и ее использование становится нецелесообразным.

Применение этого способа эксплуатации эффективно на платформах, где невозможно размещение на ограниченной площади большого числа станков–качалок.

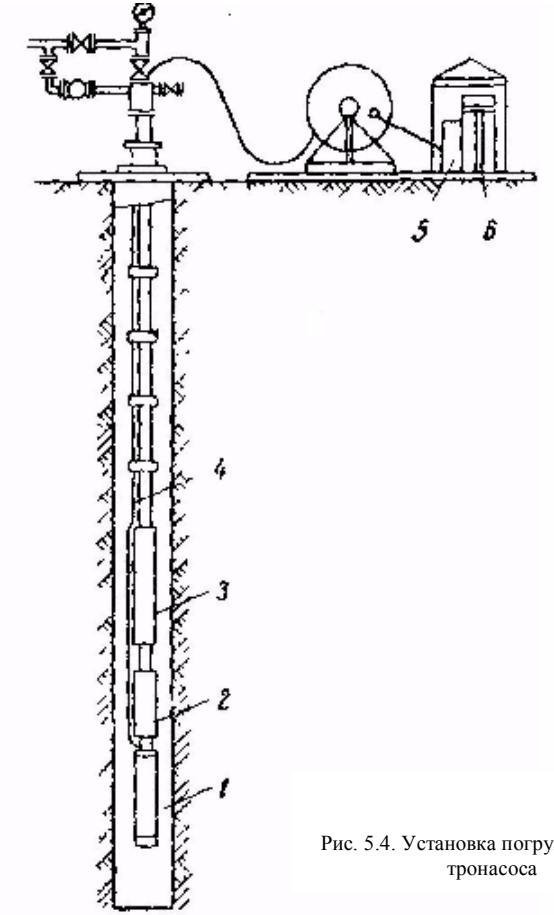


Рис. 5.4. Установка погружного электронасоса

Установка погружного электронасоса (рис. 5.4) состоит из погружного электродвигателя, протектора 2 и насоса 3, собранных вместе и спускаемых на насосных трубах, бронированного трехжильного кабеля 4, автотрансформатора 5 и станции управления 6. Валы всех трех узлов погружного агрегата соединяются между собой шлицевыми муфтами в одно целое. Бронированный кабель крепится к насосным трубам металлическими поясами. Электроснабжение двигателя осуществляется от промысловой сети напряжением 380 В через автотрансформатор, установленный на поверхности и допускающий регулирование напряжения в зависимости от глубины погружения насоса в

скважине. Контроль за работой, защита и управление погружным электронасосом автоматизированы и осуществляются станцией управления.

В качестве привода погружного электронасоса применяют специальный асинхронный двигатель (ПЭД) трехфазного переменного тока. Для спуска в 146–мм и 168–мм скважины диаметр двигателя должен быть 123–103 мм, длина в зависимости от мощности колеблется в пределах от 0,5 до 10 м.

Протектор предназначен главным образом для предохранения двигателя от проникновения в него жидкости из скважины и изменения объема масла в двигателях в зависимости от температуры колебаний, а также для снабжения специальным маслом упорных подшипников.

В погружном многоступенчатом центробежном насосе рабочие колеса (бронзовые или пластиковые) собраны на валу со скользящей насадкой. Каждое колесо лежит на торце чугунного направляющего аппарата, как на подпятнике. Между ними проложены текстолитовые прокладки, снижающие сопротивление трения. Такая конструкция рабочих колес снижает нагрузку на упорный подпятник насоса. Погружные многоступенчатые центробежные насосы изготавливают с осевыми и радиальными направляющими аппаратами. Верхний конец вала вращается в скользящем подъемнике и закрепляется специальной пятой, собранной из бронзовой и текстовой шайбой. Нижний конец смонтирован в подшипниковом, состоящим из радиальноупорных подшипников, смазываемых маслом из протектора.

Верхняя часть насоса заканчивается переводником – ловильной головкой, которая соединяется с насосно-компрессорными трубами. Питание электродвигателя осуществляется посредством нестойкого бронированного трехжильного кабеля, выпуск, диаметром 25, 35 и 50 мм. Каждая жила изолирована диэлектрической резиной и тканью, а все жилы вместе уложены в маслостойкий резиновый шланг, на который набита стальная оцинкованная ленточная броня. На участке насоса и двигателя круглый кабель переходит в плоский.

Для компенсации падения напряжения в кабеле применяют автотрансформатор, который настраивается на напряжение, превышающее номинальное двигателя на величину падения напряжения в кабеле.

Станция управления обеспечивает защиту электродвигателя при перегрузке и коротких замыканий, отключает установку при нарушении электроснабжения, автоматически включает электронасос после подачи электроэнергии.

В связи с перспективой применения погружных центробежных установок в глубоких скважинах (свыше 2000 м) в НГДУ им. Н. Нариманова были проведены промышленные испытания работы последовательно соединенных (спаренных) насосов. В результате этого было установлено, что две последовательно соединенные УЭЦН5-80-120 с одним электродвигателем ПЭД28-103 обеспечивают стабильную подачу жидкости (120–140 $м^3$/сут) при номинальном давлении 18–20 МПа.

Результаты исследований показывают, что регулированием числа ступеней насоса и мощности электродвигателя можно значительно расширить диапазон применения установок в условиях глубоких морских скважин.

5. 4. Использование гидропоршневого способа эксплуатации морских скважин

Многолетний опыт эксплуатации гидропоршневых установок на промыслах Азербайджана показал, что последние успешно могут работать в глубоких и даже наклонно направленных скважинах с низкими пластовыми давлениями в условиях пескопроявления.

Преимущества гидропоршневых насосов еще больше проявляются при добыче высоковязких смолисто-парафинистых нефтей, которые, смешиваясь с рабочей жидкостью, облегчают условия подъема пластовой нефти. Другим существенным преимуществом гидропоршневой установки является отсутствие тяжелой колонны трущихся насосных штанг, при эксплуатации которых в наклонных скважинах происходят частые аварии из-за износа муфтовых соединений.

Гидропоршневая насосная установка проста в эксплуатации, поддается полной автоматизации, что немаловажно в морских условиях.

Установка состоит из внутрискважинного оборудования (рис. 5.4.).

Поверхностное оборудование включает силовые насосы 4 с электроприводом, резервуар для очистки и отстоя силовой жидкой нефти, приемный 3 и напорный 8 трубопроводы, трап 6, межустановочные трубопроводы 2 и 7, колонную головку 9.

Внутрискважинное оборудование (рис. 5.5, *а*) состоит из гидравлического поршневого двигателя объемного типа D и соединенного с двигателем общим штоком поршневого насоса двухстороннего действия Н. Важным элементом ГПН, управляющим его работой, является золотниковое устройство 3. По принципу действия оно аналогично действию четырехходового крана. Внутренняя часть золотника с каналами может поворачиваться на 90° и занимать два положения

(рис. 5.5, *а*, сплошные и пунктирные линии). Такие переключения (повороты) осуществляются автоматически от штока двигателя.

Рабочая жидкость нагнетается с поверхностью силовым насосом по трубопроводу 2 (НКТ) и при положении золотника, показанном на рисунке, попадает в верхнюю полость цилиндра двигателя D. Одновременно нижняя полость цилиндра двигателя D с помощью золотника сообщается с выкидной линией (кольцевое пространство).

Под действием давления рабочей жидкости поршень 3 двигателя совершает ход вниз. Жидкость из-под поршня выходит через золотник в выкидной трубопровод. В конце хода вниз четырехходовой кран (золотник) автоматически поворачивается на 90°, а его каналы занимают положение, показанное на рис. 5.5, *а* пунктиром.

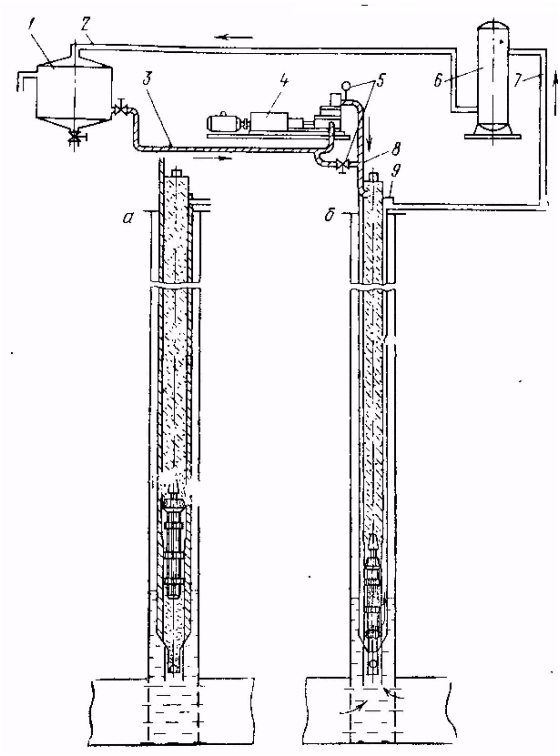


Рис. 5. 5. Установка гидропоршневого насоса:
а - *клапан закрыт, б - клапан открыт*

Рабочая жидкость из трубопровода 2, благодаря новому положению золотника получает доступ в нижнюю полость цилиндра двигателя D, отработанная жидкость из верхней полости цилиндра попадает в выкидную линию 1. Под действием давления рабочей жидкости, поступающей в нижнюю полость, поршень 3 совершает ход вверх. В конце хода вверх золотник, связанный со штоком двигателя, снова поворачивается на 90° в обратную сторону, а его каналы вновь занимают первоначальное положение.

Это обеспечивает поступление рабочей жидкости в верхнюю полость двигателя и ход вниз. Скорость перемещения поршня двигателя и число его ходов, очевидно, будет зависеть от скорости закачки рабочей жидкости. При малой скорости закачки число ходов поршня двигателя будет малым и наоборот. Однако число ходов не может увеличиваться беспредельно. Инерция поршневой группы агрегата, золотника и жидкости в каналах будет лимитировать число ходов, которое обычно не превышает 100. Жестко со штоком двигателя связан поршень (плунжер) 7 скважинного насоса Н, который также совершает возвратно-поступательное движение. Цилиндр насоса имеет с обеих сторон по одному нагнетательному 6 и всасывающему 4 клапану. При ходе поршня 7 вниз пластовая жидкость под действием давления на глубине погружения насоса будет поступать в верхнюю полость цилиндра насоса, проходя по обводному каналу 5 и через верхний всасывающий клапан 4. Пластовая жидкость из нижней полости цилиндра при ходе поршня 7 вниз будет вытесняться через нижний нагнетательный клапан 6 в выкидной трубопровод (кольцевое пространство), смешиваясь там с отработанной рабочей жидкостью. При ходе поршня 7 вверх в полости под поршнем будет происходить всасывание пластовой жидкости через нижний всасывающий клапан 4, а в полости над поршнем нагнетание пластовой жидкости через верхний нагнетательный клапан 6 в выкидной трубопровод , т. е. в кольцевое пространство.

Конструктивно золотник выполнен в виде фасонной втулки, сидящей на штоке двигателя, которая может перемещаться в своем цилиндре с подводящими и отводящими каналами. В верхней и нижней частях штока двигателя имеются короткие пазы – каналы, через которые рабочая жидкость попадает в цилиндр золотника и смещает фасонную втулку для сообщения полостей цилиндра двигателя с трубопроводами 1 и 2.

Благодаря двойному действию подача насоса почти в 2 раза больше подачи обычного плунжерного насоса одинарного действия при прочих равных условиях (диаметр, ход, габарит).

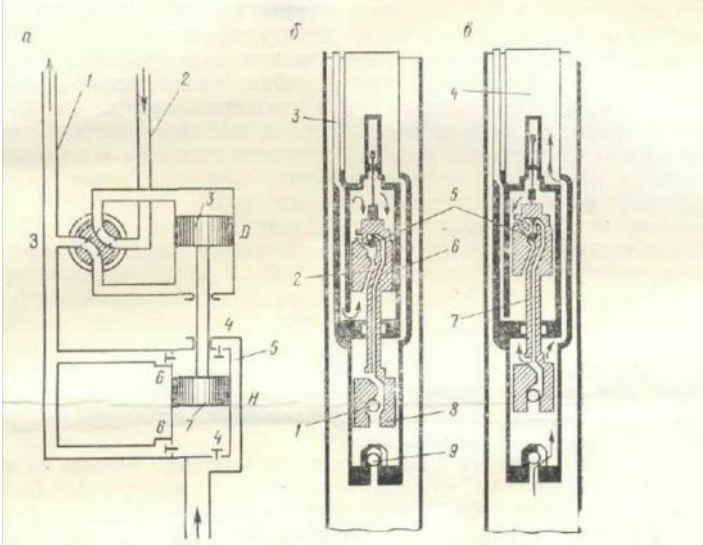


Рис. 5.6. Внутрискважинное оборудование гидропоршневого насоса

Существуют ГПН одинарного действия, или так называемого дифференциального типа, в которых подача насосом пластовой жидкости происходит только при ходе вверх (рис. 5.6. б, в). Рабочая жидкость подается по каналу 3 в пространство под поршень двигателя и далее через специальный канал 2 в поршне, перекрываемый управляющим клапаном 5, попадает в полость над поршнем 6 (рис. 5.6, *б*).

Поскольку верхняя площадь поршня 6 больше нижней на величину площади штока, то сила, действующая сверху, будет больше чем снизу, поэтому поршень 6 двигателя переместится вниз. Вместе с ним получит перемещение вниз плунжер 8 в насосном цилиндре. Нагнетательный клапан 1 в плунжере откроется. При крайнем нижнем положении поршня двигателя управляющий клапан 5 перекроется, и канал 7 закроется (рис. 5.6, *в*). Верхняя полость двигателя через канал 7 и внутреннее сверление в теле штока получит сообщение с пространством над плунжером насоса и по обводному каналу с насосными трубами 4. Давление под поршнем двигателя будет нарастать, пока поршень не сделает ход вверх. При ходе вверх всасывающий клапан 9 откроется и цилиндр насоса будет заполняться пластовой жидкостью. В крайнем верхнем положении управляющий клапан механического действия снова откроет канал 2 и закроет канал 7. Произойдет ход вниз.

Гидропоршневой насос спускают в скважину через устьевую головку и с последующей продавкой рабочей жидкостью до упора в седло. После посадки в седло рабочее давление на силовом насосе поднимают, и гидропоршневой насос начинает работать, подавая добываемую и отработанную жидкость по кольцевому пространству между 103 и 63 - мм трубами.

Спуск насоса на глубину 1200 м происходит за 40 мин.

Поднимают гидропоршневой насос из скважины за счет энергии рабочей жидкости. Для этого рабочая жидкость от силового насоса направляется в кольцевое пространство переключением трехходового крана устьевой головки. При этом насос выталкивается из седла и восходящим потоком рабочей жидкости поднимается по 63-мм трубам на поверхность. Время подъема с глубины 1200 м составляет 1,5 ч. Коэффициент полезного действия гидропоршневой насосной установки достигает 0,65–0,7.

Гидропоршневой насос может обеспечить подачу жидкости с очень больших глубин (до 4000 м) при достаточно высоком к. п. д. (до 0,6). На промыслах применяют насосы ГН и ГИН (в износостойком исполнении). Первые предназначены для работы в скважинах, дающих жидкость без песка; вторые – для откачки жидкости, содержащей песок. Насосы ГН работают при 62 двойных ходах в мин.; максимальная теоретическая подача их 40 $м^3$/сут; максимальный напор 1000 м; диаметр насосного цилиндра 32 мм. Насосы ГИН имеют 40 двойных ходов в мин.; при диаметре насосного цилиндра 32 мм они подают до 26 м3/сут при напоре до 1700 м, а при диаметре цилиндра 28 мм–до 20 $м^3$/сут при напоре до 2000 м. Во всех насосах максимальная длина хода поршня 560 мм; диаметр силового цилиндра 43 - мм.

В качестве силовых агрегатов применяются трехплунжерные горизонтальные насосы НС-1/150 с подачей 60 дм3/с и максимальным давлением до 15 МПа при 400 двойных ходах" в мин.; мощность насосов 25 кВт.

Эксплуатация гидропоршневых насосов на промыслах НГДУ «Орджоникидзенефть» показала их надежность.

5. 5. Установки винтовых насосов

Эти установки, известные как установки с насосом типа MOINEAU, представляют значительный интерес для эксплуатации скважин на шельфе.

Глубинный винтовой насос (рис. 5.7) состоит из ротора (рис. 5.6, *а*) в виде простой спирали (винта) с шагом $l_{пот}$ и статора (рис. 5.6, *б*) в виде двойной спирали с шагом $l_{ст}$, в два раза превышающим шаг ротора.

На рис. 5.6 *в* показана часть насоса в сборе. Основными параметрами винтового насоса являются: диаметр ротора *D*, длина шага статора $l_{ст}$ и эксцентриситет *е*. Полости, сформированные между ротором и статором, разделены. При вращении ротора эти полости «перемещаются» как по радиусу, так и по оси. «Перемещение» полостей приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх, поэтому иногда этот насос называют насосом с перемещающейся полостью.

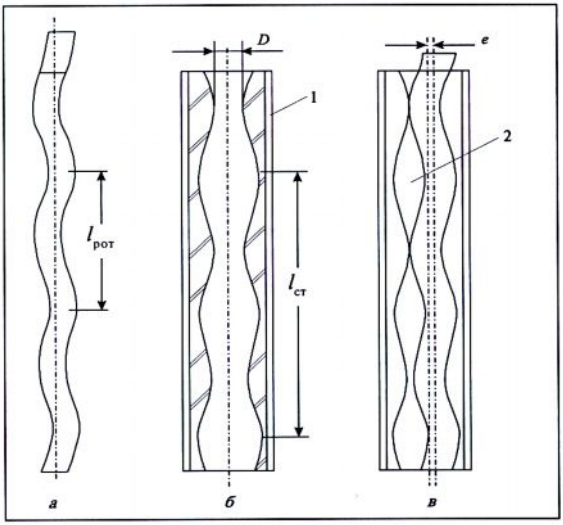


Рис. 5.7. Глубинный винтовой насос:
а – ротор; б – статор; в – насос в сборе; 1 – корпус насоса; 2 – полость между статором и ротором

Обычно винтовой ротор выполняется из высокопрочной стали с хромированным или иным покрытием против истирания. Статор изготавливается из пластического материала и располагается в корпусе. К материалу для статора предъявляются достаточно жесткие требования.

Приводы для данного насоса могут быть глубинными (погружной электродвигатель) или поверхностными. При использовании погружного электродвигателя агрегат спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах, а питание к электродвигателю подводится по специальному кабелю (аналогично, как в УЭЦН). В случае использования наземного привода вращение ротора насоса передается через колонну штанг. В качестве приводного двигателя служит электродвигатель, но могут использоваться и другие двигатели. Обычно используются электродвигатели с фиксированной скоростью либо с изменяющейся. В качестве вариатора скорости применяют частотный преобразователь тока.

Двигатели с фиксированной скоростью используют в скважинах с хорошей продуктивностью и небольшими динамическими уровнями, в других случаях – предпочтительнее двигатели с изменяющейся скоростью.

Установки винтовых насосов имеют широкий диапазон по параметрам – подача от 20 до 240 $м^3$/сут, напор до 2000 м и предназначены для эксплуатации скважин с осложненными условиями:

– вязкость нефти – до 20 Па·с;

– повышенное содержание механических примесей (до 1 %);

– повышенное содержание свободного газа;

– большие отклонения скважины от вертикали (до 70 %).

Кроме того, установки винтовых насосов характеризуются низкими капитальными вложениями, являются малогабаритными, имеют низкий уровень шума и достаточно высокий КПД. Эти установки являются хорошим средством добычи нефти на морских платформах.

5. 6. Новые средства добычи нефти

Одним из новых и перспективных для нефтепромысловой практики видов оборудования являются **установки струйного насоса (СН).** Струйные аппараты нашли широкое применение в самых различных отраслях промышленности, что связано с простотой их конструкции, отсутствием движущихся частей, высокой надежностью и возможностью работать в очень сложных условиях: при высоком содержании механических примесей и свободного газа, в условиях повышенных температур, высокой вязкости нефти, агрессивности инжектируемой продукции и т. д.

В настоящее время основной прирост добычи нефти во многих странах идет за счет районов, характеризующихся сложными природно-климатическими условиями. Совершенно естественно, что при этом

существенно повышаются требования к надежности погружного оборудования для эксплуатации добывающих скважин, к увеличению его межремонтного периода. Кроме того, погружное оборудование должно работать в области повышенных температур, в условиях откачки жидкостей с высоким содержанием свободного газа, а зачастую и механических примесей, откачивать из скважины вязкую и сверхвязкую жидкость. Использовать в этих условиях существующее, широко известное оборудование не всегда представляется возможным.

Для эксплуатации отдаленных месторождений, где отсутствуют дороги, линии электропередач и возможности бескомпрессорного газлифта, успешно применяются струйные установки. В этом случае приводом силовых наземных насосов служат газовые двигатели, работающие на попутном газе, поступающем из эксплуатируемых скважин.

В настоящее время учеными и специалистами России и США созданы различные компоновки струйных насосов: с погружным силовым приводом и с поверхностным, когда силовой насос устанавливается на поверхности.

Поверхностное оборудование струйных установок выпускается как для одной скважины (индивидуальный привод), так и для группы скважин (групповой привод) и содержит, как правило, блок силовых насосов, емкость для рабочей жидкости и гидроциклонный аппарат для очистки рабочей жидкости от механических примесей. Сепарация газа из добываемой жидкости происходит либо в специальной емкости (установка «Econodraulic» фирмы «Dresser Industries»), либо в емкости, совмещающей функции газосепаратора и хранилища рабочей жидкости (фирма «Tricodraulic»). В последнем случае в компоновку поверхностного оборудования входит подпорный насос, который осуществляет рециркуляцию очищенной рабочей жидкости через гидроциклон.

Погружное оборудование содержит стационарный или вставной струйный насос, однорядную колонну труб с пакером или двухрядный лифт (с параллельной или концентричной подвеской труб). Устье скважины оборудуется 4-ходовым краном, позволяющим менять схему циркуляции рабочей жидкости в скважине при спуске или подъеме вставного струйного насоса.

5. 6. 1. Схема и принцип действия струйного насоса

Строго говоря, струйный насос не является насосом в обычном понимании, т. к. он не создает избыточного напора на выходе. В струйном насосе происходит двойное преобразование гидравлической энергии: сначала потенциальная энергия рабочей жидкости пре-

образуется в кинетическую энергию, за счет чего в поток рабочей жидкости подмешивается ген инжектируемый поток. Смешанный поток (рабочий и инжектируемый), проходя через камеру смешения, поступает в диффузор, где происходит преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную энергию.

Принципиальная схема струйного насоса представлена на рис. 5.7. Насос состоит из следующих основных элементов**:** канала подвода рабочего агента 1, активного сопла 2, канала подвода инжектируемой жидкости 3 (в области сопла этот канал часто называют приемной камерой), камеры смешения 4 и диффузора 5.

Принцип работы струйного насоса заключается в следующем: рабочий агент при значительной потенциальной энергии подводится к соплу, где происходит преобразование потенциальной энергии в кинетическую. Струя рабочего агента, вытекающая из сопла, понижает давление в приемной камере, вследствие чего часть инжектируемой жидкости (продукция скважины) смешивается со струей рабочего агента и поступает в камеру смешения.

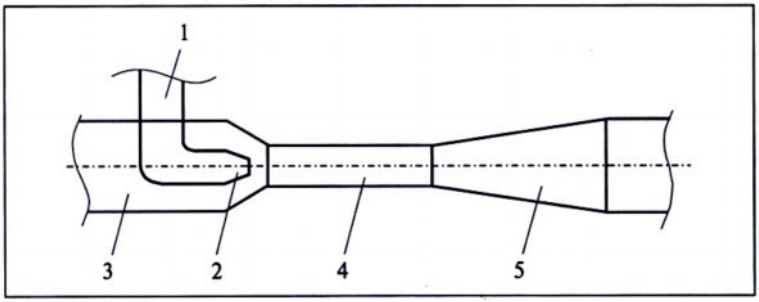


Рис. 5.8. Струйный насос

В камере смешения рабочий агент и инжектируемая жидкость перемешиваются, выравниваются их скорости и давления, и смешанный поток поступает в диффузор. В диффузоре происходит плавное снижение кинетической энергии смешанного потока и рост его потенциальной энергии. На выходе из диффузора смешанный поток обладает потенциальной энергией, достаточной для подъема на поверхность. Несмотря на достаточно известный и понятный принцип работы этого насоса, расчет его основных элементов является чрезвычайно сложным, что связано со сложностью продукции скважины (инжектируемого потока). К настоящему времени преодолены практически все трудности проектиро-

вания таких насосов, и они начинают широко использоваться при эксплуатации скважин с осложненными условиями.

