

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Методические указания
по выполнению практических занятий
по дисциплине

Основы освоения морских месторождений

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело,
направленность (профиль) Бурение нефтяных и газовых скважин

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ	7
2. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ.....	15
3. ОБЗОР АРКТИЧЕСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ.....	26
4. ОБЗОР КРУПНЕЙШИХ МИРОВЫХ ПРОЕКТОВ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	36
5 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ ONLINE	61
6. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ЗАКАЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ПОДСОЛЕВЫХ ПЛАСТОВ БРАЗИЛИИ.....	74
7. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ДВУСТВОЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ.....	94
8. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	105
9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГА ДЛЯ ВЕДЕНИЯ ПУСКОНАЛАДОННЫХ РАБОТ НА ТРУБОПРОВОДАХ.....	116
10. ПРОТИВОВЫБРОСОВЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ	127
11. КОНСТРУКЦИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ РАЙЗЕРОВ НА ПРИМЕРЕ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..	138
12. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОДВОДНОГО ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	147
13. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РОССИИ.....	153
14. ПОДВОДНЫЕ ДОЖИМНЫЕ СИСТЕМЫ	157

15. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СЕПАРАТОРА ДЛЯ ПОДВОДНОГО КОМПЛЕКСА.....	168
16. ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК.....	175
17. АВАРИЙНЫЕ РАЗЛИВЫ НЕФТИ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ.....	183
18. МЕРЫ СМЯГЧЕНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	190
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	198

ВВЕДЕНИЕ

Целью освоения дисциплины является формирование набора компетенций будущего работника нефтегазовой промышленности в области обучения, воспитания и развития, соответствующим целям ОП ВО направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Для освоения дисциплины поставлены следующие задачи:

- ознакомиться с проблемами и перспективами освоения нефтегазовых месторождений на шельфе;
- изучить особенности интеллектуальных систем заканчивания скважин;
- рассмотреть вопросы проектирования подводного добычного комплекса на примере конкретного объекта;
- изучить технико-технологические аспекты подводного обустройства месторождения;
- изучить меры смягчения воздействия на окружающую среду при разработке шельфовых месторождений

Дисциплина «Разработка и эксплуатация морских месторождений» относится к вариативной части (обязательные дисциплины) (Б1.В.16).

Ее освоение происходит в 7 семестре.

При изучении дисциплины формируются компетенции:

- способность осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья (ПК-2);
- способность творчески применять процессы проектирования к проблемам имеющим межотраслевые особенности (ПК-31).

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

знать: методы инженерных исследований; инновационные технологии эксплуатации месторождений углеводородов; техническое и ремонтное

обслуживание элементов систем разработки и эксплуатации месторождений углеводородов; технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля.

уметь: выбирать соответствующие методы инженерных исследований для обеспечения внедрения инновационных технологий извлечения трудноизвлекаемых углеводородов; решать (методами инженерных исследований) задачи по усовершенствованию технологий извлечения углеводородов; проводить испытания; осуществлять модернизацию, эксплуатацию технического и ремонтного обслуживания элементов систем разработки и эксплуатации месторождений; разрабатывать техническую документацию для объектов добычи жидких и газообразных углеводородов; выполнять расчеты, связанные с приспособлением оборудования к условиям эксплуатации.

владеть: технологией извлечения углеводородов; навыками прогнозирования успешности применяемых технологий; способностью разрабатывать техническую документацию для объектов добычи углеводородов; способностью анализировать работу объектов добычи жидких и газообразных углеводородов.

1. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ

План

- 1.1 Общие сведения об освоении морских нефтегазовых месторождений на шельфе
- 1.2 Система «Геолого-технико-технологические условия освоения морских месторождений»
- 1.3 Основные характеристики геологического строения шельфовых месторождений
- 1.4 Подсистема мониторинга разработки на шельфе
- 1.5 Нормативно-правовые документы, регламентирующие разработку морских месторождений

1.1 Общие сведения об освоении морских нефтегазовых месторождений на шельфе

Под шельфами принято понимать относительно мелководные участки дна океанов и морей, окаймляющие континенты и острова. Несмотря на то, что территория шельфов составляет всего 5 % от общей площади суши и моря, здесь сосредоточено около 35 % мировых запасов нефти и 29 % газа. В настоящее время объем добычи нефти и газа на шельфе Мирового океана составляет более 45 % от общего объема мировой добычи углеводородного сырья (УВС). Ширина шельфов колеблется от 1-3 км до 1700 км, они располагаются на глубинах от 20-40 м (о. Куба) до 400 м (о. Лабрадор). Бровка многих шельфов располагается на глубине около 130 м (до 200 м), поэтому эти глубины многие условно принимают за батиметрическую границу шельфа. Шельф РФ является одним из самых протяженных в мире. Его площадь составляет более 5,0 млн км², в том числе перспективная в отношении нефтегазоносности - 4,2 млн км². В пространственные границы шельфа РФ входят шельфы Баренцева, Печорского, Карского, Лаптевых,

Восточно-Сибирского, Чукотского, Берингова, Охотского, Японского, Каспийского, Азовского, Черного, Балтийского и Белого морей. При этом, по данным ВНИГРИ, ВНИИОкеанологии, 75 % разведанных начальных суммарных ресурсов (НСР) всего российского шельфа приурочено к арктическому шельфу, где природные условия для освоения являются самыми суровыми.

Освоение акваторий на разных участках шельфа зависит от степени подготовленности выявленных структур к освоению или дальнейшему проведению геолого-разведочных работ (ГРР), а также от бариметрических особенностей. Здесь необходимо разделить структуры (месторождения), приуроченные к мелководному шельфу (с глубиной моря до 20 м) и более глубоководные (с глубиной моря от 80 м). Кроме того, каждый раз необходимо учитывать специфические климатические условия конкретных районов акватории, где располагаются шельфовые месторождения.

1.2 Система «Геолого-технико-технологические условия освоения морских месторождений»

Разработка шельфовых месторождений УВС, несомненно, является сложной технической проблемой, при решении которой необходимо использовать системный подход. При этом наиболее актуален системно-конструктивный подход, который позволяет обосновать организацию эффективного управления разработкой месторождений (рис. 1.1).

Как видно из рисунка, система состоит из 11 подсистем, двух банков данных и управляющей компании. Основными являются подсистемы:

- разработки месторождений единого ПТК;
- инженерно-геологических условий;
- инженерных морских сооружений;
- береговых сооружений;
- транспортировки УВС и ингибитора.

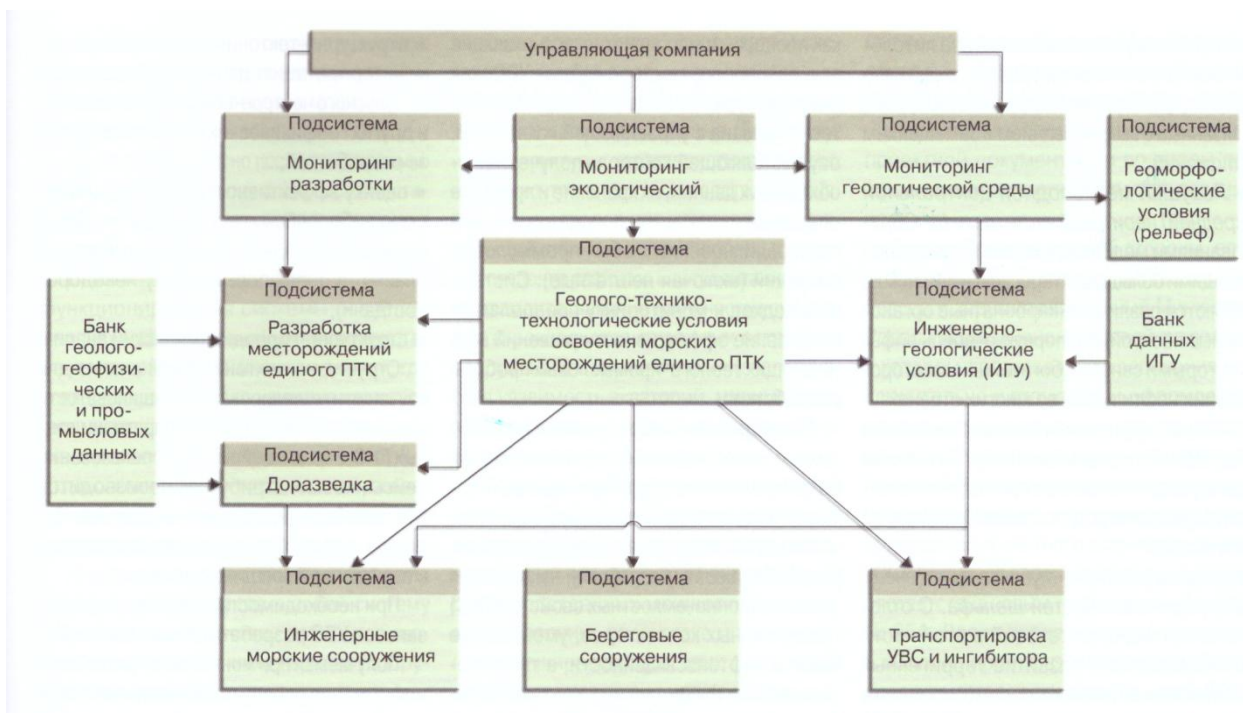


Рис. 1.1. Схема функционального описания системы «Геолого-технологические условия освоения морских месторождений»

Обеспечением подсистемы разработки должны служить документы проектов разработки для отдельных месторождений и результаты обоснования проекта на разработку группы месторождений в составе единого ПТК, если в этом имеется инженерно-экономическая целесообразность.

В состав этих документов входят следующие разделы: общие сведения о месторождении и природные условия района работ, геологические условия разработки месторождения, включая подсчет запасов УВС, создание трехмерной геологической модели месторождения углеводородов, построение цифровой фильтрационной модели месторождения, технико-технологические решения по разработке и обустройству месторождения.

Кроме того, здесь освещаются основные показатели развития нефте-(газо-) добычи, капитальные вложения, эксплуатационные и ликвидационные затраты, экономические условия разработки, оценка экономической эффективности и анализ чувствительности проекта, обоснование рекомендуемого варианта освоения и его технико-

технологические и технико-экономические показатели и решения, программа работ по геолого-геофизической доразведке морского месторождения и другие моменты.

1.3 Основные характеристики геологического строения шельфовых месторождений

Для получения представления об особенностях разработки морских месторождений необходимо понимать основные характеристики их геологического строения. Литологические ловушки углеводородов на шельфе подразделяются на следующие основные типы:

- *Ловушки прибрежной части шельфа (литоральной и внутренней зоны).* Характерной особенностью этих ловушек является широкое развитие разнообразных аккумулятивных форм рельефа, представляющих при ограничении их непроницаемыми породами великолепные литологические природные резервуары для нефти и газа.

- *Ловушки мелководной центральной (средней) неритовой части шельфа.* Среди терригенных пород возможными ловушками углеводородов могут быть линзы шельфовых песчаников при наличии соответствующих пород-покрышек (в основном глинистых).

- *Ловушки умеренно-глубоководных (внешних) неритовых частей шельфа.* С отложениями морских течений в этой части шельфа связано развитие терригенных коллекторов, а также распространение ловушек, образованных литологическим выклиниванием и замещением.

- *Ловушки дельт и авандельт.* Резкая фациальная изменчивость отложений способствует образованию в дельтах многочисленных литологических ловушек литологически ограниченных и экранированных.

- *Ловушки клиноформ.* Каждая крупная клиноформа может рассматриваться в определенном смысле как относительно автономная нефтегеологическая система.

Таким образом, строение месторождений углеводородов на шельфе отличается сильным влиянием литологического фактора, что отражается как на проведении геолого-разведочных работ (ГРР), так и на процессе разработки.

1.4 Подсистема мониторинга разработки на шельфе

Подсистема мониторинга разработки на шельфе является довольно сложной и включает как процессы и мероприятия, возникающие при разработке месторождений УВС, так и методы изучения текущего состояния. Она тесно связана с управляющей компанией, осуществляющей контроль получения необходимых данных.

Традиционно к мероприятиям, проводимым непосредственно для выполнения разработки, относят бурение новых эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных и других типов скважин, а к процессам, сопровождающим разработку, - изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных коллекторов, уменьшение газо- и нефтенасыщенности, а также перемещение флюидальных контактов (газоводяной, газонефтяной и водонефтяной).

К методическим средствам мониторинга относится, прежде всего, комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС) и керн по новым скважинам для оценки ФЕС и фаций в целях седиментолого-фациального контроля за разработкой. При необходимости возможен пересчет запасов УВС разрабатываемых залежей.

Получаемая при мониторинге разработки информация наряду с обновлением геологической и фильтрационной компьютерных моделей месторождения УВС будет также использоваться при планировании ГРР при доразведке рассматриваемых месторождений (подсистема доразведки).

В системе освоения морских месторождений предполагается использование также подсистемы мониторинга геологической среды.

При организации мониторинга геологической среды основные задачи по устойчивости инженерных сооружений в значительной части могут решаться с помощью традиционных инженерно-геологических методов. При этом комплексно исследуется рельеф территории морского дна морского месторождения (подсистема геоморфологических условий).

Важное значение для эффективного функционирования системы освоения морских месторождений имеет подсистема инженерно-геологических условий.

Подсистема инженерных морских сооружений методически обеспечивается обоснованием технико-технологических решений по обустройству морских месторождений, которые должны соответствовать наиболее оптимальным вариантам разработки. Д.А. Мирзоевым были детально проработаны факторы, влияющие на выбор типа нефтегазопромысловых сооружений. К ним относятся технологические (назначение скважин - разведочные, эксплуатационные), инженерно-геологические (геология дна, сведения о современных тектонических процессах, физико-механические свойства грунтов, характеристики верхнего слоя грунтов), гидрометеорологические (глубина воды, ледовые условия, продолжительность межледового периода, течения), производственные и экологические факторы. Подсистема береговых сооружений включает комплексный подход к освоению месторождений рассматриваемого региона, который предполагает централизацию производственных мощностей по компримированию, подготовке и транспорту газа, расширение береговых сооружений в соответствии с поэтапным вводом месторождений в разработку и на этой основе вовлечение в разработку также небольших по запасам месторождений, недостаточно рентабельных при самостоятельном освоении. Кроме того, здесь достигается продление периода постоянной добычи и в связи с этим повышение технико-экономических показателей разработки месторождений.

1.5 Нормативно-правовые документы, регламентирующие разработку морских месторождений

Разработка морских месторождений имеет особенности: в отсутствии стадии опытно-промышленной эксплуатации; в органической взаимосвязи разработки и обустройства морского месторождения; в геологическом и гидродинамическом моделировании морских объектов разработки; в самом процессе проектирования разработки морских месторождений; в критериях и методике оценки эффективности освоения морских месторождений и др.

В сфере нефтегазодобычи на шельфе до настоящего времени нет ни одного государственного стандарта. Стандарт ГОСТ Р 53710.2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» (введен в действие 1 июля 2011 г.) нуждается в доработке на предмет соответствия Приказу Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 8 июля 2010 г. № 254 «Требования к структуре и оформлению проектной документации по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».

Таким образом, с одной стороны, есть утвержденный Приказом Минприроды России и зарегистрированный Минюстом России нормативно-правовой документ, в котором представлены требования исключительно к структуре и оформлению проектного документа, но нет его содержания, а с другой стороны - существует принятый Ростехрегулированием стандарт на проектирование, в котором определено содержание проектного документа, но сам ГОСТ нуждается в корректировке на предмет соответствия новым требованиям Приказа № 254. Для исправления этой ситуации в области проектирования разработки морских месторождений нефти и газа ДОО ЦКБН ОАО «Газпром» в настоящее время разрабатывается национальный стандарт «Проектная (технологическая) документация для освоения морских нефтяных, газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений».

ДООО ЦКБН («Отделение освоения морских нефтегазовых месторождений») уже выполнило такие проекты, как:

- Обоснование инвестиций в обустройство месторождения Каменномысское море в Обской губе Карского моря - 2012 г.

- Разработка дополнения к технологической схеме разработки Северо-Каменномысского газоконденсатного месторождения (выполнена корректировка проектных решений и обоснованы плановые ТЭП добычи газа, уточнены решения по разработке газовой залежи сеномана).

Кроме того, силами ДООО ЦКБН выполнена разработка сепараторов для объектов обустройства месторождений Обской и Тазовской губ.

Гарантией высокого качества проектных работ по освоению шельфовых месторождений является успешное завершение проектов:

- ТЭО верхнего строения платформы «Приразломное»;
- Разработка СТУ проектирования объектов обустройства Штокмановского газоконденсатного месторождения и ряд других.

Вывод. В лекции дается анализ основных проблем разработки месторождений углеводородного сырья на шельфе. Предлагается использовать системный подход, для чего обосновывается система геолого-техничко-технологических условий освоения морских месторождений, состоящая из 11 подсистем, включая три подсистемы мониторинга: экологический, разработки месторождений и геологической среды. Важной задачей является уточнение геологических и гидродинамических моделей залежей углеводородного сырья в процессе разработки, что приведет к оптимизации местоположения эксплуатационных и нагнетательных скважин на шельфовых месторождениях. Отмечается необходимость создания национального стандарта в области проектирования для освоения морских нефтяных, газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое шельф?
2. Схема функционального описания системы «Геолого-техно-технологические условия освоения морских месторождений»?
3. Основные типы литологических ловушек углеводородов на шельфе?
4. Мероприятия, проводимые непосредственно для выполнения разработки месторождения?
5. Принципиальные отличия освоения ресурсов углеводородов континентального шельфа по сравнению с освоением месторождений на суше?

Литература

1. Шилов Г.Я., Освоение нефтегазовых месторождений на шельфе – проблемы и перспективы / Г.Я. Шилов // Газовая промышленность № 2, 2014 – с. 64 – 68.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

План

- 2.1 Общие сведения о Каспийском регионе
- 2.2 Основные свойства нефтей новых месторождений Каспийского шельфа
- 2.3 Особенности проектирования месторождения им. В. Филановского
- 2.3.1 Ледостойкая стационарная платформа ЛСП-1
- 2.4 Особенности эксплуатации месторождения имени Ю. Корчагина

2.1 Общие сведения о Каспийском регионе

Каспийский регион является одним из самых перспективных районов для добычи нефти в XXI в. Его ресурсная база сопоставима с запасами

углеводородов в Северном море, а физико-географические и климатические условия являются более привлекательными для всех пяти прибрежных стран и для стран Запада.

В последние 15 лет Каспийский регион стал одним из ведущих геополитических регионов мира. Это произошло вследствие распада Советского Союза и образования на берегах Каспийского моря новых независимых государств (ННГ) - республик Казахстан, Туркменистан и Азербайджан. Также были обнаружены на шельфе Каспийского моря значительные запасы углеводородного сырья, что явилось базой для ускоренного развития экономики ННГ. Были привлечены иностранные инвесторы и ведущие западные нефтегазовые компании для развития нефтегазового бизнеса.

В пределах северной части Каспийского шельфа открыты месторождения нефти, газа и газоконденсата Хвалынское, В. Филановского, «170 км», Ракушечное, им. Корчагина и др. Залежи приурочены к регионально нефтегазоносным терригенным нижнемеловым и карбонатно-терригенным юрским комплексам.

Хвалынское многопластовое (пять залежей - четыре газоконденсатные и одна нефтяная) месторождение открыто нефтяной компанией ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2000 г. поисковой скв. 1 Хвалынская на одноименной структуре в северной части Каспийского моря. В 2002 г. подсчитаны и утверждены ЦКЗ МПР России запасы по газоконденсатным залежам I и II пласта альбского, барремского и титонского ярусов, а также запасы по нефтяной залежи кимериджского яруса.

Притоки нефти получены в скв. 4, 6 площади В. Филановского из аптских песчаников в интервалах 1357-1372 м. Нефть имеет невысокую плотность - 830 кг/м^3 , вязкость - более $11 \cdot 10^{-7} \text{ Па} \cdot \text{с}$, содержит в своем составе: серы - 0,15 %, смол - 4,2 %, асфальтенов - 0,05 %; н. к. - 53 °С. Нефти юрских отложений, полученные в скв. 2 Филановская из интервала 1456 - 1462 м, - легкие (плотность 800 кг/м^3), менее смолистые - 2,7 % и вязкие -

вязкость 0,6 мПа*с; более сернистые - 0,7 %, парафинистые - 8,9 % и содержат асфальтенов 0,1 %, н.к.-50 °С.

На месторождении «170 км» в скв. 3 из доломитов титонского яруса верхней юры получены притоки газа и нефти, а из интервала 3240-3268 м - промышленный приток нефти.

На Сарматской структуре в карбонатных верхнеюрских отложениях выявлено шесть промышленных залежей: три газоконденсатные в титонском ярусе, одна - в отложениях кимериджского яруса и две нефтяные залежи, приуроченные к оксфордскому ярусу.

На структуре Центральная нефтяная залежь с газовой шапкой выявлена в отложениях титонского яруса верхней юры, также из алевролитов неокомского яруса нижнего мела получены притоки нефти.

2.2 Основные свойства нефтей новых месторождений Каспийского шельфа

Аналогичные притоки нефти получены на структуре Корчагина из отложений средней юры, нижнего мела и палеогена; на структуре Ракушечная из песчаников нижнего мела и доломитов верхней юры получены притоки газа и нефти. Учеными проведены исследования по определению основных свойств нефтей новых месторождений Каспийского шельфа. По результатам исследования свойств нефтей неокомского продуктивного яруса установлено, что они недонасыщены газом. При пластовом давлении 15,7 МПа и давлении насыщения 10,98 МПа коэффициент газонасыщения K составляет 0,7. Газонасыщение нефти достигает $120 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Нефти неокомского горизонта в поверхностных условиях имеют плотность 823-830 кг/м³, в пластовых условиях – 716 - 723 кг/м³. Массовая доля в сепарированной нефти бензиновых фракций (выкипающих до 200 °С) составляет до 35,5 %, керосиновых фракций (выкипающих в пределах 200-300 °С) - до 19,5 %, масляных и газойлевых фракций (выкипающих при 300-500 °С) - до 30,5 %, остатка - до 14,6 %.