5. 6. 2. Струйные насосные установки с поверхностным приводом

В этом случае силовой насос для закачки, а также оборудование для подготовки рабочего агента устанавливаются на поверхности. Погружной струйный насос спускается в скважину. Как уже отмечалось, может использоваться однотрубная или двухтрубная схема. При однотрубной схеме в системе используется пакер, который разделяет не только всасывающий трубопровод от нагнетательного, но и указанные трубопроводы от затрубного пространства скважины. При такой компоновке погружного оборудования возможны два варианта:

1. Рабочий агент под давлением от силового поверхностного насоса подается к соплу струйного погружного насоса через затрубное пространство. Такая схема (прямая) наименее благоприятна, т. к. высокое давление рабочего агента действует на внутреннюю стенку обсадной колонны, нередко приводя к нарушению герметичности обсадной колонны в резьбовых соединениях;

2. Рабочий агент под давлением силового насоса подается через насосно-компрессорные трубы к соплу струйного насоса, а продукция скважины и рабочий агент поднимаются на поверхность по затрубному пространству (обратная схема).

На рис. 5.9. приведено погружное оборудование по обратной схеме. При эксплуатации струйных насосных установок одной из главных задач является обеспечение надежного контроля за герметичностью основных элементов погружного оборудования. При любой схеме компоновки погружного оборудования имеются три смежные полости с различными давлениями движущейся в них жидкости. При этом каждая из полостей гидравлически связана с погружным струйным насосом.

Так, например, для однотрубной схемы с пакером (рис. 5.9) по колонне насосно-компрессорных труб к струйному насосу движется рабочий агент высокого давления, в подпакерном пространстве – инжектируемая жидкость низкого давления, в затрубном пространстве – выходящий из струйного насоса смешанный поток, давление в котором определяется весом столба газожидкостной смеси над струйным насосом и гидравлическими потерями.

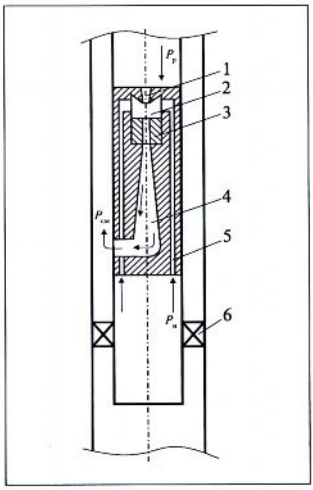


Рис. 5.9. Погружные оборудования струйной насосной установки:
1 – сопло; 2 – камера всасывания; 3 – камера смешения; 4 – диффузор; 5 – канал, связывающий всасывающую камеру и скважину; 6 – пакер

Из сказанного следует, что одним из важных условий нормальной эксплуатации струйной насосной установки является герметичность элементов погружного оборудования, образующих указанные каналы движения основных потоков в скважине. Поэтому контроль герметичности является основной операцией при запуске струйной насосной установки в работу.

5. 6. 3. Установки струйного насоса с погружным силовым приводом – тандемные установки

Широко применяемые для добычи нефти установки погружных электрических центробежных насосов (УЭЦН) могут быть использованы в качестве силовых приводов струйных насосов (СН) при формировании так называемых тандемных установок «ЭЦН-СН».

При разработке принципиальных схем тандемных установок «ЭЦН-СН» исходят из следующих основных требований**:**

– возможности увеличения отбора продукции из добывающих скважин;

– максимального использования сепарирующегося на приеме ЭЦН свободного газа для подъема жидкости из скважины;

– повышения КПД установки, в т. ч. и за счет исключения трубопровода для подачи рабочего агента (силовой жидкости);

– упрощения конструкции установки со струйным насосом, повышения надежности ее работы и снижения металлоемкости (исключается вариант двухрядного подъемника или отпадает необходимость использова-

ния пакера, отпадает необходимость специальной подготовки рабочего агента и обслуживания всего поверхностного оборудования).

Кроме того, учитывая характеристики «напор – подача» как УЭЦН, так и струйных насосов, можно утверждать об автоматической настройке тандемной установки на наивысший КПД при изменении условий эксплуатации скважины, связанных с изменением пластового давления, свойств продукции и продуктивности скважины. Указанным требованиям отвечает тандемная установка, принципиальная схема которой представлена на рис. 5.10. Установка состоит из серийной установки ЭЦН *1* (погружной электродвигатель, протектор, многоступенчатый центробежный насос), струйного насоса *2*, которые спущены в скважину на колонне насосно-компрессорных труб *3*. Из схемы видно, что струйный насос установлен выше ЭЦН. Струйный насос состоит из сопла *4*, приемной камеры *5* с обратным клапаном *6*, камеры смешения *7* и диффузора *8*.

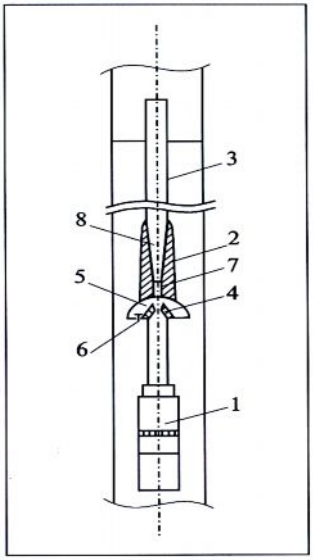


Рис. 5.10. Тандемная установка

Тандемная установка работает следующим образом: продукция скважины, откачиваемая центробежным насосом, подается к соплу струйного насоса, в котором скорость жидкости возрастает, и истекающая из сопла струя попадает в приемную камеру, понижая в ней давление. При этом обратный клапан приемной камеры открывается, и дополнительная продукция скважины поступает в приемную камеру.

Следует помнить, что в данном случае и рабочая жидкость, и инжектируемая жидкость являются продукцией скважины. Смешиваясь в камере смешения, продукция скважины поступает в дуффузор, а затем – в колонну насосно-компрессорных труб и далее – на поверхность.

Рассмотренные тандемные установки существенно расширяют область применения погружного оборудования, а дополненные специальным оборудованием (например, газосеператорами) становятся энергосберегающими. Можно предполагать, что данный способ эксплуатации станет одним из главных при разработке шельфовых месторождений нефти.

6. СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА МОРЕ

Под системой сбора продукции скважин **и дальнейшим транспортированием понимают все оборудование и систему трубопроводов, построенные для сбора продукции скважин и доставки её до центрального пункта подготовки нефти (ЦППН).**

Рис. 6.1. Сбор и подготовка скважинной продукции на море

Цель подготовки продукции скважин заключается в следующем:

– *повышение безопасности процессов;*
– *подготовка углеводородов к транспортировке;*
– *приведение их в соответствие с требованиями потребителя;*
– *повышение коррозионностойкости.*

Для выполнения этих задач необходим минимальный объем операций по подготовке продукции скважин в море.

Система сбора и подготовки отличаются на различных месторождениях, как взаимным расположением главных элементов, так и оборудованием. Она зависит в первую очередь от площади месторождения, дебитов скважин, физико-химических свойств перекачиваемой жидкости, рельефа местности и природных условий.

Процессы подготовки продукции морских скважин принципиально не отличаются от выполняемых на суше. Главным их отличием являются компоновка технологического оборудования в одноименном модуле, более плотное размещение всех аппаратов, чем на суше, где предусматриваются достаточно большие интервалы между аппаратами и комплексами установок, а нефтегазосборные пункты могут отстоять от скважин на несколько километров. Морскими же нормативами на платформах предусматривается лишь возможность ревизии аппаратов и при необходимости их ремонт.

Технологические процессы подготовки нефти и газа, выполняемые на платформах, сводятся к следующим основным операциям:

– *разделение нефти, газа и воды;*

– *обезвоживание (иногда и обессоливание) нефти;*

– *хранение части подготовленной нефти;*

– *подготовка газа к транспорту;*

– *подготовка пластовой и морской вод для закачки в пласт.*

Если на суше достаточно строго и повсеместно регламентируются требования к качеству нефти и газа, поставляемых к дальнейшему транспорту по магистральным трубопроводам, в море требования к качеству нефти определяются условиями ее транспорта – по подводным трубопроводам или вывоз танкерами, а к качеству газа – необходимостью его закачки в пласт (естественно, когда это необходимо) или транспорта по подводному газопроводу.

Выбор схем сбора, подготовки и транспорта продукции морских скважин зависит от различных природно-геологических, технологических и организационно-экономических факторов, включая и пункты приема морской нефти (при ее вывозе танкерами на большие расстояния). На выбор технологических операций на платформе существенно влияет наличие или отсутствие береговой инфраструктуры, характер прибрежной территории, рельеф дна (трассы трубопроводов), близость к берегу, глубина моря, направление транспорта добываемых углеводородов и др.

Кроме того, в случае возможности подачи добываемой продукции непосредственно на берег значительно сокращаются объемы технологических операций на платформе (уменьшив тем самым ее площадь), используя при этом возможности совместного транспорта на берег по подводным трубопроводам не только нефти и газа, но даже и пластовой воды (так называемый *трехфазный поток).* В этом случае вся подготовка товарной продукции осуществляется на берегу, включая и очистку пластовой воды, которая либо возвращается на плат-

форму для закачки в пласт, либо прямо на берегу закачивается в специальные скважины, пробуренные на водоносный пласт.

Кроме того, из газа, подлежащего закачке в пласт или транспортировке по подводному газопроводу, необходимо извлечь, по возможности, тяжелые углеводороды (в первом случае, чтобы сухой газ, преимущественно метан и этан, закачивать в пласт, а во втором – чтобы предотвратить выпадение тяжелых углеводородов по трассе, в связи со снижением температуры и давления газа). Поэтому точку росы по влаге принимают на 8–14 °С ниже самой низкой температуры, которая ожидается в подводном газопроводе высокого давления, с учетом дроссель-эффекта, в особенности на конечном участке трубы.

Значительно реже, если в газе двуокись углерода (CO_2 – углекислый газ) выше 3 %, в газопровод подают необходимые ингибиторы, хотя глубоко осушенный газ и не корродирует внутренние стенки трубопровода.

На газоконденсатных месторождениях добываемая продукция также подвергается разделению, – как правило, двухступенчатой сепарации, позволяющей отделить газ от конденсата.

Газ подвергается осушке на глубину извлечения влаги не менее чем на 10–12 °С ниже ожидаемой самой низкой температуры в газопроводе.

Конденсат стабилизируется (путем дегазации) и далее направляется в конденсатопровод, причем закачка конденсата осуществляется насосами при давлении в начале трубопровода, превышающем (с некоторым запасом на всякий случай) гидравлические потери и предотвращающем его дегазацию по трассе.

На выбор технологических решений влияют и другие существенные факторы:

– давление, при котором производится сбор продукции скважин;
– источники энергии высоконапорного сбора;
– кустование скважин;
– сбор продукции скважин;
– место подготовки продукции скважин;
– замер продукции скважин;
– количество сборных трубопроводов;
– транспорт, раздельный или совместный.

Учет этих факторов позволяет выбрать наиболее эффективную и экономичную систему для условий эксплуатации морских месторождений.

Для сбора нефти и газа и их транспорта на платформе осуществляются следующие операции:

– сбор продукции скважин;

– замер продукции каждой в отдельности скважины;

– сепарация нефти, газа и воды до определенного уровня в каждом отдельном случае;

– обезвоживание нефти и в некоторых случаях ее обессоливание с одновременной стабилизацией (с удалением значительной части легких углеводородов);

– осушка газа;

– товарный учет добываемой продукции;

– преимущественно раздельный транспорт нефти и газа.

Единой универсальной схемы промысловой подготовки добытой продукции не существует. Все схемы, почти каждая, в чем-то изменяются в зависимости от конкретных географических условий, характеристики добываемых углеводородов, пластовых давлений и т. д.

Тем не менее современные технологические схемы сбора, подготовки и транспорта продукции морских скважин отвечают основным принципам – предупреждению потерь легких фракций, отсутствию контакта нефти с атмосферой и обеспечению наиболее полного отделения нефти от газа, воды и механических примесей.

После выбора технологической схемы подготовки продукции морских скважин, в зависимости от исходных данных и конкретных условий, она подлежит термодинамическому и гидравлическому расчетам, т. е. определению давления, температуры, плотности, расхода и фракционного состава углеводородов по всей технологической цепочке от входа и до выхода, включая каждый аппарат (на входе и выходе). На базе этих расчетов, выполняемых на ПК с использованием известных программ [7.2–7.4], выбирается соответствующее оборудование и агрегаты с учетом вибрации, которая имеет место на платформах. Выбранная схема подготовки должна работать в достаточно широком интервале изменения состава продукции (прежде всего, возможно определенное различие между данными, полученными при опробовании скважины и при эксплуатации залежи) в процессе длительной разработки месторождения, когда со временем меняются концентрации отдельных компонентов.

Пройдя через фонтанную арматуру, устьевой штуцер и манифольд, газожидкостный поток попадает в комплекс технологического оборудования который может включать все или некоторые из нижеперечисленных систем:

1. Устьевое оборудование и манифольд;

2. Сепараторы;

3. Оборудование для подготовки нефти:

– дегидрирующее;
– измерительное;
– насосное;
– нефтехранилище.

4. Оборудование для подготовки газа:
– дегидрирующее;
– обессеривающее;
– компрессорное;
– измерительное.

5. Вспомогательные системы технологического комплекса:
– оборудование для закачки химических реагентов;
– вентиляционное оборудование и горелочные устройства;
– оборудование для обработки и сбора попутно добываемой воды;
– дренажные системы открытого и закрытого типа.

6. Вспомогательные системы общего назначения:
– генераторы энергии и аварийные энергоисточники;
– системы подачи воздуха к контрольно-измерительным приборам;
– гидравлические системы.

7. Нагревательные и вентиляционные системы:
– паровые установки;
– топливные системы;
– водяные системы;
– обогревательные системы;
– охлаждающие системы;
– противопожарные системы;
– системы аварийного отключения;
– контрольно-измерительные системы и системы управления

8. Оборудование для воздействия на пласт:
– оборудование для закачки воды;
– оборудование для закачки газа.

9. Системы жизнеобеспечения

6. 1. Схемы подготовки нефти на морских платформах

Наиболее типичной технологической схемой подготовки нефти с большим содержанием газа представляется та (рис. 6.2), в которой как нефть, так и газ проходят последовательно несколько ступеней сепа-

рации. Только при этом давление нефти постепенно снижается, способствуя выделению из нее газа, а газ последовательно компримируется (с непременным охлаждением морской водой после каждого сжатия) и сепарируется, постепенно отдавая содержащиеся в нем тяжелые углеводороды.

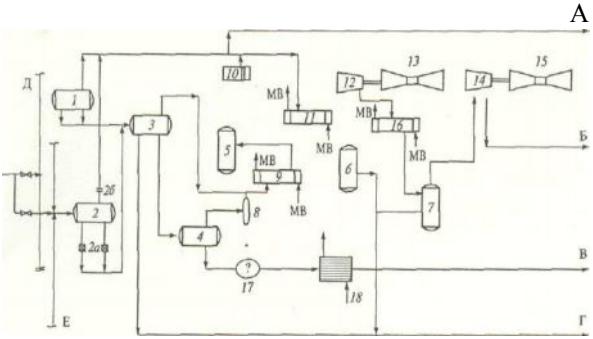


Рис.6.2. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти и нефтяного газа

Как видно из этой схемы, замерный сепаратор оборудован счетными устройствами, позволяющими определить дебит скважины по каждому из добываемых флюидов – газа, нефти и воды с последующим их направлением в общий процесс подготовки.

Часть газа (поток А) используется на платформе на собственные нужды: в качестве топлива в газотурбинных приводах компрессоров, на отопление и энергоснабжение.

В зависимости от значения газового фактора и других конкретных условий рассмотренная схема подготовки нефти может быть существенно изменена. Например, если отпадает необходимость закачки газа в пласт, можно исключить из схемы компрессор *14с* его приводом *15,* а газовый поток из газового сепаратора *7* направить в подводный газопровод. Другое, достаточно близкое решение представлено на рис. 6.3.

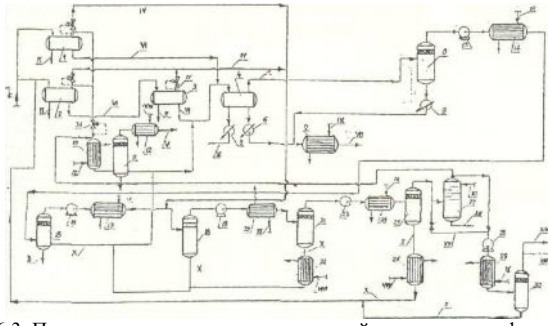


Рис. 6.3. Принципиальная схема комплексной подготовки нефти и растворенного в ней газа

Эта схема, включающая множество аппаратов, более сложна и энергоемка, но позволяет, в сравнении с другими способами, создать наиболее надежную систему для эксплуатации, увеличить объем жидких фракций, обеспечить необходимую точку росы газа и снизить до минимума количество сжигаемого на факеле газа. Как видно из рис. 6. 3. подготовка нефти сводится, в основном, к ступенчатой стабилизации нефти и хорошему отделению от нее воды. В этой схеме сепаратор первой ступени *2* работает при давлении 1,95 МПа, сепаратор второй ступени *3* – при давлении 1,2 МПа и сепаратор третьей ступени 4 при давлении 0,12 МПа. При такой ступенчатости давлений стабилизация нефти происходит весьма эффективно, чему способствует также и довольно высокая температура среды 55–60 ^{0}С. Сырая нефть после третьей ступени сепарации насосом *6* откачивается в емкости на платформе, при этом ее предварительно охлаждают для снижения упругости паров. Газ третьей ступени сепарации сжимают компрессорами *13 w 16* (до давления примерно 1,1 МПа) и объединяют с газами первой и второй ступеней сепарации, после чего смесь компримируют в несколько ступеней (компрессор содержит в своем составе, в данном случае, три ступени – *19, 23* и *28).* Сжатый газ осушают после второй ступени компримирования (при давлении приблизительно 4,2 МПа) с помощью гликоля в абсорбере *27.* На выходе из третьей ступени компримирования *28* осушенный газ имеет давление порядка 17,5 МПа. Он может подаваться в трубопровод товарного газа на берег (линия XIV) или идти на дальнейшее компримирование (до 41,5 МПа) для закачки в пласт (линия XIII). После каждой ступени сжатия располагаются холодильники-конденсаторы *14, 17, 20, 24, 29* и сепараторы для отделения сконденсировавшихся углеводородов – *15, 18, 21, 25* и *30.* Конденсат из сепараторов после второй и третьей ступеней компримирования подается в сепаратор первой ступени 2, а конденсат из сепараторов низкого давления – в се-

паратор третьей ступени *4.* Для использования в качестве топлива может применяться газ стабилизации первой ступени сепарации нефти и осушенный газ на выходе из абсорбера, которые охлаждаются, отделяются от сконденсировавшейся воды в сепараторе *11,* после чего нагреваются в теплообменнике *12* и выводятся по линии *5.* Обращает на себя внимание то, что установка осушки газа имеет байласную линию XV для возможности перепуска газа минуя эту установку, если осушка газа не представляется необходимой.

Поэтому принципу обустроено значительное число морских нефтяных месторождений во многих районах мира.

Безусловно, рассмотренные выше варианты не исчерпывают всех модификаций возможных схемных решений подготовки нефти и газа на морских промыслах, которые часто представляют собой набор узлов некоторых из этих вариантов. В отдельных случаях, когда мощность установок мала и они расположены далеко в море, неэкономично транспортировать газ по трубопроводам на берег. Тогда целесообразнее вырабатывать сжиженный газ непосредственно на платформе и направлять его на берег по трубопроводу или баржами.

Для некоторых нефтяных месторождений предполагается технически оправданным предварительно подогревать нефть на платформе и затем транспортировать ее с промысла по подводному трубопроводу в систему беспричального налива, находящуюся в море, где происходит загрузка нефти в танкеры.

При добыче нефти у побережья Бразилии продукты замеряются на платформах, установленных на каждом месторождении, и подаются затем на центральную платформу, откуда после замера в трехфазном сепараторе газонефтяной поток без дополнительной обработки направляется по трубопроводу на берег.

Как уже отмечалось, в последнее время наметилась тенденция сбора потоков с отдельных месторождений на центральную технологическую платформу (ДТП), на которой осуществляется доведение различных потоков (нефти, газа, конденсата и воды) до требуемых кондиций. Наиболее характерно в этом плане обустройство месторождения Экофиск в Северном море, отдельные аспекты которого мы вкратце рассмотрим. Это месторождение включает семь отдельных промыслов, шесть из которых нефтяные и один – газоконденсатный. На промысловых платформах «Албушелл», «Эдда», «Экофиск» и «Топ» нефть и газ сначала разделяются, газ осушается гликолем, затем нефть и осушенный газ по отдельным трубопроводам (расстояние 15 км) направляются на ЦТП. На платформе «Код» газ отделяется от газового конденсата и осушается гликолем, конденсат обезвоживается,

после чего газ и конденсат объединяются и подаются на ЦТП по общему трубопроводу (расстояние около 93 км). С платформы «Западный Экофиск» нефть и газ транспортируются на ЦТП как двухфазный поток, без предварительной сепарации или осушки (длина трубопровода примерно 9 км). И, наконец, с платформы «Экофиск» нефть и газ после разделения по отдельным трубопроводам идут на ЦТП, где осуществляется стабилизация объединенных нефтяных и газоконденсатных потоков, после чего нефть откачивается насосами на берег. Газы стабилизации нефти компримируются, объединяются с газом платформы «Экофиск» и осушаются триэтиленгликолем (99,5 %). После этого объединенные газовые потоки со всех промыслов захолаживаются для снижения их точки росы по углеводородам, газ сжимается и по подводному трубопроводу подается на берег.

Следует отметить, что выделение углеводородного конденсата из газа на платформе осуществляется лишь постольку, поскольку газ и конденсат (в смеси с нефтью) подаются по отдельным трубопроводам на различные береговые станции: газ в Эмден (Германия), а конденсат и нефть в Тиссайд (Великобритания).

Общая производительность ЦТП по газу составляет примерно 60–70 млн. нм^3/сут.

Представляет интерес также обустройство газового комплекса в голландском секторе Северного моря. Здесь в газовые скважины на каждой платформе для предупреждения гидратообразования вводят метанол, а также ингибитор коррозии (поскольку в газе много углекислого газа). Газ со всех платформ собирается на ЦТП, где расположены входные сепараторы, установки осушки газа и регенерации триэтиленгликоля, а также установки регенерации метанола. По такой схеме подготовки, запатентованной фирмой «Ричфилд Ойл Корпорейшн», исключаются потери метанола с газом, поскольку он извлекается из газового потока триэтиленгликолем на установках осушки, затем объединяется с метанолом из входных сепараторов и регенерируется (в данном случае – до концентрации 98,7 % вес). Осушенный газ вместе с обезвоженным конденсатом из ЦТП направляется на береговую станцию. Содержание конденсата в исходном газе не превышает 5,7 см^3/нм^3. Общая производительность всех скважин (по проекту) – 10,2 млн. нм^3/сут.

Требуемые точки росы газа по воде и углеводородам различны для разных районов добычи. Для Северного моря, например, они составляют соответственно минус 9,5 и минус 4 °С при 70 кгс/см^2 (для самых холодных месяцев – января и февраля, в остальные месяцы требования менее строги).

Уместно привести в этом разделе и наши разработки, предложенные ВНИПИморнефтегазом для нефтяного месторождения Приразломное, которое первоначально предполагалось освоить двумя платформами с подачей нефти на береговые сооружения (однако в дальнейшем, с уточнением запасов, которые оказались несколько меньшими, было принято решение осваивать месторождение одной платформой, с подачей нефти на ледостойкий отгрузочный терминал), причем северную часть залежи предполагалось разбуривать одним буровым станком, платформа ЛСП-С (рис. 6.4 *а*), а южную – двумя, платформа ЛСП-Ю (рис. 6.4 *б*).

Для вариантов обустройства месторождения с транспортом нефти по подводному трубопроводу разработаны принципиальные технологические схемы БС и эксплуатационного комплекса блок-модулей ЛСП-Ю и ЛСП-С, предусматривающие выполнение на ЛСП БС технологических операций по подвариантам, обеспечивающим подготовку нефти до экспортной кондиции по воде, солям, мехпримесям и упругости паров.

Подвариант 1.1

На ЛСП-С продукция скважин после сепарации от газа и свободной воды в установке предварительного сброса воды (УПС) (остаточной обводненностью до 20 %) по подводному трубопроводу под давлением сепарации направляется на ЛСП-Ю. В пластовую воду (80 % от объема добычи воды), очищенную от нефти и мехпримесей в отстойнике – мультигидроциклоне типа НУР, добавляется в Р-1 морская вода насосами Н-3. После очистки от мехпримесей в двухступенчатом фильтре (Ф) через деаэратор (ДА) насосами высокого давления Н-2 и Н-4 из буферного резервуара Р-1 вода дожимается до давления нагнетания и через распределительный коллектор поступает в нагнетательные скважины.

Газ после сепарации от капельной жидкости через С-1 поступает в энергетический модуль. Не использованный газ сбрасывается через факельный сепаратор (ФС) на факел.

Регламентное глушение скважин выполняется насосами, установленными в блок-модуле бурового комплекса (из-за малого давления на устьях фонтанирующих (до 1,0 МПа) и полуфонтанных (около 0 МПа), глушение скважин выполняется без Циркуляции жидкости глушения). Аварийное глушение куста скважин водой выполняется насосами Н-3 по прямой схеме.

Очистка призабойной зоны скважин выполняется разрядкой по прямой или обратной схеме через блок разрядки и освоения скважин (БРО), который используется и для дренажа аппаратов и трубопрово-

дов по закрытой системе. Дренажные стоки из открытой системы собираются в дренажные емкости (на схемах не показаны). Газ из БРО сбрасывается через факельный сепаратор, жидкость глушения и разрядки после отстоя от нефти и мехпримесей возвращается в блок-модуль бурового комплекса (если в качестве жидкости глушения использован глинистый раствор) или перекачивается насосами в нефтегазосборный коллектор на начало процесса (если в качестве жидкости глушения применена вода). Мехпримеси собираются в контейнеры и вывозятся на берег.

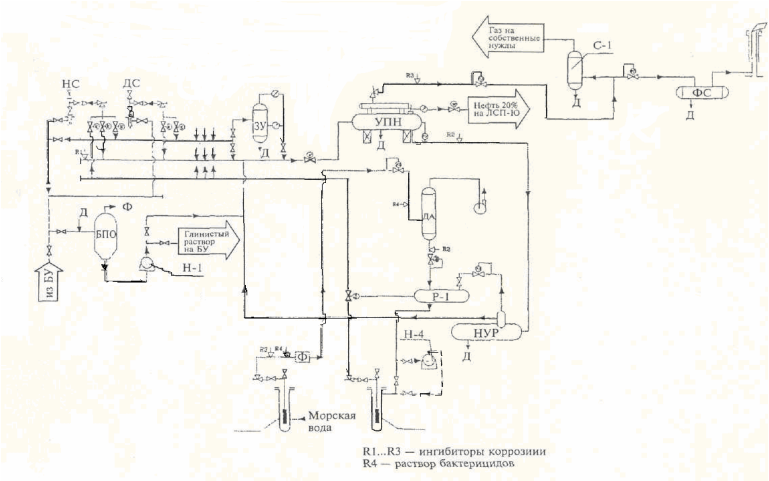
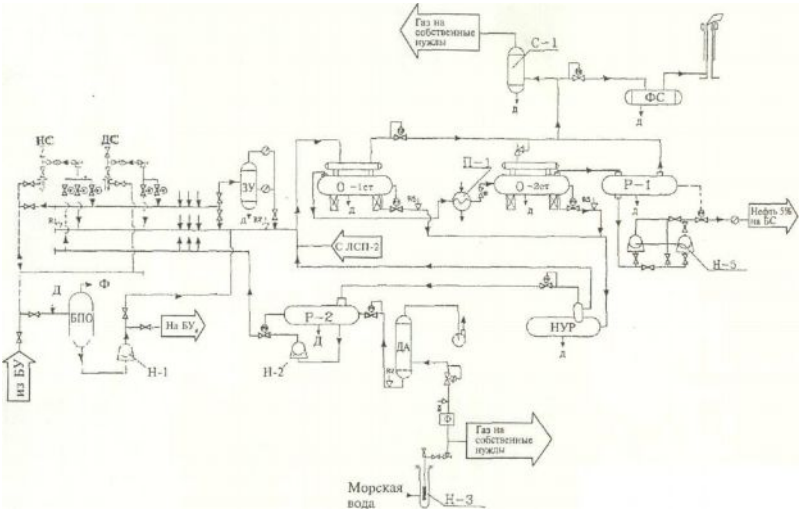


Рис. 6.4. а Принципиальная технологическая схема ЛСП-С



R1 .....R3-ингибиторы коррозии
R4 – раствор бактерицидов
R5 – деэмульгатор

Рис. 6.4. б. Принципиальная технологическая схема ЛСП-Ю

На ЛСП-Ю продукция скважин после сепарации от газа и свободной воды в отстойнике первой ступени О-1, смешивается с эмульсией, добытой на ЛСП-С, обрабатывается деэмульгатором, подогрева-

ется в теплообменнике «Нефть – пар» (П-1) и поступает на отстой в блочный отстойник О-2 для подготовки нефти. Подготовленная нефть с остаточной обводненностью до 5 % под давлением отстоя перетекает в буферный резервуар Р-1, откуда поступает на прием нефтяных насосов Н-5 для транспорта газонасыщенной нефти на БС.

Остальные процессы выполняются аналогично процессам на ЛСП-Ю.

Принципиальная схема показана на рис. 6.4. *б*.

На БС поступившая по подводному нефтепроводу нефтяная эмульсия (с обводненностью до 5 или 20 %) проходит через концевую сепарационную установку (КСУ) для сепарации газа под нулевым давлением, перетекает *в* сборные резервуары РВС, откуда насосами Н-1 через теплообменник Т-1 «Нефть – нефть», подогревается в печи П-1 до 60–80 "С. В динамическом отстойнике О-1 и в электрообессоливающей установке (ЭЛОУ) нефть очищается от воды и солей (до 0,5 % по воде и до 5 мг/л солей), охлаждается в Т-1 до температуры 20 °С и поступает в парк товарных резервуаров (ПТР), откуда насосами Н-2 направляется через пункт учета товарной нефти в систему магистральных нефтепроводов или по подводному трубопроводу перекачивается на месторождение при варианте транспорта нефти на экспорт. Перед ЭЛОУ нефть смешивается с пресной водой в смесителе (СМ). Часть товарной нефти направляется на автоматизированную малогабаритную блочно-комплектную установку производства моторных топлив МБУМТ, поскольку, как показали расчеты, газа для выработки электроэнергии оказалось недостаточно, часть добываемой нефти подлежит переработке в дизтопливо. Некондиционная нефть насосами Н-3 направляется на начало процесса подготовки нефти.

Дренируемая из резервуаров и аппаратов загрязненная нефтью пластовая вода по закрытой системе собирается в резервуаре Р-1, откуда насосами Н-4 проходит через отстойник – мультигидроциклон НУР, где очищается от нефти и мехпримесей. Собранная в резервуаре Р-2 очищенная пластовая вода насосами Н-5 направляется на утилизацию.

Газ из резервуаров и аппаратов по газоуравнительной системе поступает на прием компрессоров винтовых ВК и под давлением направляется на утилизацию. Часть газа сбрасывается в газоуравнительную линию для поддержания давления в системе до 200 мм в.ст.

Принципиальные технологические схемы БС и МБУМТ показаны на рис. 6.4 *в* и 6.4 *г*.

Подвариант 1.2

Подвариант 1.2 отличается от подварианта 1.1 транспортом на БС из буферного резервуара Р-3 насосами Н-5 обводненной до 20% нефти после установок предварительного сброса воды (УПС) на обеих платформах.

Принципиальные технологические схемы ЛСП-Ю и ЛСП-С показаны на рис. 6.4 *а* и 6.4 *б*.

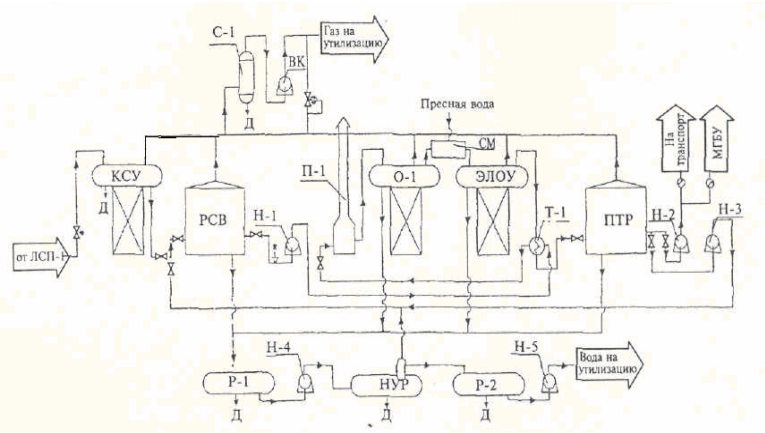


Рис. 6.4 *в*. Принципиальная технологическая схема БС.

Необходимо отметить, что на ранних этапах освоения месторождений почти всегда имеет место недостаточная изученность залежи к началу составления технологической схемы ее разработки. Поэтому необходимо на этапе проектирования обустройства месторождения проработать различные варианты технологических схем подготовки продукции морских скважин, что позволит выбрать наиболее рентабельную из них.

Первоначально добываемая жидкость поднимается из пласта за счет пластового давления. Однако впоследствии ее подъем осуществляется посредством погружных насосов или газлифта. Сырая нефть перекачивается в подводный трубопровод. Если температура застывания нефти высокая, то может понадобиться закачка депрессаторов.

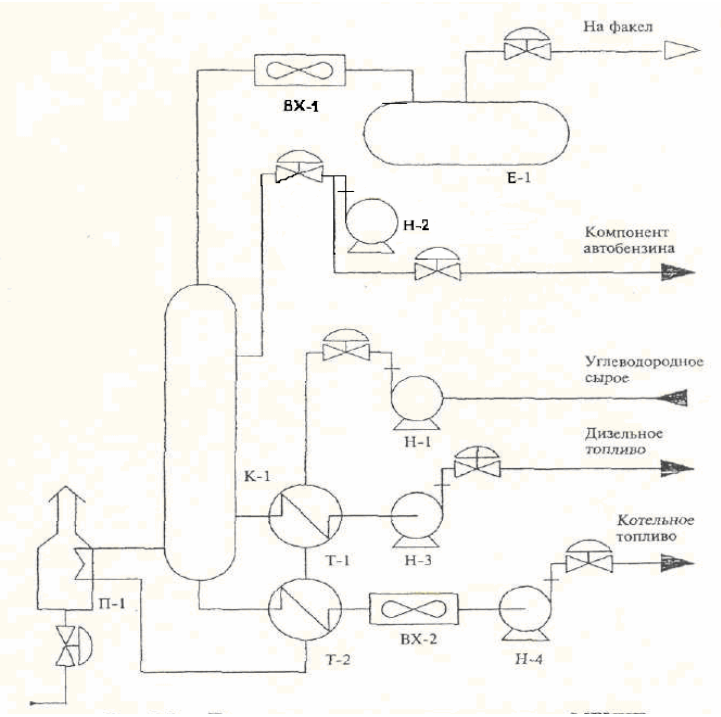


Рис. 6.4 *г*. Принципиальная технологическая схема МБУНТ

Попутно добываемая вода после сепараторов попадает в очистную установку флотационного или коалесцентного типа, где из нее извлекаются остатки нефти, после чего вода сбрасывается в море.

Газ из сепараторов попадает в установку для получения топливного газа. Там газ сжимается, очищается, фильтруется и становится пригодным для использования в качестве топлива для газовых турбин. Излишки газа через факельную систему выбрасываются в атмосферу. После сжатия газ можно закачать в пласт, но на малых месторождениях это нецелесообразно.

Подготовка нефти включает сепарацию нефти, газа и воды, дегидрирование сырой нефти, перекачку и измерение количества товарной нефти.

Сепарация. Добываемая жидкость через коллектор поступает в сепарационную систему. На первой ступени сепарации из смеси из-

влекается большая часть воды, которая затем при помощи регулятора уровня направляется на установку по подготовке воды.

Газ после сепарации поступает в компрессор, а нефть – на вторую ступень сепарации.

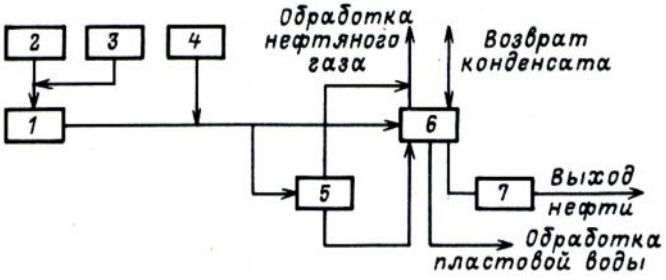


Рис. 6.5. Принципиальная блок-схема сбора продукции нефтяных скважин:
1 – эксплуатационные скважины; 2 – ингибиторы коррозия; 3 – газ для газлифта; 4 – противопенные и деэмульгирующие агенты; 5 – замерный сепаратор; 6 – сепарация продукции скважин; 7 – основные нефтеперекачивающие насосы. Ступенчатая сепарация: 2-я ступень – 100·упругость паров по Рейду; 3-я ступень – 10·упругость паров по Рейду

На второй ступени сепарации осуществляется дальнейшее разделение смеси на воду и газ.

Вода после второй и третьей ступени сепарации при помощи регуляторов уровня направляется на установку по подготовке воды, а нефть после второй ступени – на третью ступень сепарации, на которой осуществляется дальнейшее извлечение воды, а при необходимости – обработка эмульсии.

Замерный сепаратор. **Поток из каждой скважины можно через манифольд направить в замерный сепаратор. На выходе из этого сепаратора осуществляется постоянное измерение количества нефти, газа и воды. Вода при помощи регуляторов уровня поступает на установку по подготовке воды, газ – в компрессор, а нефть при помощи регуляторов уровня направляется на первую ступень сепарации.**

Депрессантная присадка. Если нефть характеризуется высокой температурой застывания, то, чтобы свести к минимуму проблемы, возникающие при транспортировке такой нефти по подводному трубопроводу, требуется провести закачку депрессантной присадки. Эта

операция осуществляется непосредственно перед поступлением нефти в нефтеперекачивающие насосы на входе трубопровода.

Насосная перекачка нефти. Сырая нефть из сепаратора третьей ступени откачивается в трубопровод, проходя при этом через измерительное оборудование. Три бустерных насоса, подача каждого из которых составляет 50 % пропускной способности трубопровода, питают три установленных на магистральном трубопроводе насоса, подача каждого из которых составляет 50 % пропускной способности этого трубопровода.

Очистка попутно добываемой воды. Попутно добываемая вода из сепараторов по трубопроводу подается в уравнительную емкость, в которой осуществляется извлечение свободной нефти с целью предотвращения перегрузки флотационных установок. Нефть с помощью регуляторов уровня извлекается из уравнительной емкости и откачивается в сепаратор второй ступени. Вода с помощью регуляторов уровня подается равномерно на две флотационные установки.

Чистая вода с флотационных установок сбрасывается в колонну, погруженную под уровень моря, а нефть идет на вторую ступень сепарации. Туда же поступает нефть, откачиваемая из указанной колонны.

6. 2. Система сбора и подготовки газа

Общее описание. Подготовка газа существенно отличается от подготовки нефти, поскольку она осуществляется под более высоким давлением. Кроме того, давление товарного газа должно быть выше давления товарной нефти, что определяется соответствующими требованиями спецификации.

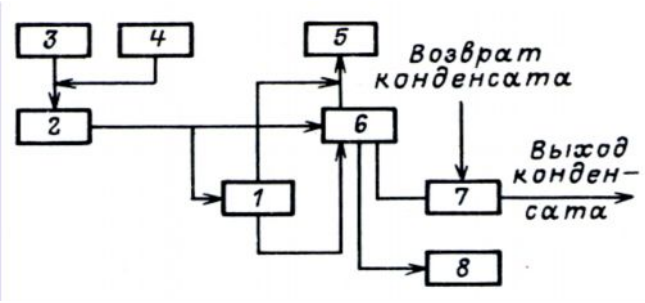


Рис. 6.6. Принципиальная блок-схема сбора продукции газовых скважин:
1 – замерный сепаратор; 2 – добывающие скважины; 3 – закачка ингибитора коррозии; 4 – закачка метанола; 5 – обработка добываемого газа; 6 – сепарация продукции

скважин; 7 – обработка конденсата; 8 – обработка попутно добываемой воды.

Высокая скорость движения газа у стенок забоя служит причиной привнесения в газ твердых частиц, которые могут быть извлечены устьевой песколовушкой, давление в которой равно или почти равно устьевом с минимальным падением давления на штуцере.

Технологическое оборудование в основном состоит из одноступенчатого сепаратора для извлечения конденсата. Дальнейшая обработка газа обычно заключается в дегидрировании, но в некоторых случаях проводится извлечение диоксида углерода или сероводорода. После измерения газ отводится из системы под относительно высоким давлением (10,4 МПа) (рис. 6.6). На поздней стадии разработки пласта необходимое давление поддерживается за счет компримирования газа.

Сепарация. Перед проведением одноступенчатой сепарации, предполагающей отделение свободной воды и конденсата, может возникнуть необходимость в извлечении из смеси песка.

По мере падения давления на устье скважины уменьшается охлаждающий эффект Джоуля – Томпсона, обусловленный расширением газа, в результате может потребоваться дополнительное охлаждение газа с целью сведения к минимуму нагрузки на колонну дегидрирующей системы. Система должна проектироваться с учетом колебаний нагрузки со стороны жидкости, поскольку в период сжатия эта нагрузка возрастает до максимума. Прежде чем установить оборудование для дегидрирования и закачки гликоля, следует оценить возможности гидратообразования во всех частях системы и образования парафиновых отложений, обусловленного природой конденсата. Поскольку при высоком давлении даже небольшое содержание диоксида углерода может привести к значительной коррозии, следует внимательно подойти к выбору материалов для строительства системы.

Компримирование газа. Сложность выбора компрессора обусловливается падением давления всасывания и уменьшением расхода. Обычно на каком-то этапе эксплуатации компрессоры заменяют или модифицируют.

Компрессорная система включает всасывающие, промежуточные и нагнетательные клапаны, а также охлаждающее вспомогательное оборудование.

Дегидрирование. Дегидрирование достигается за счет традиционного контакта с триэтиленгликолем с последующей регенерацией, которой в технологической цепочке отводится место после комприми-

рования. Это снимает проблемы, связанные с колебаниями рабочего давления.

Дегидрирование обычно осуществляется за счет механической сепарации или коалесценции. Возможно мгновенное выделение незначительных количеств газа, однако его улавливание нецелесообразно с экономической точки зрения.

Технологическое оборудование газодобывающей платформы аналогично применяемому на нефтедобывающих платформах. Разработка пласта на истощение идет с падением давления, поэтому в закачке морской воды нет необходимости.

На небольших платформах могут возникнуть проблемы, связанные с проектированием и размещением горелочного устройства, что объясняется выделением большого количества теплоты при сжигании газа на факеле.

6. 2. 1. Принципиальные технологические схемы подготовки газа и конденсата на море

Технологические решения по подготовке газа и конденсата на морских акваториях можно свести к следующим основным принципиальным схемам, предназначенным для газовых и газоконденсатных месторождений (рис. 5.7–5.10).

Схема на рис. 6.7 характерна тем, что здесь в газ для предупреждения гидратообразования впрыскивается метанол – на устье скважины, а также перед каждым дросселированием.

Газ из скважины поступает в замерный сепаратор *1* (индивидуальный, как правило, на каждой платформе), где определяется дебит по газу и жидкости. После этого потоки вновь объединяются и направляются в сепаратор *3,* в котором газ отделяется от жидкой фазы и по трубопроводу II подается на берег.

Смесь углеводородного конденсата и метанольной воды идет в атмосферный резервуар 5, где происходит их разделение, после чего конденсат насосом *6* вновь подается в поток газа для совместного транспорта а метанольная вода по линии IX сбрасывается в море или (в последние годы) поступает на регенерацию.

Подобный способ подготовки газа реализован на месторождениях Викинг, Албу-шелл (оба в Северном море), на морских месторождениях Австралии, на месторождениях в голландской зоне Северного моря, на месторождении Бэсс-Стрейт и др. Однако при всей своей внешней привлекательности, заключающейся в минимальном количестве аппаратов и малой энергоемкости, рассмотренная схема содер-

жит в себе ряд отрицательных моментов. Один из них состоит в том, что для подачи регенерированного метанола с берега на платформу необходим дополнительный трубопровод, проложенный по дну моря (обычно имеет диаметр от 80 до 150 мм), а также специальный резервуар для хранения метанола на платформе). При больших расстояниях до берега стоимость метанольного трубопровода может составить весьма значительную величину.

Другой недостаток схемы на рис. 6.7. заключается в том, что при таком способе неизбежны достаточно существенные потери метанола – с водой, сбрасываемой в море (линия IX), не говоря уже об ущербе, наносимом акватории. Поэтому, безусловно, регенерация метанольных растворов непосредственно на платформе более предпочтительна, тем более что для этого в качестве источника тепла можно использовать газы дегазации конденсата (или их еще называют газами стабилизации). Но это решение не исключает уноса метанола в паровой фазе вместе с газом ввиду высокой упругости паров метанола, а на берегу после охлаждения газа и падения давления в подводном газопроводе можно извлечь в жидком виде лишь 50–70 % всего метанола, подаваемого на ингибирование. Поэтому в последнее время все чаще вместо метанола предпочитают подавать в качестве ингибитора гидратообразования гликоль, что позволяет утилизировать после регенерации практически все количество реагента, подаваемого в газ.

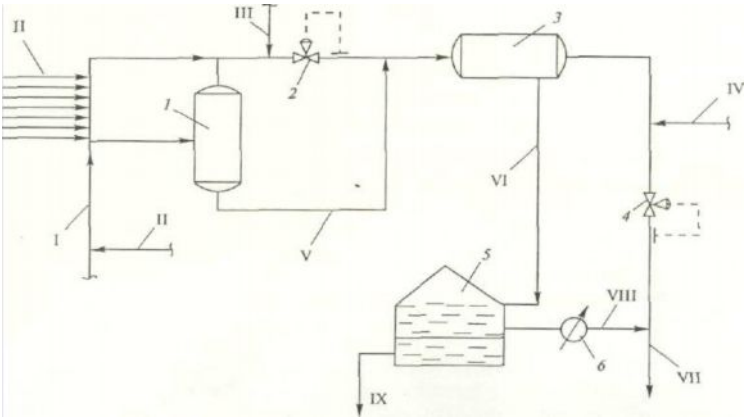


Рис.6.7. Принципиальная схема подготовки газа с выпуском метанола

В некоторых случаях обработку газа проводят в соответствии со схемой на рис. 6.8. В этом случае газ из скважин отделяется в нижней части абсорбера *1* от капельной жидкости и затем осушается с помощью раствора высококонцентрированного гликоля. Во избежание опасности гидратообразования при дросселировании газа давление в абсорбере равно давлению в скважине (статическому давлению на устье). Осушенный газ (линия II) проходит теплообменник *2,* дросселируется на регуляторе *5* и подается на берег. Смесь углеводородного конденсата и пластовой воды направляется по линии III в разделитель *3,* откуда конденсат репиркулирует по линии IX в трубопровод осушенного газа, а вода поступает на очистку в сепаратор *4,* работающий при атмосферном давлении. Очищенная вода сбрасывается в море (линия XII), газ выветривания отводится на свечу по трубопроводу XIII, а углеводороды по линии X насосом *9* закачиваются в поток газа и уходят на берег.