Нефти аптского яруса также недонасыщены газом. При пластовом давлении 10,9 МПа давлении насыщения 8,2 МПа коэффициент газонасыщения составляет 0,55; плотность сепарированной нефти – 826 - 830 кг/м³, пластовой нефти - 737- 768 кг/м³, газосодержание - 61 м³/т . Состав растворенных в нефтях газов приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Состав растворенных в нефтях газов

Компоненты	Молярная доля, %	
	Неокомская нефть	Аптская нефть
Метан	56	50
Этан	14	21
Пропан плюс бутан	19	23
Пентан и выше	6,5	5,4
Азот	1,4	0,5
Углекислый газ	1,5	0,02
Водород	0.004	0,001
Гелий	0,004	0,001
Сероводород	Не обнаружен	Не обнаружен

В сепарированной аптской нефти массовая доля бензиновых фракций составляет 24 %, керосиновых (выкипающих в пределах 200-300 °С) - до 17 %, масляных и газойлевых (выкипающих в пределах 300-500 °С) - до 27 %, остатка - 32 %. На свойства нефтей (плотность и вязкость) значительное влияние оказывают термобарические условия. На рисунках 2.1 – 2.3 также приведены зависимости параметров нефти от температуры и давления.

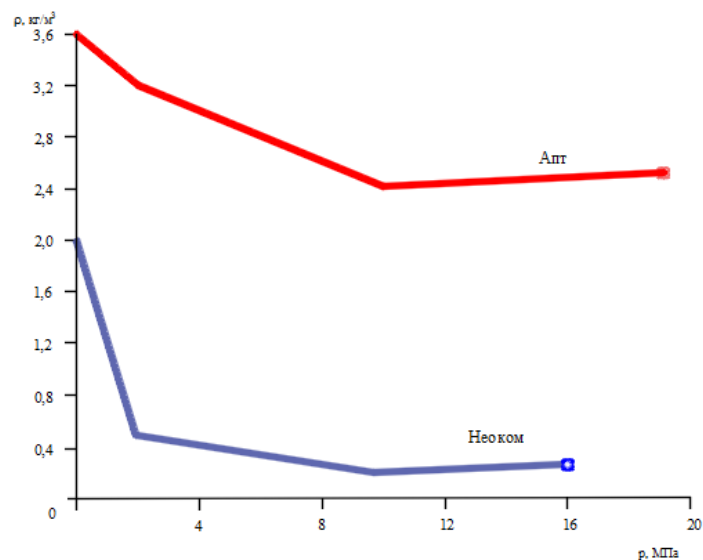


Рис. 2.1. Зависимость вязкости нефтей от давления

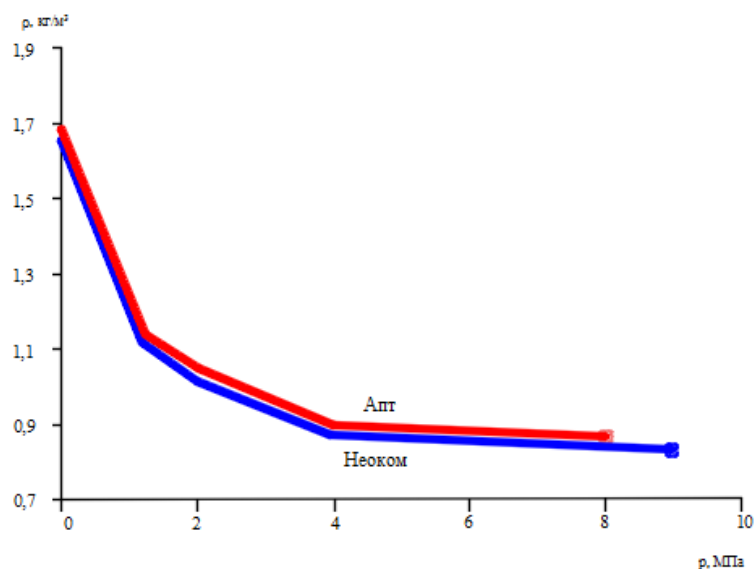


Рис. 2.2. Зависимость плотности газов сепарации в стандартных условиях от давления разгазирования нефтей

Нефти Каспийского и Олейниковского месторождений - легкие и высокопарафинистые (парафина до 26 %, температура плавления его достигает 57 °С), малосернистые, низкокислотные. В них содержится сравнительно небольшое количество силикагелевых смол (до 3,6 %) и высокий процент асфальтенов (до 2,5 %). Количество бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, довольно значительно и составляет 24,8 %, суммарный выход светлых фракций до 350 °С составляет 52,3 %.

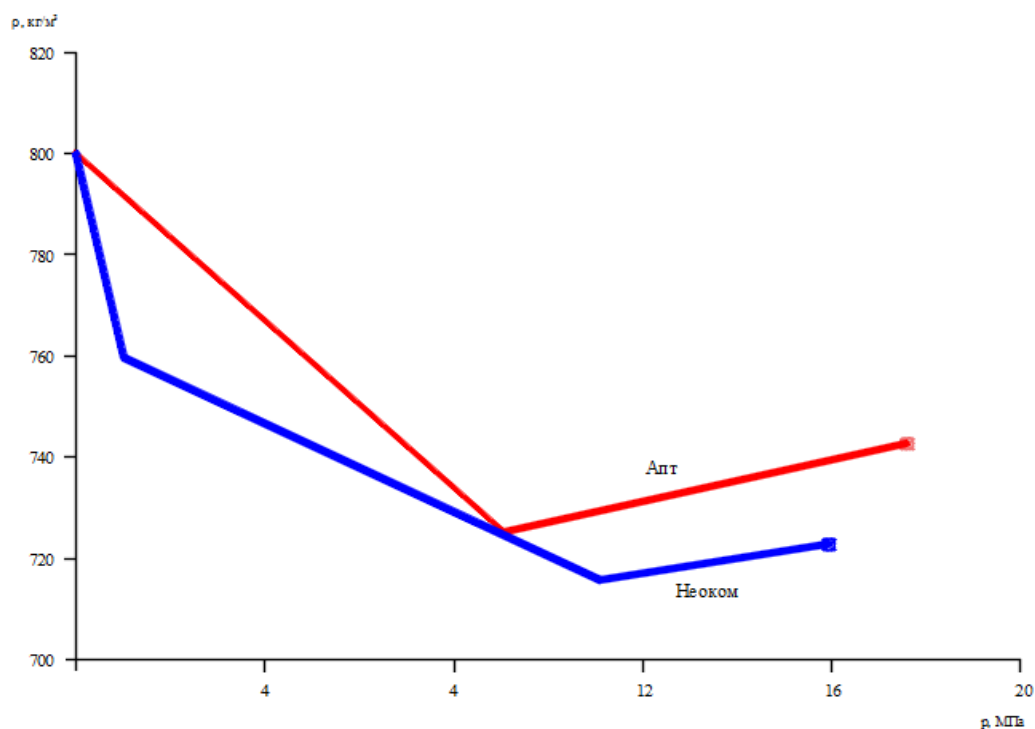


Рис. 2.3. Зависимость плотности нефтей от давления при пластовой температуре

В таблице 2.2 приведены зависимости параметров нефти от температуры и давления.

Таблица 2.2 – Вязкость и плотность нефти в зависимости от температуры

Показатели качества	Температура, °С							
	20		30		40		50	
	Неоком	Апт	неоком	апт	неоком	апт	неоком	апт
Кинематическая вязкость, 10^{-7} м ² /с	7,1	9,0	4,4	13,0	3,6	8,9	3,0	6,7
Плотность, кг/м ³	825	838	817	830	809	826	801	815

Для генетической идентификации углеводородов Каспийского моря взята сравнительная характеристика нефтей Каспийского и Олейниковского

месторождений (рис. 2.4) смежной Каспийской прибрежной территории (вал Карпинского) Скифской плиты.

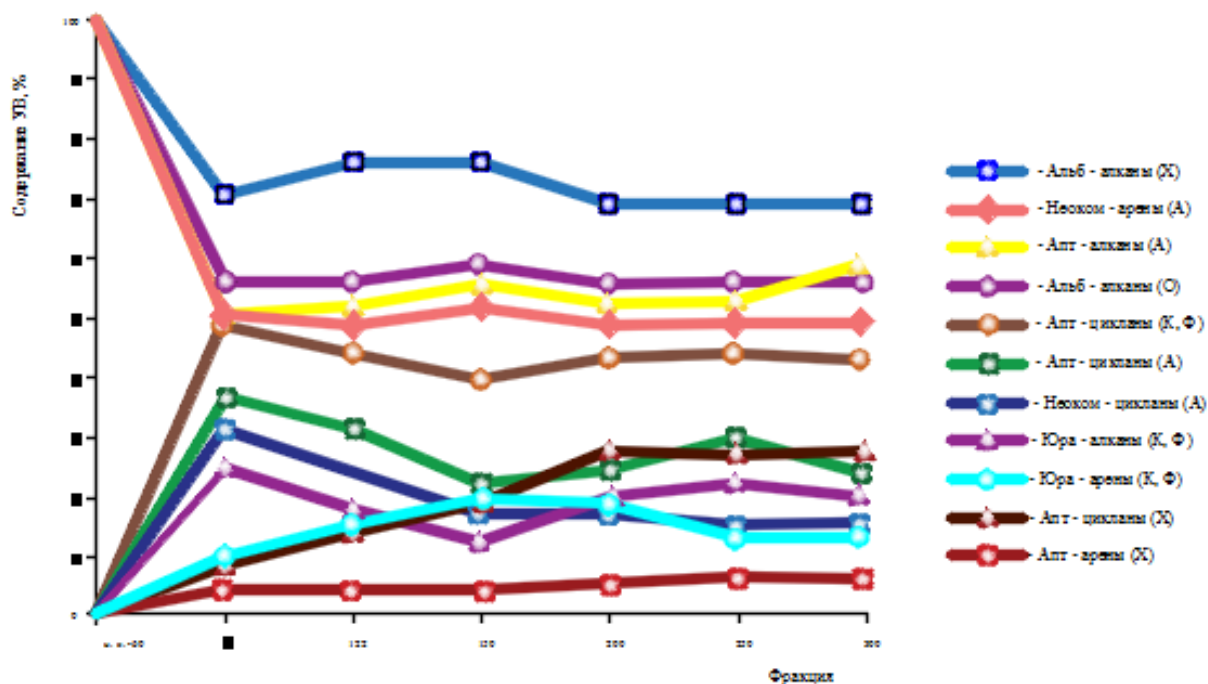


Рис. 2.4. Распределение группового углеводородного состава нефтей по температурным фракциям отбора перегонки

Месторождения: А – Артезианское, К – Каспийское, О – Олейниковское, Х – Хвалынское, Ф – Филановского

Бензиновые фракции содержат в основном метановые углеводороды (71-79 %) и невысокий процент ароматических (3 - 9 %). В керосино-газойлевых и масляных фракциях содержание углеводородов не более 11 %.

Ввиду насыщенности метановыми углеводородами дистилляты нефтей новых месторождений экономически целесообразно использовать как сырье парафинового производства в целях получения значительного количества жидких и твердых парафинов. Углеводородная характеристика нефтей, характер распределения состава углеводородных групп алканов, аренов и цикланов по температурным фракциям выкипания нефтей новых месторождений свидетельствуют о генетическом единстве нефтей вала Карпинской и северной акватории Каспийского моря.

По результатам геохимических исследований учеными установлено, что во всех фракциях до 300 °С преобладают парафиновые углеводороды, массовая доля нафтеновых изменяется от 1 до 38 %. По мере утяжеления фракций содержание ароматических углеводородов увеличивается от 0 до 27 %. Исследование топливных фракций нефтей свидетельствует о высоком содержании ароматических УВ; физико-химическая характеристика вакуумных газойлей 350-500 °С и 350-530°С подтверждает их пригодность как благоприятного сырья для крекинга и соответствует маркам ТУ 38.1011304 на вакуумный газойль марки «А».

По классификации ГОСТ 51858-2002 нефти неомского яруса относятся к классу 2 (сернистые), типу 0 (особо легкая), группе 1 (по степени подготовки). Нефти аптского яруса относятся к классу 1 (малосернистые), типу 1 (легкая), группе 1 (по степени подготовки).

В процессе прямой перегонки нефти могут быть получены товарные продукты: бензин, судовое топливо, топочный и сернистый мазут, технический керосин, летнее дизельное топливо, гудрон и другие продукты.

2.3 Особенности проектирования месторождения им. В. Филановского

В Каспийском море активно продолжается строительство морских платформ первой очереди обустройства месторождения им. В. Филановского. Оно находится на территории лицензионного участка «Северный» в российском секторе северной части Каспийского моря. Расстояние до месторождения на юг от г. Астрахань составляет 170 км и 20 км на восток от острова Малый Жемчужный. Извлекаемые запасы месторождения им. В. Филановского категорий $C_x + C_2$ составляют 153 млн т нефти и 32,2 млрд м³ газа. Первая очередь обустройства месторождения должна обеспечить ежегодную добычу 6 млн т нефти и 731 млн м⁵ газа.

В море на глубинах 6,8-7,4 м установлены ледостойкая стационарная платформа ЛСП-1, центральная технологическая платформа ЦТП, платформа с жилым блоком ПЖМ-1 и райзерный блок. Между платформами

смонтированы переходные мосты. В настоящее время идут достроечные работы и работы, связанные с обвязкой оборудования и прокладкой коммуникаций между платформами.

2.3.1 Ледостойкая стационарная платформа ЛСП-1

ЛСП-1 представляет собой платформу с буровым комплексом, обеспечивающим бурение 17 скважин глубиной до 5000 м. Из них 11 добывающих, 4 для закачки воды в пласт и 2 газонагнетательных для утилизации газа (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Характеристики ледостойкой буровой платформы ЛСП-1

Параметр	Значение
Количество слотов всего, шт.	21
в том числе по типам скважин:	
Эксплуатационные	От 6
Водонагнетательные	До 4
Газонагнетательные	До 2
Протяженность ствола скважины, м	
Проектная	5200
Масимальная	6500
Габаритные размеры, м	
Длина	98,3
Ширина	51,3
высота от уровня моря (с буровой вышкой)	91
Масса порожняя, т	
верхнее строение	9153
опорная часть	4876
свайное крепление	3905
Масса эксплуатационная, т	20291

Современный уровень моря, м	6,8
Автономность, сут.	15

На платформе также расположена часть оборудования эксплуатационного комплекса добычи нефти и газа. Энергетическая установка, состоящая из четырех турбогенераторов, мощностью по 8 МВт каждый, обеспечивает необходимое энергопотребление всех объектов первой очереди для любых внешних температурных условий. Опорные блоки выполнены таким образом, что способны выдержать ледовые нагрузки при толщине льда 0,95 м. Платформа способна выдержать штормы и землетрясения, прогнозируемые в этом регионе с частотой раз в 100 лет.

Подрядчиком по строительству ЛСП-1 выступила Группа компаний «Каспийская энергия», впоследствии вошедшая в Объединенную судостроительную компанию. Строительство верхнего строения ЛСП-1 было организовано на Астраханском производственном объединении, а опорных блоков - на судостроительном заводе «Лотос».

Строительство и верхнего строения, и опорных блоков осуществлялось по рабочей документации, разработанной ЦКБ «Коралл». Разработка рабочей документации ЛСП-1 была поручена ЦКБ «Коралл» как проектанту, имеющему значительный опыт в создании морских объектов, на которые распространяются не только правила Ростехнадзора, но и правила Российского морского регистра судоходства.

Сложность разработки рабочей документации заключалась в недостаточной проработанности важных технических решений, которые должны были быть приняты на стадии разработки проектной документации. При этом контрактом именно за разработчиком рабочей документации была закреплена ответственность за правильность реализуемых при строительстве технических решений. В связи с этим перед началом разработки рабочей документации была выполнена большая предварительная работа по верификации проектной документации. На этом этапе были проведены

расчеты с использованием альтернативных методов, а технические решения - на соответствие существующим нормативным требованиям. Также была проверена возможность реализации проекта на строительных площадках выбранного подрядчика - Группы компаний «Каспийская энергия».

В результате проведенной работы с учетом возможностей подрядчика по строительству удалось снизить металлоемкость отдельных конструкций верхнего строения за счет замены контейнерного исполнения помещений, там, где это было рационально, на помещения, сформированные при помощи переборки непосредственно на объекте.

Особое внимание при разработке рабочей документации уделялось вопросам экологической безопасности. Спроектированные системы сбора потенциальных протечек обеспечивают исключение попадания загрязняющих веществ в море. При разработке рабочего проекта реализован «принцип нулевого сброса», а на водозаборах установлены специально разработанные для этого проекта рыбозащитные устройства, снижающие ущерб биоразнообразию Каспийского моря.

2.4 Особенности эксплуатации месторождения имени Ю. Корчагина

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в центре северной части Каспийского моря в 180 км от г. Астрахань. Областной центр региона г. Астрахань, который обеспечен следующими видами транспорта: железнодорожным, автомобильным, воздушным, морским (между всеми крупными портами побережья Каспийского моря), речным (в период летней навигации). Регион имеет хорошо развитую промышленную и транспортную инфраструктуру. Имеется судостроительная, судоремонтная, машиностроительная, химическая и другие отрасли промышленности. Топливо-энергетическая промышленность представлена тепловыми электростанциями, добычей природного газа и нефти.

Месторождение им. Ю. Корчагина открыто в 2000 году поисковой скважиной 1-Широтной, пробуренной в сводовой части структуры. В том же

году была пробурена разведочная скважина 2-Широтная, а в 2003 году - поисково-оценочная скважина 3-Широтная. Наиболее полный литолого-стратиграфический разрез вскрыт самой глубокой на месторождении скважиной 1-Широтной, которая при забое 2500 м вскрыла отложения верхнего подъяруса оленекского яруса нижнего триаса. Вскрытый скважинами разрез месторождения включает различные отложения.

Вывод. Каспийский регион является одним из самых перспективных районов для добычи нефти в XXI в. Его ресурсная база сопоставима с запасами углеводородов в Северном море, а физико-географические и климатические условия являются более привлекательными не только для всех пяти прибрежных стран, но и для стран Запада. В лекции представлены геохимические характеристики и физико-химические свойства нефтей новых месторождений Северной акватории Каспийского моря. Дано сопоставление свойств нефтей прибрежной суши и морских месторождений.

Литература

Серебряков А.О., Характеристика нефтей новых месторождений северной части Каспийского моря/ А.О. Серебряков, Л.Ф. Ушивцева, О.А. Серебрякова // Газовая промышленность № 1, 2013 – с. 34 – 37.

Вопросы для самопроверки

1. Месторождения Северной части Каспийского шельфа?
2. Физико-химические свойства новых нефтей Каспийского моря?
3. Ледостойкая стационарная платформа ЛСП-1?

3. ОБЗОР АРКТИЧЕСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ

План

3.1 Арктические нефтегазовые ресурсы

3.2 Арктика в условиях ценовой конкуренции

3.3 Инвестиции в Арктику

С начала 2000-х гг. мировой энергетический рынок прошел несколько фаз развития. Стремительный рост нефтяных цен поддерживался растущим спросом из Азии, а в 2008-2009 гг. в условиях кризиса цена нефти опустилась до рекордного минимума. После частичного восстановления энергетических рынков в 2010 г. период 2011-2014 гг. (до июня 2014 г.) считается самым стабильным периодом высоких нефтяных цен с 70-х гг. прошлого века. Именно в это время мировые нефтегазовые компании начали инвестировать в разработку труднодоступных и нетрадиционных источников нефти и газа.

3.1 Арктические нефтяные ресурсы

Сравнение объемов мировых доказанных запасов нефти и природного газа, прогнозируемых (неразведанных) арктических ресурсов и объемов мировой добычи (поданным на 2015 г.) представлено на рисунке 3.1.



Рис. 3.1. Мировые запасы нефти и газа, прогнозные ресурсы Арктики и мировая добыча, млн т н. э.

На рисунке 3.2 приведены динамика прироста запасов углеводородов по регионам за 2004-2014 гг., а также данные по структуре прироста.

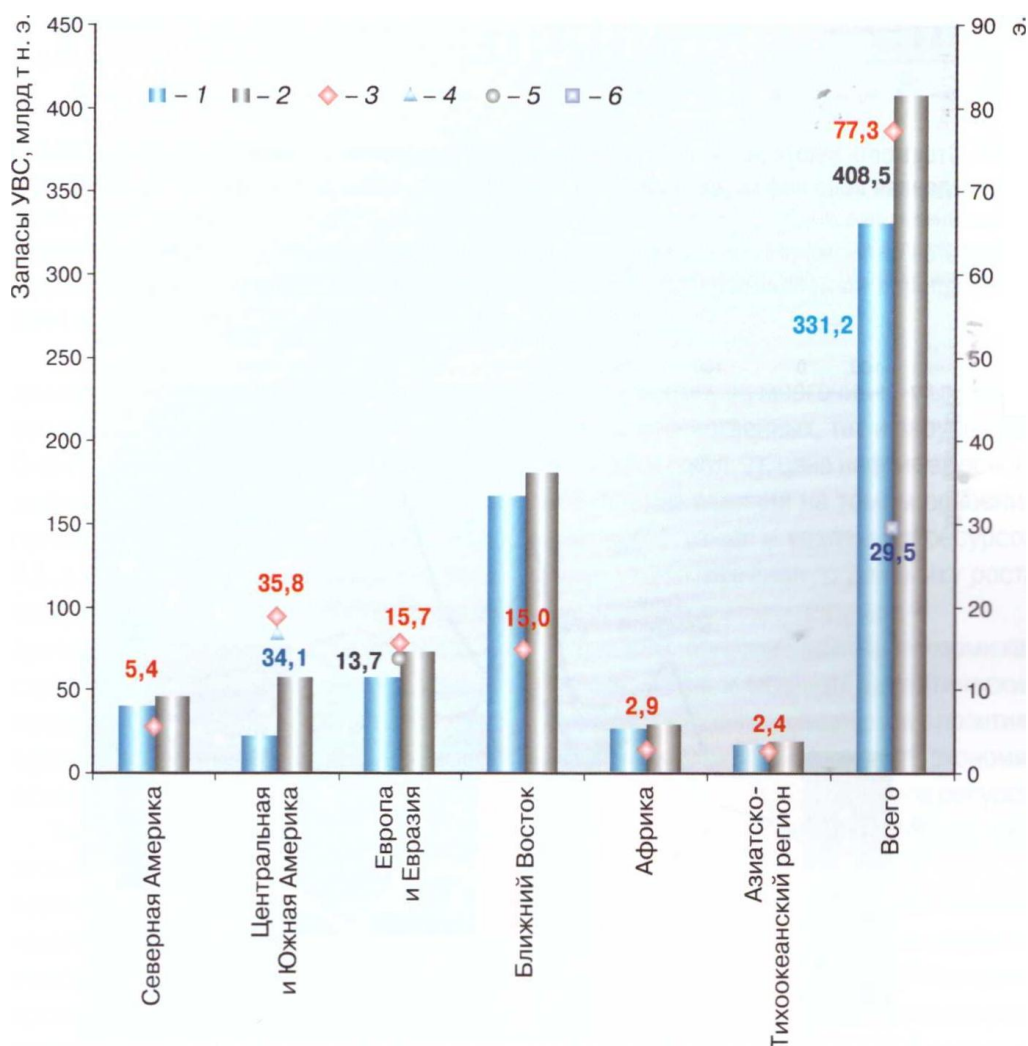


Рис. 3.2. Динамика прироста запасов углеводородов (млрд т н. э.) в мире за 2004-2014 гг.: 1 - запасы УВС в 2004 г., млрд т н. э.; 2-запасы УВС в 2014 г., млрд т н. э.; 3-прирост запасов УВС, млрд т н. э.; 4-прирост запасов нефти битуминозных песков Венесуэлы, млрд т н. э.; 5- прирост запасов газа за счет газового месторождения Галканыш в Туркменистане, млрд т н. э.; 6- прирост запасов углеводородов в остальных регионах нефтегазодобычи, млрд т н. э.