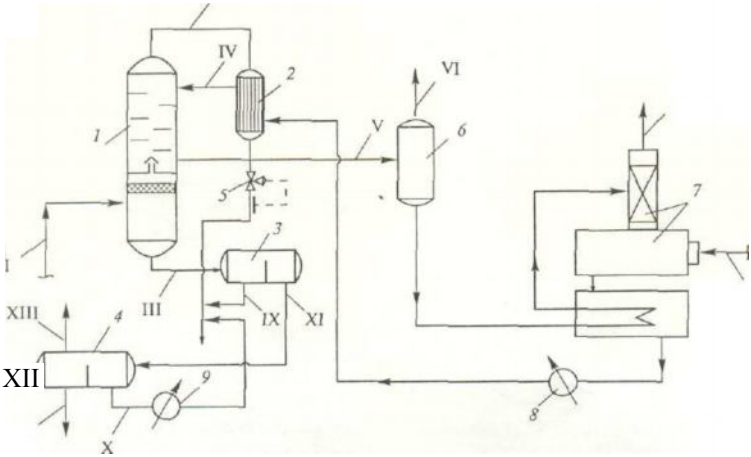


Рис. 6. 8. Принципиальная схема осушки газа гликолем

Насыщенный водой гликоль собирается на глухой тарелке абсорбера выводится по трубопроводу V в выветриватель *6,* где из гликоля при низком давлении удаляется газ выветривания (линия VI), используемый, как правило, в качестве топлива на платформе. Насыщенный гликоль регенерируется в абсорбер после охлаждения осушенным газом в теплообменнике *2.*

Этот способ широко применяется на месторождениях Северного моря, однако ему присущ следующий недостаток: необходимость проведения процесса осушки при высоких температурах и, как следствие этого, большая металлоемкость оборудования (абсорбер 7, теплообменник *2,* разделитель *3,* насосы *8 и 9)* и трубопроводов. Очевидно, что при очень высоких устьевых давлениях указанный способ становится нерентабельным. Поэтому зачастую перед осушкой газа осуществляется его дросселирование, когда газ сначала подогревают до температуры, гарантирующей безгидратную работу газопровода (рис. 6.9).

Схема подготовки газа отличается от вышерассмотренной схемы главным образом тем, что газ из скважин сначала подогревается в аппарате, затем дросселируется на регуляторе 2 и только потом осушается гликолем в абсорбере *4,* Недостатком этого схемного решения является наличие дополнительного энергоемкого оборудования высокого давления – подогревателя. Способ, рассмотренный на этом рисунке, также используется на некоторых месторождениях Северного моря.

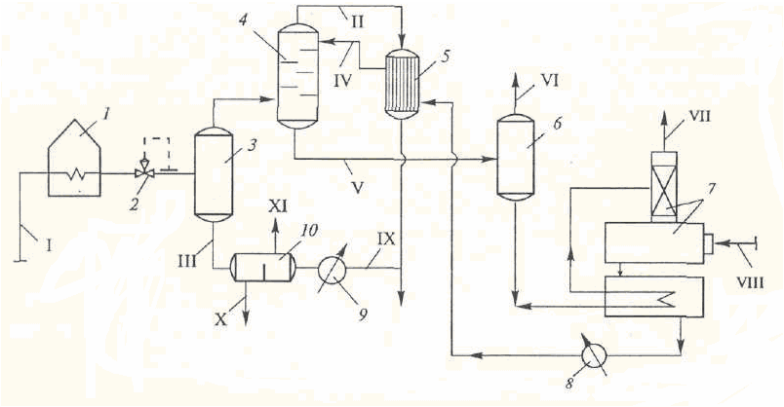


Рис. 6. 9. Принципиальная схема подготовки газа с предварительным подогревом путем его осушки гликолем

Как видно из рассмотренных вариантов подготовки газа и конденсата, по экономическим соображениям конденсат подают в поток газа для совместного транспортирования на берег, поскольку это дешевле, чем дополнительно прокладывать по дну моря конденсатопровод. Однако надо учитывать, что углеводородный конденсат всегда содержит в своем составе остаточную воду, которую довольно сложно отделить отстаиванием. Если конденсата, повторно закачиваемого в

газ, сравнительно немного, то это практически не сказывается на точке росы осушенного газа. В случае же больших количеств углеводородного конденсата вносимая им в газ влага может существенно повысить точку росы газа по воде. Поэтому во втором случае требуется либо осушать газ в абсорбере до более низкой точки росы, что технически-весьма сложно (более высокие концентрации гликоля, большее число тарелок в абсорбере), либо обезвоживать конденсат до введения его в газ. Один из способов обезвоживания конденсата, запатентованный фирмой «Юлэк, Сиволз энд Брайсон» рассмотрен на рис. 6.10 *а*. Принцип его заключается в том, что сначала газ осушается в нижней части абсорбера *2,* затем осушенным газом продувают водосодержащий конденсат в средней части абсорбера, и газ, поглотивший воду из конденсата, повторно осушают в верхней части аппарата. Описанный способ требует более сложной конструкции абсорбера, чем в предыдущих двух схемах, но позволяет сохранить точку росы осушенного газа по влаге, поэтому используется на газоконденсатных месторождениях с большим содержанием конденсата.

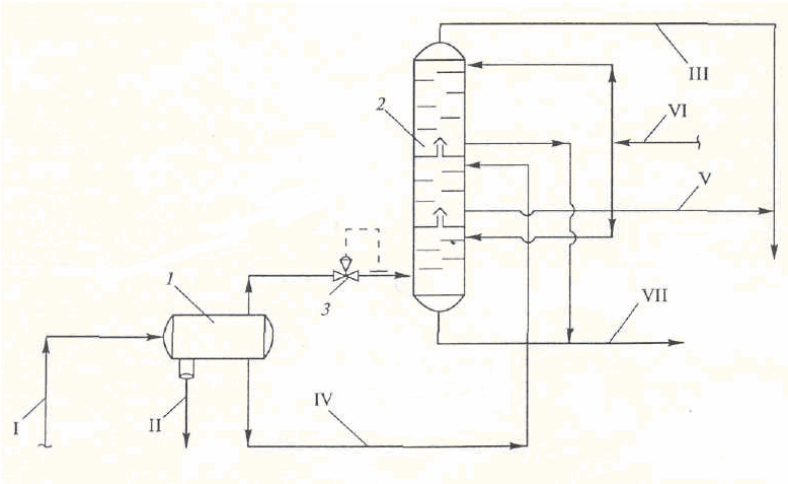


Рис. 6.10 *а*. Принципиальная подготовка газа путем его осушки гликолем и обезвоживанием конденсата

Другим технологическим решением, позволяющим осуществить совместный транспорт осушенного газа с конденсатом по подводному трубопроводу, является предварительный подогрев газа. Эта схема

представлена на рис. 6.10 *б*. Сырой газ из скважин *1* подается в огневую печь *2,* которая исключает возможность образования гидратов после дросселирования потока, после чего сепарируется в *3* и подается в абсорбер *4,* где осушается с избытком и далее через теплообменник 5 транспортируется на берег *14.* Одновременно достаточно прогретый конденсат хорошо разделяется в трехфазном сепараторе *12;* причем газ выветривания *9* используется на платформе на собственные нужды, а отделившаяся вода сбрасывается в море. Конденсат же насосом *10* закачивается в газопровод *13,* протянутый на берег. Гликоль, насыщенный в абсорбере влагой, дегазируется в *6,* поступает на регенерацию в десорбер 7 и далее насосом снова подается в абсорбер.

Эта схема обладает хорошим преимуществом, выражающимся в том, что на платформе используется лишь один химреагент из группы гликолей. Отсутствие метанола в этом решении позволяет, во-первых, сбрасывать свободную воду в море, во-вторых, исключить необходимость площади на платформе для хранения метанола и, в-третьих, не загрязнять гликоль водометанольными растворами (и регенерация гликоля в отсутствие метанола идет значительно лучше).

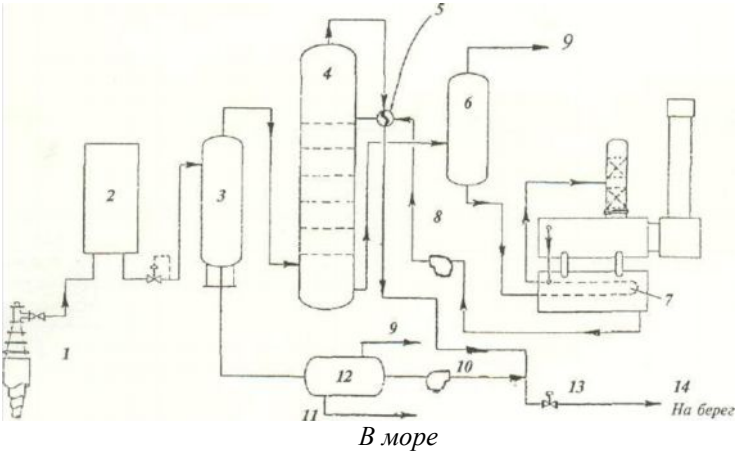


Рис. 6. 10 *б*. Схема с предварительным подогревом и осушкой газа и с откачкой конденсата

В ряде случаев (подача газа из подводных скважин, низкая температура или высокое давление газа на устьях скважин, расположенных на платформе) возникает необходимость одновременного использования метанола и гликоля (преимущественно, три-этиленгликоля):

первое – для предотвращения гидратообразования, и второе – для осушки газа. Такое техническое решение требует дополнительной площади, усложняет всю технологическую цепочку, повышая пожарно и экологическую опасность. И тем не менее эти решения реализованы на некоторых морских газоконденсатных месторождениях.

Принципиальная технологическая схема подготовки газа и конденсата на Штокмановском газоконденсатном месторождении (Баренцево море), которая была разработана авторами во ВНИПИморнефтегазе (в содружестве с Т.М. Бекировым – ВНИИгаз и В.П. Мальхановым – «Криокор») в 1994 г., в Технико-экономическом обосновании вышеупомянутого месторождения. В этой схеме предложен ряд оригинальных технических решений, обусловленных специфическими условиями залежи (глубина воды 350 м, удаленность от берега свыше 600 км и др.). Поскольку была обоснована необходимость применения метанола на платформе, то с целью исключения его завоза предложено получать метанол из газа методом его прямого окисления кислородом воздуха в объемах, необходимых только для собственных нужд, непосредственно на самой платформе.

Суть способа получения метанола заключается в окислении газа кислородом воздуха при давлении 4–6 МПа и температуре 400–500 "С. При этом воздух необходимо компримировать, т. е. затратить энергию. Эту задачу на платформе можно решить путем детандирования той части газа, которая затрачивается на выработку электроэнергии для нужд платформы. Одновременно с детандированием производится сжатие воздуха, т. е. используется турбодетандер (ТДА) «газ – воздух». И поскольку концентрация метанола в окислившемся газе составляет всего 40–50 %, а для ингибирования газа необходимо иметь примерно 90 %, то повышение концентрации образовавшегося водометанольного раствора осуществляется путем его выпаривания вместе с отработанным (уловленным) метанолом, имеющим ту же концентрацию. Поэтому растворы смешиваются и подаются на блок регенерации, откуда поступают в технологическую цепочку обработки газа. Таким образом, обеспечивается безгидратный транспорт газа на берег.

6. 3. Подводные системы сбора и подготовки продукции скважин

Для традиционных эксплуатационных систем с использованием опорных блоков ферменного типа характерны большие массы, что является существенным недостатком. Кроме того, масса опорного блока ферменного типа находится в сложной зависимости от способа строи-

тельства, массы верхних строений и глубины воды. Масса верхних строений не оказывает заметного влияния на массу опорного блока, что касается глубины, то с ее увеличением масса опорного блока резко возрастает. Можно рассмотреть несколько вариантов уменьшения массы верхних строений. Один из вариантов – предварительное бурение скважин. Однако оно приводит к определенным затруднениям при обслуживании скважин в ходе эксплуатации платформы, а также к увеличению сроков обустройства месторождения, если программой предусмотрено бурение большого числа скважин. На буровое оборудование приходится свыше 3 тыс. т массы верхних строений. К этим постоянным нагрузкам следует прибавить временные нагрузки, связанные с запасами химических реагентов и бурильных труб.

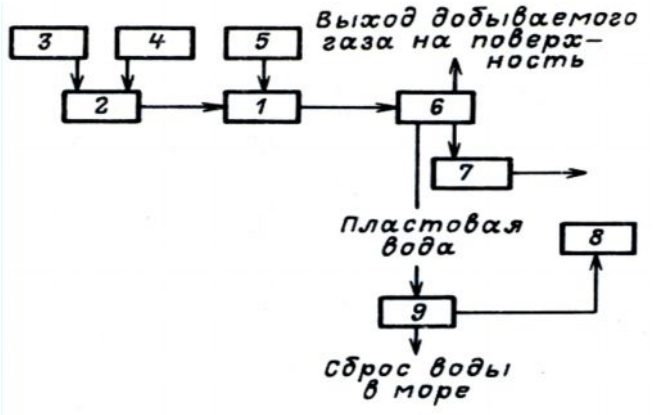


Рис. 6. 11. Блок-схема подводной системы сбора и подготовки нефти:
1 – эксплуатационный манифольд; 2 – добывающие скважины;
3 – ингибиторы коррозии; 4 – газ для газлифта; 5 – пеногаситель и деэмульгатор;
6 – сепарация продукции скважин; 7 – емкость для хранения; 8– извлечение нефти;;
9 – сепарация воды

Установка технологического оборудования под водой может значительно сократить массу верхних строений. Если подводное оборудование станет относительно простым, то управлять им можно будет с помощью существующих подводных методов контроля и управления (рис. 10).

Устьевое оборудование и манифольды(рис. 6.12). Подводная установка и эксплуатация устьевого оборудования уже применяются в

нефтяной промышленности. Заканчивается разработка подводных штуцеров.

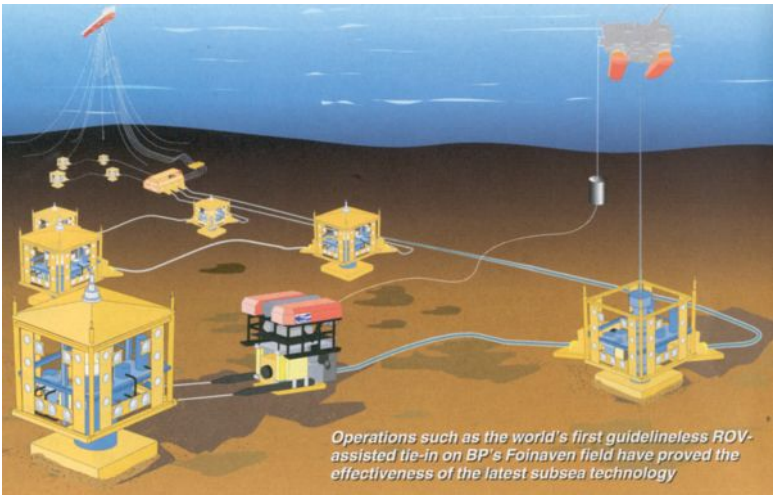


Рис. 6. 12. Устьевые оборудования и манифольды

Сепараторы представляют собой резервуары, снабженные устройствами для регулирования давления и уровня жидкости. Они могут работать под водой, однако нельзя сказать, что они полностью приспособлены к подводной эксплуатации. Определенные трудности связаны с необходимостью обеспечения качественной сепарации смеси на газ и жидкость, а также с необходимостью сброса давления.

Эффективность сепарации. Соблюдение требований к упругости паров продукта обычно достигается контролируемым снижением температуры и давления. Необходимость сохранения теплоты в потоке диктует высокие требования к системе изоляции. Следует помнить также о недопустимости попадания извне морской воды. При потерях теплоты или при тенденции жидких углеводородов к парафинообразованию может потребоваться иммерсионный электронагрев сепаратора.

***Насосная перекачка нефти и конденсата* не должна вызывать затруднений, поскольку существующие модификации погружных насосов должны работать и на глубине.**

Попутно добываемая вода находится под давлением и содержит растворенные и свободные углеводородные компоненты. Она может

храниться некоторое время под водой в специальных емкостях, а затем (после отстоя) сбрасываться в море без очистки или после хранения в емкостях загружаться в танкеры.

Транспорт нефти и конденсата. Подготовка нефти к танкерной или трубопроводной транспортировке предполагает получение жидкости упругостью паров по Рейду, равной 100 или 10, с проведением двух- или трехступенчатой сепарации. Для танкерной транспортировки жидкости с упругостью паров по Рейду, равной 10, требуется загрузочное сооружение. При строительстве такого сооружения основной вопрос заключается в том, – проводить обработку нефти под водой или проектировать минимальный комплекс технологического оборудования на загрузочной колонне или танкере.

Обезвоживание конденсата может осуществляться в подводных условиях посредством гравитационного разделения или за счет коалесценции. Однако остается проблема сброса воды.

Очистка газа.

1. Нефтяной газ.

Запасы газа на малых нефтяных месторождениях не настолько велики, чтобы можно было организовать их отдельную разработку. Сброс отсепарированного газа может осуществляться посредством выброса в атмосферу или сжигания на факеле (рис. 6.13).

2. Газ, добываемый на газовых и конденсатных месторождениях.

При разработке как газовых, так и конденсатных месторождений основная задача заключается в добыче газа с целью его дальнейшего использования. При этом возможны следующие проблемы:

– *образование кристаллогидратов;*

– *коррозия;*

– *образование двухфазного потока.*

Образование кристаллогидратов усиливается за счет наличия свободной воды, которая способствует также появлению коррозии. Коррозия может увеличиваться под действием парциального давления содержащегося диоксида углерода и в особенности сероводорода. Появление жидких углеводородов обусловливается падением температуры в трубопроводе.

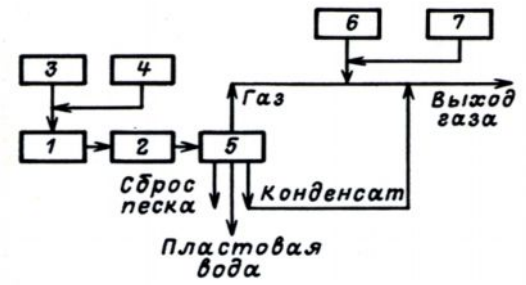


Рис. 6.13. Блок-схема подводной системы сбора и подготовки газа:
1 – добывающие скважины; 2 – эксплуатационный манифольд; 3– ингибирование коррозии; 4 – закачка метанола; 5 – сепарация продукции скважин; 6 – ингибирование коррозии; 7 – закачка гликоля

В настоящее время подводная обработка газа и эксплуатация компрессорных установок в подводных условиях считаются невозможными Решение проблемы обработки газа будет зависеть от применения ингибиторов коррозии и образования кристаллогидратов.

6. 3. 1. Сбор и подготовка нефти в подводных условиях

Установленный под водой небольшой комплекс технологического оборудования должен обеспечивать сепарацию нефти, газа и воды, а также подготовить их к транспортировке. Этот процесс может оказаться далеко не простым, поэтому ниже приводятся некоторые рекомендации.

Устье и манифольды. Эти компоненты подводных систем уже разработаны и успешно эксплуатируются. Газлифтная и насосная добыча могут осуществляться только с помощью подводных систем оборудования.

Сепарация. Максимальная эффективность отбора нефти на малых месторождениях может, помимо прочего, достигаться за счет простоты подводного оборудования. Подводная сепарация пока применяется в ограниченном ряде случаев. Чтобы подготовить нефть к транспортировке можно сократить число ступеней сепарации до одной-двух. Для обеспечения давления паров, предусматривается иммерсионный электронагрев. Все системы должны быть рассчитаны на статическое давление в скважине при закрытом устье. Резкое снижение не предусматривается.

Для повышения эффективности сепарации с платформы можно обеспечить подачу деэмульгирующих и пеногасящих аген-

тов. С целью уменьшения, размера и массы сепараторов при сохранении их высокой эффективности можно воспользоваться центробежными конструкциями или конструкциями с наклонными полками.

Добытый газ. Для обеспечения минимального давления сепарации добытый газ должен подниматься по шарнирно закрепленной на дне башни и сжигаться на установленном на ней факеле или на отдельно установленном горелочном устройстве.

Добытый газ следует охладить так, чтобы его температура была ниже точки росы углеводородов. Проблемы образования кристаллогидратов можно решить путем закачки метанола.

Пластовая вода. **Под водой должны быть созданы условия для хранения значительных объемов пластовой воды в специальных емкостях. Возможен вариант, при котором по истечении соответствующего периода времени и после применения деэмульгаторов вода может сбрасываться непосредственно в море. Согласно другому варианту, при отсутствии соответствующей обработки вода должна поступать в специальное сооружение для загрузки в танкер.**

Поверхностное оборудование. Комплекс поверхностного оборудования необходим для выполнения следующих функций:

– обеспечение энергоснабжения;
– осуществление закачки химических реагентов;
– размещение факельного устройства;
– размещение систем управления и контроля.

Поверхностное оборудование может находиться на некотором расстоянии от добывающих скважин.

При этом транспорт нефти может осуществляться по трубопроводу, если под водой установлены нефтеперекачивающие насосы.

Стабильный конденсат из испарителя И-1 под собственным давлением проходит рекуперативные теплообменники Т-3 и Т-2 и, окончательно охладившись в теплообменнике, «конденсат – вода», поступает в сборный резервуар объемом 200 м^3, откуда центробежными насосами перекачивается в подводное хранилище конденсата установки беспричального налива танкеров.

На установке предусмотрен аварийный выветриватель конденсата Р-3, который позволяет стабилизировать конденсат со сбросом газов стабилизации на факел при температуре 50–60 °С.

Устья и манифольды. Эти компоненты подводных систем давно эксплуатируются и поэтому здесь не рассматриваются.

Сепарация. Транспорт газа к подводным комплексам предполагается осуществлять вместе с конденсатом по одному трубопроводу. Сепарацию продукции газовых скважин проводят с целью:

а) удаления песка для предотвращения эрозии оборудования;

б) удаления пластовой воды для предотвращения коррозии.

В процессе добычи газа попутно извлекается из скважин гораздо меньше воды, чем в процессе добычи нефти, что объясняется условиями насыщения коллектора при пластовых давлениях и температуре. На газодобывающих платформах-спутниках пластовая вода часто не сепарируется, а направляется на основное добывающее сооружение.

Методы сброса воды будут аналогичны тем, которые применяются при подводной обработке нефти.

Подводные сепараторы – это сепараторы высокого давления, а падение давления на устьевом штуцере носит номинальный характер.

Поверхностное оборудование. Предполагается, что подводная система сбора и подготовки газа может находиться на большем расстоянии от комплекса поверхностного оборудования, чем такая же система сбора и подготовки нефти. Поверхностное оборудование обеспечивает, как минимум, проведение сепарации, а также дегидрирование газа и конденсата. Для нормальной работы установок по стабилизации газа и конденсата необходим контроль за точкой росы углеводородов.

Подача энергии и химических реагентов. Энергия и химические реагенты (для защиты оборудования и трубопроводов) должны подаваться по подводным кабелям и трубопроводам.

6. 4. Борьба с гидратообразованием в системе сбора, транспортировки и подготовки газа и конденсата

При добыче и транспорте природного и попутного нефтяных газов на поверхности контакта газ – вода образуются гидраты – твердые кристаллические вещества, представляющие ассоциированные молекулы углеводородов и воды плотностью 880–900 кг/м^3.

Исследования по гидратообразованию при добыче и транспорте природного газа можно разделить на три этапа.

Началом первого этапа следует считать 1934 г., когда была опубликована первая работа по изучению условий образования гидратов природных газов, содержащая рекомендации по предотвращению гид-

ратообразования при транспорте газа по трубопроводам. В дальнейшем было опубликовано большое число работ, посвященных исследованию свойств и состава природного газа на равновесные термодинамические условия образования гидратов.

В начале 60-х годов наметился второй этап, когда делались попытки определить заранее места образования гидратных пробок в трубопроводах и скважинах. Считалось, что гидраты образуются там, где температура газа ниже температуры гидратообразования при данном давлении. Таким образом, опеделялось и безопасное время остановки газовых скважин, пробуренных в зоне многолетней мерзлоты, а также их оптимальные рабочие дебиты.

С 1973 г. наметился третий этап, характеризующийся исследованиями динамики роста гидратного слоя в трубах, отложений гидратов при фильтрации влажного газа к скважинам, эффективности тепловых методов разработки газогидратных залежей и т. д.

Исследованиями было установлено, что для предупреждения образования гидратов в потоке газа необходимо устранение одного из следующих основных условий их существования: высокого давления, низкой температуры или свободной влаги. В настоящее время наиболее распространенным методом в нефтепромысловой практике для борьбы с гидратообразованием является применение различных ингибиторов. К наиболее широко применяемым ингибиторам относится метанол (метиловый спирт CH_3OH)–бесцветная жидкость с резким запахом, молекулярная масса которой 32,04, температура кипения 64 °С, замерзания – 97,1 °С, давление паров метанола при 20° С равно 0,01 МПа. Метанол обладает свойством понижения температуры гидратообразования, способностью быстро разлагать гидратные пробки, смешиваться с водой в различных соотношениях, характеризуется малой вязкостью и низкой температурой замерзания. На нефтегазодобывающих промыслах используется 97 %-ный метанол,

При разработке газоконденсатных месторождений на Каспийском море гидратообразование сильно осложняет работу всей системы нефтегазосбора.