Как следует из проведенного анализа, 44 % достигнутого за последние 10 лет. Таким образом, реальный коэффициент восполнения запасов углеводородов за 2004-2014 гг. не превышает 40 % .

3.2 Арктика в условиях ценовой конкуренции

На рисунке 3.3 представлены минимальные и максимальные границы себестоимости различных категорий нефтяных ресурсов, поданным Rystad

Energy, и приведенная цена нефти (U.S. Energy Information Administration) с прогнозом на 2016-2018 гг. Если сопоставить средние цены самоокупаемости разных категорий ресурсов и приведенную цену на нефть (по данным на декабрь 2015 г.), то можно легко определить перспективность их освоения. Так, в 1981-1982 гг., 2008 г. и в 2011-2014 гг. практически все категории ресурсов нефти были рентабельны, в том числе и дорогостоящие ресурсы Арктики. Цена на нефть на энергетических рынках в 2015 г. и краткосрочный прогноз на 2016-2017 гг. выводят из конкурентной борьбы большую часть нетрадиционной нефти, где даже самые легкодоступные арктические ресурсы теряют привлекательность. При условии перенасыщения нефтяных рынков и прогнозе спроса на нефть до 100 млн барр/сут к 2020 г. значительные объемы потребления в краткосрочной перспективе, скорее всего, будут покрываться из традиционных регионов нефтедобычи, шельфовых и прибрежных месторождений, тогда как арктическая добыча в текущих рыночных условиях составит не более 1 %.

Таким образом, внешняя и внутренняя экономическая и политическая ситуация, а также фактический «провал» энергетических рынков поднимают вопрос о дальнейшей динамике разработки месторождений Арктики. Вопрос освоения арктических нефтегазовых ресурсов носит экономический и стратегический характер и требует более детального изучения.

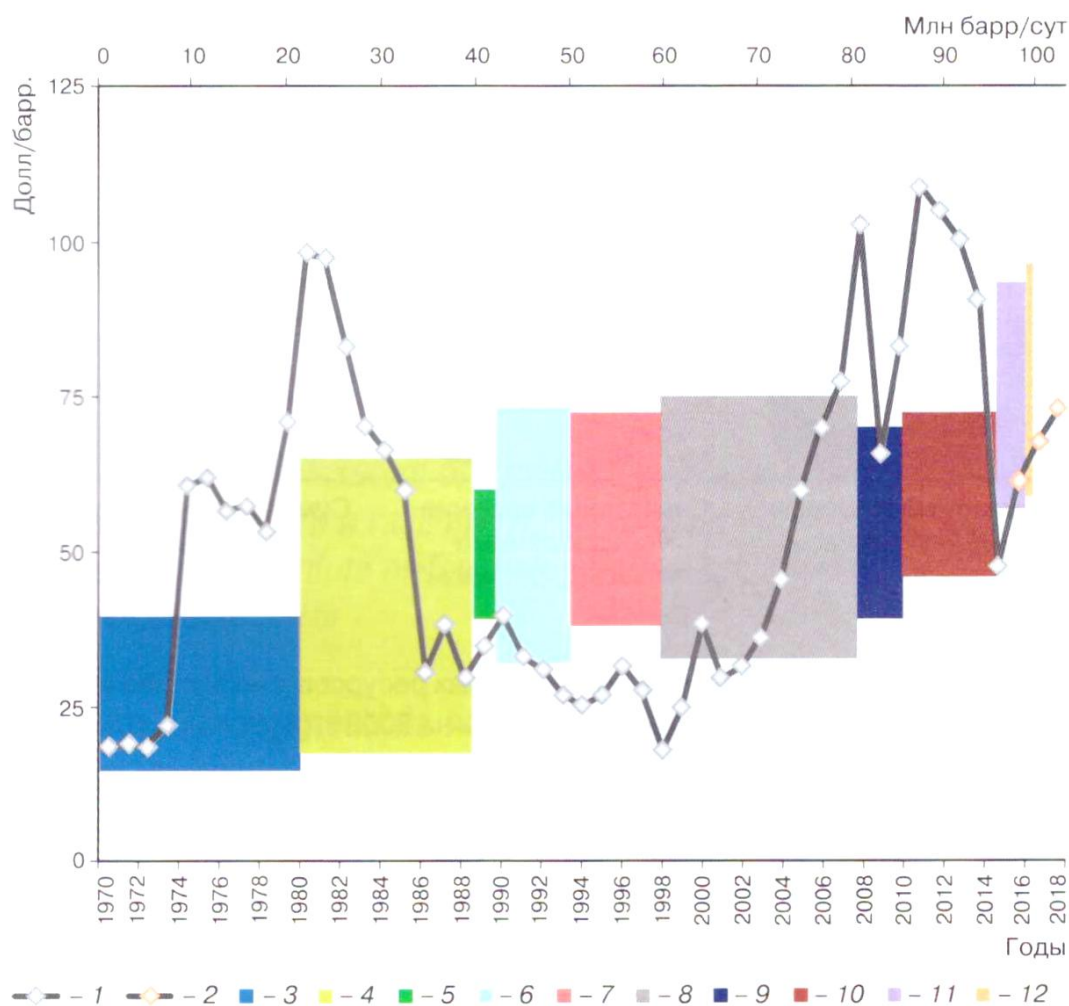


Рис. 3.3. Стоимость нефти различных категорий (с учетом прогноза спроса на нефть до 2020 г.) и приведенная цена нефти (декабрь 2015 г., долл, за баррель): 1 - приведенная цена на нефть, долл/барр.; 2- прогноз цены на нефть, долл./барр.; 3 - Ближний Восток; 4 - шельф; 5 - сверхтяжелая нефть; 6 - глубоководная нефть; 7 - Россия (суша); 8 - прибрежные ресурсы нефти; 9 - сверхглубоководная нефть; 10.-североамериканская сланцевая нефть; 11 - нефтяные пески; 12 – Арктика

Перспективы арктического природного газа на мировых газовых рынках отличаются от нефтяных (рис. 3.4).

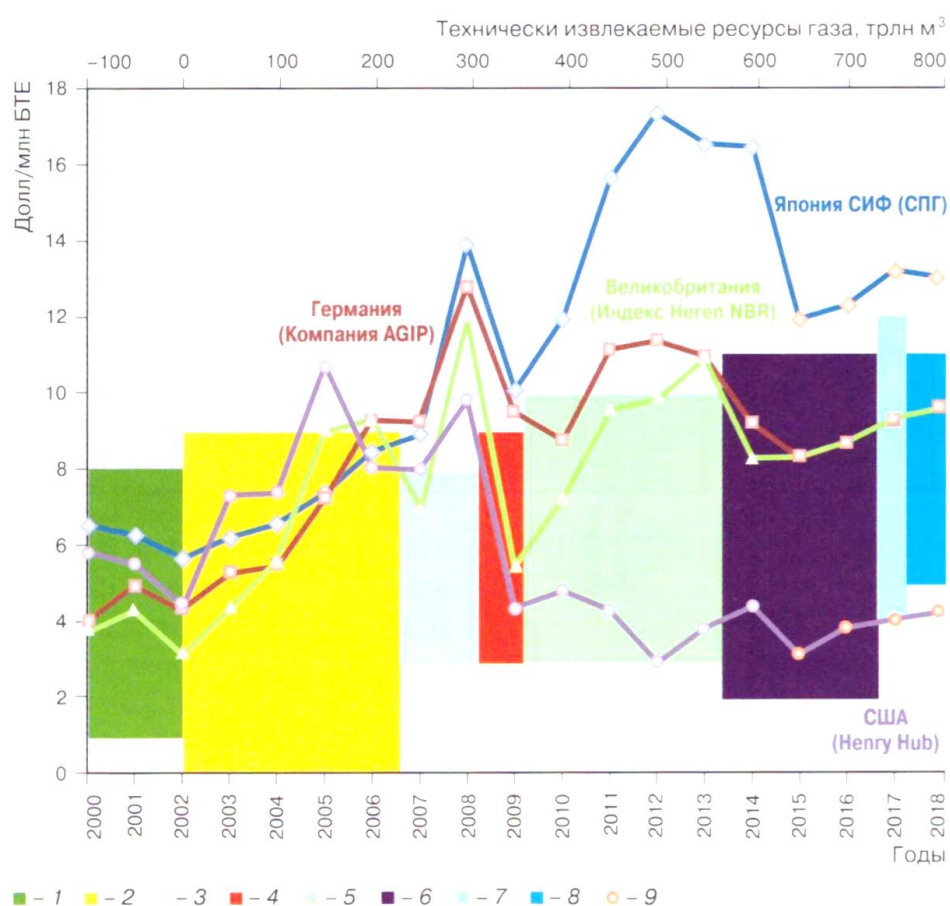


Рис. 3.4. Технологически извлекаемые ресурсы газа по категориям, его стоимость и приведенная цена природного газа на рынках мира (декабрь 2015 г., долл, за млн БТЕ), составлено авторами:

1 - добытые ресурсы газа; 2 - традиционный газ; 3 - газ угольных бассейнов; 4 - газ низкопроницаемых пород; 5 - прогноз; 6 - сланцевый газ; 7 - высокосернистый газ; 8 - Арктика; 9 - глубоководные ресурсы

3.3 Инвестиции в Арктику

Происходит серьезный пересмотр стратегии освоения арктического шельфа, как компаниями, так и правительствами стран. На рисунке 3.5 отображены суммарные инвестиции в арктические нефтегазовые добывающие шельфовые месторождения России, Канады, США и Норвегии.

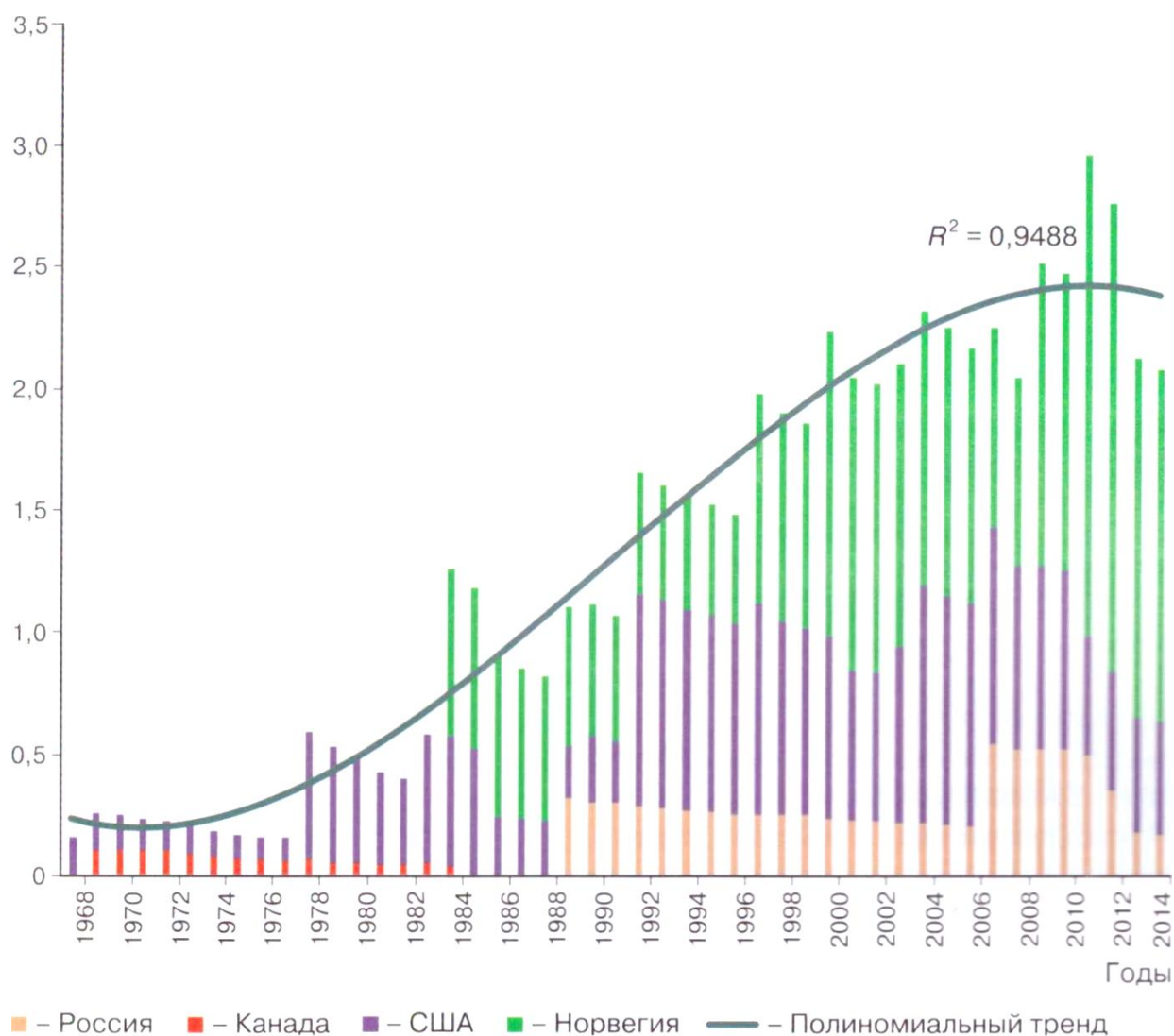


Рис. 3.5. Инвестиции в арктические нефтегазовые шельфовые месторождения по странам и доля стран в суммарных капиталовложениях за весь рассматриваемый период, 1968-2014 гг., млрд. долл. США (2014)

На основе представленных данных можно сделать вывод, что Норвегия ведет наиболее активную деятельность по освоению арктического шельфа, тогда как инвестиции остальных членов арктической пятерки (включая Данию, где на территории Гренландского арктического шельфа не открыто ни одного коммерчески значимого месторождения нефти или газа) в последние несколько лет составляют менее половины. При этом более детальный анализ показывает, что суммарный объем инвестиций начал снижаться уже в 2013 г. Нисходящий тренд характерен для всех без исключения стран арктической пятерки. Норвежские компании - лидеры в

освоении северного шельфа - еще в 2014 г. начали проводить переоценку проектов и радикальное сокращение затрат - на оплату труда.

При этом существует значительный «фонд» арктических нефтегазовых месторождений (таблица 3.1), большинство которых до сих пор не освоены. На момент проведения исследования из 20 рассматриваемых объектов (из общего объема в 55 изученных объектов) только 10 находились на стадии добычи (месторождение Drake Point было выведено из эксплуатации в 1985 г., а старт добычи на Goliat откладывался вплоть до марта 2016 г.). Среднее время освоения (от момента открытия до начала добычи) арктических нефтегазовых месторождений на норвежском шельфе составляет примерно 13 лет, тогда как в США - около 8,5, а в России - более 28. Поскольку в настоящее время интенсивность освоения арктических ресурсов во всех арктических странах снижается, а ввод месторождений в разработку откладывается на следующее десятилетие, время освоения возрастает.

Таблица 3.1 – Арктические нефтегазовые шельфовые месторождения: выборка по странам (составлено авторами)

Страна/местоположение		Месторождение	Ресурс*	Открытие	Начало добычи	Доказанные или извлекаемые запасы. млн т н. э.***	Оператор
Россия	Баренцево море	Штокмановское	ГК	1988	-	3566	Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск
	Печорское море	Приразломное	Н	1989	2013	72	Газпром нефть шельф
	П-ов Ямал	Харасавэйское	НГК	1974	2018-2019	1218.6	Газпром добыча Надым
		Юрхаровское	ГК	1970	2003	424	НОВАТЭК
Канада	Канадский Арктический архипелаг	Drake Point	Г	1969	До 1985	89-137	Panarctic Oils Ltd.
США	Аляска, море Бофорта	Northstar	Н	1983	2001	24	Hilcorp
		Endicott	Н	1978	1986	Около 65	Hilcorp
		Liberty	Н	1997	2020	151,9	BP/Hilcorp
	Северный склон, море	Point Thomson	НГК	1965 (1970)	2016	400	ExxonMobil

	Бофорта						
		Nikaitchuq	Н	2004	2011	30	Eni
		Oooguruk	Н	2003	2008	9,5	Pioneer Natural Resources
		Pt. McIntyre	Н	1988	1993	46	BP Exploration (Alaska)
	Аляска. Северный склон	Badami	Н	1990	1998	16,4	BP
	Чукотское море	Burger	Г	1992	После 2022	423,8	Shell
Норве-	Норвежское море	Aasta Hansteen (Luva)	Г	1997	2017	47,8	Statoil
ГИЯ		Skuld (Fossekall, Dompap)	НГ	2009,2010	2013	12,3	Statoil *
	Баренцево море	Sn0hvit (Snehvit, Albatross, Askeladd)	ГК	1984 (1981)	2007	194	Statoil
		Goliat	Н	2000	2016	23,7	Eni Norge
		Johan Castberg (Skrugard. Havis)	Н	2011-2012	Инвест, ре-	55-82	Statoil
		Gohta. Alta	ГН	2013-2014	шени е 2017	51,9	Lundin NorwayAS

* Н - нефть, Г - газ, К - конденсат.

** D-to-P (discovery to production ratio) - период от открытия месторождения до начала добычи.

***Пересчет данных произведен учеными.

Таким образом, в условиях текущей экономической и политической турбулентности, которые в последнее время начали напрямую влиять на дорогостоящий и высокотехнологичный процесс освоения арктического шельфа, наметился существенный спад в интересе к арктическим нефтегазовым ресурсам. Необходимость минимизировать риски заставляет зарубежные компании снижать темпы работ и «замораживать» на длительный срок в первую очередь арктические проекты.

По оценкам как отечественных, так и зарубежных экспертов (таблица 3.2), цена нефти как основной фактор влияния на темпы освоения

труднодоступных и удаленных ресурсов будет иметь позитивную динамику роста уже в краткосрочном периоде.

Таблица 3.2 - Прогноз цены на нефть марки Brent, долл/барр.

Цена на нефть марки Brent, долл/барр.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Прогноз российских нефтегазовых компаний (среднее)	61,1	69,3	72,1
Консенсус-прогноз аналитиков (среднее)	71,7	77,0	79,3
Прогноз IHS CERA (отраслевые эксперты)	65,5	73,2	84,8
Moody's	43,0	48,0	53,0
Прогноз Газпромбанка	65,0	70,0	75,0
Среднее	61,3	67,5	72,8

В связи с однозначными прогнозами как компаний, так и ведущих аналитических агентств и отраслевых экспертов о позитивной динамике развития мирового экономического и энергетических рынков ресурсы Арктики могут быть конкурентоспособны уже начиная с 2020-2021 гг.

Таким образом, стратегически важным решением ведущих российских нефтегазовых компаний, таких как ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть», является поддержание инвестиций в освоение нефтегазовых месторождений арктического шельфа на прежнем уровне с последующей перспективой их роста в целях поступательного создания необходимой инфраструктурной базы для реализации масштабных проектов на арктическом шельфе России уже в ближайшем будущем.

Вывод. Россия, несмотря на значительные ресурсы углеводородного сырья в арктической зоне и их стратегическое значение для экономического развития страны и технологического обновления нефтегазовой отрасли, пока не занимает лидирующего положения в их освоении, имеет ресурсы.

Вопросы для самопроверки

1. Арктические нефтегазовые ресурсы.
2. Арктика в условиях ценовой конкуренции.
3. Инвестиции в Арктику.

Литература

1. Моргунова М.О., Арктические шельфовые нефтегазовые ресурсы в условиях конкуренции / М.О. Моргунова, В.В. Бессель, В.Г. Кучеров // Газовая промышленность № 3, 2015, с. 114 – 119.

4. ОБЗОР КРУПНЕЙШИХ МИРОВЫХ ПРОЕКТОВ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

План

- 4.1 Нефтегазовый потенциал арктических морей
- 4.2 Месторождения Крайнего Севера Европы
- 4.3 Азиатский шельф
- 4.4 Глубокие воды Бразилии
- 4.5 Шельфовые месторождения к югу от Сахары
- 4.6 Туркменский сектор Каспийского моря

4.1 Нефтегазовый потенциал арктических морей

Нефтегазовый потенциал арктических морей высок. По данным независимой аналитической компании Infield Systems, в регионе выявлены запасы углеводородов в объеме 136,6 барр н.э. По мнению геологической службы США (United States Geological Survey, USGS), к ним можно отнести еще 346 барр н.э. неразведанных запасов. Несмотря на экологические, нормативно-правовые, технические и технологические проблемы, компании-операторы продолжают как инвестировать в шельфовые регионы, так и активно проводить поисково-разведочные работы, вести разработку и эксплуатацию открытых месторождений.

4.1.1 Аляска

Как отмечается в опубликованном исследовании Национального совета по нефти (National Petroleum Council, США), для того чтобы поддержать на высоком уровне внутреннюю добычу и снизить объемы импорта, американским нефтяным компаниям необходимо уже сейчас активизироваться в Арктике. Для вывода на рынок арктической нефти потребуется от 10 до 30 лет. Это время необходимо для подготовки и проведения ГРП, бурения и обустройства промыслов.

В докладе National Petroleum Council, в состав которого входят руководители крупных энергетических компаний, правительственные чиновники, ведущие аналитики и представители общественных организаций, отмечается, что необходимые технологии для проведения работ в этом регионе уже разработаны и есть в наличии, поэтому отрасль имеет все возможности для безопасного проведения работ в Арктике. Также отмечается, что нефтяники смогли разработать и модернизировать оборудование так, что обеспечивается защита окружающей среды от утечек и разливов нефти и технологических жидкостей, а при необходимости проводится их быстрая ликвидация. В настоящее время Shell транспортирует принадлежащие ей буровые суда Noble Discoverer и Polar Pioneer на Аляску, несмотря на отсутствие конкретных планов по проведению буровых работ.

Недавно Eni выполнила задачу по достижению пиковой добычи в 25 тыс. барр н.э./сут на месторождении Nikaitchuq, расположенного на шельфе на глубине моря 3 м неподалеку от побережья боро Норт-Слоуп. Nikaitchuq является первым месторождением, которое Eni ввело в эксплуатацию в Арктике. Запасы оцениваются в 200 млн барр н.э. Добыча началась в январе 2011 года. Программа разработки Nikaitchuq включала бурение скважин и строительство промысловых объектов как на берегу, так и на подготовленном компанией насыпном основании в море Бофорта. Тяжелые климатические условия и необходимость соблюдения экологических норм заставили Eni вести разработку при помощи многозабойных скважин с гори-

зонтальными стволами. Как сообщили представители компании, по своей конструкции горизонтальные скважины месторождения Nikaitchuq являются наиболее сложными из всех до сих пор пробуренных на Аляске, с горизонтальным выносом стволов до 6706 м.

4.1.3 Канада

По сообщению Husky Energy, компания начала эксплуатационное бурение на месторождении South White Rose у побережья провинции Ньюфаундленд и Лабрадор. Первую нефть планируется получить в середине нынешнего года. В 2020 году будет пробурена скважина на месторождении North Amethyst, которая должна вскрыть лежащую ниже продуктивного горизонта свиту Hibernia. Канадская компания Suncor Energy сообщает, что в конце прошлого года на площади Hibernia South Extension Unit началась закачка воды в пласт, что, как ожидается, позволит увеличить добычу во втором полугодии 2020 года. Продолжается строительство гравитационного основания и верхних строений на месторождении Hebron (оператор ExxonMobil) у побережья провинции Ньюфаундленд и Лабрадор. Suncor планирует получить первую нефть на месторождении в ближайшее время.

Таблица 4.1 – Прогноз показателей разработки морских месторождений в арктических морях с 2015 года по 2020

Арктические моря	Регион	
12	Глубина < 300 м	
4	Глубина > 300 м	
3876	Запасы на глубине < 300 м, млн барр н.э.	
385	Запасы на глубине > 300 м, млн барр н.э.	
77	Число скважин	
1	Комплексы FPSO ¹	
0	Комплексы FPS ²	
0	Комплексы FSO ³	
0	Основания типа TLP ⁴	
0	Платформы типа SPAR ⁵	
0	Буровые установки баржевого типа	
0	Свайные основания	
1	Кессонные основания	
0	СПБУ	
0	Насыпные основания	
1	Основания гравитационного типа	
390	Жесткие трубопроводы, км	
70	Гибкие трубопроводы, км	

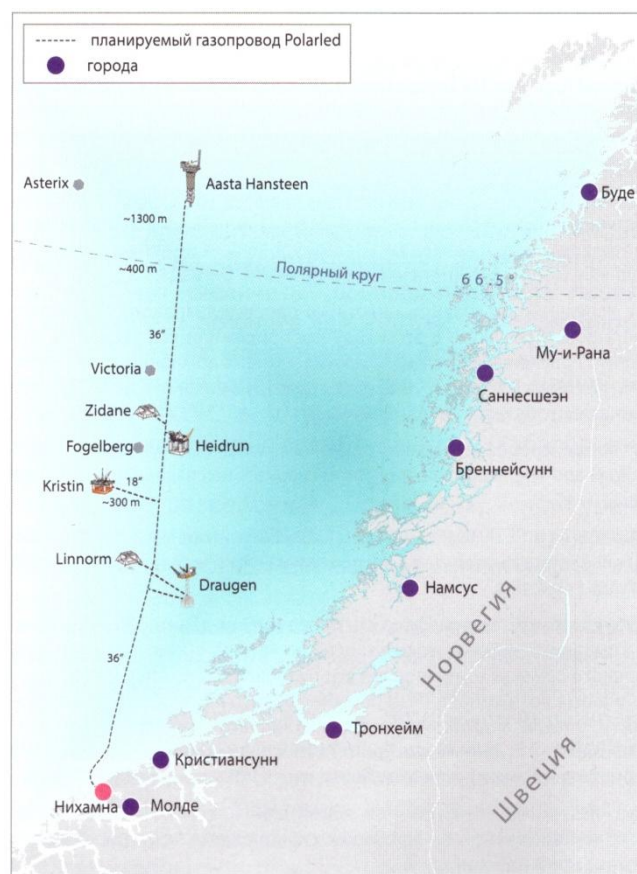
4.2 Месторождения Крайнего Севера Европы

В последние годы северные районы норвежских территориальных вод по-прежнему остаются наиболее перспективными территориями для геофизических и буровых подрядчиков в Северо-Западной Европе.

4.2.1 Норвежский сектор Баренцева моря

В 2014 году WesternGeco и PGS провели широкомасштабные сейсмические работы 3D в восточной части норвежского сектора Баренцева моря по заказу консорциума из 32 нефтяных компаний. До недавнего времени большая часть исследованных площадей была недоступна для проведения работ. Доступ был открыт после того, как Россия и Норвегия разрешили свой давний спор относительно морской границы в этом регионе.

Как ожидается, обработка полевых данных завершится до конца лета. При этом они будут предлагаться компаниям, готовящим заявки для участия в тендерах на разработку 57 объектов, включающих новые блоки или новые участки уже разрабатываемых площадей, выставленных на аукцион в рамках 23-го норвежского лицензионного раунда. Большая часть этих участков расположена в норвежском секторе Баренцева моря. В последнее время наиболее активной и успешной в регионе была компания Lundin Petroleum. Она в прошлом году открыла нефтегазовое месторождение Alta с потенциальными запасами (A+B+C1 - Прим. Offshore) 400 млн барр н.э., которое является продолжением ранее разведанного компанией газоконденсатного месторождения Gohta. Недавно Lundin Petroleum пробурила первую из двух запланированных разведочных скважин на блоке ALta. Весьма вероятно, что в конце 2015 года компания возобновит бурение на блоке Gohta. В конце нынешнего года Eni планирует ввести в эксплуатацию площадь Goliat, первое нефтяное месторождение в Баренцевом море, разработка которого была отложена из-за проблем, связанных со строительством разработанного Sevan Marine AS универсального комплекса FPSO.



Источник: Statoil

Рис. 4.1. Подводный трубопровод Polarled в Норвежском море

4.2.2 Норвежское море

В Норвежском море Statoil смогла увеличить экономические показатели разработки находящегося на глубине 1300 м месторождения Aasta Hansteen за счет дополнительных поставок газа и конденсата с прилегающей площади Snefrid Nord. В настоящее время Aasta Hansteen является наиболее глубоким эксплуатирующимся подводным объектом в Норвегии (рис. 4.2).

Statoil смогла обеспечить прирост запасов проекта на 15%. Кроме того, компания планирует использовать потенциал, который, возможно, сможет обеспечить новая скважина, пробуренная на площади Roald Rygg.



Рис. 4.2. Подводный объект в Норвегии

Добытые на обоих участках углеводороды будут направляться на платформу типа SPAR, обеспечивающую разработку месторождения Aasta Hansteen. С нее сепарированный газ пойдет на экспорт по новому трубопроводу Polarled диаметром 91 мм (36") и протяженностью 482 км. Прокладку газопровода начал принадлежащий компании ALLseas морской трубоукладчик Solitaire в марте нынешнего года. Строительство будет завершено летом, при этом конечной точкой газопровода станет газоперерабатывающий терминал в Нихамне на западном побережье Норвегии, который будет первым норвежским газоперерабатывающим комплексом, расположенным за Полярным кругом, имеющим возможности для подключения новых расположенных неподалеку перспективных площадей.

4.2.3 Северное море

В Северном море Statoil и ее партнеры притормозили до конца текущего года инвестиционный проект по строительству третьей добывающей платформы, предназначенной для увеличения нефтеотдачи и обеспечения дальнейшей разработки гигантского нефтяного месторождения Snorre. По данным представителей Statoil, помимо сокращения затрат, компании необходимо уделить больше времени на изучение сложнопостроенного коллектора этого месторождения.

К концу года Lundin Petroleum планирует начать добычу на обошедшемся ей в \$3,7 млрд проекте Edvard Grieg - первом из нескольких перспективных месторождений в районе Utsira High, расположенном в центральной части норвежского сектора Северного моря. Более того, Lundin Petroleum продолжает активную буровую кампанию в этом регионе. В начале года она обнаружила новый газоносный объект на структуре Zulu в 30 км на северо-восток от месторождения Johan Sverdrup.

4.2.4 На датском шельфе

На шельфе Дании консорциум компаний DUC, возглавляемый Maersk, ввел в эксплуатацию новую платформу Туга Southeast-B на месторождении Туга, расположенном в 220 км от западного побережья страны. Партнеры планируют использовать ее для бурения 12 горизонтальных скважин, протяженность горизонтального ствола которых составляет 6 км каждый.

Также продолжаются работы на нефтяном месторождении Ravn - первом проекте Wintershall по разработке углеводородов на датском шельфе.

4.2.5 Британский сектор Северного моря

Объемы разведочного бурения в британском секторе Северного моря снизились из-за того, что у компаний возникли проблемы с финансированием. Это привело к весьма опасному снижению уровня воспроизводства запасов. При этом в прошлом году кумулятивная добыча в

этом районе возросла, в основном за счет ввода в эксплуатацию нескольких крупных новых месторождений. В нынешнем году Total должна начать полномасштабную реализацию нового проекта, предполагающего запуск подводного магистрального трубопровода море-суша Laggan - Tormore, расположенного к востоку от Шетландских островов, у которого совсем недавно появилась новая ветка, связавшая его с площадями Edradour и Glenlivet. Premier Oil введет в эксплуатацию платформу на месторождении Solan, находящемся к западу от Шетландских островов, а в районе к востоку от них приступит к работе принадлежащая Dana Petroleum плавучая буровая установка Western Isles. В южной части Северного моря GDF Suez к концу года должна ввести в эксплуатацию четырехплатформенный добывающий комплекс на новом месторождении Cygnus с суммарными запасами 17,98 млрд м³ газа. Это второе по величине газовое месторождение в британском секторе, открытое за последние 20 лет. Более крупным является лишь Breagh с суммарными запасами 19,54 млрд м³ газа. Если применение ГРП в пробуренных скважинах на площади Breagh West окажется успешным, партнеры санкционируют строительство второй платформы в восточной части месторождения. Shell должна начать поставки газа с расположенного к западу от побережья Ирландии месторождения Corrib, открытого Enterprise Oil еще в 90-х. Строительство подводного добывающего комплекса и экспортного газопровода откладывалось в течение многих лет по экологическим соображениям.

4.3 Азиатский шельф

В последние годы работы ведутся у берегов Малайзии. В Азии подтверждается тенденция, сложившаяся в большинстве регионов мира - газовые проекты перемещаются во все более удаленные районы.

4.3.1 Малайзия

Малайзийская нефтегазовая компания Petronas планирует ввести в эксплуатацию свой плавучий комплекс СПГ (FLNG) PFLNG 1 (также известный как PFLNG SATU). Этот комплекс станет первым в мире полноценным плавучим заводом по производству СПГ.

PFLNG 1 будет установлен на газовом месторождении Kanowit в 180 км от побережья штата Саравак (Малайзия). Как ожидается, производительность PFLNG 1 составит 1,2 млн т/г СПГ. В апреле 2014 года корпус PFLNG SATU (длина 365 м) был спущен на воду и достраивался на верфи Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME) в Окпо (Южная Корея).



Рис. 4.3. FLING компании Shell

Кроме того, в сентябре 2014 года Petronas приняла окончательное инвестиционное решение по вопросу строительства второго комплекса FLNG - PFLNG 2, который установлен на глубоководном блоке Н газового месторождения Rotan у побережья штата Сабах (Малайзия). По оценкам Petronas, его производительность составит 1,5 млн т/г СПГ, а ввод в эксплуатацию запланирован на начало 2020 года.

По созвучию со своим названием, принадлежащий SheLL комплекс FLNG Prelude стал первым в мире принятым к строительству судном подобного класса. Компания определилась с инвестиционным решением относительно его строительства еще в 2011 году, практически за год до того, как в Petronas санкционировали строительство своего комплекса PFLNG 1.

В течение ближайших нескольких лет на морских газовых месторождениях Азии будут находиться в эксплуатации три комплекса FLNG. Разрабатывается и проектируется целый ряд судов такого класса, включая возглавляемый Woodside Petroleum совместный проект по строительству комплекса FLNG для газового месторождения Browse.

Также Малайзия, которая наряду с Индонезией в течение многих лет рассматривалась в качестве двух основных газодобывающих стран региона, начала добычу на своем первом глубоководном месторождении Gumusut-Kakar (оператор Shell) лишь в октябре 2014 года.

4.3.2 Австралия

По завершении строительства принадлежащий Shell комплекс FLNG сможет производить 3,6 млн т/г СПГ. При длине корпуса 488 м он станет самым крупным плавучим комплексом в мире. Prelude будет работать на одноименном месторождении и обслуживать близлежащие месторождения бассейна Browse у побережья Западной Австралии.

В ближайшее время Австралия может лишиться Катар титула крупнейшего в мире производителя СПГ. Австралийские воды обладают большим ресурсным потенциалом, при этом в стране невысокий уровень внутреннего спроса и весьма ограниченный потенциал роста внутреннего рынка. Эти факторы дают основания полагать, что основные объемы добываемого газа должны будут экспортироваться. Учитывая все экономические предпосылки, расстояния до перспективных рынков, наиболее целесообразным является именно экспорт СПГ.

По мнению аналитика Douglas-Westwood UK Мэтта Кука, к 2021 году добыча углеводородов в водах Австралии вырастет более чем в два раза и составит 2,1 млн барр н.э. по сравнению с нынешним 1 млн барр н.э., при этом прирост будет связан с реализацией морских проектов по добыче газа, который станет использоваться в качестве сырья для комплексов по производству СПГ. К подобным проектам можно отнести Wheatstone, Gorgon и Ichthys. Эксплуатационное бурение на месторождении Ichthys началось в феврале нынешнего года. Авторы оксфордского обзора отмечают, что практически все подобные проекты, включая комплекс Prelude, сталкиваются с проблемами перерасхода бюджета, нехваткой персонала и постоянными простоями. Реализация подобного рода мегапроектов, большинство которых по своим показателям претендует на мировые рекорды, за последний год существенно осложнилась в связи со значительным падением цены на нефть.



Рис. 4.4. Установка первого из 21 верхних модулей плавучего комплекса СПГ FLING 1 компании Petronas

4.3.3 Южно-Китайское море

Китайская China National Offshore Oil Corp. Ltd. (CNOOC) объявила об обнаружении первого крупного газового месторождения в северной части Южно-Китайского моря, выявленного разведочной скважиной Lingshui 17-2 в сентябре 2014 года. Представители CNOOC заявили, что скважина была своевременно испытана, при этом ее дебит составил 1,6 млн м³/сут.

Пробуренная на глубине моря 1450 м, эта скважина-открывательница вскрыла газоносный горизонт мощностью 55 м.

В январе 2015 года компания привлекла к себе внимание, объявив об обнаружении в прогибе Ledong (Южно-Китайское море) первого газового коллектора. Пробуренная на глубине моря 980 м скважина Lingshui 25-1-1 вскрыла нефтегазоносный горизонт общей мощностью 73 м. Испытание этой скважины показало дебит в 1 млн м³/сут природного газа и 395 барр/сут углеводородных жидкостей. Прогноз показателей разработки морских месторождений в АТР с 2015 года по 2019 год приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Прогноз показателей разработки морских месторождений в АТР с 2015 года по 2019 год

Юго-Восточная Азия	Южная Азия	Восточная Азия	Австралия и Океания	Регион
213	42	62	56	Глубина < 300 м
24	18	3	11	Глубина > 300 м
13 424	1762	6 886	11 144	Запасы на глубине < 300 м, млн барр н.э.
3 105	2 103	867	27 36	Запасы на глубине > 300 м, млн барр н.э.
135	60	39	233	Число скважин
16	2	1	4	Комплексы FPSO ¹
13	13	2	1	Комплексы FPS ²
11	0	0	1	Комплексы FSO ³
2	0	2	0	Основания типа TLP ⁴
0	0	0	0	Платформы типа SPAR ⁵
3	1	0	0	Буровые установки баржевого типа
261	78	46	7	Свайные основания
11	0	0	0	Кесонные основания
8	5	0	1	СПБУ
3	0	0	0	Насыпные основания
0	0	2	1	Основания гравитационного типа

Согласно отчету компании, за первый квартал ее разведочные скважины вскрыли на китайском шельфе 20 продуктивных горизонтов, что соответствует коэффициенту результативности 50-70%. Кроме того, компания гордится тем, что большинство из 13 проектов было реализовано в 2011 году, то есть раньше срока и с значительной экономией планового бюджета.

4.4 Глубокие воды Бразилии

В ближайшие пять лет бразильские инвестиции в разработку месторождений в глубоких водах (глубина моря от 1499 до 4917 м) составят 84% от общего объема шельфовых капитальных затрат страны. В то же время, по данным Infield Systems, 73% капвложений будут направлены на разработку участков на глубинах моря от 2000 до 2499 м.

В последние годы основными объектами разработки стали месторождения Sururu (бывшее Iara Horst) и Berbigao (бывшее Iara Northwest), залегающие на глубине моря 2230 и 2222 м соответственно.

По мнению экспертов Infield Systems, на глубинах моря, превышающих 2500 м, к наиболее перспективным прежде всего относится месторождение Gavea (операторы Repsol и Sinopec). При этом большая часть инвестиций операторов будет идти в развитие подводной промысловой инфраструктуры, а также на разработку комплекса FPSO, предназначенного для работы на Gavea. Кроме того, значительные вложения в 2015 и в 2016 годах ожидаются в разработку принадлежащего Petrobras глубоководного (глубина моря 2500 м) месторождения Iracema SuL. Что касается в целом работы Petrobras на бразильском шельфе, то последствия коррупционного скандала, связанного с госкомпанией, могут повлиять на дальнейшие решения страны.

4.4.1 Разведка

Компания Spectrum Geophysics должна завершить мультиклиентскую 2D сейсморазведку в районе бассейна Pelotas на бразильском шельфе. Как ожидается, проведенные работы позволят дополнить базу данных,

полученную в 2013 году в ходе сейсморазведки, объемом 7500 пог. км, а также в 2014 году при переобработке 2D сейсмических данных по профилям общей протяженностью 12 тыс. пог. км. Скорее всего, отработанная 2D сейсморазведкой площадь будет включена в очередной раунд торгов, который пройдет в конце года. По мнению Spectrum, обработка полевых данных методами временной и глубинной миграции до суммирования (PreSTM и PreSDM) будет завершена в третьем квартале 2015 года. Также специалисты компании заявили, что анализ имеющейся сетки сейсмических профилей для бассейна Pelotas позволил выявить несколько спастических толщ, обладающих признаками углеводородных ловушек и потенциалом нефтегазоносности. Petrobras подтвердила тот факт, что оценочная скважина Farfan в бассейне Sergipe вскрыла новый неглубоко залегающий коллектор легкой нефти мощностью 68 м. Широкополосная обработка и AVO-анализ данных свидетельствуют о том, что разрез может иметь значительный углеводородный потенциал на малых глубинах.

Кроме того, специалисты Spectrum Geophysics провели переобработку полученных на большом удалении данных 2D сейсморазведки в бассейне Sergipe с использованием как стандартной, так и широкополосной обработки.

4.4.2 Добыча

В нынешнем году Petrobras ввела в эксплуатацию ряд новых скважин и промысловых систем подводной добычи в бассейнах Campos и Santos.

Госкорпорация начала использовать добывающую платформу с натяжными опорами P-61 на месторождении Pira-Terra (бассейн Campos). Наряду с комплексом FPSO P-63, введенным в эксплуатацию в четвертом квартале 2013 года, установленная на глубине моря 1200 м платформа P-61 завершила проект обустройства этого месторождения (рис. 4.5).

В настоящее время к P-63 подключено пять добывающих и шесть нагнетательных скважин; планируется подключение пяти дополнительных нагнетательных скважин. Согласно генеральному плану обустройства

месторождения к платформе P-61 будет подключено 13 добывающих скважин. Оператором месторождения Пара-Terra является Petrobras (62,5%) в партнерстве с Chevron (37,5%).



Рис. 4.5. Добывающая платформа с натяжными опорами P-61 и комплекс FPSO P-63

Petrobras начала вводить в строй первую очередь системы подводной добычи на месторождении Buzios (бассейн Santos), расположенном в 200 км к востоку от Рио-де-Жанейро на глубине моря от 1600 до 2100 м. Она включает комплекс FPSO Dynamic Producer со скважиной 2-ANP-1-RJS. Пилотная система будет использоваться в течение полугода и позволит компании собрать промысловые данные, необходимые для дальнейшей работы над проектом полномасштабной системы подводной добычи с использованием платформы P-74, перестройка и модернизация которой в настоящее время завершаются на верфи Inhauma в Рио-де-Жанейро.

Buzios будет первым крупным месторождением с длительным сроком эксплуатации, которое попадет под действие Соглашения о переуступке прав (Transfer of Rights), заключенного между Petrobras и федеральным правительством Бразилии, охватывающего несколько перспективных площадей с надсолевыми структурами и месторождений в бассейне Santos.

Норвежская Statoil и ее китайский партнер Sinochem направили в бразильское Национальное агентство по нефти, природному газу и

биотопливам (Agenda Nacional do Petroleo, Gas Natural e Biocombustiveis.ANP) свой план по дальнейшей разработке месторождения Peregrino (2-я фаза). Этот проект стоимостью \$3,5 млрд предусматривает использование новых добывающей и буровой платформ (платформа C), что позволит увеличить объем добычи в бассейне Campos до 250 млн барр н.э.