В связи с этим были проведены исследования причин и условий гидратообразования и рассчитаны необходимые объемы метанола для оптимизации расхода этого дорогостоящего реагента на морских нефтегазодобывающих промыслах.

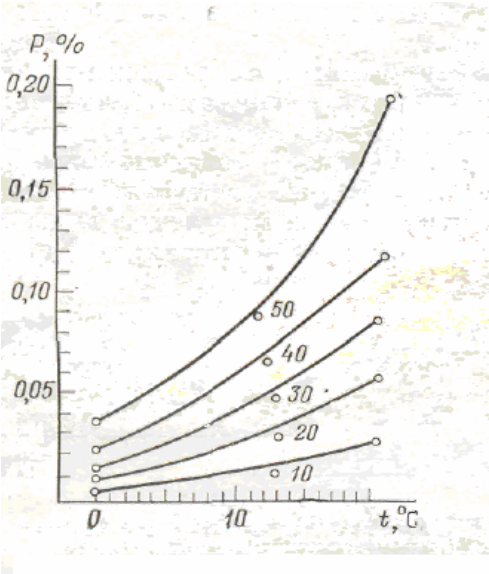


Рис. 6.14. Зависимость растворимости метилового спирта Р в конденсате от температуры

Была изучена растворимость метанола в газожидкостной среде. Исследования показали, что основное его количество переходит в воду и в зависимости от термодинамических параметров газотранспортной системы и количества воды, уносимого с газом в местах сепарации, составляет 50–70 %.

Проведенные лабораторные исследования по изучению растворимости метанола в углеводородном конденсате в зависимости от температуры и содержания воды в водометанольном растворе показали, что при уменьшении концентрации спирта в воде растворимость метанола в конденсате уменьшается (рис. 6.14). При повышении температуры и концентрации метилового спирта в водном растворе растворимость метилового спирта в конденсате увеличивается.

На основании экспериментальных данных был сделан вывод о том, что в системе метанол – вода – конденсат возможно отложение твердых парафинов. При изучении растворимости метанола и конденсата выпадение солей из пластовой воды не было обнаружено.

На основании экспериментальных данных построен график (рис. 6.15), показывающий условия гидратообразования в зависимости от давления и температуры.

Как видно из кривых, с повышением давления увеличивается равновесная температура гидратообразования.

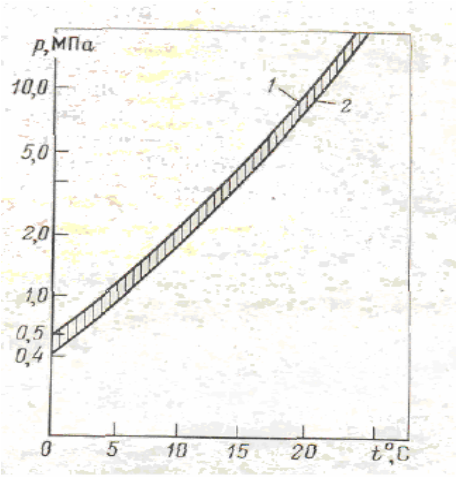


Рис. 6.15.Условия гидратообразования в зависимости от давления и температуры*:*
1–для НГДУ А. Серебровского; 2–для НГДУ им. Н. Нариманова

По графику, в зависимости от давления и температуры, определяют равновесную температуру гидратообразования, изменение которой в свою очередь влияет на степень необходимого снижения температуры газа

$$\Delta t = t_{равн} - t_г,$$

где $t_г$ – температура газа в конце участка.

Концентрация (c_2) насыщенного метанола, обеспечивающая безгидратный режим обработки газа, определяется по формуле

$$C_2 = \frac{M\Delta t}{M\Delta t + k},$$

где M – молекулярная масса метанола; k – константа, определяемая экспериментально.

Таким образом, увеличение равновесной температуры гидратообразования способствует увеличению C_2, а это, в свою очередь, увеличивает норму расхода метанола.

Исследования показали, что минерализация пластовых вод значительно снижает равновесную температуру гидратообразования, что способствует уменьшению расхода метанола. При отсутствии соли в системе газ – вода температура гидратообразования при давлении

$P_к$ = 0,46 МПа составляет $t_{КР}$ = 5,2°. С увеличением минерализации в системе до 10 г/л критическая температура гидратообразования снижается до 4,6°С, а при концентрации NaCl =50 кг/м^3 – до 2,6° С (рис. 6.16).

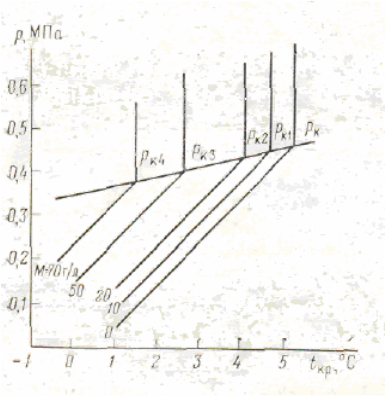


Рис. 6.16. Влияние минерализации вод М на температуру гидратообразования

Причиной снижения равновесной температуры гидратообразования является снижение давления паров воды при растворении в ней хлористого натрия или других солей. В присутствии пластовой воды равновесная температура гидратообразования снижается на 11°С (рис. 6.16).

Согласно экспериментальным данным различных авторов, увеличение массового содержания соли на 1 % – в пределах от О до 20 % – приводит к снижению равновесной температуры гидратообразования примерно на 0,5–0,6 °С. Поэтому, имея данные о плотности и составе пластовой воды в ионной или же эквивалентной форме, можно выразить общую минерализацию (кг/м^3) и затем найти массовое содержание соли в пластовой воде по формуле

$$A = M / 10\rho_{пл} b,$$

где M – минерализация пластовой воды, кг/м^3; $р_{пл}$ – плотность пластовой воды, кг/м^3; b — массовое содержание солей, %.

Снижение равновесной температуры гидратообразования определяют по формуле

$$\Delta t = 0.55A.$$

Технологический процесс использования метанола для нормальной работы газосборной установки состоит в его подаче в несколько точек в газопроводы, ведущие от скважин до нефтегазосдаточных пунктов. Вводимый в газовый поток метанол, растворяясь в

природном газе, углеводородном конденсате и пластовой воде полностью теряется.

Количество метанола необходимое для технологических целей и потери его в процессе транспортировки и хранения в сумме составляют общую потребность нефтегазодобывающего предприятия в этом ингибиторе. Расчетная потребность его на единицу продукции определяет норму потребности нефтепромыслового управления в метаноле.

На месторождениях Каспийского моря метанол в газовый поток подают с октября до середины мая следующего года, что связано с интенсивным охлаждением газа в морской воде, температура которой в осенне-зимний период по данным гидрометеорологической службы снижается до 4–5 °С. При расчете принимают средние значения технологических и термодинамических параметров системы.

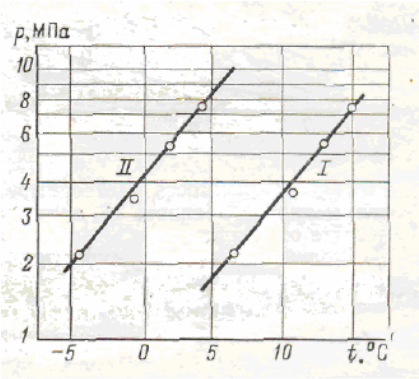


Рис. 6.17. Условия гидратообразования для системы «газ-вода»:
I – система «газ-дистиллированная вода»; II – система «газ-пластовая вода»

В общем виде расчет нормы расхода метанола при отсутствии регенерации выражается формулой

$$H = H_T + \Sigma H_П,$$

где $H_т$ – норма расхода метанола непосредственно на технологический процесс, кг/10^3 м^3; $H_п$ – норма потерь.

Составляющую $H_т$ для метанола определяют по формуле материального баланса

$$H_T = q_B + q_Г + q_к,$$

где $q_в$, $q_г$, $q_к$ – количество метанола, растворяющегося соответственно в водной, газовой фазах и конденсате, кг/10^3м^3.

Количество метанола, растворяющегося в водной фазе, рассчитывается по формуле

$$q_B = \frac{\Delta\omega c_1 c_2}{(c_1 - c_2)100},$$

где ω_o – количество жидкости, обрабатываемой метанолом, кг/10^{3}м^3; c_1, c_2 – массовые содержания соответственно свежего (закачиваемого) и отработанного (насыщенного) метанола, %.

Количество воды, выделившейся из газа при его движении и выносимое с газом из пласта, т. е. то количество воды, которое должно, быть обработано метанолом, рассчитывают по формуле

$$\Delta\omega = (\omega_1 - \omega_2) + \omega_3,$$

где ω_1 и ω_2 – соответственно влагосодержание в начальной и конечной точках защищаемого участка, кг/10^{3}м^3; ω_3 – количество пластовой воды, выносимое с газом (механический вынос), кг/10^{3}м^3.

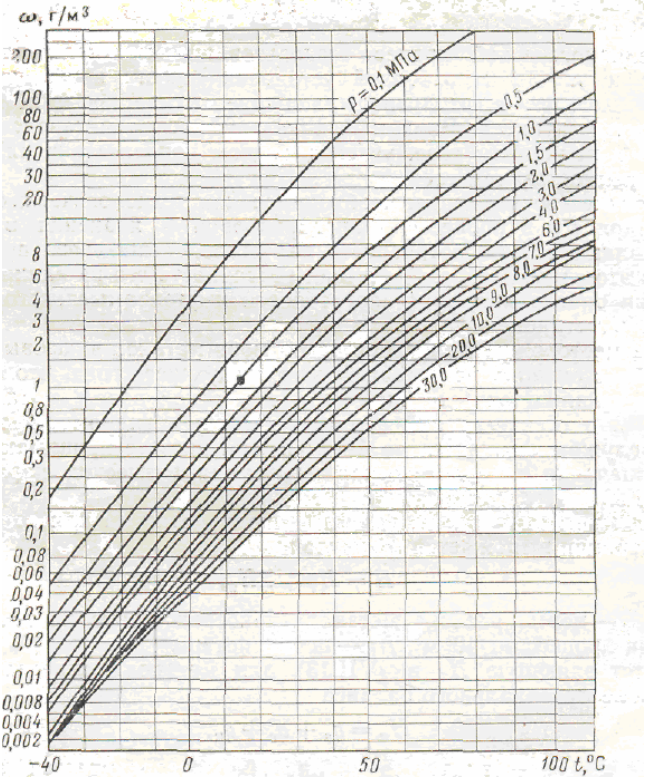


Рис. 6.18. Равновесное содержание паров воды при 20 ^{C}C и 0,1 МПа в системе природный газ – вода при различном давлении растворимости

Равновесное влагосодержание газа (ω_1 и ω_2) определяют по номограмме (рис. 6.18) при начальных p_1 и, t_1, и конечных p_2, t_2 защищенного участка; $\Delta\omega$ можно определить экспериментально, отдельно по скважинам и в целом по технологическим линиям.

Количество метанола, растворяющегося в газовой фазе, определяется по формуле

$$q_Г = 0{,}001\alpha \cdot c_2,$$

где a – коэффициент растворения метанола, кг/м^3.

Численное значение а при соответствующих *pat*определяется по рис. 6.19.

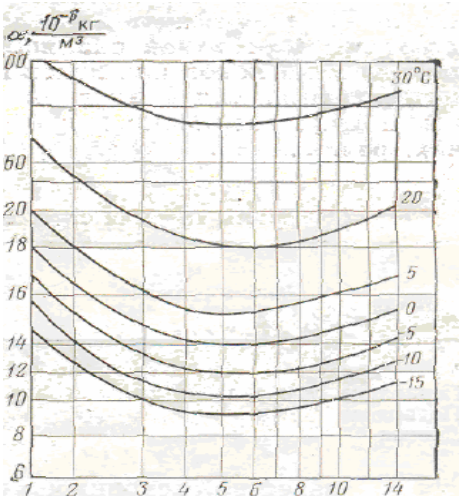


Рис. 6.19. Изменение содержания метанола в газах при различной температуре

Количество метанола, переходящее в конденсат, зависит в наибольшей степени от удельного количества выделяющегося конденсата, состава (особенно от количества ароматических углеводородов в конденсате), давления, температуры и концентрации метанола в жидкой водной фазе.

В общем виде количество метанола в конденсате определяется по формуле

$$q_к = C_к G / 100,$$

где $C_к$ – массовая растворимость метанола в конденсате, %; G_K – удельный выход сырого конденсата, определяемый экспериментально при отборе проб из контрольных пунктов и определения объема конденсата в добываемом газе, кг/10^3 м^3. По обобщенным литературным данным, кривая растворимости метанола в конденсате в водной фазе c_2 удовлетворительно аппроксимируется выражением $C_к = 10^{-4} c_2^2 + 0.01 c_2$.

Подставляя численные значения c_2, находим $C_к$.

Расход метанола на технологические процессы необходимо увеличить на объем суммы потерь, который складывается из потерь:

– на неравномерность подачи метанола (согласно нормам они должны составлять не более 15 % от норм расхода на технологический процесс);

– от утечек, величина которых, по данным проектных и исследовательских организаций составляет 0,010 кг/км^3;

– от испарения в резервуарах, величина которых по опытно-статистическим данным составляет 0,003 кг/10^3м^3.

.

7. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИЙ НА ШЕЛЬФЕ

7. 1. Транспортировка по трубопроводам

Добываемая в море продукция, нефть и газ, должна быть подготовлена к транспорту; причем, если газ подается непосредственно в подводные газопроводы, то нефть может транспортироваться как по трубопроводам, так и танкерами, через системы морского налива.

После извлечения продукта из земли он должен транспортироваться с моря на берег. Одновременно с монтажом добывающего оборудования трубоукладочные баржи и бригады занимаются укладкой трубопровода для транспортировки нефти и газа от платформы до места назначения.

Длина этих барж может доходить до 150 м, а укладываемые ими трубы до 1525 мм в диаметре. Трубы обычно поставляются длиной 12 м, и могут быть покрыты бетоном для утяжеления. Трубы привариваются друг к другу вдоль линии сборки, проходящей по длине баржи. Вдоль этой линии расположен ряд сварочных по-

стов, где работают высококвалифицированные сварщики на высокоэффективных сварочных машинах.

Рис. 7.1. Для установки подводных трубопроводов применяются различные типы барж

Полупогружные работают в суровых условиях и в глубоких водах, укладывая трубу до 1525 мм в диаметре

По мере перемещения каждой следующей трубы на сварочный участок, она становится частью трубопровода, который проходит через корму баржи ко дну моря, и, наконец, к терминалу, находящемуся на расстоянии в несколько сотен миль. Со сварочного участка трубопровод перемещается на участок рентгеноскопии, где каждый новый сварной шов проверяется на наличие дефектов в соединении. Если дефектов не обнаружено, сварной шов покрывается антикоррозийной изоляцией.

По мере увеличения длины трубопровода баржа перемешается вперед, каждый раз на несколько метров. После каждого перемещения баржи новый участок трубопровода, приваренный, подвергнутый рентгеноскопии и заизолированный, спускается с кормы в воду вниз по наклонной площадке, называемой стингером. Стингер поддерживает трубу до некоторого расстояния под водой и направляет ее под небольшим углом на морское дно.

По мере движения трубоукладочной баржи, она тянет за собой плуг, который роет траншею на морском дне. Трубопровод укладывается в траншею, где он будет защищен от повреждения путем естест-

венной замывки или засыпки. Морские течения перемещают песок, вырываемый плугом, обратно в траншею, покрывая трубопровод.

В процессе укладки труб водолазы постоянно инспектируют стингер и трубопровод. Они следят за отсутствием препятствий на морском дне, правильной укладкой трубопровода и надлежащим положением стингера.

Затем, после завершения прокладки трубопровода к платформе, водолазы подсоединяют его к стояку, участку трубопровода, который поднимается с морского дна к палубе и крепится к конструкции.

До эксплуатации трубопровода он должен быть спрессован и проверен на плотность. Аналогично, все оборудование на палубе, трубопровод и проводка, клапаны и переключатели, насосы и системы, извлекающие сырую нефть из земли, очищающие ее и проталкивающие ее в сторону берега, должны быть многократно испытаны, чтобы убедиться в безотказной работе и отсутствии опасности для человека или окружающей среды.

Трубопроводы могут быть проложены в различные места. Одни ведут к морским сборочным станциям, где нефть и газ подвергаются дальнейшему разделению, направляются обратно в трубопровод и к берегу для дополнительной переработки (рис. 7.2).

Другие трубопроводы заканчиваются на берегу в больших нефтебазах, где жидкие углеводороды хранятся для последующего распределения по нефтеперерабатывающим заводам. Углеводороды могут транспортироваться по подземному трубопроводу прямо на нефтеперерабатывающий завод, или к морскому терминалу для погрузки на танкеры, направляющиеся в другие части света.

Рис. 7.2. Трубопроводы доставляют нефть на нефтебазу, подобную изображенной на рисунке, где продукт хранится до транспортировки на нефтеперерабатывающий завод

Несколько танкеров могут загружаться и разгружаться с многопричального терминала, или один танкер может загружаться и разгружаться в системе с заякориванием буя.

Многопричальные терминалы находятся в зонах, укрытых от суровой погоды. Они погружают или разгружают нефтепродукты с помощью гигантских стрел, спроектированных с целью компенсации перемещения судна, вызванного приливами и отливами или меняющейся нагрузкой.

При системе с заякориванием буя танкер соединяется шлангами крупного диаметра с шарнирным соединением. Свободное перемещение соединения обеспечивает возможность загрузки нефти независимо от перемещения судна вследствие течений и волн.

С танкеров или береговых нефтебаз, сырая нефть и природный газ поступают на береговой завод, где они перерабатываются в продукты для нефтяной, газовой и химической промышленности. На этих заводах углеводороды становятся ингредиентами для многочисленных продуктов, с которыми мы ежедневно соприкасаемся. Они превращаются в бензин и моторное масло, в синтетические ткани и пластмассы, в асфальт и другие промышленные продукты, и в топливо для промышленности и наших домов.

7. 2. Транспорт газа

Предполагается, что транспорт газа должен осуществляться за счет естественного давления. В связи с этим рабочее давление в системе оборудования должно быть равно или почти равно устьевому давлению. Транспортировка нефти, газа или газового конденсата из района морской добычи к месту переработки часто осуществляют по подводным трубопроводам, для сборки и укладки которых строятся специальные суда-трубоукладчики.

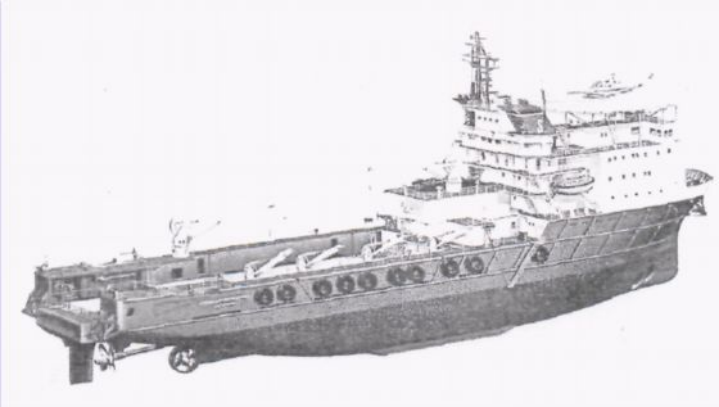


Рис. 7.3. Судно для подводно-технических работ

В настоящее время на судах этого типа используются два способа укладки трубопровода: непрерывное наращивание трубопровода и разматывание заранее подготовленных плетей гибких труб с барабана большого диаметра. Необходимость укладки труб диаметром до 1200 мм на глубину до 360 м при волнении 4–5 баллов способствовала постройке современных судов-трубоукладчиков катамаранного и полупогружного типа.

Рассмотрим способ укладки трубопровода, который наращивается из отдельных труб на механизированной монтажной линии, где трубы стыкуются, центрируются, прихватываются, свариваются, осуществляется контроль сварного шва и изоляция стыков. Судно перемещается с помощью якорного устройства. Якоря заводятся буксирами обеспечения. Укладка готового трубопровода при небольшой глубине, когда радиус изгиба трубы довольно велик, производится со спускового устройства, которое расположено за кормой или по борту (рис. 7.4).

На больших глубинах при небольшом радиусе кривизны трубы используется специальное наклонное устройство – стингер (рис. 7.5). Длина стингера может достигать ISO м.

Общий вид современного трубоукладчика полупогружного типа показан на рис. 1.15. Его главные параметры: длина наибольшая 146,5 м, ширина 33,0 м, высота борта 13,0 м, осадка максимальная 7,0 м, экипаж 200 чел. Судно оборудовано десятью якорными лебедками тяговым усилием 1700 кН каждая, диаметр якорного каната 64 мм, длина каната на каждой лебедке 3000 м. Привод дизельэлектрический, количество главных генераторов 5, каждый мощностью по 1,15 МВт, кроме того, суммарная мощность вспомогательных генераторов 2,9 МВт. На судне установлен кран грузоподъемностью 250 т, вылет стрелы 40 м, высота подъема гака над уровнем воды 60 м. Диаметр укладываемого трубопровода от 216 до 813 мм, глубина воды при укладке от 10 до 300 м, производительность укладки от 1500 до 1800 м/сут.

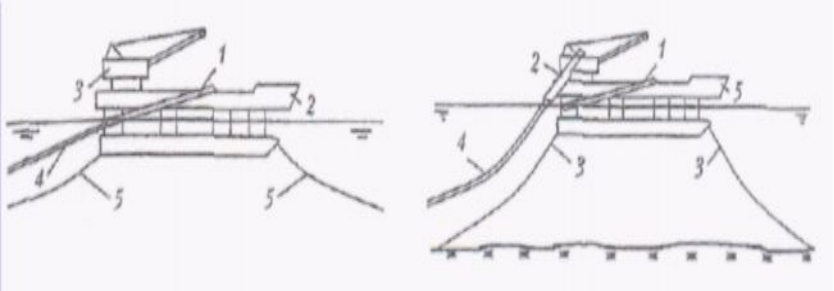


Рис. 7.4. Укладка трубопровода при небольших глубинах:
1 – спусковое устройство;
2 – корпуструбоукладчика;
3 – кран; 4 – трубопровод
5 – якорный канат

Рис. 7. 5. Укладка трубопровода при больших глубинах:
1 - спусковое устройство;
2 – стингер; 3 – якорный
3–канат; 4 – трубопровод;
5 – корпус трубоукладчика

7. 3. Воздушная транспортная система

Для транспортировки нефти с пунктов сбора предлагается также использовать воздушный транспорт на основе дирижаблей . При этом схема транспортировки предусматривает доставку емкостей по воздуху без воздействия на морскую среду и может осуществляться по кольцевой схеме (рис. 7.6).

Полезная модель относится к летательным аппаратам легче воздуха, а именно к воздушным самодвижущимся транспортным средствам для охраны нефтяных и газовых магистральных трубопроводов в труднодоступных и малоосвоенных районах.

Известна воздушная транспортная система, содержащая два параллельных троса, установленных в башмаках, закрепленных на Г–образной вершине промежуточных опор, транспортное средство, соединенное с тросами направляющими звеньями, которые шарнирно связаны с рамными тележками, снабженными упругими элементами, связывающие направляющие звенья в плоскости, перпендикулярной к направлению движения, кроме того, верхняя часть промежуточных опор выполнена из двух Г– образных вершин, к горизонтальным полкам которых подвешены башмаки тросов.

Недостатки указанной системы заключаются в отсутствии возможности регулирования высоты опор для адаптации транспортного средства к неровностям рельефа поверхности охраняемого (обслуживаемого) участка местности и осуществления движения транспортного средства по замкнутому контуру с осуществлением продольно-поперечных перемещений что снижает надежность охраны контролируемого участка и коэффициент полезного его обслуживания.

Задачей полезной модели является разработка системы позволяющей регулирование высоты опор для адаптации транспортного средства к неровностям рельефа поверхности охраняемого (обслуживаемого) участка местности и осуществление движения транспортного средства по замкнутому контуру с возможностью продольно-поперечных перемещений для увеличения площади охраняемого участка местности.

Техническим результатом является повышение надежности охраны контролируемого участка.

Технический результат достигается тем, что известная воздушная транспортная система содержит два параллельных троса, установленных в башмаках, закрепленных на Г– образных вершинах промежуточных опор. Транспортное средство с приводом и соединенное с тросами направляющими звеньями, которые шарнирно закреплены на поворотных рамных тележках, снабженных упругими элементами, связывающие направляющие звенья в плоскости, перпендикулярно направлению движения, согласно полезной модели. Промежуточная опора выполнена с возможностью регулирования ее высоты, а на ее верхней части жестко закреплен горизонтальный кронштейн, на конце которой установлены Г – образные вершины, причем, промежуточные, регулируемые опоры установлены на поверхности участка местности

для осуществления продольно-поперечного перемещения по тросам транспортного средства по замкнутому контуру.

Такая система эффективна применительно в гористой и сильно пересеченной местности, а затраты на строительство дорог и транспортных сооружений значительные. Она позволяет контролировать охраняемый участок в любой точке, оставаясь на оптимальной высоте.

Сущность полезной модели поясняется чертежами, где на рис. 7.6. *а* изображен общий вид системы; на рис. 7. 6. *б* – разрез А-А на рис. 7.6. *в* – изображен общий вид системы, вид сверху.

Воздушная транспортная система содержит опоры 1, выполненные с возможностью регулирования ее высоты известными техническими решениями (например, рейка – шестерня с системой управления на фиг. не показана). На верхней части регулируемых промежуточных опор *1* жестко закреплены горизонтальные кронштейны *2*, на концах которых установлены Г– образные вершины *3,* сверху на горизонтальных полках *4* которых закреплены два башмака *5*, в каждом из которых установлены параллельные между собой тросы *6* и *7*. Над взаимно параллельными тросами 6 и 7 в взвешенном состоянии расположено транспортное средство *8*. К нижнему основанию рамные тележки *9* на внешних сторонах имеют направляющие звенья *10* с захватом, которые одним своим концом шарниром *11* установлены на рамной тележке *9*, а захватом направляющие звенья *10* охватывают снизу и наружной стороны каждый из двух тросов *6* и *7*. Каждая из направляющих звеньев *10* соединена в средней своей части с рамной тележкой *9* и между собой в плоскости, перпендикулярной направлению движения, упругими элементами 12.

Наличие упругих элементов и шарнирное соединение с поворотной рамкой – тележкой *9* позволяет обеспечить вертикальное и боковое поджатие захватов, направляющих звеньев *10* к тросам *6* и *7* для осуществления продольно-поперечных перемещений по замкнутому контуру. А конструкция регулировочных опор *1* обеспечивает строго горизонтальное перемещение транспортного средства *8* по тросам *6* и *7* независимо от неровностей рельефа поверхности охраняемого участка.

Для охраны территории со сложным рельефом и на требуемую глубину транспортное средство *8* перемещается по взаимно параллельным тросам *6* и *7*, закрепленным на регулируемых промежуточных опорах *1*, установленных на границах охраняемого участка (рис. 7.6, а). Причем регулируемые промежуточные опоры *1* устанавливаются с возможностью обеспечения продольно-поперечных перемещений транспортного средства *8* по замкнутому контуру (рис. 7. 6. *в*).

Поворотная рамная тележка *9* транспортного средства *8* позволяет обеспечить ему вертикальное и боковое поджатие захватов направляющих звеньев *10* к тросам *6* и *7* для осуществления им продольно-поперечных перемещений по замкнутому контуру (фиг.2).

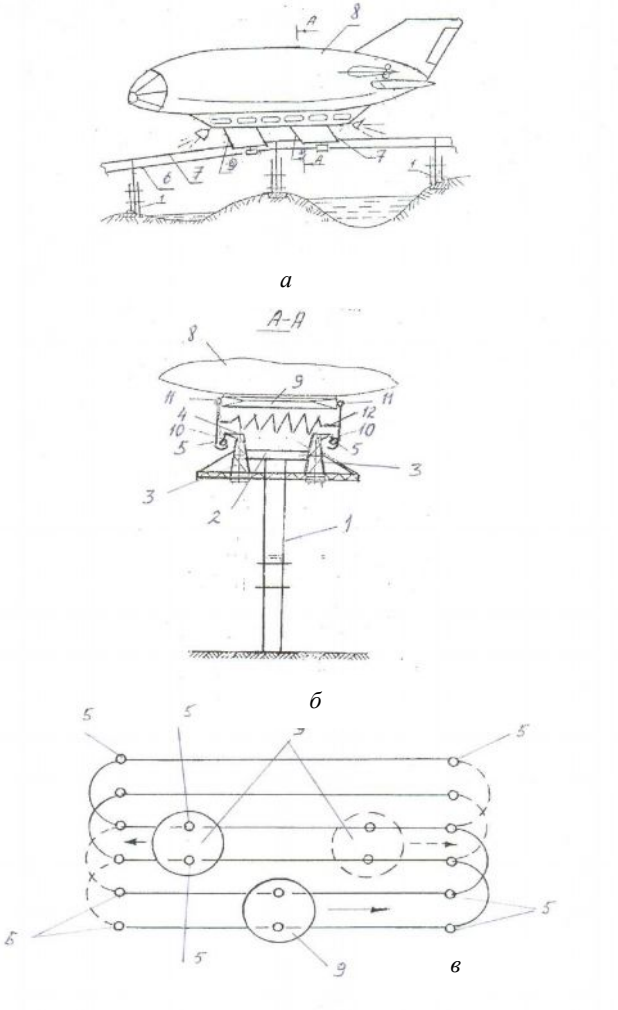


Рис. 7. 6. Схема воздушной транспортной системы

В случае применения данной системы на практике не загрязняется окружающая среда отработанными токсичными газами наземной

авиационной техники. Осуществляется эффективное круглосуточное патрулирование стратегических объектов в отдаленных и малоосвоенных районах в сложных климатических условиях

7. 4. Хранение нефти в морских условиях

Хранение нефти в морских условиях позволяет добывать нефть даже при временном прекращении отгрузки сырой нефти, что случается при транспортировке нефти с помощью челночных танкеров или при проведении ремонтных работ на внешнем трубопроводе.

Емкости для хранения нефти устанавливают либо отдельно, либо в составе технологического комплекса платформы. В последнем случае достигается значительная экономия средств за счет использования опорной конструкции платформы и ее систем обслуживания, а также за счет того, что отпадает необходимость в строительстве трубопроводов между емкостью и платформой. Однако возможны и дополнительные расходы на создание систем швартовки для челночных танкеров. Недостаток этого варианта размещения емкостей для хранения нефти заключается в том, что требования безопасности налагают определенные ограничения на эксплуатацию всего технологического комплекса.

В качестве емкостей для хранения нефти в море обычно используют переоборудованные танкеры, специально построенные баржи, резервуары на полупогружных установках или в колоннах с шарнирным соединением, танки, включенные в опорный блок гравитационного или ферменного типа, а также установленные на дне емкости, связанные с гравитационными конструкциями или подводными эксплуатационными системами.

7. 4. 1.. Факторы, определяющие выбор способа хранения нефти в морских условиях

Выбор способа хранения нефти в морских условиях зависит от экономических факторов, таких как экономические преимущества и расходы на хранение нефти. В отличие от добычи и транспортировки нефти ее хранение не является существенным компонентом процесса разработки нефтяного месторождения, и его целесообразность определяется только на основе экономического анализа.

Экономические преимущества морского хранения нефти вытекают из обеспечения непрерывности процесса нефтедобычи. По-

скольку временные остановки, вызванные неполадками в трубопроводной системе, сводятся к минимуму, появляются два существенных преимущества:

– увеличение дохода вследствие ускорения отгрузки нефти потребителям;

– сокращение эксплуатационных затрат и других расходов, связанных с вынужденной временной остановкой эксплуатационной платформы.

Обеспечение непрерывности процесса добычи зависит от следующих характеристик морской системы хранения нефти:

– вместимости;

– скорости отгрузки нефти;

– коэффициента использования.

К капитальным вложениям в морскую систему хранения нефти можно отнести расходы, связанные с приобретением, установкой и ликвидацией ее компонентов. Сюда же относятся расходы на установленное на челночных танкерах оборудование для загрузки носовых отсеков и расходы на дополнительные конструкции, и оборудование на добывающих и загрузочных сооружениях для обеспечения работы систем хранения. К эксплуатационным расходам относятся: расходы на рабочую силу, инспекцию, обслуживание, текущий и капитальный ремонт, а также ликвидацию последствий возможных разливов нефти из емкости для хранения. Самые крупные расходы приходятся:

– на судно для хранения нефти;
– систему швартовки;
– установку и ликвидацию системы хранения;
– системы энергоснабжения и обслуживания;
– содержание персонала;
– обслуживание;
– обеспечение безопасности и охраны окружающей среды.

Емкость при этом действует как своего рода буфер, предупреждающий прерывание процессов отгрузки и транспортировки нефти. Это позволяет повысить эффективность внешнего транспорта. Эффективность транспорта определяется как средний для длительного периода объем отправляемой нефти, деленный на потенциальный максимальный объем нефти, при допущении, что процесс ее транспортировки идет без потерь и остановок

$$Э_{тран} = \frac{V_{н.отпр}}{V_{пот.\max.н}}$$

На рис. 7.7 на конкретном примере из практики освоения месторождений Северного моря показано влияние буферного хранения нефти на эффективность транспорта. На рисунке видно, что эффективность можно значительно повысить, если увеличить вместимость емкости для хранения нефти на объем добычи за одни сутки. Тем самым новый смысл приобретает тот факт, что во многих случаях сбои происходят вследствие отказов насосного, швартовочного и другого механического оборудования продолжительностью в несколько часов.

Вместимость емкости для хранения нефти зависит также от размера челночных танкеров, их числа и от расстояния, которое они должны пройти до пункта разгрузки.

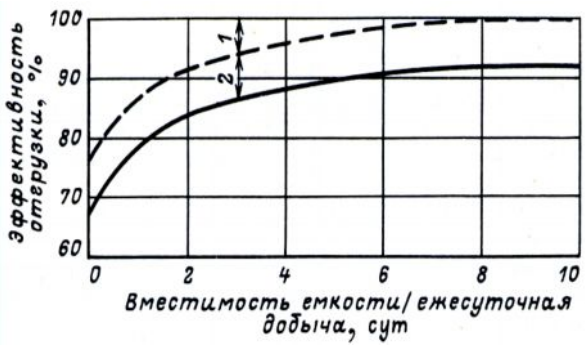


Рис. 7.7. График влияния буферного хранения нефти на эффективность транспорта:
1 – эффективность отгрузки; 2 – продолжительность простоев по причине отказов технического оборудования (примерно постоянна и равна 8 %)

Минимальная суммарная вместимость емкости для хранения нефти при наличии одного танкера должна быть равна объему добычи за 8 сут, предпочтительно 10 сут. Для малопродуктивного месторождения этот объем равен 33–41 тыс. т, а для высокопродуктивного 70–90 тыс. т. При более коротком транспортном маршруте требуемая вместимость емкости для хранения нефти будет меньше.

Скорость отгрузки

Высокая скорость отгрузки нефти позволяет сократить период, когда работы временно прекращаются вследствие отказов оборудования или неблагоприятных погодных условий. Наиболее эффективный

спосо*б* обеспечения быстрой отгрузки – применение многоканального шланга, по которому нефть подается на челночный танкер. При использовании одно- и двухканального шланга скорость отгрузки составляет 3,2–7,9 тыс. $м^3$/с. Отсюда период загрузки танкера водоизмещением 40–80 тыс. т равен 6–30 ч.

Коэффициент использования

Коэффициент использования систем морского хранения нефти по сравнению с морскими системами отгрузки обычно высокий, что подчеркивает необходимость дублирования оборудования и наличия сравнительно благоприятных погодных условий для его работы.

Большая вместимость буферной емкости для хранения нефти позволяет предотвратить простои оборудования, входящего в систему хранения нефти. Однако более важно требование предотвращения частого прерывания процесса отгрузки и транспортировки нефти.

При оценке влияния погодных условий на эффективность транспорта нефти решающее значение имеют характеристики судна для хранения нефти и работа приспособлений для швартовки челночных танкеров.

7. 5. Суда для хранения нефти

Экономичный способ создания плавучих систем для хранения нефти – переоборудование супертанкеров, которые можно приобрести по очень низкий цене. Расходы на переоборудование могут в несколько раз превышать стоимость самого судна. Они зависят от состояния корпуса, танков, а также механизмов и систем, необходимых для обеспечения хранения нефти.

Специальное строительство барж для хранения нефти может обойтись дороже, чем переоборудование супертанкеров, однако оно позволяет добиться улучшения характеристики движения судна и усовершенствования швартовных устройств, что, в свою очередь способствует уменьшению расходов, связанных с швартовкой, и сокращению простоев по причине неблагоприятных погодных условий.

Создание буферной емкости на полупогружной установке для добычи нефти достигается за счет комплексного использования резервуаров для оборотной жидкости с целью незначительного увеличения вместимости емкости для хранения нефти.

В конструкции для хранения нефти гравитационного или ферменного типа могут входить резервуары для оборотной жидкости гораздо большей вместимости, однако при этом основание и конструк-

ция подвергаются воздействию дополнительных нагрузок от волн и течений.

Системы энергоснабжения и обслуживания

Использование плавучей установки для хранения нефти предполагает наличие следующих эксплуатационных и обслуживающих систем:

– насосной системы для перекачки сырой нефти;

– балластной системы;

– системы пароочистки с резервуарами для некондиционного продукта;

– системы получения и распределения инертного газа (для грузовых танкеров);

– систем нагревания нефти (если этого требуют температурные условия) ;

– системы получения и распределения электрической энергии;

– противопожарных систем;

– систем связи и управления;

– помещений для размещения персонала (там, где это требуется);

– системы защиты корпуса от коррозии.

При использовании подводной системы хранения нефти с резервуарами для оборотной жидкости могут потребоваться только первые три из вышеперечисленных систем в той или иной форме плюс источник энергии для приведения в действие насосного и контрольно-измерительного оборудования.

7. 6. Системы хранения нефти танкерного типа

Использование для временного хранения сырой нефти стационарно пришвартованного танкера требует установки в море выносного точечного причала: В условиях Северного моря отгружать нефть в челночный танкер можно только при последовательной швартовке, например, когда челночный танкер швартуется носом к корме стационарно пришвартованного к выносному точечному причалу судна.

Выносной точечный причал можно построить в расчете на танкеры любого размера вплоть до супертанкеров, но в условиях малых месторождений нецелесообразно применять суда водоизмещением свыше 80 тыс. т. Оптимальное водоизмещение, очевидно, будет значи-

тельно меньше. Наиболее широко применяется швартовка к выносному точечному причалу с емкостью для хранения нефти (SBS)[1], к башне с швартовным захватом и к выносному одноопорному причалу с анкерным креплением и емкостью для хранения (SALS)[2]. В стадии разработки находятся турель и башня с шарнирным и цепным креплениями (CAT)[3]. Система SBS включает выносной точечный причал и шарнирный швартовный захват, закрепленный на носу танкера. Эта система считается неподходящей для условий Северного моря по причине сильных вертикальных колебаний. Башня с швартовным захватом представляет собой загрузочную башню с шарнирным креплением в сочетании с шарнирным швартовным захватом, закрепленным на носу танкера. Эта система успешно применяется в Северном море на месторождении Фулмар.

Система SALS представляет собой альтернативный вариант выносного точечного причала, который успешно применяется и сводится к минимуму число стальных элементов райзера, а функция плавучести передается швартовному захвату, который представляет собой конструкцию, поддерживающую подводные камеры плавучести. Башня с шарнирным и цепным креплениями тоже может быть оснащена жестким швартовным захватом.

Преимущество систем хранения нефти танкерного типа заключается*:*

– в низкой стоимости танкеров;

– в наличии опыта их переоборудования и использования.

Недостатком этих систем является то, что стационарно пришвартованный танкер испытывает большие нагрузки от окружающей среды. Поэтому выносной точечный причал и швартовный захват должны обладать высокой прочностью, чтобы выдерживать нагрузки, возникающие во время шторма со 100-летним периодом повторяемости.

7. 7. Подводное хранение нефти

Ниже рассматриваются подводные системы хранения нефти, не обладающие плавучестью, а опирающиеся на морское дно.

Преимущества и недостатки подводного хранения нефти.

Подводное хранение нефти имеет следующие преимущества***:***

– подводная емкость для хранения нефти не подвержена воздействию волновых нагрузок в отличие от плавучих емкостей;

– при подводном хранении нефти не существует опасности столкновения емкости с судами;

– подводное хранение нефти позволяет уменьшить размеры и стоимость выносного точечного причала, поскольку к нему швартуются небольшие челночные танкеры при относительно спокойном море, тогда как при наличии плавучей емкости для хранения нефти в виде переоборудованного танкера выносной точечный причал должен быть рассчитан на нагрузки от шторма со 100-летним периодом повторяемости.

Недостатком подводного хранения нефти является то, что все насосы, распределительные клапаны и мониторные системы находятся под водой и дистанционно управляются с танкера или платформы. Кроме того, инспекция, обслуживание и ремонт требуют привлечения водолазов или специальных подводных систем (например, робототехники), а они работают на определенных глубинах. Стоимость подводного хранения нефти высокая.

Заслуживает внимания вопрос о расположении емкости для хранения нефти. Ее можно устанавливать либо рядом с выносным точечным причалом, либо в основании эксплуатационной платформы. Пример второго варианта – платформы типа «Кондип», установленные на месторождениях Берил, Брент и Статфьорд. В этом случае облегчаются снабжение систем энергией, доступ к насосам и т. д. Однако при высоких темпах отгрузки необходимо применение насосов большой мощности и выкидных линий большого диаметра, протяженность которых до выносного точечного причала может достигать 2 км. В том случае, когда емкость для хранения нефти находится рядом с выносным точечным причалом, выкидные линии могут иметь небольшой диаметр, поскольку скорость нефтяного потока будет соответствовать темпам отбора.

Чтобы не произошло опасности сброса в море загрязненной нефтью воды, необходимо использовать установку по очистке воды. Альтернативным вариантом служит установка между нефтью и водой гибкой диафрагмы, однако при этом возникают проблемы обслуживания.

Подводные емкости для хранения нефти на месторождении Маурин

Ниже рассматриваются только подводные емкости для хранения нефти. Компания-оператор «Phillips Petroleum UK Limited» остановила свой выбор на емкости для хранения нефти вместимостью 103,3 тыс. м^3, что примерно равно добыче за 9 сут. Компания решила использовать два челночных танкера и свести к минимуму на добычу продолжительных штор-

мов и отказов оборудования. Два танкера водоизмещением 85 тыс. т несут балласт, занимающий 35 % объема. Таким образом, вместимость танкеров для перевозки нефти составляет 55 тыс. т.

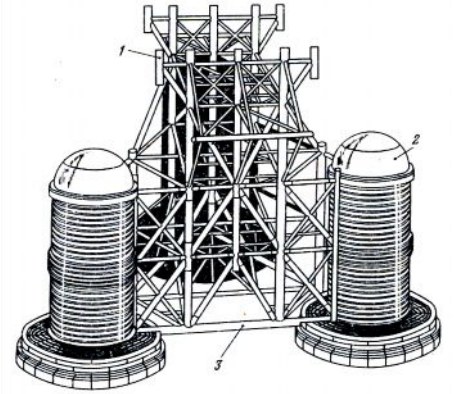


Рис.7.8. Подводные цистерны для хранения нефти на месторождении Маурин:
1 – опорные элементы эксплуатационной платформы;
2 – отсеки для хранения нефти;
3 – гравитационная опорная конструкция

Подводное хранение нефти (рис. 3) обеспечивается тремя большими цистернами, встроенными в опорные стойки стальной гравитационной конструкции, разработанной компанией «Tecnomare» в качестве опорного блока эксплуатационной платформы.

Проект GASP

Подводная эксплуатационная система компании «Goodfellow Associates» (GASP) разрабатывается вышеупомянутой компанией в сотрудничестве с компанией «Vickers Design and Projects» (VDP). Основная идея проекта – разместить на морском дне как можно больше оборудования для заканчивания и эксплуатации скважин и емкостей для хранения нефти, руководствуясь при этом принципом практической целесообразности. Отгрузку нефти и сжигание газа предполагается осуществлять с помощью шарнирно закрепленной на дне колонны для отгрузки нефти. Цистерны для хранения нефти (рис. 7.8) группируются вокруг основания башни.

Вместимость цистерн для хранения может быть разной в зависимости от месторождения, но обычно она равна 8 – суточному объему добычи. Система предназначена для разработки отороченных месторождений и рассчитана на глубину до 300 м.

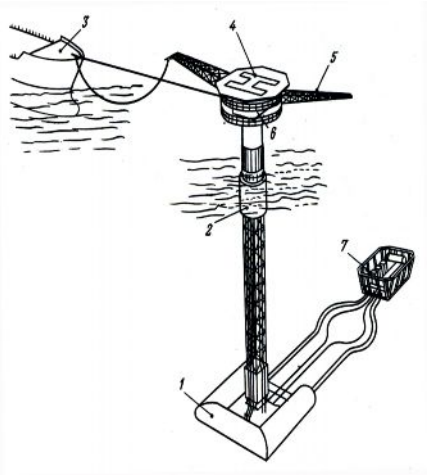


Рис. 7.9. Подводная эксплуатационная система:
1 – цистерны для хранения нефти;
2 – загрузочная башня с шарнирным креплением; 3 – челночный танкер; 4– вертолетная площадка; 5 – консоль факела;
6 – пульт управления;
7 – опорная рама и манифольд

Под баржей в качестве емкости для хранения нефти понимается специально построенное плавсредство без двигателей, имеющее форму танкера и стационарно пришвартованное к выносному точечному причалу. Чтобы свести к минимуму ветровые нагрузки баржа должна иметь низкий надводный борт. Затраты на строительство баржи из железобетона могут составлять 75 % стоимости эквивалентной стальной конструкции. Благодаря большому водоизмещению повышается остойчивость железобетонной баржи при незаполненных емкостях для хранения нефти. Кроме того, она более пожаробезопасна, чем стальная баржа, и требует меньше ремонта.

7. 8. Пути усовершенствования морских систем хранения нефти

Вместимость емкостей для хранения нефти выбирается в соответствии с параметрами конкретного месторождения, но даже небольшое увеличение вместимости, равное односуточной добыче, может повысить эффективность добычи на 10 %. Это объясняется тем, что многие явления, затрудняющие добычу и отгрузку нефти (например, отсутствие находящегося на маршруте танкера, неисправность механического оборудования, сильный ветер и т. п.), имеют продолжительность, не превышающую 1 сут. Общая тенденция такова, что вместимость емкости для хранения должна увеличиваться с ухудшением природно-климатических условий, поэтому если для 58° северной широты она может равняться 2-суточной добыче, то для 62° северной широты она может возрасти до 6-суточной добычи.

Вопрос о вместимости емкости для хранения нефти должен рассматриваться в тесной связи с проблемой использования челночных танкеров. Если планируемая продуктивность месторождения составляет, по меньшей мере 90 %, то необходимо, чтобы емкость для хранения вмещала весь объем нефти, добытый за период отсутствия танкера, ушедшего к береговому терминалу. Если необходимо предусмотреть наличие емкости для хранения нефти на случай неблагоприятных погод условий, то увеличение вместимости для предотвращения простоев, связанных с разгрузкой танкера на терминале, может оказаться относительно недорогим мероприятием.

Подводное хранение нефти предполагает специальное проектирование емкостей для хранения, однако они могут быть заранее включены в конструкцию гравитационной эксплуатационной платформы. В этом случае емкости для хранения нефти должны быть соединены с выносным точечным причалом трубопроводом большого диаметра, рассчитанным на высокие темпы отбора. Емкости могут быть также встроены в основание выносного точечного причала (система SISSAC) или размещены рядом с выносным точечным причалом (система GASP). Чтобы сократить расходы на подводную систему для хранения нефти и облегчить ее обслуживание, можно сперва разместить на морском дне защитную конструкцию с хорошим доступом с обеих сторон. Затем под ней можно установить гибкую емкость в виде баллона, который может расширяться или сжиматься в зависимости от количества содержащейся в нем нефти.

Полупогружные емкости для хранения нефти, подобные системе SEMI-SPAR, имеют небольшую вместимость и являются слишком дорогостоящими применительно к малым месторождениям.

8. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Охрана окружающей среды представляет собой одну из важнейших проблем современности. Существенной, неотъемлемой частью этой проблемы является борьба с загрязнением водной среды нефтью и нефтепродуктами.

8. 1. Классификация основных источников загрязнения морей и океанов, нефтью и нефтепродуктами

Загрязнение моря нефтью и нефтепродуктами происходит вследствие утечек нефти при загрузке и выгрузке танкеров у нефтяных гаваней и причалов, аварий с танкерами, сброса в море балластной воды, аварий на морских и подводных скважинах и нефтепроводах, сброса в море отходов прибрежных нефтеочистительных и промышленных предприятий.