Предлагаемый проект подразумевает строительство добывающей платформы с буровым модулем, которая будет подключена к комплексу FPSO Peregrino. Реализация второй фазы проекта позволит увеличить число добывающих скважин на площади Peregrino Southwest, которая не охвачена скважинами, пробуренными с платформ А и В. Партнеры планируют начать здесь добычу к 2020 году. Прогноз показателей разработки морских месторождений Латинской Америки с 2015 по 2019 год представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 Прогноз показателей разработки морских месторождений в арктических морях с 2015 года по 2019 год

Регион	Глубина < 300 м	Глубина > 300 м	Запасы на глубине < 300 м, млн барр н.э.	Запасы на глубине > 300 м, млн барр н.э.	Число скважин	Комплексы FPSO ¹	Комплексы FPS ²	Комплексы FSO ³	Основания типа TLP ⁴	Платформы типа SPAR ⁵	Буровые установки баржевого типа	Свайные основания	Кесонные основания	СПБУ	Насыпные основания	Основания гравитационного типа	Гибкие трубопроводы, км
Арктические моря	12	4	3876	385	77	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	70

4.5 Шельфовые месторождения к югу от Сахары

По прогнозам, к 2040 году государства к югу от Сахары превзойдут Россию по объемам поставок природного газа на мировой рынок, что позволит Евросоюзу начать инвестировать в развитие отраслей региона.

К 2040 году страны во главе с Мозамбиком, Нигерией, Анголой и Танзанией будут добывать порядка 4,96 млрд м³ газа в год. Согласно данным, приведенным в обзоре «Прогноз развития энергетического сектора Африки» (Africa Energy Outlook) Международного энергетического агентства (International Energy Agency, IEA), добыча газа в регионе выросла с 198,22 млн м³ в 1990 году до 1,64 млрд м³ в 2012 году. Главный экономист IEA доктор Фатих Бирол заметил, что эти страны обладают «исключительным» потенциалом в плане производства сжиженного природного газа (СПГ). По его мнению, «инвестиции в проекты по производству СПГ могут существенно повлиять на диверсификацию поставок газа в Европу. Африканские страны к югу от Сахары по-прежнему являются одним из основных элементов мирового рынка нефти и при этом начинают проявлять себя в качестве новых игроков на рынке природного газа».

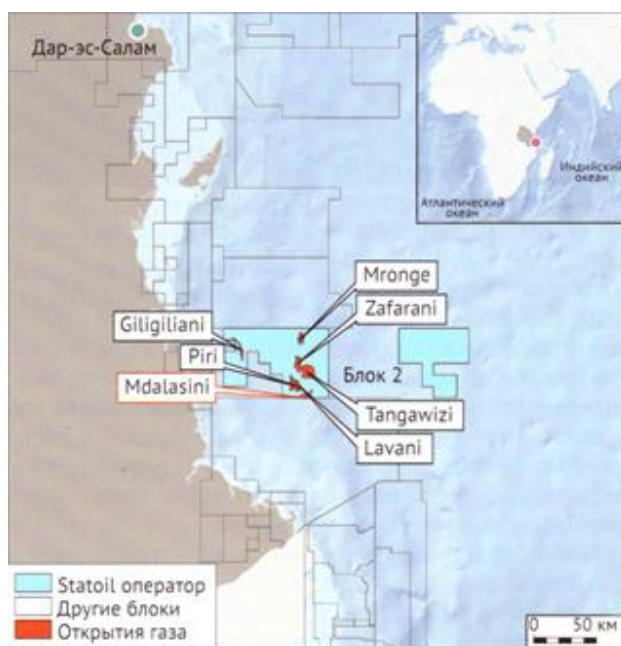


Рис. 4.6. Разрабатываемый Statoil блок 2 на шельфе Танзании

Аналитики Infield Systems Ltd., считают, что в 2020 году на страны Африки придется до 20 % общего объема инвестиций в разработку месторождений на шельфе (прирост в 10% по сравнению с предыдущим годом), при этом лидером является Ангола. Рост инвестиций в Западной Африке мы

увидим в проекты на шельфе Ганы и Конго. Наиболее капиталоемким проектом в Западной Африке станет разрабатываемое Total гигантское месторождение Egina на нигерийском шельфе, что может поколебать позицию Анголы, долгое время являвшейся безусловным лидером в регионе». Прогноз месторождений в Африке с 2019 по 2024 год представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Разработка месторождений в Африке с 2019 по 2024 годы

Регион	Глубина < 300 м	Глубина > 300 м	Запасы на глубине < 300 м, млн	Запасы на глубине > 300 м, млн	Число скважин	Комплексы FPSO ¹	Комплексы FPS ²	Комплексы FSO ³	Основания типа TLP ⁴	Платформы типа SPAR ⁵	Буровые установки баржевого	Свайные основания	Кесонные основания	СПБУ	Насыпные основания	Основания гравитационного типа	Жесткие трубопроводы, км	Гибкие трубопроводы, км
Западная Африка	161	64	7504	9480	601	14	6	2	2	0	1	95	4	3	8	0	5614	605
Южная и Восточная Африка	12	3	274	2672	27	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1147	53
Северная Африка	33	14	1537	1932	65	0	1	1	0	0	0	21	0	0	0	0	1684	45

4.5.1 Танзания

В последнее время Statoil сделала целый ряд открытий новых газоносных объектов на шельфе Танзании, при этом геологические запасы газа на разрабатываемом ею блоке 2 выросли до порядка 623 млрд м³. Одна лишь разведочная скважина Mdalasini-1 позволила прирастить геологические запасы газа в этом районе на 28,32-50,97 млрд м³. Пробуренная на глубине моря 2296 м и расположенная на южной границе блока.

Ранее Statoil совместно с партнером ExxonMobil смогла выявить на блоке 2 семь газоносных объектов, включая пять крупных: Zafarani-1, Lavani-1, Tangawizi-1, Mronge-1 и Piri-1, а также более мелкие Lavani-2 и Gilligiliani-1. Норвежская компания является оператором на этом лицензионном блоке по соглашению с государственной Tanzania Petroleum Development Corp. и имеет в этом проекте долю в 65%, оставшиеся 35% принадлежат ExxonMobil Exploration и Production Tanzania Ltd.

4.5.2 Мадагаскар

Sterling Energy и ее партнер Рига Vida Mauritius планируют завершить 3D сейсмосьемку на шельфе Мадагаскара в нынешнем году. CGG проведет 3D работы на площади 1250 км на блоке Ambilobe, который рассматривается как весьма перспективный, учитывая наличие третичных и меловых структур, выявленных в процессе переобработки старых данных сейсмосьемки 2D.

Кроме того, Sterling является партнером ExxonMobil на блоке Ampasindava в бассейне Majunga на шельфе Мадагаскара, где по условиям СРП партнеры приступают к реализации третьей фазы разведочных работ.

Согласно контрактным обязательствам, компаниям осталось пробурить одну разведочную скважину.

4.6 Туркменский сектор Каспийского моря

Среди иностранных компаний, ведущих разработку нефтегазовых месторождений в туркменском секторе Каспийского моря, самым крупным добытчиком нефти стала англо-арабская Dragon Oil. Спустя 15 лет после начала действия СРП по освоению морского блока Челекен оператор поднял уровень добычи с 7 тыс. барр/сут в 2000 году до 85 тыс. барр/сут к концу 2017-го. По итогам прошлого года на долю Dragon Oil пришлось более 68% в добыче иностранных компаний и почти 36% в общей сумме добываемой нефти в Туркменистане. По итогам первого полугодия 2015 года Dragon Oil увеличила экспорт сырья до 10,2 млн барр, что в 1,7 раза больше аналогично-

го периода 2014 года. Если сегодня главным фактором в проекте является добыча нефти, то в перспективе он может сместиться на добычу газа.

В настоящее время англо-арабская компания Dragon Oil является лидером среди зарубежных операторов и второй после госконцерна «Туркменнефть» по объемам добычи нефти в Туркменистане. В Туркменистане компания работает с 1999 года на условиях СРП. Dragon Oil ведет разведку углеводородов в Ираке. В рамках СП пробурила сухую скважину на Филиппинах, и теперь с Kuwait Energy, а также в Тунисе, Афганистане, Египте и на Филиппинах. На сегодняшний день туркменский проект является для компании наиболее значимым активом, поскольку именно здесь бизнес оказался более успешным, чем в других странах. Так, в 2014 году в рамках СП с Nido Petroleum компания пробурила сухую скважину на Филиппинах, и теперь Dragon Oil не исключает, что может отказаться от дальнейшего участия в филиппинском проекте.

В туркменском секторе Каспия Dragon Oil разрабатывает блок Челекен, включающий два месторождения - Dzheitune (бывшее ЛАМ) и Dzhygalybeg (бывшее «Банка Жданова»), По данным компании, в первом полугодии 2015 года добыча нефти выросла на 25% - до 92,06 тыс. барр/сут. Рост добычи компания связывает с вводом в промышленную разработку новых скважин.

В 2015 году Dragon Oil планирует увеличить уровень добычи нефти и конденсата на договорном блоке на 10% по сравнению с предыдущим годом. Такой рост добычи оператор поддерживал все предыдущие годы. Но этот год будет для компании особенным - к концу года она намерена довести добычу до 100 тыс. барр (13 тыс.т) нефти в сутки, и этот уровень станет пиковым в рамках туркменского проекта. До 2020 года ежегодная добыча составит порядка 4,7 млн т нефти. Если эти планы осуществляются, то за ближайшие 5 лет компания добудет 23,7 млн т, что превысит совокупный объем добытой нефти за предыдущие 15 лет. С начала эксплуатации блока общий объем добытой нефти превысил 141 млн барр, или 18,3 млн т.

Достичь поставленных рубежей компания собирается за счет дальнейшего развития нефтепромысловой инфраструктуры, бурения новых скважин, а также использования передовых технологий добычи.

К концу 2014 года совокупный объем инвестиций компании в разработку месторождений Dzheitune и Dzhygalybeg составил \$4 млрд, из которых \$3,32 млрд - капитальные затраты, а \$0,73 млрд - эксплуатационные расходы. Оператор намерен продолжить наращивание инвестиций: в 2014-2016 годах Dragon Oil Turkmenistan Ltd. («дочка» Dragon Oil, оператор СРП по блоку Челекен) собирается вложить в разработку месторождений блока еще \$1,5 млрд. Из них в 2014 году уже вложено \$500 млн.



Рис. 4.7. Буровая платформа на месторождении Dzheitune

Объем капитальных вложений в 2015 году Dragon Oil составит \$500-600 млн, из них расходы на разведку планируются на уровне \$50-100 млн. В

первом полугодии объем капвложений сохранился на уровне первого полугодия 2014 года - \$313 млн. В планах оператора - дальнейшее увеличение инвестиций в прирост объемов добываемой продукции, строительство новых платформ, систем транспортировки углеводородного сырья, модернизацию и реконструкцию нефтеналивного терминала, создание мощностей по подготовке попутного газа и других объектов нефтегазового сектора.

4.6.1 Инфраструктура

Инвестировать в модернизацию существовавшей на договорной территории инфраструктуры Dragon Oil Turkmenistan Ltd начала с 2000 года. За это время на морском шельфе было пробурено более 90 скважин. Здесь построено шесть новых платформ, сооружаются еще две, одновременно ведется реконструкция семи устаревших платформ.

Нынешним летом на месторождении Dzhygalybeg планировалось ввести в эксплуатацию новую буровую платформу «Жданов А», построенную по заказу Dragon Oil Turkmenistan Ltd астраханским судостроительным производственным объединением (АСПО, входит в группу «Каспийская энергия» - CNRG Group).

Сейчас нефтяники Dragon Oil бурят с помощью двух видов буровых установок - самоподъемных Elima и «Нептун» и двух наземных - SAKSON и NIS, смонтированных на морских стационарных платформах.

В ноябре 2014 года на месторождение Dzhygalybeg прибыла еще одна буровая платформа - самоподъемная СПБУ «Меркурий», законтрактованная Dragon Oil у компании Eurasia Drilling.

На месторождениях Dzheitune и Dzhygalybeg сооружено и установлено восемь новых морских стационарных платформ (МСП). Из них пять - эксплуатационные, три - узловые и одна - с жилым блоком.

Одним из первых береговых объектов, построенных компанией, стал цех комплексной подготовки и перекачки нефти. Для увеличения мощностей специалисты компании построили и ввели в эксплуатацию дополнительные

печи для подогрева эмульсии и сепарации воды от нефти, магистральную линию для транспортировки сырой нефти и другие объекты. К предстоящему росту добычи предусматривается значительно увеличить мощности хранения нефти, которые в настоящее время составляют 300 000 барр (40 000 т). Строительство нового резервуарного парка позволит довести мощности хранения до 1 500 000 барр (200 000 т).

За счет строительства дополнительных нефтехранилищ и трубопроводов на нефтеналивном пункте «Аладжа» стала возможной одновременная загрузка двух танкеров, что увеличило экспортные возможности. Туркменские оффшорные блоки представлены на рисунке 4.8.



Рис. 4.8. Туркменские оффшорные блоки

4.6.2 Добыча: факторы роста

Компания добивается роста добычи на договорной территории в среднем на 10-15% в год. С начала реализации проекта добыча велась с одного месторождения - Dzheitune. С 2014 года начата разработка месторождения

Dzhygalybeg. Исходя из результатов бурения и их оценки будут добавлены новые участки для разработки.

На месторождении Dzheitune планируются операции по наращиванию добычи. Прироста добычи с эксплуатируемых скважин планируется достичь за счет дополнительной перфорации, интенсификации притока и механизированной добычи. Последнее включает использование струйных и электропогружных насосов, а также газлифта. Для обеспечения бесперебойности потока предусмотрено проведение работ по борьбе с парафиноотложениями, контроль пескопроявлений, в том числе гравийные набивки, применение расширяемых фильтров, а также фильтры внутри НКТ. Кроме того, компания рассматривает возможность использования технологии многоствольного бурения.

Использование струйных насосов в проекте впервые началось в июне 2013 года на двух скважинах Dzheitune. В результате было достигнуто увеличение дебита в среднем на 500-700 барр нефти в сутки с каждой скважины (65-90 т/сут). Закачку воды в пласт начали использовать с конца июня 2013 года. Текущая мощность нагнетания составила 3500-4000 барр воды в сутки (450-500 т/сут). В 2015 году планируется расширить работы.



Рис. 4.9. Территория Челекен

4.6.3 Маршруты экспорта нефти удвоились

С 2015 года Dragon Oil решила диверсифицировать экспорт нефти по двум направлениям. В конце 2014 года компания заключила годовой контракт с двумя покупателями. С 2015 года Dragon Oil экспортирует нефть через порты в Баку (Азербайджан) и в Махачкале (Россия). Все предыдущие годы вся экспортная нефть Челекена транспортировалась танкерами через Каспий в порт Баку и далее в трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД). Транспортировка нефти по БТД осуществляется в рамках контракта с SOCAR Trading. В 2014 году объем продаж нефти Dragon Oil вырос в сравнении с предыдущим годом на 17% - до 13,5 млн. барр. Вся нефть была экспортирована через порт в Баку. Доля Dragon Oil в 2014 году в общем объеме добытой нефти в рамках проекта составила 56% против 44% в 2013 году.

В 2014 году чистая прибыль концерна выросла на 27% в сравнении с 2013 годом - до \$650,5 млн. Выручка поднялась на 4% - до \$1,1 млрд. Компания объясняет это ростом объемов продаж нефти в прошлом году.

В первом квартале 2015 года средняя цена продажи нефти Dragon Oil составила \$40/барр против \$92 годом ранее. Компания отмечает, что туркменская нефть продавалась с 26%-ным дисконтом к цене Brent.

В первом полугодии 2015 года Dragon Oil увеличила экспорт сырья до 10,2 млн барр по сравнению с 5,9 млн барр аналогичного периода 2014 года. Из общего объема экспорта нефти 87% транспортировано через порт Баку.

За 13 лет коэффициент прироста запасов нефти и конденсата на договорной территории Челекен составил 190%. Если в 2000 году запасы месторождений блока (по категории 2Р доказанные + вероятные) оценивались в 551 млн барр, то к концу 2013 года прирост запасов составил 265 млн барр. За этот период суммарная добыча нефти и конденсата составила 141 млн барр. Таким образом, запасы блока к началу 2014 года оценивались в 675 млн барр. Запасы газа составляют 1,4 трлн кубических футов. Перспективные ресурсы газа составляют 1,3 трлн кубических футов.

Вывод. В лекции представлен подробный обзор крупнейших мировых проектов шельфовых месторождений.

Вопросы для самопроверки

- 1 Крупные месторождения Арктических морей?
2. Новые лицензионные участки на Севере Европы?
3. Крупные шельфовые месторождения Азии?

Литература

1. Джессика Типпи, Аркика и Сахалин: обзор проектов // Offshore, May 2015, р. 52. Перевод Юрия Савостьянова.
2. Джереми Бекман, На крайнем севере Европы получены новые лицензионные участки // Offshore, May 2015, р. 42. Перевод Юрия Савостьянова.
3. Сара Паркер-Мусарра, Деньги в Азию // Offshore, May 2015, р. 48. Перевод Юрия Савостьянова.
4. Джин Клайвер, В глубокие воды Бразилии идет основной объем шельфовых инвестиций страны // Offshore, May 2015, р. 46. Перевод Юрия Савостьянова.
- 5 Робин Дюпре, Лидерство Анголы // Offshore, May 2015, р. 50. Перевод Юрия Савостьянова.
6. Туркменский сектор Каспийского моря / Иван Заблуднев, Дракон на взлете // Offshore, May 2015, р. 32.

5 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ ONLINE

План

- 5.1 Приразломное месторождение
- 5.2 Проектные решения
- 5.3 Решения геологических задач и снятия неопределённостей
- 5.4 Инструменты и возможности
- 5.5 Анализ результатов бурения

5.1 Приразломное месторождение

Приразломное нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Печорского моря, в 55 км к северо-западу от прибрежного поселка Варандей, в 320 км от речного порта Нарьян-Мар и в 980 км от морского порта Мурманск. Глубина моря в районе месторождения составляет около 20 м. МЛСП «Приразломная» показана на рисунке 5.1.



Рис. 5.1. МЛСП «Приразломная»

Месторождение открыто ГПК «Арктикморнефтегазразведка» в 1989 году по результатам бурения поисковой скважины №1. В пределах Приразломного месторождения в период с 1989 по 1994 год пробурены одна поисковая (№1) и четыре разведочные скважины (№№ 2,3,4,5).

В настоящее время на месторождении пробурены две эксплуатационные скважины — РН7, ИН4 и одна специальная нагнетательная — SHL1, предназначенная для закачки буровых и других технологических отходов. Проектом запланировано бурение 36 эксплуатационных скважин (19 добывающих, 16 нагнетательных, 1 шламовая).

Нефтяная залежь массивно-пластового типа, тектонически экранированная.

Нефтеносность на Приразломном месторождении приурочена к карбонатным отложениям горизонта I ассельского яруса нижней перми.

Горизонт I подразделяется на три подгоризонта – Ia, Ib, Ic. Подгоризонт Ia был подвергнут палеоразмыву и сохранился только в юго-восточной части горизонта I. Выделенные подгоризонты характеризуются высокой долей эффективных толщин, высокой начальной нефтенасыщенностью и продуктивностью.

Литологически отложения горизонта I представлены известняками. Степень доломитизации известняков слабая, суммарное содержание доломита по данным карбонатометрии не превышает 1,0 – 2,0 %.

5.2 Проектные решения

Сложная климатическая и ледовая обстановка существенно ограничивает возможности по бурению и обустройству на месторождении и вынуждает сосредоточить все инженерно-технические ресурсы в пределах стационарного искусственного острова. Строительство скважин осуществляется с установленной в центральной части месторождения морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная».

МЛСП «Приразломная» — нефтепромысловое сооружение гравитационного типа, выполненное из стальных конструкций с применением бетона и являющееся многофункциональным комплексом, обеспечивающим все операции по разработке месторождения (бурение, добычу, хранение и прямую отгрузку нефти на танкеры).

Платформа расположена почти в самом центре структуры, что в равной степени обеспечивает возможность бурения горизонтальных стволов на северо-запад и юго-восток (рис. 5.2). Вытянутость залежи и расположение единственной платформы в купольной части накладывает ограничения на процесс проектирования и проводки добывающих и нагнетательных скважин.

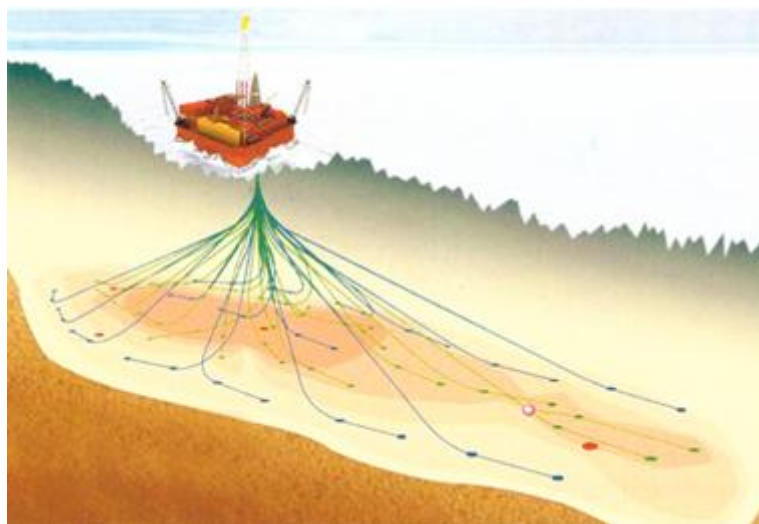


Рис. 5.2. Расположение стволов эксплуатационных скважин, бурящихся с МЛСП

По относительному расположению скважин схема разбуривания названа «Паук» (рис. 5.3).



Рис. 5.3. Схема скважинного «паука» в плане

Строительство скважин осуществляется из одной точки, охватывая при этом всю площадь залежи путем бурения горизонтальных стволов (рис. 5.4).

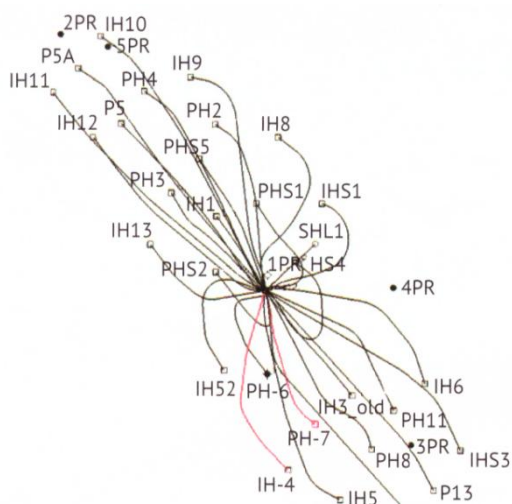


Рис. 5.4. Расположение МЛСП относительно структуры

Траектории скважин рассчитываются таким образом, чтобы минимизировать риск пересечения и взаимного сближения стволов, при этом любые отклонения от плановой траектории при бурении каждой скважины ведут к пересчету траекторий всех остальных скважин «Паука».