Таким образом, основными источниками загрязнения моря являются***:***

– перевозка нефти и нефтепродуктов по морю;

– бурение и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин;

– аварии на скважинах, трубопроводах и т. п.

Приведенная последовательность перечисленных источников соответствует интенсивности и опасности загрязнения.

К эксплуатационным источникам относят утечки нефти:

– при бурении скважин;

– добыче нефти и газа;

– подготовке и транспортировке продукции морских скважин.

К аварийным относят***:*** выбросы и открытые фонтаны при бурении, освоении и эксплуатации скважин, разрывы подводных продуктопроводов, магистральных нефтепроводов, а также взрывы и аварии на подводных и надводных нефтехранилищах. К аварийным источникам загрязнения моря относят также подводные грифоны, представляющие большую опасность для флоры и фауны моря, т. к. в этих случаях нефть, поднимаясь с морского дна, проходит через всю толщу воды, создавая особо опасные зоны с высокой концентрацией загрязнителей.

Технологический процесс разработки морских нефтегазовых месторождений слагается из следующих трех основных укрупненных этапов:

– *бурения скважин;*

– *их опробования;*

– *добычи нефти и газа.*

Для предохранения загрязнения моря при разведке и разработке морских нефтяных и газовых месторождений необходимо знать все возможные источники загрязнения во всех процессах, применяемых на каждом из перечисленных выше этапов разработки.

8. 2. Предотвращение загрязнения моря при бурении скважин переходом на безотходный процесс бурения

Отходами, подлежащими утилизации, является избыточный глинистый раствор, содержащий в своем составе ряд токсических органических веществ, которые при попадании в морскую среду могут нарушить гидрохимический состав и биологическую продуктивность акватории. Известно, что избыточные буровые растворы регенерируются и повторно используются для технологических нужд самого бурения, капитального ремонта скважин, а также вывозятся на береговые шламоотвалы. Аналогичное положение создавалось с использованием глинистого раствора при опробовании скважин. Для уменьшения объемов отходов и повторного использования необходимых ценных компонентов глинистого раствора применяют технологию обработки бурового раствора, которая предусматривает удаление по существу всех взвешенных в нем твердых частиц путем центрифугирования бурового раствора, в результате чего из него удаляются частицы размером 20 мкм и более. После центрифугирования к раствору добавляют фланкулирующий агент для образования хлопьев из частиц диаметром от 20 до 2 мкм и менее. Полученные хлопья отфильтровывают, получая жидкость, не содержащую твердых частиц и пригодную для повторного использования в качестве бурового раствора.

Одним из основных отходов в процессе бурения является ***буровой шлам***. Буровой раствор и шлам представляют собой наибольшую часть выбросов в ходе разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Вследствие незначительной глубины мо-

ря, ледовых условий и медленной скорости разложения органического материала лучшим решением будет обратная закачка буровой жидкости в пласт. Обратная закачка нефтесодержащих отходов – распространенная практика в Северном море.

Были проведены работы по использованию выбуренной породы месторождений Каспийского моря для получения керамзита пластическим способом.

Внедрение вышеуказанного способа позволило: освободить земельные участки, отводимые под шламоотвалы, и исключить расходы на строительство шламоотвала, подъездных дорог, а также на их содержание; решить вопрос охраны почвы, воздушного и водного бассейнов от вредных примесей, содержащихся в шламе; уменьшить расходы карьерной глины на производство керамзита; решить вопрос о переводе процесса бурения на безотходное производство.

НИПИ «Гипроморнефтегаз» совместно с ПО «Азэлектротерм» разработали агрегат нейтрализации бурового шлама, позволяющий обезвредить и уменьшить объемы отходов (рис. 8.1).

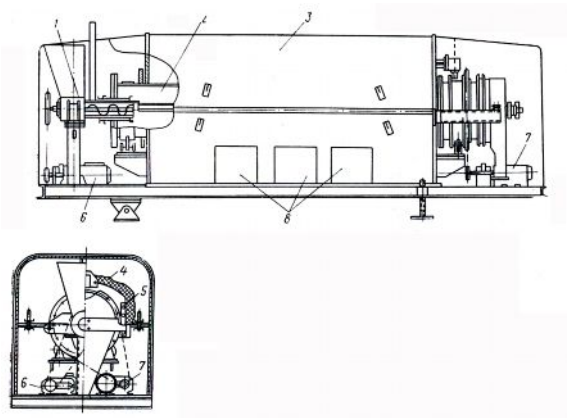


Рис. 8.1. Агрегат нейтрализации бурового шлама типа СБОУ-6 25/6-И1:
1 – механизм загрузки; 2 – барабан; 3 — кожух; 4 – футеровка; 5 – нагревательные элементы; 6 – привод вращения механизма загрузки; 7 – привод вращения барабана; 8 – винты регулирования положения печи; 9 – патрубок отвода паров и газов; 10 – клеммные коробки

Агрегат нейтрализации бурового шлама (электропечь барабанная) типа СБОУ-6,25/6-И1 состоит из следующих узлов: механизма загрузки *1,* барабана *2*, кожуха *3*, футеровки *4*, нагревательных элементов *5*, привода вращения *7*, механизмов загрузки *6*, шкафов управления *8*.

Механизм загрузки *1* дозированно подает шлам из бункера в барабан агрегата шнеком. Привод механизма загрузки выполнен на базе червячного редуктора, электродвигателя и цепной передачи. Количество подаваемого шлама зависит от числа оборотов шнека.

Барабан агрегата *2* изготовлен сборным способом из листового проката нержавеющей стали. Внутри барабана установлены ножи, для удаления налипающего слоя. Для исключения подачи необработанного материала к разгрузке в барабане устанавливаются две диафрагмы с Конусными отверстиями. Ось барабана и всего агрегата имеет регулируемый угол наклона.

Кожух *3* агрегата сварной конструкции из листового проката, крышка съемная.

Футеровка *4* кожуха и крышки выполняется раздельно и состоит из двух слоев: огнеупорного и теплоизоляционного. В футеровке имеются полочки для установки нагревателей.

Продукты в рабочем отсеке агрегата нагреваются нагревательными элементами *5*, выполненными в виде спирали. Нагреватели расположены на боковых стенках. Нейтрализованный шлам из барабана непосредственно перегружается на морское дно.

Вращение барабана осуществляется приводом *7*, выполненным на базе червячного редуктора, электродвигателя и цепной передачи. Для изменения числа оборотов барабана, в зависимости от заданной технологии нейтрализации, предусмотрен комплект сменных цепных звездочек или же устанавливается трехскоростной двигатель.

Агрегат состоит из двух зон. Нагреватели всех зон подключаются к сети переменного тока напряжением 300 В. При работе агрегата предусмотрено автоматическое и ручное поддержание заданного режима нагрева.

На морской платформе при монтаже бурового оборудования агрегат нейтрализации монтируется у блока очистки бурового раствора непосредственно под виброситом. Между виброситом и бункером агрегата сооружается специальный лоток с отводом, направленным в бункер механизма загрузки. Такое расположение позволяет загрузить агрегат шламом без использования дополнительных механизмов. Подача шлама регулируется шиберной заслонкой.

Отходами в процессе бурения являются также буровые сточные воды. Эти воды содержат наравне с механическими примесями и некоторые органические вещества. Как в зарубежной, так и в отечественной практике имеются различные схемы и установки для утилизации вод. Однако они обладают большими габаритами и большой производительностью, что из-за ограниченности площадей на морской платформе делает их применение нецелесообразным. Учитывая изложенное, НИПИ «Гипроморнефтегаз» разработал малогабаритную установку УОБС (установка очистки буровых сточных вод) и технологическую схему, позволяющую производить очистку и повторное использование сточных вод.

К отходам следует отнести также и отработанные горюче-смазочные материалы при бурении, которые в зарубежной практике при больших объемах регенерируются на месте специальными установками. В отечественной практике отработанные горюче-смазочные материалы, ввиду их малого объема, вывозятся на регенерацию на берег, что исключает необходимость их регенерации на месте.

8. 3. Охрана окружающей среды при опробовании и освоении морских скважин

В процессе опробования из скважин добывается нефть и газ, пластовая вода. Первоначально всю продукцию скважин (нефть, пластовую воду) собирали в танкеры и вывозили на береговые очистные сооружения. В связи с техническими трудностями удержания судна у буровой платформы при штормовой погоде, а также высокой стоимостью фрахта танкера от этой системы отказались.

В настоящее время комплектом оборудования для опробования и испытания разведочных скважин путем сжигания добытой нефти, газа и пластовой воды фирмы «Бейкер», оснащены ППБУ «Каспморнефтегазпром», «Шельф-1» и «Шельф-2».

Для предотвращения загрязнения моря при освоении морских нефтяных скважин необходимо, прежде всего, учитывать все возможные источники и пути загрязнения. С этой целью следует рассмотреть комплекс работ по освоению морских скважин, пробуренных со стационарных платформ и приэстакадных площадок. Он в основном включает следующие работы: перфорацию скважины; спуск подземного оборудования; монтаж и испытания наземного оборудования; оборудование устья скважины; прокладку подводных коммуникаций; оп-

рессовку коммуникаций; вызов притока; исследование скважины; установление оптимального режима эксплуатации; прием продукции скважины.

В настоящее время проблема предотвращения загрязнения моря при опробовании и освоении разведочных скважин решается:

– *сбором и сжиганием продукции скважины;*
– *сбором и вывозом жидкой части продукции;*
– *сжиганием газа.*

На рис. 8.2. показана схема широко применяемой установки по сбору и сжиганию продукции опробования и освоения разведочных скважин, пробуренных с ПБУ, ППБУ и стационарных платформ. Продукция скважины *1* через систему нагревания *2* и рабочий манифольд попадает в сепаратор *3* высокого давления. Для отделения газа от жидкости и замера газа высокого давления. Жидкая фаза из сепаратора высокого давления попадает в сепаратор *4* низкого давления для замера жидкости и газа низкого давления, откуда жидкость направляется в емкость *5* и насосом *6* откачивается в манифольд *8* управления горением.

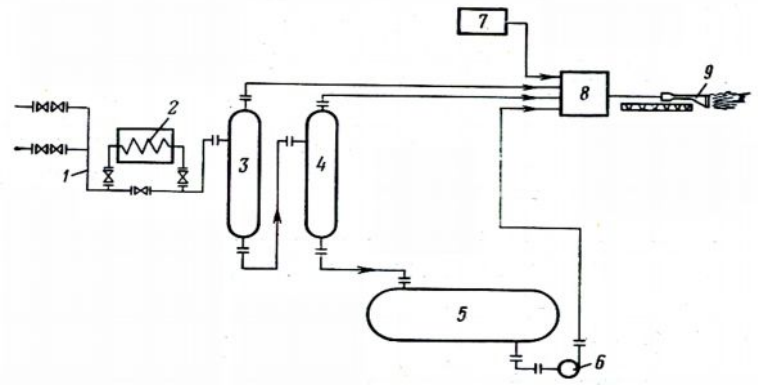


Рис. 8. 2. Технологическая схема установки «Летящее пламя» фирмы «Бейкер»:
1 – скважина; 2 – печь; 3 – сепаратор высокого давления; 4 – сепаратор низкого давления; 5 – емкость; 6 – насос; 7 – воздушный нагнетатель; 8 – манифольд управления горением; 9 – горелка

Сюда же, в манифольд управления горением подается газ высокого и низкого давления. Из манифольда горения вся продукция поступает на горелку *9* и бездымно сжигается.

Для бездымного сжигания нефти в горелку *9* через манифольд управления горением центробежным вентилятором *7* нагнетается воздух.

Для уменьшения излучения лучистой энергии и противопожарной безопасности по всему периметру горелки *9* монтируют распиливающие сопла для' подачи морской воды.

Горелка бездымно сжигает всю продукцию скважины – ***нефть, газ, конденсат, пластовые воды и механические примеси***. Пропускная способность горелки до 1600 т/сут нефти и 1 млн. $м^3$/сут газа. Горелку монтируют на консольных фермах длиной до 16 м. Горелки на концах консольных ферм могут разворачиваться на 180°. Кроме того, на каждой ПБУ и ППБУ устанавливают две консольные фермы с горелками, которые зажигают в зависимости от направления ветра.

Описанная установка «Летящее пламя» фирмы «Бейкер» (США) применима для предотвращения загрязнения моря продукцией опробования и освоения разведочных скважин, пробуренных с ПБУ и ППБУ, совершенно неприменима при освоении куста скважин, пробуренных со стационарной платформы, т. к. в этом случае бесцельно теряется большое количество нефти и конденсата.

В настоящее время загрязнение моря при освоении куста эксплуатационных скважин, пробуренных со стационарных платформ и приэстакадных площадок, сведено к нулю, т. к. к кустовым площадкам до начала освоения скважины по эстакаде прокладываются подводные и надводные продуктопроводы. Буровой раствор из осваиваемой скважины собирается, вывозится и используется для бурения последующей скважины. Загрязненная сточная вода, нефть, кислоты, ПАВ и другие химические реагенты откачиваются по трубопроводам в нефтесборные пункты.

При освоении скважин на море прокачку их водой или нефтью осуществляют по замкнутой циркуляционной системе в коллектор или технологическую емкость для повторного использования промывочной жидкости.

При глушении скважины с аномально высоким пластовым давлением необходимо на платформе иметь запас бурового раствора, равный двум объемам скважины.

Продувку и разрядку скважины, трубопроводов, работающих под давлением, производят в блок продувки. Выдавливающийся при этом газ направляют на сжигание в факел, а жидкость откачивают в коллектор.

При освоении скважины и последующей ее эксплуатации систематически контролируют состояние герметичности эксплуатаци-

онных и промежуточных колонн, фланцевых и резьбовых соединений, сальниковых уплотнений устья скважины и наземного оборудования. При обнаружении неисправностей принимаются экстренные меры к их устранению.

Устье скважины должно быть оборудовано поддоном, который соединяют трубопроводом с емкостью блока сбора сточных вод.

Очищают насосно-компрессорные трубы от парафина, солей, песка и окалины на специально оборудованных рабочих площадках или на береговых базах. Продукты очистки собирают в контейнеры и вывозят на береговые специальные шламоотвалы для захоронения.

Собранную жидкость откачивают насосами в коллектор.

Освоение морских нефтяных и газовых месторождений коренным образом отличается от разведки и разработки их на суше. Большая сложность и специфические особенности проведения этих работ в море обусловливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, медико-биологическими проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море, обслуживанием работ и т. п.

Особенностью континентального шельфа нашей страны является то, что 75 % акваторий расположен в северных и арктических районах, которые продолжительное время покрыты льдами, а это создает дополнительные трудности в промышленном освоении. Окружающая среда характеризуется гидрометеорологическими факторами, определяющими условия проведения работ в море, возможность строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов и технических средств. Основные из них: *температурные условия, ветер, волнения, течения, уровень воды, ледовый покров морей, химический состав воды и др*. Учет этих факторов дает возможность оценить их влияние на экономические показатели поисково-разведочных работ и морской добычи нефти и газа. Строительство морских нефтепромысловых сооружений требует проведения инженерно-геологических изысканий морского дна. При проектировании фундаментов нефтепромысловых сооружений особое внимание уделяют полноте и качеству инженерно-геологических изысканий грунтов на месте и в лабораториях. Достоверность и полнота данных в значительной мере определяют безопасность эксплуатации сооружения и экономичность проекта.

С увеличением глубин моря резко возрастает стоимость разработки месторождений. На глубине 30 м стоимость разработки в 3 раза выше, чем на суше, на глубине 60 м – в 6 раз и на глубине 300 м – в 12 раз.

В последние годы проводятся большие научно-исследовательские работы и опытно-промышленная эксплуатация, как отдельных узлов, так и целых комплексов оборудования подводной эксплуатации скважин. Особого внимания заслуживает подводная эксплуатация морских месторождений в ледовых условиях. Это обусловлено устранением возможных действий льдов на технические средства, уменьшаются навигационная опасность, по-жароопасность и обеспечивается экономичность разработки месторождения.

Проблемой пока являются прокладка и особенно обследование, и ремонт подводных трубопроводов в межледовый период. Эксплуатация морских технических средств, и в основном техники для подводных методов разработки, требует обеспечения безопасного ведения подводно-технических работ при ремонте и осмотре подводной части плавучих средств и гидротехнических сооружений. Наряду с решением технических вопросов необходимо решать ряд задач по медико-биологическому обеспечению жизнедеятельности человека, в том числе в экстремальных условиях, а также задач медико-технических аспектов тепловой защиты жизнедеятельности человека при проведении работ под водой.

Основные проблемы при освоении этих месторождений – проблемы техники и технологии производства этих работ.

Работы по разведке и разработке морских месторождений обычно ведутся в два этапа:

– *на первом этапе* производятся геологоразведочные работы в межледовый период, и в этом случае, возможно применять технику, которая работает в умеренных зонах;

– *на втором этапе*, при разработке месторождений, т. е. добыче, подготовке и транспорте нефти и газа, вследствие непрерывного производственного цикла, при котором процесс должен вестись круглый год, в т. ч. зимой, когда море покрыто льдом, требуется уникальная и надежная техника, технические и технологические параметры и конструктивные решения которой обусловливаются требованиями высокой надежности, долговечности, обеспечивающими безопасность работ в каждом конкретном районе.

8. 4. Охрана окружающей среды при добыче нефти и газа

Как известно, более половины действующего фонда морских скважин Каспия эксплуатируется *фонтанно-компрессорным способом*. Для сохранения установленного режима эксплуатации этих скважин и увеличения их дебита систематически проводят следующие мероприятия:

– проверку и смену штуцеров фонтанных скважин;
– замер дебита и устьевых параметров скважин;
– очистку подъемных труб от парафиновых отложений
– подкачку жидкости в затрубное и кольцевое пространства;
– геолого-технические мероприятия;
– обработку призабойной зоны скважин для увеличения проницаемости и крепления этой зоны;
– промывку скважин от песчаных пробок и т. д.

При выполнении всех этих работ возможно загрязнение моря нефтью, нефтепродуктами, химическими реагентами, пластовым песком и т.д.

Текущий и капитальный ремонты скважин являются одними из основных источников загрязнения моря нефтью, нефтесодержащими водой и песком, а также химически обработанными промывочными жидкостями.

Предотвращение загрязнения моря отходами ремонта скважин достигается:

– путем использования при ремонте скважин закрытой системы циркуляции промывочной жидкости;
– сбором и вывозом или обезвреживанием на месте отходов ремонта с последующим сбросом их в море;
– применением различных приспособлений для очистки наружной поверхности труб и штанг от нефти и промывочной жидкости;
– сбросом и откачкой жидкости, стекающей с внутренней полости труб на мостки;
– применением устьевых малогабаритных противовыбросовых устройств.

Отходы продукции нефтяных и газовых скважин и их утилизация

В составе продукции скважин нефтегазовых месторождений Каспия наряду с основными компонентами – нефтью, конденсатом и газом

содержатся неизбежные их спутники в виде отходов этого процесса: пластовая высокоминерализованная вода и песок.

В отечественной практике пластовые воды применяют в системе поддержания пластового давления (ППД), а в ряде случаев закачивают и в поглощающие горизонты, что является мерой утилизации токсичных отходов технологического процесса.

Существуют и другие способы создания малоотходных процессов.

За рубежом применяют различные способы ограничения водопритоков в нефтяных скважинах. С этой целью во многих случаях применяют водоупругие жидкости, за счет чего достигается селективность процесса. В качестве вязкоупругой жидкости применяют водорастворимые полимеры типа пушер-500 и пушер-700. Для селективной изоляции вод применяют также гелеобразующую композицию. При этом выбирают пласты, содержащие соответствующие компоненты для гелеобразования при контакте с закачиваемым реагентом.

В отечественной практике применяются различные методы изоляции вод водорастворимыми полимерами типа полиакриламид. Заменителем этого полимера является пушер-500 и пушер-700 американского производства. Полимеры полиакриламид, пушер-500 и пушер-700 также пригодны для вытеснения нефти из пластов, что приводит к резкому сокращению обводненности продукции скважин.

Учитывая, что пласты некоторых морских нефтегазовых месторождений Каспия сложены из слабосцементированных пород, технологический процесс добычи сопровождается выносом пластового песка на дневную поверхность при допустимых отборах.

Для борьбы с пескопроявлением в СНГ и за рубежом применяются различные методы крепления рыхлых коллекторов в призабойной зоне и создаются различные фильтры.

Если поступление песка из пласта в скважину предотвратить не удается, то для утилизации выносимого песка его необходимо очищать от нефти и в дальнейшем использовать как строительный материал.

Безотходная технология добычи попутного и природного газов предусматривает, прежде всего, полную герметизацию системы сбора и ликвидацию выбросов газа в атмосферу. Достигается это своевременным обустройством месторождения сетью газосборных и транспортных трубопроводов и применением при необходимости компрессорных установок, сжимающих газ для его транспортирования или использования непосредственно на месторождении для добычи нефти газлифтом, нагнетания в пласты или в качестве топлива в энергетических установках.

8. 5. Локализация и ликвидация нефти и нефтепродуктов с водной поверхности

Очистка поверхности водоема от нефти и нефтепродуктов осложняется рядом факторов:

– высокой вязкостью нефти, что затрудняет её отделение от воды;
– значительными площадями очистки;
– подвижностью нефтяных пятен под действием ветра и течений;
– гидрометеорологическими условиями и др.

Для очистки водной поверхности и ликвидации разливов нефти созданы устройства, основанные на различных принципах действия. Разлившуюся нефть удаляют с помощью отдельных методов и технических средств или их комплекса, обеспечивающих локализацию нефтяного загрязнения, сбор нефти с помощью механических средств, поглощение ее сорбентами, рассеивание нефтяных пленок химическими или биологическими препаратами, сжигание нефти и др.

В практике удаления нефти с водной поверхности широко применяют термический, механический, гидробиологический и физико-химический- методы. Наряду с достоинствами этих методов необходимо иметь в виду и их недостатки.

При термическом способе (поджоге нефти) морские стационарные и подвижные инженерные сооружения могут оказаться в эпицентре горящего пятна нефтяного поля, перемещающегося по поверхности моря под воздействием течения и ветра.

Недостатки *гидробиологического способа* – прекращение бактериального разложения при температуре морской воды ниже 10°С и невозможность утилизации разлитой нефти.

Механический способ требует применения дорогостоящих технических средств. Кроме того, в местах механического сбора на поверхности моря остается тонкая пленка нефти, а концентрация углеводородов в воде достигает нормы лишь через 300–400 сут после очистки района загрязнения.

Физико-химический способ характеризуется отрицательным воздействием на бентос диспергентов и других химических препаратов, относительно невысокой поглощаемостью нефти по сравнению с ее собственной массой (особенно нефти повышенной вязкости при использовании сорбентов).

Основные технические средства локализации нефтяного загрязнения – боновые заграждения.

Конструкция бонового заграждения состоит из плавающей, экранирующей и балластной частей. Плавучая часть бона может быть выполнена в виде отдельных поплавков, заполненных воздухом. Экранирующая часть представляет собой гибкую и жесткую пластину, прикрепленную к плавучей части бона и нагруженную для придания устойчивости балластной цепью, трубой или растяжками.

В настоящее время известно около 150 видов боновых заграждений, выпускаемых зарубежными фирмами.

U-образный способ установки боновых заграждений на акватории применяется для локализации нефтяных резливов, которые дрейфуют под влиянием ветра и течения, действующих продолжительное время в одном направлении (рис. 8.3). Заграждения закрепляются на якорях за оба конца или удерживаются с помощью плавсредств либо буксируются в качестве трала. Когда требуется значительная длина заграждений (в случае крупного разлива), боны устанавливают на промежуточных якорях через 30–45 м.

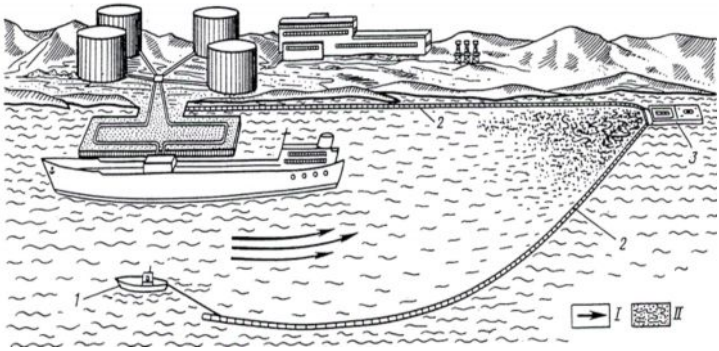


Рис. 8.3. Типовая схема ограждения и сбора нефти в районе нефтегазодобычи:
1 – буксир; 2 – 200м бонов «Т – Т»; 3 – нефтесборное устройство;
I – направление движения; II – разлив нефти

Технические средства для механического сбора нефти и нефтепродуктов с поверхности загрязненных участков моря можно разделить на две группы: нефтесборные устройства и специально оборудованные суда-нефтесборщики.