5.3 Решение геологических задач и снятие неопределенностей

Проводка скважин, имеющих сложный профиль, в условиях плотного размещения стволов и наличия геологических неопределенностей требует непрерывного контроля за пространственным расположением скважины в процессе бурения. Кроме того, при переходе из терригенной в карбонатную часть разреза теряется информативность базовых геофизических методов и требуется расширение или замена каротажного комплекса.

Бурение горизонтального ствола скважины осуществляется на основе корреляции каротажа, поступающего в процессе бурения, с синтетическим каротажем по геонавигационной модели. На финальный результат оказывают влияние следующие неопределенности:

- неопределенность структурного плана и положения водонефтяной зоны. Этот фактор обусловлен отходом горизонтальной части ствола от вертикали на 2—3 км и низкой степенью разбуренности месторождения;
- неопределенность по углу залегания пласта. Основываясь на сопоставлении результатов интерпретации сейсмических данных и

фактических результатов бурения, угол залегания пласта может отличаться от планового на i (0,5—2,5) в азимуте бурения;

- неопределенность по мощности пласта и литологии пород. По данным пробуренных скважин, мощности основных стратиграфических пластов изменяются незначительно. Вместе с тем от скважины к скважине прослеживается изменение литологического состава пород;

- тектоника. Месторождение осложнено системой тектонических нарушений. Амплитуда смещения блоков друг относительно друга достоверно не известна.

Помимо решения основных задач разработки месторождения, скважины выполняют попутные задачи до изучения геологического строения объекта:

- уточнение структурной модели;
- вскрытие продуктивного пласта на полную мощность;
- вскрытие ВНК в приконтурных скважинах.

5.4 Инструменты и возможности

Геологическое сопровождение в режиме реального времени (геонавигация) позволяет принимать оперативные решения, направленные на повышение эффективности проводки скважины в условиях геологических неопределенностей при определении пространственного расположения ствола скважины относительно геологических границ.

В рамках предварительного структурного моделирования привлекается весь комплекс геолого—геофизических данных по месторождению, включая результаты интерпретации сейсмики, данные по ранее пробуренным скважинам (результаты ГИС, анализы керна, шлама).

Этап предварительного структурного моделирования включает детальную корреляцию вскрытого разреза с данными ГИС, полученными при бурении всех скважин.

На этапе бурения транспортной секции уточняются структурные элементы вышележащих пластов, определённые по данным предварительного моделирования. Производится «посадка» скважины на кровлю продуктивного интервала и его вскрытие на основе сделанных корректировок. По результатам вскрытия кровли продуктивного пласта уточняется структурная модель и корректируется траектория горизонтального ствола в целевом интервале.

Несмотря на то, что продуктивный горизонт I подразделяется на три подгоризонта – Ia, Ib, Ic, в пределах целевого интервала отсутствуют четкие маркеры, что затрудняет однозначное определение положения ствола скважины относительно кровли и подошвы пласта, поэтому комплекс геофизических исследований в процессе бурения планируется таким образом, чтобы извлекать максимум информации без необходимости проведения дополнительных спускоподъемных операций.

Комплекс ГИС в горизонтальной секции эксплуатационных скважин включает следующие геофизические методы исследований в процессе бурения (LWD): гамма—каротаж (GR); многозондовый электромагнитный каротаж (P16H, P28H, P40H, A40H); многозондовый боковой каротаж (RES_BS, RES_BM, RES_BD); кольцевое сопротивление (RES_RING); компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (TNPH); гамма-гамма плотностной каротаж (RHOB); гамма-гамма спектрометрический каротаж (PEF); имиджи плотности и сопротивления.

Используемая в процессе бурения геофизическая аппаратура позволяет получать в режиме реального времени имиджи сопротивления или плотности по данным азимутальных измерений БК и ГГКп, делать оценку элементов залегания пересекаемых пропластков вскрытого разреза в процессе бурения (рис. 5.5).

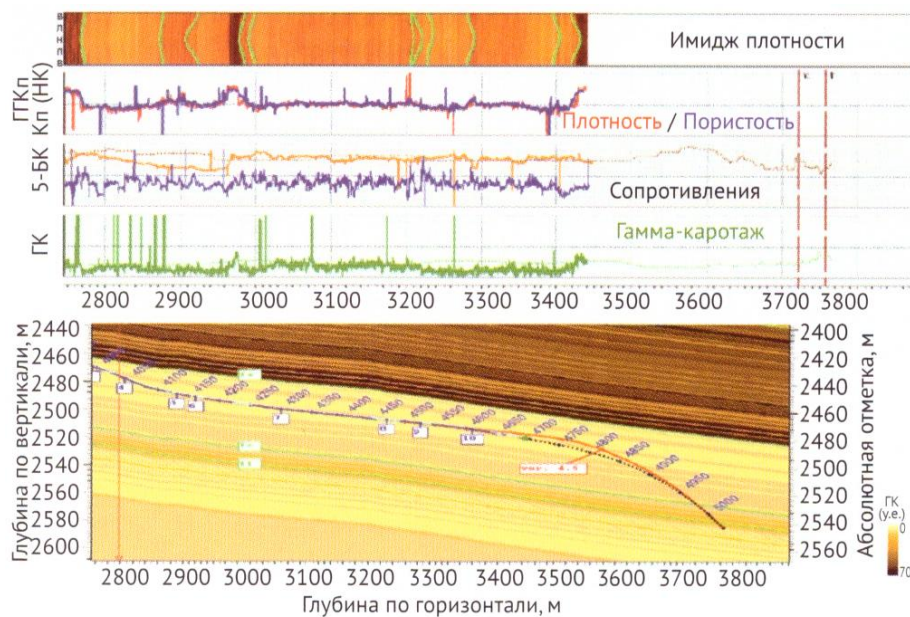


Рис. 5.5. Пример определения элементов залегания структуры по анализу данных микроиджера

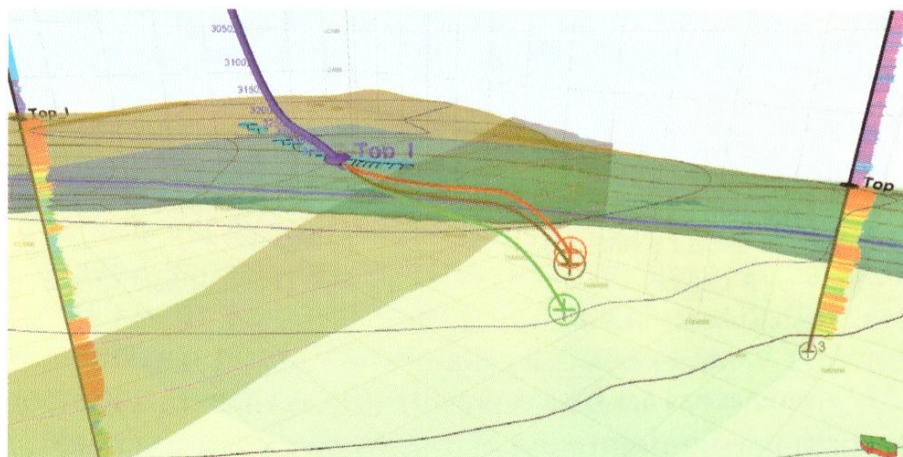


Рис. 5.6. Планирование траектории горизонтального ствола с учетом имеющихся геолого-геофизических данных и анализа рисков пересечения

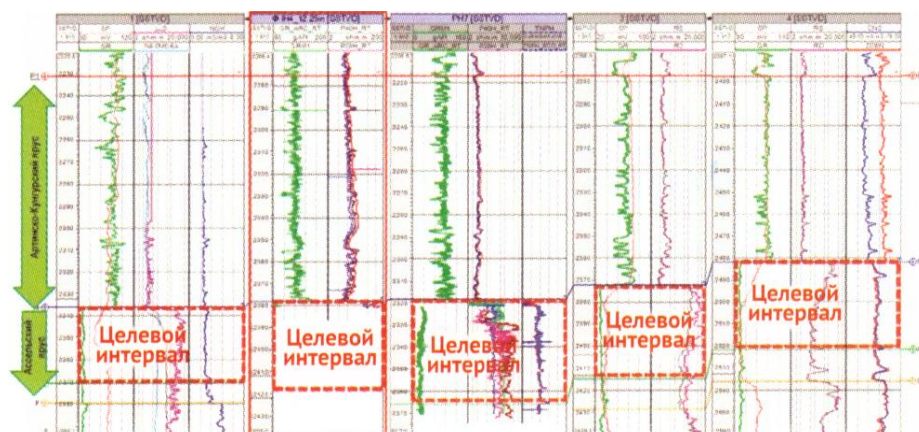


Рис. 5.7. Детальная корреляция разреза с данными разведочных скважин



Рис. 5.8. Уточнение структурной модели кровли целевого пласта и корректировка плановой траектории по результатам вскрытия кровли продуктивного горизонта

По окончании бурения полный комплекс методов ГИС используется для определения литолого-петрофизических характеристик вскрытого разреза. Форма и геометрия элементов имиджа отражают направление и угол пересечения границ, позволяя принимать обоснованные решения о корректировке траектории скважины в режиме реального времени (рис. 5.9 – 5.11).

Начиная с кровли карбонатного пласта, информативность имиджей удельного электрического сопротивления (УЭС) резко снижается, осложняя определение структурных элементов при внутрипластовой слоистости, что связано с массивной (неслоистой) текстурой известняков и кавернозностью, отображающейся на имидже в виде пятнистых текстур, создающих «шум» на кривые датчики УЭС среднего и дальнего радиусов обзора.

Измерение азимутальных значений плотности в верхней части целевого горизонта характеризуется лучшим качеством информации по сравнению с имиджами УЭС. Слоистость, отмеченная на имиджах плотности (рис. 5.9), позволяет давать достаточно надежную оценку направления и угла залегания пласта по отношению к траектории скважины.

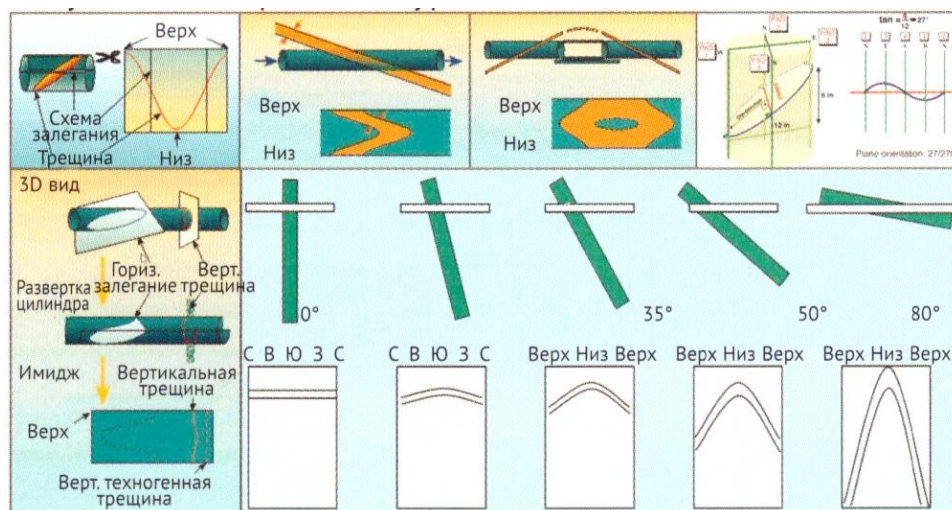


Рис. 5.9. Пример ввода корректировок в траекторию горизонтального ствола по результатам анализа данных, получаемых в процессе бурения

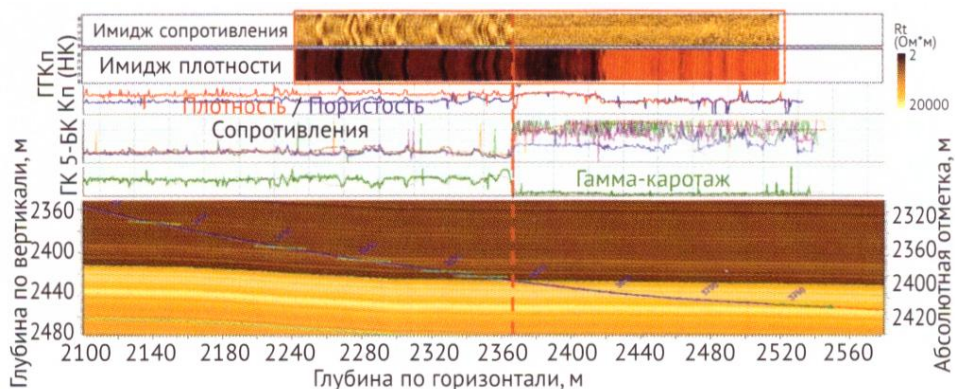


Рис. 5.10. Иллюстрация потери информативности имиджем УЭС при переходе от терригенной части разреза к карбонатным отложениями продуктивного горизонту I

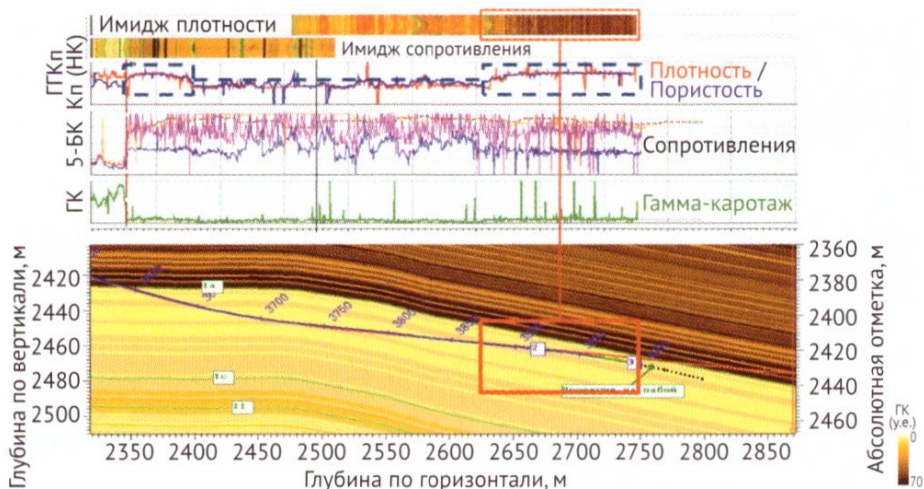


Рис. 5.11. Корректировка траектории в режиме реального времени после уточнения структурной модели кровли целевого горизонта по данным ГИС

Интерпретация плотностного имиджа в реальном времени позволяет сделать вывод о пространственном положении ствола скважины в пределах целевого интервала.

В данном случае (рис. 5.10) форма имиджа свидетельствует о приближении к кровле целевого интервала, на основании чего принимается решение о корректировке траектории ствола скважины путем сброса угла наклона скважины с $85,7^\circ$ до 80° с интенсивностью $2,5^\circ/30$ м и поворотом по азимуту согласно плановой траектории.

После корректировки и продолжительного бурения со стабильным углом на имидже плотности фиксируется форма, характерная бурению вверх по разрезу (рис. 5.11). Угол залегания структуры оценивается в $3,5 - 4,0^\circ$ падения в направлении бурения. Разрабатывается следующая версия траектории, предусматривающая более ранний сброс угла.

Дальнейшая проводка скважины при круглосуточном наблюдении за процессом бурения совместно с анализом всех поступающих геолого-геофизических данных позволяет принимать оперативные решения по корректировке траектории бурения (рис. 5.12). В данном случае имеется возможность наиболее полной реализации потенциала эксплуатационной скважины с учетом максимальной эффективной длины горизонтального ствола и проводки в зоне наилучших коллекторских свойств. Преимущество такого подхода заключается в том, что наличие локальных структурных изменений, в совокупности тектоническими осложнениями разреза, не поддаются прогнозированию по данным сейсморазведки, ГИС и анализа керна разведочных скважин, в то время как получение данных ГИС в процессе бурения позволяет увидеть даже незначительные изменения характеристик разреза и принять оперативное решение об изменении траектории.

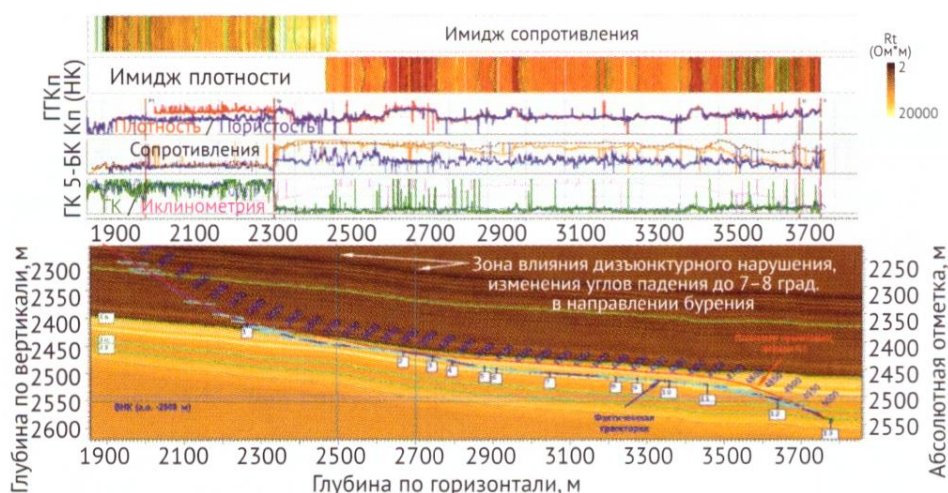


Рис. 5.12. Отличие фактической траектории от плановой и результаты оперативной корректировки направления ствола в процессе бурения

5.5 Анализ результатов бурения

Процесс геонавигации, реализованный при строительстве горизонтальных стволов двух эксплуатационных скважин на Приразломном месторождении, позволил накопить уникальный опыт оперативного изучения свойств разреза, оценить на практике реальные возможности геофизической аппаратуры. Подобный опыт позволяет сделать процесс планирования будущих работ наиболее эффективным, подобрать максимально информативные методы исследования и сократить время принятия решений, что особенно важно при выполнении работ на арктическом шельфе.

Результаты проведенной работы демонстрируют эффективность комплексного подхода при планировании и бурении скважин в сложных условиях или условиях слабой изученности природных объектов. Это позволяет значительно снизить степень существующих рисков и неопределенностей и увеличить вероятность успешного завершения работы. В данном случае комплексность подхода заключается, во-первых, в последовательном использовании и интеграции исходных данных разного масштаба, от региональной сейсморазведки до детального каротажа. Во-вторых, в плавном переходе от этапа структурного и геологического моделирования к проектированию траектории, являющегося следствием

предыдущего этапа. В-третьих, в получении данных в процессе бурения, позволяющих в случае необходимости своевременно уточнить модель и скорректировать траекторию скважины. В-четвертых, в оценке фильтрационно-емкостных свойств разбуриваемых пород в реальном времени.

Вывод. В лекции описывается опыт применения комплексного подхода при планировании и бурении горизонтальных скважин в арктических условиях и при слабой изученности целевых объектов. Этот подход основан на использовании геофизических данных широкого диапазона (от региональной сейсморазведки до детального каротажа), проектировании траектории скважины по результатам структурного и геологического моделирования, применение данных ГИС и геонавигации, полученных в процессе бурения, для уточнения моделей и корректировки траектории скважины, оценки фильтрационно-емкостных свойств разбуриваемых пород в реальном масштабе времени.

Вопросы для самопроверки

2. Особенности применения горизонтальных скважин на Приразломном месторождении?
3. Какие существуют проектные решения?
4. Решения геологических задач и снятия неопределённостей.
5. Какие бывают инструменты и возможности?
6. Анализ результатов бурения.

Литература

1. Морозов О., Геологическое сопровождение бурения online / О. Морозов, А. Овчинников // Offshore, август 2015, с. 52 – 56.

6. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ЗАКАЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ПОДСОЛЕВЫХ ПЛАСТОВ БРАЗИЛИИ

План

- 6.1 Интеллектуальные системы закачивания скважин на примере подсолевых пластов Бразилии
- 6.2 Проблемы ультраглубоководных проектов
- 6.3 Подбор оборудования
- 6.4 Результаты
- 6.5 Современные тенденции

6.1 Интеллектуальные системы закачивания скважин на примере подсолевых пластов Бразилии

В настоящее время в нефтегазовой отрасли сложилась непростая ситуация в связи с необходимостью сокращения расходов.

На рассмотрение выносятся разнообразные бизнес-модели с краткосрочными оборотами денежных средств, а большинство проектов разработки глубоководных месторождений требуют повторной оценки на предмет целесообразности их реализации в свете нынешних рыночных условий. Также принимается ряд серьезных мер с целью корректировки текущей стоимости поставок под нужды рынка глубоководных проектов, чтобы вновь вывести его на конкурентоспособный уровень.

Одна из ключевых проблем, с которыми компаниям приходится сталкиваться на рынке глубоководных проектов (в отличие от рынков других проектов), заключается в том, что для оборота денежных средств требуются крупные капиталовложения на старте с длительным сроком окупаемости. Принимая во внимание данную проблему, компании-операторы стремятся ускорить разработку глубоководных активов и выделить такие факторы неопределенности, которые непосредственно относятся к решениям, принимаемым в рамках проекта. В процессе поиска способов

сокращения издержек схема заканчивания скважин является главным инструментом, позволяющим снизить затраты на добычу одного барреля нефти за счет исключения затрат на строительство скважин и увеличения объемов добычи из них.

Кроме того, компании-операторы стремятся сократить количество скважин с более продолжительным периодом эксплуатации и повышенной производительностью. Упор на надежность, выбор надлежащих инструментов управления разработкой пластов и возможность прогнозирования эксплуатационных рисков могут стать одним из способов снижения риска сокращения количества таких скважин в общем фонде скважин. Необходимо поддерживать максимально высокий коэффициент извлечения нефти по месторождениям, потому что этот показатель является одним из ключевых факторов, влияющих на чистый дисконтированный доход (ЧДД) этих долгосрочных проектов.

Бразильская подсолевая зона - относительно молодой кластер с уникальными осложнениями и множеством неопределенностей строения. Низкая разрешающая способность сейсморазведки под массивными солевыми зонами, постепенное изменение состава, нестабильный газовый фактор, высокое содержание CO_2 , органические и неорганические отложения, а также внушительные микробные карбонатные породы - все это уникальным образом смешалось здесь между собой, что затрудняет прогнозирование поведения пластов в динамических условиях в процессе их разработки (рис. 6.1).

Несмотря на это, было принято решение ускорить их разработку - даже при отсутствии четкого понимания, как влияют такие неопределенности на разработку месторождений. Одной из технологий, выбранных для сокращения числа неопределенностей и обеспечения гибкости при разработке пластов, стала интеллектуальная система заканчивания (ИСЗ) скважин. Такое смелое решение доказало свою эффективность, хотя течением времени все же всплыли некоторые трудности.



Рис. 6.1. Разработка подсолевых пластов шельфа Бразилии

Для уменьшения риска, связанного с применением интеллектуальной системы закачивания скважин, было решено использовать стандартизованную конструкцию скважины с ИСЗ в двух горизонтах на базе прямого гидравлического управления. Для каждого интервала предусмотрено наличие многоканального пакера, клапана-регулятора притока, системы постоянного мониторинга давления и температуры в скважине, а также специальной системы закачки химреагентов для эксплуатационных скважин. Кроме того, были установлены плоские шланги для подачи жидкости от устья скважины к скважинным инструментам, крепёжные зажимы с крестовым соединением обеспечили защиту линий. Установлена система управления передачей данных на поверхность с подводной станцией управления.

Стандартизация схемы расположения подводных скважин и интерфейса, а также сокращение неопределённостей, связанных с конструкцией скважин, позволили добиться отличных результатов в процессе обучения и внести конструктивные улучшения. Решение по стандартизации имеет некоторые ограничения, поэтому для будущих скважин разрабатываются новые концепции.

6.2 Проблемы ультраглубоководных проектов



Рис. 6.2. Интеллектуальная система закачивания скважин

Большинству проектов по освоению ультраглубоководных месторождений по всему миру приходится сталкиваться с похожими проблемами, когда ключевые решения требуется принимать при отсутствии полного понимания всех нюансов производственного процесса. Большая часть процесса ускоренного принятия решений обуславливается необходимостью усовершенствования процесса оборота денежных средств применительно к тем подсолевым месторождениям, на которых ведутся геологоразведочные работы, а также к тем месторождениям, по которым Национальное нефтяное агентство Бразилии (ANP) еще не выбрало победителей тендеров. Многие компании-операторы склоняются к упрощенной схеме заканчивания скважин, позволяющей снизить риски при монтаже и сократить объемы капиталовложений. Тем не менее ввиду непредсказуемости поведения пластов они наверняка столкнутся с непредвиденной добычей нежелательных флюидов и незначительным объемом запасов, приходящимся на одну скважину, а также с неизбежностью крупных эксплуатационных затрат на капитальный ремонт скважин. «Умные» системы заканчивания скважин доказали, что наличие возможности дистанционного управления позволяет принимать решения

более оперативно и, таким образом, противостоять труднопредсказуемым факторам. Многие уже оценили финансовую выгоду от применения ИСЗ, а данные одного анализа позволили оценить ее как дополнительный доход в размере \$5 млрд. Конечная выгода от применения данной технологии определяется ожидаемым увеличением объемов суммарной добычи за счет продления сроков эксплуатации определенного интервала, повышения эффективности охвата пласта вытесняющим агентом и сокращения объемов добычи нежелательных флюидов. Текущее состояние технологии создает и ряд проблем в процессе проектирования скважин и требует принятия дополнительных мер предосторожности на этапе заканчивания, которые непосредственно сказываются на объеме затрат на ее применение. В основе большинства случаев предвзятого отношения к ИСЗ лежит негативный опыт прошлых лет, когда причинами неудач было неэффективное планирование или ненадлежащее качество выполнения работ, что приводило к значительному увеличению затрат на монтаж. Несмотря на частое применение ИСЗ, продолжительность заканчивания скважин в подсолевых пластах значительно снизилась по сравнению с ранними этапами разработки этих месторождений. Данные результаты говорят о том, что при надлежащем управлении можно добиться конкурентного срока строительства с использованием этой технологии. Выбор материалов и обеспечение бесперебойного режима притока представляют собой серьезные риски как для управления затратами, так и для производительности скважины. Необходимо выполнить большой объем работ, чтобы обеспечить эксплуатацию оборудования в течение проектного срока эксплуатации в соответствии с планом, а также произвести надлежащий расчет скорости образования коррозии, эрозии и отложения солей на этапе проектирования, которые не снизят продуктивность скважин. Важным этапом планирования является определение состава металлических компонентов оборудования для заканчивания скважин из-за содержания примесей (таких, как высокий уровень CO_2 и H_2S) в продукции скважин, это способствовало выбору корро-

зионно-стойких сплавов (КСС) в качестве стандартных материалов для разработки подсолевых залежей. Кроме того, нужно помнить о риске эрозии оборудования в процессе эксплуатации. В качестве определяющего фактора успеха было выявлено осаждение карбоната кальция на ранней стадии, а для лучшего понимания природы его образования в 1СУ были проведены специальные исследования.

На способность данной технологии работать надлежащим образом может повлиять целый ряд решений. Особо важную роль играют подводная инфраструктура и функционал устьевого оборудования. Рассмотрение возможности применения системы ИСЗ на раннем этапе планирования разработки месторождений позволит правильно применить непредвиденные методы управления разработкой месторождений. Большинство ограничений по применению ИСЗ на глубоководье связаны с конструкцией подводных устьев скважин, которые были выбраны на раннем этапе проекта.

Ключевым аспектом в данной ситуации является использование соответствующей технологии ИСЗ. Даже при потенциально оправданных преимуществах в части финансовой выгоды от ее внедрения сама по себе система не принесет ожидаемой прибыли, если ее эксплуатация и обслуживание ведутся с нарушениями. Необходимо осознавать пределы возможностей системы и ее зависимость от системы управления в целом, чтобы обеспечить исправное функционирование ICV и безотказность системы. Система способна самоокупиться исключительно при надлежащей и по возможности упреждающей эксплуатации. Несмотря на то, что многие инженеры-технологи неохотно соглашались на ее применение ввиду довольно консервативного образа мышления, основной причиной их нежелания является недостаток знаний или недоверие к самой технологии. Одним из способов укрепления доверия может стать подбор подходящего оборудования с учетом доказанной производительности и собственной надежности, повышенной гибкости системы управления, а также применение цифрового моделирования в режиме реального времени, часто

называемого цифровыми нефтяными месторождениями. Поддержка последнего осуществляется за счет обширных возможностей мониторинга и контроля на этапе заканчивания, что позволяет проводить такое моделирование, которое бы наилучшим образом подходило процессу принятия решений, обеспечивая надежность и прогнозирование потенциальных выгод управления системой и реализации программы оптимизации притока.

6.3 Подбор оборудования

Как уже говорилось выше, конструкция закачивания была стандартизирована как интеллектуальная система закачивания в двух горизонтах, хотя в некоторых случаях использовались ее модификации. Система применялась на акваториях с глубиной моря 2100-2300 м с задействованием буровых установок с системой динамического позиционирования. Скважины были обсажены комбинированной обсадной колонной $\varnothing$ 244,5 мм весом 79,6 кг/м со специальным нестандартным диаметром 215,9 мм и обсадной колонной 273 мм весом 126,9 кг/м. Каждый интервал был перфорирован с использованием перфоратора, спускаемого на колонне НКТ в двух интервалах за один прием. Интервал перфорации, как правило, превышает 100 м в каждом интервале. Обычно скважины были вертикальными или наклонно-направленными с максимальным углом наклона 50° , при этом максимальная интенсивность набора кривизны составляла не более $3^\circ/30$ м.

Из-за высокого содержания CO_2 (20-60% об.) и H_2S в продукции скважин в качестве основного материала была выбрана супер дуплексная нержавеющая сталь (SDSS), которая по мере необходимости заменялась никелевыми сплавами. По причине эксплуатации в кислой среде в качестве справочных данных при выборе материала использовались стандарты ISO 15156 и NACE MR0175. Также решающими критериями, определяющими выбор материала, были результаты анализа отдельных частиц в процессе механического и эрозионного анализа.

Оборудование для применения в таких неблагоприятных условиях эксплуатации должно быть изготовлено из сортовых заготовок без применения сварки. Для обработки деталей можно использовать только отоженный сортовой прокат ввиду высокой вероятности деформации деталей остаточным напряжением после обработки и наличия угрозы посадки деталей с жесткими допусками. В настоящее время на рынке сортовой прокат из супер дуплексной нержавеющей стали доступен только в модификациях с минимальным пределом прочности на разрыв 553 или 586 МПа (80 000 или 85 000 PSI), а для тех случаев, когда требуются детали с более высокими механическими свойствами, были выбраны никелевые сплавы, чтобы обеспечить повышенный минимальный предел прочности на разрыв 758 МПа (110 000 SPI) и выше для производства элементов, рассчитанных на такую высокую нагрузку.

Прямое гидравлическое управление было выбрано в качестве системы управления, в основе которой лежит простота эксплуатации, результаты применения в отрасли и надежность. Выбрана архитектура системы по типу $N + 1$, где N - количество ICV. В такой схеме, чтобы закрыть все ICV, используется одна и та же линия. Стандартный размер НКТ для КНБК составлял 114,3 мм, 20,1 кг/м с использованием высококачественной резьбы с минимальным внутренним диаметром 95,25 мм. Каждый интервал оснащается многопозиционным ICV для управления притоком или оттоком. ICV представляют собой золотниковые клапаны с гидравлическим приводом, регулирующие поток между затрубным пространством и НКТ с восемью положениями штуцера. Для запираания потока предусмотрен модуль управления, ограничивающий количество флюида, высвобождаемого из поршневой камеры ICV, которая регулирует прямолинейное движение внутренней втулки. Такая последовательность позволяет ICV открываться постепенно, переходя от одной заранее откалиброванной позиции запираания к следующей. Что касается направления закрытия, то ICV способен закрываться за один ход из любого положения. Такая уникальная функция

может использоваться для перемещения ICV в исходное положение, которое подтверждается профилем давления в системах постоянного мониторинга и управления. Клапан регулирования притока (ICV) - это главный внутрискважинный блок, с помощью которого можно изменять приток или отток для определенного интервала. Он может считаться активным инструментом управления пластами в системах ИСЗ. Именно по этой причине необходимо учитывать и при возможности снижать риски отказов, связанные с этими клапанами. Для упрощения их классификации были выделены две основные категории: конструкторские риски и внешние факторы. Для профилактики конструкторских рисков необходимо предусмотреть надлежащую конструкцию и надежный процесс проверки соответствия требованиям с целью обеспечения предсказуемой работы инструмента в заданных эксплуатационных режимах.

Кроме того, при применении данных систем их спуск в скважину необходимо выполнять с максимальной осторожностью, чтобы не повредить инструменты или линии управления. Для снижения рисков выполняется также оценка нагрузок и механизмов износа (одним из таких механизмов является эрозия), которым будет подвергаться клапан во время эксплуатации. Для этого требуется разработать специальный план действий, с помощью которого можно предупредить превышение пороговых значений скорости потока, когда через клапаны проходит добываемая продукция или закачиваемая жидкость. Выявленный минеральный осадок (солевые отложения), как оказалось, представляет собой потенциальный риск отказа клапана, поэтому для добывающих скважин была разработана специальная система закачки химреагента для ICV, в которой используются ингибиторы солевых отложений. При этом в качестве эксплуатационных пакеров для системы контроля потока были выбраны многоканальные пакеры для изоляции верхних и нижних интервалов. Оба пакера устанавливались гидравлической системой за счет давления в НКТ без перемещения корпуса. Две конструкции пакера (MFT и HF1) успешно применяются на разных

проектах. Основным отличием этих двух видов является метод их извлечения из скважины. Чтобы извлечь пакер MFT, его следует отрезать с использованием химической или механической труборезки. Для извлечения пакера HF1 его сначала необходимо сдвинуть с помощью специального инструмента (который спускается на глубину, на которой расположен пакер, и приводит в действие механизм расцепления), после чего пакер поднимается на поверхность под напором промывочной жидкости.

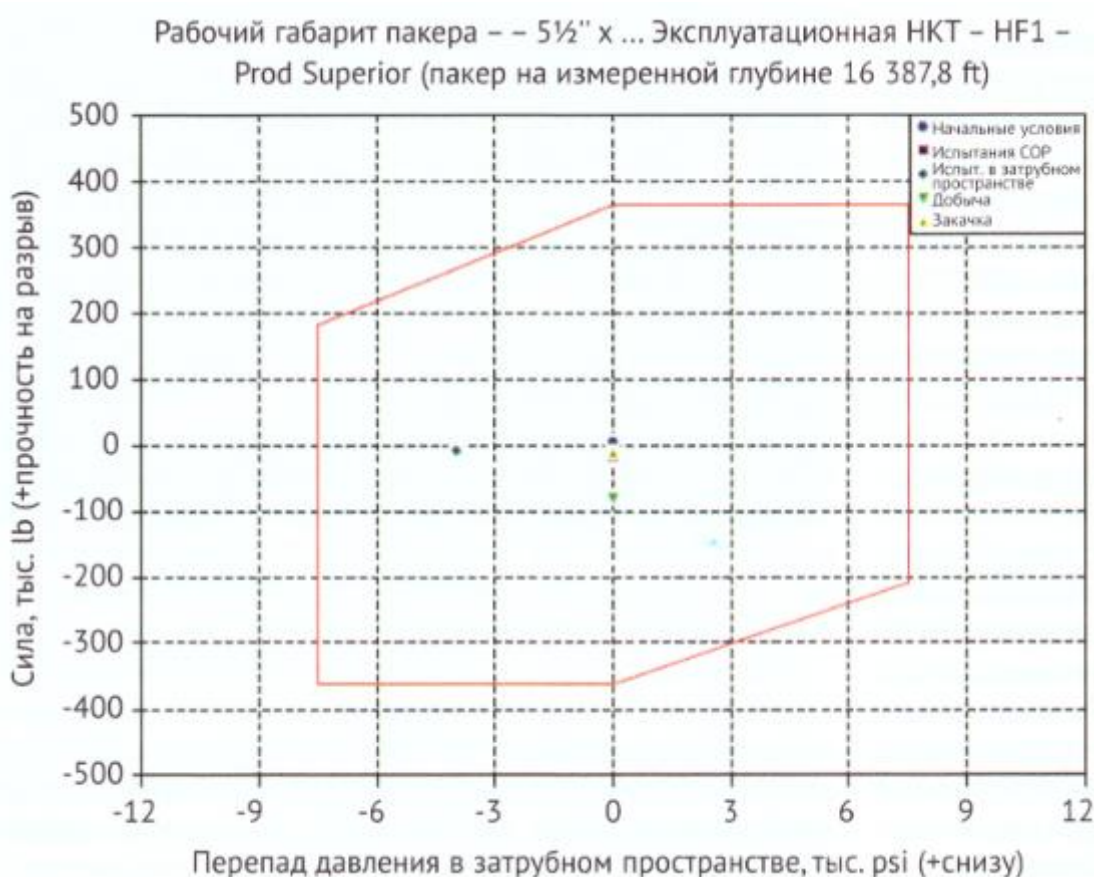


Рис. 6.3. Анализ нагрузок при разных рабочих габаритах пакера

6.4 Результаты

Каждый интервал становится частью единой компоновки, включающей в себя все элементы оборудования, необходимые для каждой конкретной зоны в наземном объекте управления. Двумя основными причинами такого подхода являются сокращение объемов работы, выполняемой на буровой установке береговым персоналом, и снижение риска, сопряженного с

защитой линий над оборудованием на буровой площадке. Согласно требованиям процесса линии необходимо прокладывать вдоль пакеров, ICV оправок шаблона, при этом прокладка линий управления может быть трудоемким и опасным процессом при выполнении работы на буровой площадке. Все места соединения отцентрованы в переводниках для сращивания, что позволяет одновременно выполнять несколько соединений между сборочными линиями и плоскими шлангами flatpack (гидравлическими линиями и электрическими кабелями в плоском полимерном массивном кожухе), сокращая тем самым время работы на буровой площадке. Каждая линия выполняет определенную функцию: открытие верхнего ICV, открытие нижнего ICV или закрытие всех ICV. Отдельные линии в шланге flatpack были промаркированы цветом, что упрощает их распознавание и позволяет не перепутать их в процессе сращивания НКТ малого диаметра с компоновками и подвеской НКТ. Положение каждой линии должно быть спланировано с учетом запланированной последовательности линейных функций в шлангах flatpack. Стандартизация конструкции скважины и материалов позволила оптимизировать время и качество процесса подготовки в береговой зоне. Изначально считалось, что на подготовку полного комплекта оборудования в среднем требуется 25 дней. Недавно время подготовки в некоторых случаях было сокращено до 7 дней, причем это не отразилось на качестве выполняемых работ.

На эксплуатационный пакер перешла смоделированная нагрузка НКТ из-за отсутствия системы компенсации смещения НКТ, позволяющей обходить линии управления. Пакер должен выдерживать нагрузки, передаваемые НКТ в рамках запланированных операций и эксплуатации скважин, такие как смятие, вздутие, тепловое расширение и поршневые эффекты. Выполнение моделирования было необходимо для того, чтобы подтвердить пригодность пакера для конструкции скважины.

Чтобы спрогнозировать поведение системы при спуске в скважину

труб (RIH), на этапе планирования был произведен расчет скручивающих и осевых нагрузок. При работе наклонно-направленной скважины проверяется соблюдение требований технологической подготовки к работе, а средства моделирования используются для сравнения с фактическими значениями, замеренными во время каждой операции.

Залогом успеха является квалифицированный персонал морской платформы. На момент начала кампании в 2013 году страна испытывала нехватку специалистов. Местные квалифицированные специалисты были приглашены на обучение за рубеж. Руководители работ были командированы в такие страны, как Норвегия, США, Катар, Кувейт, Бруней и Россия, для получения практических знаний в целях ознакомления и соблюдения требований надлежащих процедур в процессе планомерного внедрения и накопления оперативного производственного опыта. Приобретенные знания были доведены до сведения новых сотрудников и дополнительно привлеченного местного персонала.

Важным показателем эффективности работы бригады по системам интеллектуального заканчивания морских скважин было время работы, затраченное на буровой площадке для подготовки КНБК к спуску в скважину, - в течение данного периода производилась оценка эффективности использования рабочего времени с момента монтажа ИСЗ до момента сборки всех монтажных соединений КНБК и ее готовности к спуску на трубах. Это важный показатель, поскольку из оценки исключается большинство действий, выполняемых сторонними лицами, данный период является ключевым этапом подготовки буровой площадки.

Тем не менее, быстрое выполнение работ на буровой установке не всегда является показателем хорошей оценки, если оно не связано с КРІ в рамках общего контроля качества. В 2013 году произошла крупная авария во время монтажа второй скважины, когда линия управления, почти достигшая заданной глубины, была повреждена. Пришлось поднять компоновку для заканчивания скважины и смонтировать резервное оборудование. Основной

причиной происшествия оказалась ненадлежащая защита одной из линий управления, которую повредили во время подготовки к эксплуатации. Были приняты меры, которые хорошо себя зарекомендовали, и такие происшествия больше не повторялись. Спустя почти два года (2014 и 2015 годы), в течение которых не было инцидентов с потерей времени из-за непроизводительных простоев (НПВ), произошел простой в результате отказа сервисного оборудования, в первую очередь по причине поломки барабана в процессе работы. Кроме того, на одном из использованных модулей был выявлен заводской дефект, обнаруженный в процессе спуска. После осмотра и оценки последствий произвели замену поврежденного участка, и работа установки была восстановлена.

Учитывая сложность, объемы работ, которые необходимо выполнить для поддержки эксплуатации каждой системы, и число случаев НПВ, относящихся к технологическим услугам, можно сделать вывод, что в целом технология весьма надежна в работе даже при ее применении на сверхглубоких акваториях.

6.5 Современные тенденции

Хотя стандартизация оборудования сыграла немаловажную роль в успехе вышеупомянутой кампании, данная стандартизация начинает ограничивать способность адаптации к будущим нуждам управления и мониторинга разработки пластов. Высокая проницаемость подсолевых карбонатных пород позволяет достигнуть крайне высоких темпов добычи (более 40 тыс. барр. н. э./сут). Высокая проницаемость создает риск значительного уровня поглощения пластом на этапе заканчивания. Нынешняя конструкция не подходит для таких сценариев, поскольку материалы, используемые для борьбы с поглощением, могут отразиться на функциональности и работе. Кроме того, из-за использования шлангов на всем протяжении скважины в настоящее время не представляется возможным использовать систему бурения с управляемым давлением (МРЭ),

чтобы внедрить ИСЗ. Все это повышает важность борьбы с поглощением до начала эксплуатации системы. В связи с этим требуется разработать новую конструкцию скважины, в которой во время выполнения интеллектуального заканчивания скважина будет изолирована, или выполнять интеллектуальное заканчивание за два рейса. В первом случае планируется внедрить более раннюю версию механической селективной системы. Во втором случае потребуется внутрискважинная система отсоединения. Для этого необходимо разработать новую технологию.

Одна из проблем, с которыми сталкиваются новые конструкции, - это возможность их использования на участках необсаженного ствола. Скважина, в которой зона коллектора проходит в открытом стволе, позволит сэкономить на времени строительства скважины; при этом следует проявлять осторожность при использовании ИСЗ в интервале открытого ствола по двум основным причинам: во-первых, это наличие риска повреждения линий управления при спуске в необсаженный ствол скважины, что можно предотвратить за счет усиления защиты линии управления в открытом стволе (применение ИСЗ в открытом стволе - задача не столь уникальная, перед внедрением ИСЗ необходимо произвести надлежащую промывку скважины), а во-вторых, это возможность разобщить зоны в интервале необсаженного ствола после кислотной обработки. Встречались случаи, когда разобщение было нарушено в некоторых обсаженных и перфорированных интервалах при проведении работ по интенсификации притока, при этом в необсаженном стволе такая вероятность еще выше. Кроме того, разобщающий барьер также должен быть проходным, но технология, позволяющая изолировать карбонатный коллектор, еще не представлена на рынке. Изоляция тоже представляет собой проблему при рассмотрении переменной проницаемости карбонатных коллекторов. Выбор надлежащего места для установки разобщающего барьера в открытом стволе позволит достигнуть необходимого уровня изоляции и поддерживать его. Если количество интервалов увеличивается по причине управления разработкой пластами, то

задача сохранения разобобщения между зонами только усложнится. Даже с учетом всех проблемных нюансов такого сценария преимущества сокращения времени проходки и вскрытия большей части пласта сполна компенсируют их, а компании-операторы, в свою очередь, стремятся использовать данный подход для будущей разработки месторождения. Такой подход наверняка увеличит риск поглощения жидкости и усилит желание найти решение проблемы ликвидации избыточного поглощения жидкости пластом, которое обсуждалось ранее.