Нефтесборные устройства в зависимости от способа передвижения и крепления подразделяются на самоходные, стационарные, буксируемые и насосные (устанавливаемые на различных плавсредствах),

а по принципу сбора нефти и нефтепродуктов – на абсорбционные, адгезионные, пороговые, центробежные, всасывающие и др.

Для локализации или ликвидации больших разливов нефти на море при открытых фонтанах, разрывах подводных нефтепроводов, а также разрушениях нефтепромыслового хозяйства, вызванных стихийными бедствиями (ураган, шторм, ледовая обстановка и т. д.), служат экспедиционные суда, не имеющие ограничений по погодным условиям и районам плавания. Трюмы такого судна используются как емкости для собираемой с поверхности моря нефти. Специальные сепарационные устройства обеспечивают отделение собранной нефти от морской воды.

Судно снабжено средствами для погрузки и спуска на воду нефтесборщиков, боновых заграждений и других технических средств, используемых для локализации, сбора и ликвидации разлива. На судне имеются гидрометеорологическая, гидрохимическая и биологическая лаборатории. Кроме того, судно снабжено автоматическими средствами наблюдения за районом разлива, направлением и скоростью движения разлитой нефти.

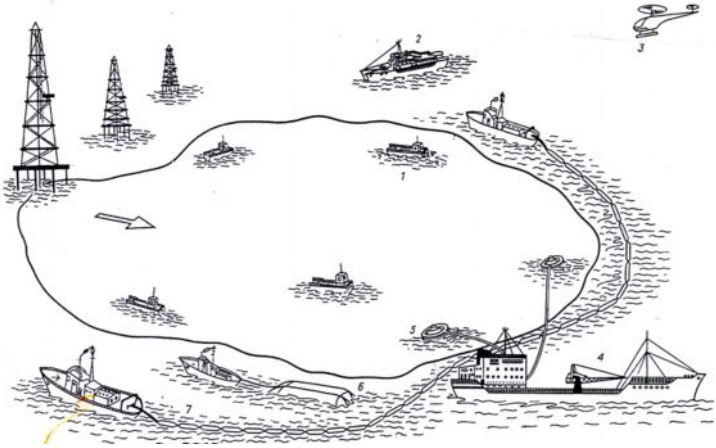


Рис. 8.4. Схема ликвидации аварийного разлива нефти в открытом море с участием экспедиционного судна:

1 – нефтесборщик морской; 2 – нефтесборщик; 3 – средства авиаразведки; 4 – экспедиционное судно; 5 – нефтесборное устройство; 6 – нефтяная емкость; 7 – боновое заграждение

Специальные средства обеспечивают оперативную связь и четкое взаимодействие всех участников операции по ликвидации разлива.

Схема ликвидации аварийного разлива нефти в открытом море с участием экспедиционного судна приведено на рис. 7.4.

Особенностью отечественных нефтемусоросборщиков является их универсальность. Они могут собирать практически любые виды плавающих загрязнений, включая крупный мусор, очищать любые участки акваторий, в т. ч. в узких местах между судами, эстакадами и другими гидротехническими сооружениями.

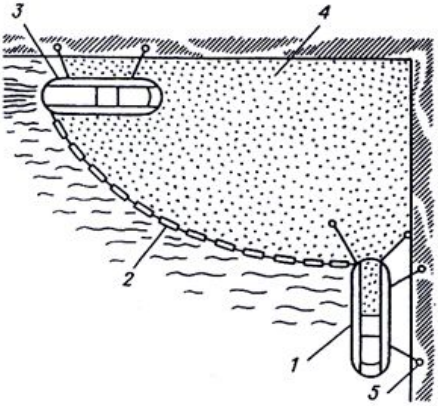


Рис. 8.5. Сбор нефти и мусора в углах между причалами с использованием второго нефтемусоросборщика или катера и бонов:

1 – нефтесборщик; 2 – боны; 3 – второй нефтемусоросборщик или катер; 4 – нефть и мусор; 5 – швартовы

Типовые схемы сбора нефти и мусора представлены на рис. 8.5–8.7.

Кроме нефтемусоросборщиков для ликвидации разливов нефти применяют: впитывающие нефть боны, изготовленные из сетки, которая заполнена отходами синтетического губчатого материала; переносные устройства для сбора нефти производительностью 6 т/ч, которые могут быть использованы со вспомогательных судов и с берега.

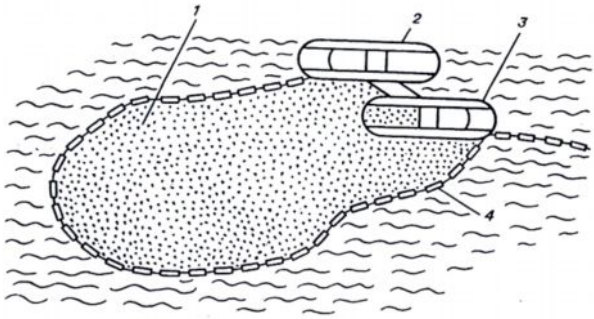


Рис.8.6. Сбор нефти огражденного участка акватории:
1 – нефть; 2, 3 – нефтемусоросборщики
(или нефтемусоросборщик и катер); 4 – боны

В последние годы для борьбы с загрязнением моря нефтью значительное распространение получают методы, основанные на свойствах различных материалов поглощать нефть из воды. Различают плавающие сорбенты плотностью менее 1000 кг/м^3 и погружаемые сорбенты большей плотности. В качестве плавающих сорбентов применяют многие природные (торф, мох, сено) и искусственные (полиуретан, резина и др.) материалы.

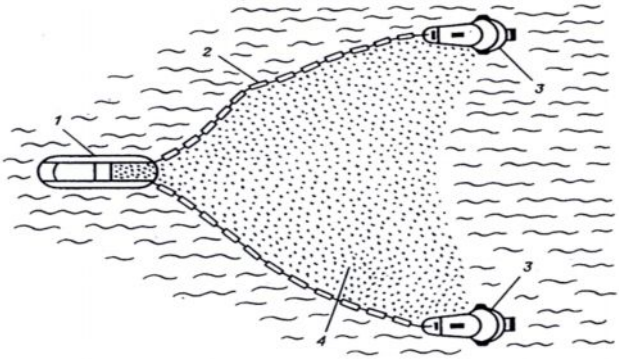


Рис. 8.7. Сбор нефти на дне акватории с применением бонов:
1 – нефтемусоросборщик; 2 – боны; 3 – буксировщики бонов; 4 – нефть

Искусственные сорбенты изготовляют из синтетических материалов и выпускают в виде гранул или полотнищ (полос) материи. Преимущество искусственных сорбентов по сравнению с природными заключается в возможности их повторного использования после реге-

нерации. *Гранулированные сорбенты* более эффективны, чем матерчатые, и применяются для удаления нефтяного загрязнения на больших площадях.

Окружающая среда и ее влияние на производство работ

В последние годы проблема исследования океана и использования его ресурсов превратилась в одну из важнейших задач современного развития большинства государств мира.

Одно из основных условий успешного решения указанной проблемы – наличие достаточной по объему и качеству информации об окружающей среде.

В экстремальных условиях окружающей среды эти сооружения должны «выстоять» и не разрушиться от стихийных воздействий и обеспечить надежность в работе на весь период эксплуатации месторождения (25–30 лет).

На разных этапах проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений требуются различные объемы *гидрометеорологической информации.*

На этапе проектирования морских нефтепромысловых сооружений требуются более детальные и в больших объемах данные по определению мест и схемы размещения на площади месторождения гидротехнических нефтепромысловых сооружений и степени воздействия среды на эти сооружения.

– максимальная высота волн и соответствующий ей период;

– максимальное значение скоростей ветра и течений;

– экстремальные изменения уровня воды с учетом приливов и штормовых нагонов;

– ледовые условия;

– режимные распределения высот и периодов волн, совместные распределения параметров волн и распределения волн по румбам, распределение скоростей и направлений ветра и течений;

– профили течений, спектры ветра и волн и групповые свойства волн;

– ход скорости ветра и параметров волн в типовых и наиболее жестких штормах.

При строительстве и эксплуатации гидротехнических сооружений, буксировке технических плавучих средств и установке их на место в рабочее состояние и демонтаже, кроме режимной, требуется и оперативная диагностическая и *прогнозная гидрометеорологическая информация:*

– скорость и направление ветра;

– *скорость и направление течений на поверхности;*
– *высоты волн требуемой обеспеченности;*
– *средние периоды волн и зыби;*
– *направление распространения волн;*
– *ледовые условия;*
– *видимость;*
– *осадки;*
– *облачность;*
– *температура воздуха;*
– *обледенение.*

Основными способами определения требуемых гидрометеорологических параметров ээкспериментальных значений могут быть следующие:

– выбор экспериментальных величин из имеющихся наблюдений (например, температура, влажность и т. д.);

– расчет параметров по синоптическим данным, наблюдавшихся в самых суровых условиях (штормовой нагон течения и т. п.);

– расчет параметров по гипотетическому «проектному» шторму с периодом 50 или 100 лет (высота волн);

– экстраполяция значений, рассчитанных по математической модели;

– экстраполяция замеренных или наблюденных значений путем их аппроксимации соответствующими функциями распределения вероятностей.

Существует комплекс технических средств для сбора информации, включающий научно-исследовательские суда (НИС), корабли погоды, плавмаяки, заякоренные и дрейфующие буи, дрейфующие станции «Северный полюс», морские береговые и устьевые гидрометеорологические станции, поисковые суда, гидрографические суда, воздушные и космические наблюдательные платформы, подводные аппараты, носители подводных аппаратов, необитаемые спутники и космические лаборатории, самолеты, вертолеты, шары-зонды, стационарные морские платформы (нефтепромысловые и буровые), оборудованные комплексы приборов для замера гидрометеорологических данных, нагрузок на элементы конструкций и др.

Исследования окружающей среды ведутся по специальным методикам и рекомендациям, разработанными специальными организациями, обществами и ведомствами с учетом требований отраслей.

Окружающая среда оказывает большое влияние на стоимость работ, и от полноты и качества данных о гидрометереоусловиях среды в значительной степени зависит определение параметров, технических

характеристик и конструктивных особенностей уникальной и сложной морской техники нефтегазовых промыслов. В особенности для северных и арктических условий влияние окружающей среды является главенствующим фактором стоимости работ по добыче нефти и газа.

8. 6. Влияние температуры окружающей среды на работу морских скважин

Изменение температуры добываемой нефти в процессе ее подъема по стволу скважины определяется при прочих равных условиях: естественным тепловым полем окружающей среды и скоростью движения жидкости. Известно, что земная кора имеет так называемый нейтральный слой, ниже которого температура горных пород остается постоянной и не зависит от годового колебания температуры поверхности земли. Поэтому от забоя скважины до нейтрального слоя (рис. 8.8) изменение температуры по длине подъемника определяется скоростью движения жидкости. Однако, выше этого слоя земли существенным может оказаться влияние температурного поля зоны. Это влияние еще более существенно тогда, когда ствол скважины омывается морской водой. Поэтому, целесообразно учитывать влияние сезонных колебаний температуры верхней части земной коры на распределение температуры жидкости по стволу скважины. Кроме того, представляет практический интерес разработка мероприятий, способствующих уменьшению потерь тепла в стволе скважины для повышения температуры жидкости с целью предупреждения парафиноотложения и гидратообразования в скважине и подводных нефтегазопроводах, особенно в зимний период.

Рассмотрим тепловую задачу о движении газожидкостной смеси в стволе действующей скважины. В морских условиях верхняя часть эксплуатационной колонны длиной l находится в зоне, омываемой водой. Длина этого участка для прибрежной акватории Апшеронского п-ва равна 10–60 м. Другая часть длиной l_1 которая изменяется в широких пределах, находится в недрах земли. При этом верхняя часть ствола длиной l (рис. 8.8.) находится в зоне, в которой температура окружающей среды подвергается годовым температурным колебаниям.

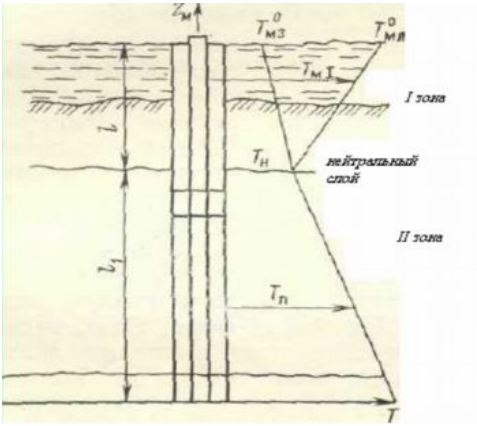


Рис. 8.8. Изменение температуры окружающей среды вдоль ствола морской скважины

Эту область назовем зоной сезонного изменения температуры (I зона). Ниже нейтрального слоя температура породы не зависит от годового изменения температуры и растет **с** глубиной по линейному закону (II зона). Принимая, что в зоне сезонного изменения температуры распределение тепла окружающей среды также подчиняется линейному закону по глубине скважины, для зоны I и II можно записать

$$T_0 = \alpha + bz,$$

где α, b – постоянные параметры; T_0 – температура окружающей среды; z – элемент длины скважины.

В зоне II для температуры породы имеем

$$T_п = T_в - \frac{T_в - T_н}{l_1}, \quad 0 \le z \le l_1, \qquad (1)$$

где $T_п$ – температура породы; T_3 – температура на забое скважины;

$T_н$ – температура нейтрального слоя. В I зоне

$$T_м 1 = T_н - \frac{T_н - T_м^0}{l}(z - l_1), \quad l_1 \le z \le l_1 + l, \qquad (2)$$

где $T_{м1}$ – температура моря (окружающей среды) в I зоне; $T°_м$ – температура воды на поверхности моря; $T^0_{мз}$ – зимой; $T°_{мл}$ – летом.

Для приближенного решения этой задачи выделим в трубе элементарный объем жидкости в форме цилиндра высотой *dz*. Предположим, что теплообмен происходит путем переноса тепла текущей жидкостью.

Тогда изменение количества тепла от сечения к сечению будет равняться количеству передаваемого тепла через боковую поверхность элементарного цилиндрического объема высотой *dz*.

При этом

$$-\pi R2c_p pv\,(T + dT) + \pi R^2 c_p pvT = 2\pi RK\,(T - T_0)\,dz.$$

Здесь R– радиус трубы; c_p – удельная теплоемкость жидкости; p – плотность жидкости; v – средняя по сечению скорость; T – средняя по сечению температура; k – коэффициент теплопередачи через стенку трубы.

Отсюда

$$Rc_p\rho v dT = -\,2\pi k\,(T - T_o)\,dz$$

или

$$dT = -\frac{\beta}{R}(T - T_n)\,dz, \qquad (3)$$

где $\beta = 2k/\{C_p pv)$ – безразмерный параметр.

Для зоны II уравнение (3) с учетом (1) примет вид

$$\frac{dT}{dz} = -\frac{\beta}{R}T + \frac{\beta}{R}\left(Тз - \frac{Тз - Тн}{l_1}z\right).$$

Решением последнего является

$$T = c_1 e^{-\frac{\beta}{R}z} + Тз - \frac{Тв - Тн}{l_1}z + \frac{Тз - Тн}{l_1}\frac{R}{\beta},$$

где c_1 – постоянная интегрирования. Так как при $z = 0$, $T = T_3$,

то $c_1 = -\dfrac{Тз - Тн}{l_1}\dfrac{R}{\beta}$.

Тогда $$T = \frac{Тз - Тн}{l_1}\frac{R}{\beta}\left(1 - e^{-\frac{\beta}{R}z}\right) - \frac{Тз - Тн}{l_1}z + Тз. \qquad (4)$$

Выражение (4) определяет изменение температуры жидкости по глубине скважины во II зоне.

Для I зоны уравнение (4) с учетом (2) принимает вид

$$\frac{dT}{dz} = -\frac{\beta}{R}T + \left[Tм - \frac{Tн - T^0м}{l}\left(z - l_1\right)\right]\frac{\beta}{R}\cdot$$

Решением этого уравнения будет

$$T = c_2 e^{-\frac{\beta}{R}z} + Tн - \frac{Tн - T^0м}{l}\left(z - l_1\right) + \frac{Tн - Tм}{l}\frac{R}{\beta}, \qquad (5)$$

где c_2 – постоянная интегрирования.

При последнем условии

$$c_2 = \left[T_{l1} - Tн - \frac{Tн - T^0м}{l}\frac{R}{\beta}\right] e^{-\frac{\beta}{R}z}.$$

Для распределения температуры в I зоне получим

$$T = \left(T_{l1} - Tн - \frac{Tн - T^0{}_м}{l}\frac{R}{\beta}\right) e^{\frac{\beta}{R}z} + Tн - \frac{Tн - T^0м}{l}\left(z - l_1 - \frac{R}{\beta}\right) \qquad (6)$$

Так как средняя температура дна океана равна 4°С, то примем температуру нейтрального слоя также равной 4 °С. Для прибрежной акватории Апшеронского п-ва можно принять, что летом $T_м = 24°$; зимой $T°_м = 0$.

В качестве исходных данных примем c_p = 209 Дж; р=850 кг/м^3; R = 0,05 м; v = 0,2м/с**;** l_1 = 2000 м; l=100м; Тз=84°C_f – для II зоны $\beta = 0{,}2*10^{-4}$, для I зоны в летний период $\beta = -0{,}6*10^{-4}$; в зимний – $\beta = 1*10^{-4}$.

Были произведены расчеты по распределению температуры в стволе действующей скважины для летнего и зимнего периодов. При этом распределение температур от забоя до нейтрального слоя в том и другом случае, при прочных равных условиях, оказалось одинаковым. Что касается распределения температуры в стволе от нейтральной зоны до устья скважины, то оказалось, что; оно существенно зависит от теплового поля морской среды (рис. 7.8). Как видно из расчета, снижение температуры в I зоне в зимний период составляет 10,4 °С по сравнению с температурой на устье скважины летом при прочих равных условиях работы. Кроме того, как в зимний, так и в летний периоды градиент температуры в области выше нейтрального слоя существенно больше, чем до него. Так, например, в I зоне в зимний период градиент тепла жидкости составляет 0,104, $_в$ летний – 0,0501, а ниже нейтрального слоя – 0,012 °С/м.

Из приведенных расчетов следует, что для улучшения работы скважины и выкидного трубопровода от устья до нефтесборного пункта, особенно в осенне-зимний период, необходимо разрабо-

тать мероприятия по снижению потерь тепла не только на участке подводного трубопровода, но и в зоне от нейтрального слоя до устья скважины. В этой связи на основе промысловых исследований теплового режима работы морских скважин и нефтегазопроводов разработан способ теплоизоляции подводных трубопроводов пенополиуретаном. Стволы скважины необходимо теплоизолировать с глубины 300–400 м.

На основе полученных результатов установлено, что если теплоизолировать ствол скважины на участке выше нейтрального слоя, то потери тепла в нем можно снизить на 9,4 °С т. е. температура на устье будет 58°С.

Таким образом, температура моря оказывает существенное влияние на тепловой режим работы подводных нефтегазопроводов и всей системы пласт – подъемник – сборный пункт – транспорт продукции. Для уменьшения потерь тепла в подводных трубопроводах необходимо их теплоизолировать.

8. 7. Гидротехническое сооружени, выполненное в виде искусственного острова

Изобретение относится к области строительства искусственных островов специального назначения для осуществления разведки и нефтедобычи, а также для проведения комплексных мероприятий по охране окружающей среды шельфа Северо- Каспийского бассейна.

Повышение надежности сооружения за счет предотвращения осадки грунта и образования трещин в сооружении достигается тем, что гидротехническое сооружение для Северо-Каспийского бассейна, выполненное в виде искусственного острова, согласно изобретению, выполнено из грунта, вынутного в процессе углубления шельфа Северного Каспия или устья заиленной части реки в шельфе.

Берега сооружения выполнены пологими и по примеру засыпаны ракушечником.

Изобретение относится к области строительства искусственных островов специального назначения для осуществления разведки и нефтедобычи, а также для проведения комплексных мероприятий по охране окружающей среды шельфа Северо- Каспийского бассейна.

Известен искусственный остров для проведения разведки и последующей нефтедобычи на структуре Восточный Кашаган в шельфе Каспийского моря. Площадь острова сопоставима с площадью футбольного поля. Укрепление острова предусмотрено в виде свойств металлических конструкций. Использование металлических конструкций

усложняет процесс возведения острова и требует значительных материальных затрат.

В случае аварии на скважине нефть сразу попадает в море, что наносит огромный ущерб окружающей среде.

Известно гидротехническое сооружение, выполненное в виде искусственного острова из камня.

Недостатком указанного сооружения является его низкая надежность из-за осадки и образования трещин в сооружении. Кроме того, использование камня, пригодного для строительства стен зданий и сооружений, является нерациональным.

Задачей изобретения является разработка гидротехнического сооружения в виде искусственного острова, возведенного из недорогого и доступного материала.

Технический результат – повышение надежности сооружения за счет предотвращения осадки грунта и образования трещин в сооружении- достигается тем, что гидротехническое сооружение для Северо-Каспийского бассейна, выполненное в виде искусственного острова, согласно изобретению, выполнено из грунта, вынутого в процессе углубления шельфа Северного Каспия или устья заиленной части реки в шельфе.

Берега сооружения выполнены пологими и по периметру засыпаны ракушечником, а сверху биологически активными породами (кварцит, шунгит и др.).

Использование грунта, вытянутого в процессе углубления шельфа Северного Каспия или устья заиленной части реки в шельфе, решает проблему утилизации вытянутого грунта и позволяет исключить образование трещин в сооружении и осадку грунта.

При этом обеспечивается высокая надежность сооружения и не требуется значительных материальных затрат.

Искусственный остров сооружают на участках, где запланировано проведение разведки с бурением и последующей нефтедобычей, например, от реки Кигаш до полуострова Бузачи.

Для возведения острова используют грунт, вытянутый в процессе углубления шельфа Северного Каспия или устья заиленной части Кигаш или Урал.

Северный Каспий имеет огромный запас ракушечника под иловыми осадками. Это подручный строительный дешевый материал, хорошо защищающий глинистую почву в процессе прилива и отлива береговой части острова и неподдающийся смывной силе морских волн. Причем не препятствует росту тростника–камыша, служащего волнозащитным средством и пригодного для укладки икры костистых

рыб. Биологически активные породы (кварцит, шунгит и др) позволяют постоянно очищать среду вокруг острова.

Это гидротехническое сооружение позволяет реконструировать Северный Каспий и его регионы, достичь экологического благополучия, освоить недра, земли, комплексно освоить и приумножить богатства живой природы без ущерба на нее.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С.* Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. - М.: ОАО «Изд-во «Недра», 1999. 473 с.

2. Нефтегазовая вертикаль, 2001 № 16,

3. Нефтегазовая вертикаль, 2002 № 10..

4. Нефтегазовая вертикаль, 2003. № 1.

А.с. 770890 СССР. Воздушная транспортная система. Москва (СССР)№ 386. Бюл. № 64 11.05. 80.

А.с. 50216 Казахстан. Воздушная транспортная система. № 14 10.03. 05.

А.с. 13438 Казахстан. Гидротехническое сооружение. № 914 10.03. 05.

Суворова И.А. Освоение морских месторождений углеводородов: Учеб. пособие. М: РГУ им. И.М. Губкина. 101 с.

Сулейманов А.Б. и др. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. М. Недра 1986.

В.Ф. Соколов и др. Морские инженерные сооружения. С.-Петербург «Судостроение»,2003.

Карабалин У.С., Ермеков М.М. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. Алматы: Эверо, 2004. 434 с.

Скрыпник С.Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. М. Недра, 1982.

Гусейнов Т.И., Алекперов Р.Э. Охрана природы при освоении морских нефтегазовых месторождений М.: Недра, 1989 .

А.Б. Золотухин, О.Т. Гудместад, А.И. Ермаков и др. «Основы разработки шельфовых и нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике» М.: ГУБ Изд-во «Нефть и газ», 2000. 770 с.

Мицевич В.И. и др. Разведка и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений.

Капустин Х.Я. Строительство морских трубопроводов М.: Недра, 1982 .

Кулиев Н.П. Основные вопросы строительства нефтяных скважин в море. Баку. Азернефть, 1958 . Москва 2004 г.