Еще одним существенным аспектом разработки подсолевых пластов, который становится все более актуальным, является эксплуатация отдельных скважин. Для повышения окупаемости затрат на подсолевые месторождения планируется разбуривать их меньшим количеством скважин, но при этом их эффективность должна повыситься. Среди нескольких доступных возможностей наиболее важными являются две: увеличение объема добычи по каждой скважине до 100 тыс. барр. н. э./сут и сокращение упущенной добычи в результате отказов оборудования или систем. Существует ряд проблем на пути безопасного увеличения среднего дебита скважин, и для решения многих из них необходимы новые технологические разработки. Характер воздействия такого высокого дебита на заканчивание скважины до конца не ясен, а оборудования для заканчивания скважин большого диаметра недостаточно. Вследствие низкой вязкости и высокого газового фактора вибрация также может стать причиной серьезного отказа, для линий управления. Существуют потенциальные области для усовершенствования, а увеличение зональной плотности может помочь поддерживать высокие объемы добычи в течение длительного периода времени, а также минимизировать прорывы воды или газа путем перекрытия проблемных зон. Другой возможный вариант - применение многоствольных технологий.

Развитие многоствольной технологии позволяет использовать ее в сочетании с системой по борьбе с выносом песка (например, с гравийными набивками и ГРП с применением проппанта). К тому же она может быть

интегрирована с управлением многозабойной скважиной в сочетании с ИСЗ скважин в нескольких (больше трех) продуктивных интервалах.

Кроме того, в отрасли внедряются методы определения надежности и анализа применительно к оборудованию для заканчивания. Многие компании-операторы и сервисные компании стараются определить базовые показатели надежности, а также сделать критерии и концепции надежности привычными для заинтересованных сторон. Именно поэтому необходимо наладить диалог с другими отраслями промышленности, где надежности придается существенное значение. Такая мера может принести нефтегазовой отрасли большую выгоду. При меньшем количестве скважин и более высоком дебите каждой скважины экономические последствия отказов могут составить сотни миллионов долларов убытков в виде упущенной выгоды из-за потери добычи.

В данном проекте использовалась прямая гидравлическая система управления. Ее можно рассматривать как самый простой способ управления ИСЗ за счет гибкости, удобства понимания, надежности и успешного широкого применения. В случае ее использования для разработки подсолевых отложений неустановившееся давление (возникшее вследствие приведения в действие системы управления) играет весомую роль во времени, необходимом для управления ИСЗ скважин. Источниками давления обычно являются аккумуляторы, устанавливаемые на устье скважины. Но даже при данном сценарии жидкости необходимо преодолеть интервал в 3000 м по линии с внутренним диаметром 3,8 мм (0,152"), что заметно замедляет время отклика ICV. Следует отметить, что скважина не была оснащена внутрискважинными датчиками давления, позволяющими измерить давление на торцевой поверхности инструмента, или позиционными датчиками, непосредственно сопряженными с ICV. Отсутствие такой контрольно-измерительной аппаратуры препятствует поиску и устранению неполадок и определению основных причин неисправностей в отдельных случаях, что затрудняет разработку и принятие

корректирующих мер. На этапе планирования были учтены только два интервала, так что количество линий управления не стало причиной ограничения работы. Для добывающих скважин также требуется наличие системы закачки химреагентов с выделенными линиями, монтируемыми непосредственно с оборудованием ИСЗ скважин, в связи с чем приходится предусматривать большее количество линий. При этом некоторые подсолевые резервуары требуют дополнительной расчлененности, чтобы более эффективно предотвращать прорывы воды или газа на протяжении всего периода эксплуатации скважины. Ввиду некоторых особенностей конструкции скважинного устьевого оборудования увеличение количества интервалов перфорации - действительно нелегкая задача. На сегодняшний день решение данной задачи возможно только в нагнетательных скважинах, в которых не требуется наличие системы закачки химреагентов. Если в новых подсолевых скважинах нужна дополнительная расчлененность пластов, следует рассмотреть новую конфигурацию системы управления.

Применение мультиплексной системы с использованием внутрискважинной электроники для управления перемещением ICV - наиболее подходящее решение. В дополнение к усовершенствованной системе управления и сокращенному времени отклика внедрение внутрискважинной электроники позволяет улучшить мониторинг на этапе заканчивания и содействует внедрению новых технологий мониторинга разработки пластов. Система может развиваться как единая схема управления всеми скважинными клапанами с дистанционным управлением, что позволит безопасно управлять клапанами закачки химреагента и скважинными предохранительными клапанами при помощи одной и той же системы. С целью эффективного внедрения данной технологии надежность - первоочередная задача. Процесс проверки такой системы управления на предмет соответствия нормативным требованиям должен быть очень надежным, необходимо подобрать соответствующий контроллер, который прослужит в течение всего ожидаемого срока эксплуатации системы.

Мультиплексные системы управления обычно подразделяются на две категории. Первая - гибридные системы, использующие электрические кабели для коммуникации и питания электронной аппаратуры и датчиков на забое, но использующие гидравлическую жидкость для приведения в действие ICV. Такие системы представляют собой простое, но элегантное решение для энергоснабжения забойной аппаратуры и оборудования. Вторая категория - полностью электрические системы, как их часто называют, хотя в действительности они либо электромеханические, либо электрогидравлические - с единым электрическим интерфейсом на устье скважины. В системе электроснабжения используется электроэнергия для коммуникации и приведения в действие забойного оборудования. Основным отличием является интерфейс устья скважины.

Для гибридных систем необходимо провести от устья скважины гидравлические и электрические линии. Скважинная электрогидравлическая система имеет встроенную гидравлическую систему для приведения в движение с гидроприводом. Электромеханическая система преобразует электрическую энергию в механическое движение для непосредственного срабатывания клапанов на забое скважины. Оценивая существующие технологии, можно утверждать, что гибридные и электрогидравлические системы, как правило, дают больше преимуществ ICV по сравнению с электромеханическими системами, позволяя легче справляться с возможными отложениями солей. Кроме того, спуск большего числа единиц оборудования в скважину снижает надежность, если архитектура системы не предусматривает избыточной мощности. Устранение необходимости наличия гидравлических систем на устье скважины может существенно отразиться на экономических показателях разработки месторождения, если производить сравнение на системном уровне, поскольку исключительно электрический интерфейс устья скважины позволит в значительной степени сократить капитальные затраты по сравнению с электрогидравлическим мультиплексным интерфейсом.

При этом сохраняется следование тенденции к повышению уровня активности операций, выполняемых под водой. К ним относятся увеличение дожимного давления, сепарация, повторная закачка в пласт и так далее. В случае применения таких технологий потребуются усовершенствовать управление скважиной и обеспечить дополнительный контроль режимов потока флюида. Данные концепции и тенденции могут быть с легкостью адаптированы в случае разработки электрических систем внутрискважинного управления и обеспечения прочно установившегося системного уровня надежности. Отложение солей и органические отложения представляют серьезную угрозу для электрооборудования устья скважины из-за отсутствия доступной технологии, которая была бы такой же эффективной, как и система непрерывной закачки ингибитора отложения солей по гидравлическим трубам малого диаметра с устья скважины. При этом необходимость закачки химреагентов способна изменить экономическое равновесие предпочитаемого решения. Все преимущества использования интеллектуальных систем заканчивания скважин (сокращение объема добычи нежелательных флюидов, увеличение конечной накопленной добычи по месторождениям, отсутствие необходимости проведения ГТМ и так далее) требуют принятия реальных решений отделом по управлению разработкой месторождений компании-оператора и совместных действий с отделом по добыче нефти на шельфе, чтобы фактически перейти на работу с использованием ICV. Но зачастую в отрасли плохо представляют себе эту технологию, она довольно редко внедряется. Во многих случаях из-за отсутствия знаний или доверия к технологии компании игнорируют переход к эксплуатации на базе ICV, недооценивая тем самым потенциальные преимущества этой технологии. При реализации цифрового нефтяного месторождения, на котором станет возможно собирать все скважинные данные, передаваемые системой мониторинга работы скважины в режиме реального времени, наряду с прогнозными моделями, которые облегчают процесс принятия решений сторонами, участвующими в эксплуатации.

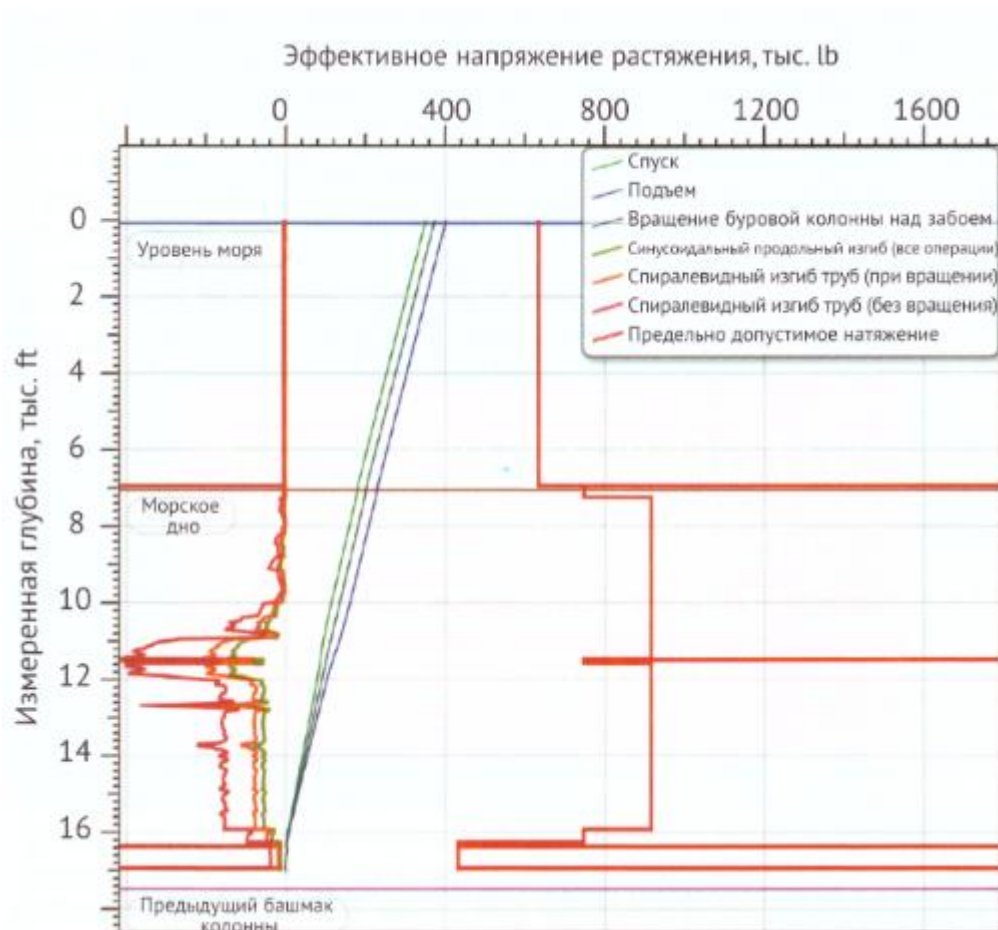


Рис. 6.4. Распределение эффективного напряжения растяжения буровой колонны по глубине ствола скважины

В результате внедрения данной системы мы получим полностью автоматизированную систему принятия решений. При этом придется уделить много времени ее разработке вследствие серьезного отставания применяемой технологии внутрискважинного мониторинга и тех неопределенностей, которые связаны с применяемыми программными средствами моделирования, а также вследствие основных пластовых и геологических неопределенностей.

Вывод. Интеллектуальные системы заканчивания доказали свое право называться ключевым инструментом в процессе управления разработкой пластов, способным повысить конечную стоимость актива за счет исключения ГТМ и повышения коэффициентов нефтеотдачи. Очевидно и то,

что в последнее время темпы применения этой технологии стремительно набирают обороты, поскольку компании-операторы ищут более эффективные способы заканчивания скважин и используют систему заканчивания в качестве активного инструмента оптимизации продуктивности скважин. Такие преимущества можно будет реализовать только в случае эффективного и активного использования системы.

Вопросы для самопроверки

1. Какие бывают интеллектуальные системы закачивания скважин на примере подсоловых пластов Бразилии?
2. В чём проблемы ультраглубоководных проектов?
3. Подбор оборудования.
4. Современные тенденции.

Литература

1. Родригес Д.Н., Подсоловые пласты Бразилии / Д.Н. Родригес, Л.Б. Минасса, Р.С. Нуньес, Л.С.П. Коста // Offshore, December 2017, p. 36 – 41.

7. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ДВУСТВОЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

План

- 7.1 Интеллектуальные двуствольные скважины
- 7.2 Обзор проведённых работ по строительству двуствольных скважин

Первые интеллектуальные двуствольные скважины на месторождении им. В. Филановского - это яркий пример того, как новые технологии помогают оптимизировать затраты и, благодаря увеличению охвата дренируемых запасов, повысить дебиты скважин. Двуствольная геометрия скважины, с возможностью одновременно отслеживать и контролировать

каждый ствол по-отдельности, способствует оптимизации работы скважины, продлению периода беспроблемной эксплуатации скважины и вносит вклад в увеличение накопленной добычи с месторождения. В лекции акцентируется внимание на конструкции скважин, выполнении работ и результатах эксплуатации скважин.

В результате проделанной работы компания ЛУКОЙЛ успешно пробурила две первые интеллектуальные двуствольные скважины на месторождении им. В. Филановского, дебиты которых оказались выше на 20-60% по сравнению с дебитами соседних горизонтальных скважин. Эти первые скважины в очередной раз показали, что современные интеллектуальные многоствольные технологии являются достаточно зрелыми, чтобы обеспечивать стабильные результаты. Ввод скважин в эксплуатацию показал, что их фактические дебиты совпадают с расчетными. Все это в очередной раз показывает, что конструкция интеллектуальных многоствольных скважин обеспечивает ряд преимуществ, таких как экономия слотов на платформе, более высокие дебиты скважин, ускоренный прирост добычи, и может способствовать увеличению общей накопленной добычи на месторождении.

Широко принято мнение, что бурение многоствольных скважин является настолько рискованным, что нет смысла рассматривать двуствольные технологии для применения в разработке реальных месторождений. На месторождении им. В. Филановского интеллектуальные двуствольные скважины помогают увеличить дебиты нефти, снижают капитальные затраты и способствуют увеличению накопленной добычи (рис. 7.1). Существуют проекты, где все месторождение разрабатывается двух- и трёхствольными скважинами. Обычно основной причиной для использования многоствольных скважин является сложный пласт, который не получается эффективно разработать обычными скважинами. Например, месторождение Vincent (Nettleship и др. 2014) представляет собой слабосцементированный коллектор, насыщенный высоковязкой нефтью.

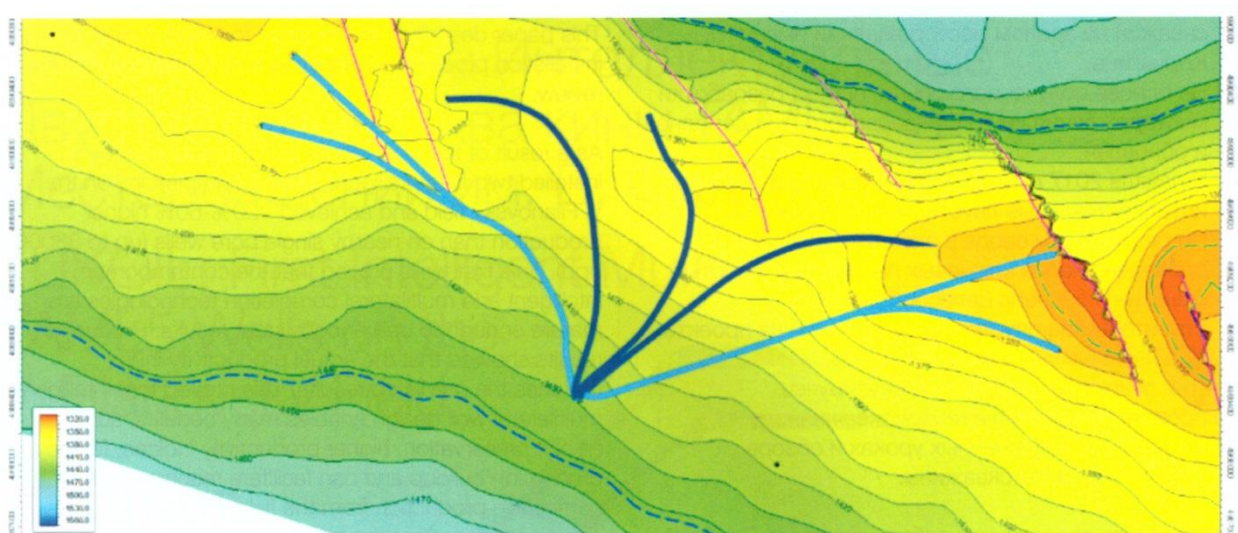


Рис. 7.1. Карта месторождения им. В. Филановского

Обычные горизонтальные скважины не позволяли экономически эффективно охватить пласт бурением и обеспечить необходимые уровни добычи. Многоствольные скважины позволили увеличить дебиты скважин, удерживая капитальные затраты на разумном уровне. Другой пример, месторождение им. Ю. Корчагина, (Шестов и др. 2015; Ружников и др. 2016; Елисеев и др. 2016) представляет собой месторождение с газовой шапкой и нефтяной оторочкой. Чтобы достичь проектных целей по добыче и коэффициенту извлечения нефти, важно очень точно располагать горизонтальные стволы между ВНК (водонефтяным контактом) и ГНК (газонефтяным контактом). Кроме того, необходимо минимизировать депрессию на пласт во избежание преждевременного прорыва газа или воды. В этих условиях двуствольные скважины позволяют распределять депрессию на большую площадь коллектора, тем самым отдаляя неизбежные прорывы газа и способствуют увеличению накопленной добычи нефти.

Месторождение им. В. Филановского представляет собой антиклинальную ловушку, осложненную серией разломов, которые делят коллектор на несколько частично-сообщающихся блоков. Основной объект разработки, нижнемеловой пласт состоит из четырех пропластков разделенных перемычками. На этапе проектирования разработки ожидаемые

дебиты нефти для одноствольных скважин закладывались на уровне 2500 т/сут, для двуствольных скважин – 4000 т/сут, что показывает, насколько важным этот проект является для компании ЛУКОЙЛ.

Для того, чтобы минимизировать количество используемых слотов на платформе, все добывающие скважины были запланированы как двуствольные. Для того чтобы снизить риски и обеспечить гибкость в управлении месторождением, добывающие скважины могли быть пробурены как одноствольные, с возможностью строительства второго ствола позже. Чтобы убедиться, что технологии достаточно зрелые, были запланированы и выполнены две пробные работы на соседнем зрелом месторождении им. Ю. Корчагина (Ружников и др. 2016). Работы прошли без инцидентов, без непродуктивного времени, связанного с многоствольными операциями. Первые успешные работы доказали, что строительство интеллектуальных двуствольных скважин имеет смысл как с технической, так и с экономической точки зрения. Первая фаза разработки месторождения им. В. Филановского планируется с использованием бурения 6 добывающих и 2 нагнетательных скважин. Из них 2 добывающие скважины было решено пробурить в двуствольном исполнении сразу - скважины А и В (Рис. 7.1, Рис. 7.2).

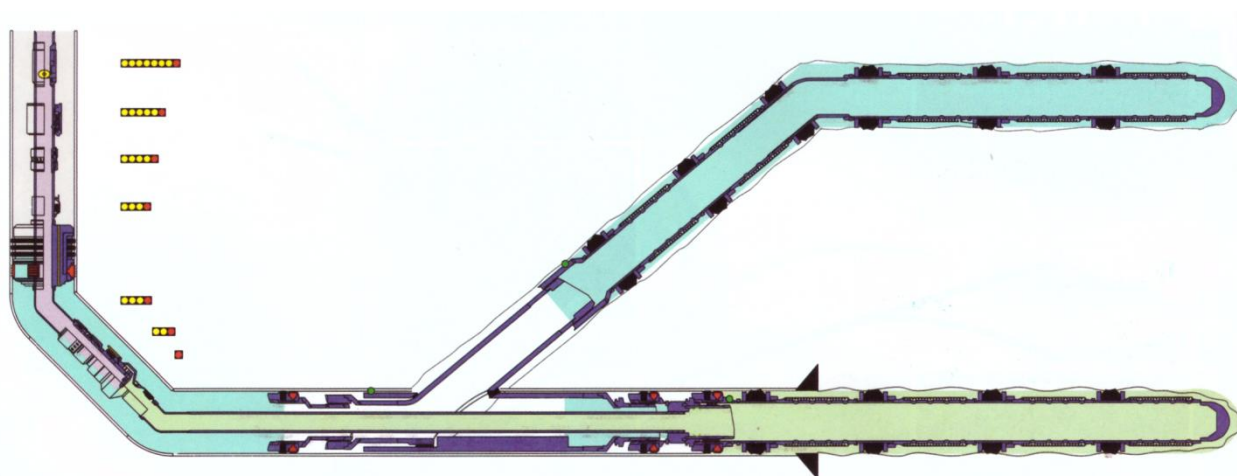


Рис. 7.2. Конструкция скважин А и В

Стволы двухствольных скважин были проложены в один и тот же целевой горизонт, каждый ствол оборудован противопесочными фильтрами. Фильтры основного ствола оборудованы сдвижными втулками (муфтами), которые позволяют закрывать фильтры с помощью инструмента на геофизическом кабеле или гибких насосно-компрессорных трубах без извлечения колонны внутрискважинного оборудования. Для предотвращения попадания газа в скважину в случае вырезки окна в газонасыщенном интервале скважины оборудуются герметичным узлом разветвления TAML5. Колонна внутрискважинного оборудования с датчиками давления и температуры и многопозиционными клапанами контроля притока позволяет отслеживать состояние скважины и контролировать добычу из каждого ствола по-отдельности.

7.2 Обзор проведенных работ по строительству двухствольных скважин

Для того, чтобы поделиться опытом, накопленным в процессе подготовки и бурения четырех двухствольных скважин, ниже представлено описание процедуры строительства скважин с комментариями.

7.2.1 Бурение интервала под эксплуатационную колонну

При планировании двухствольной скважины важно учесть ряд моментов, связанных с бурением интервала под эксплуатационную колонну. Для той части труб обсадной колонны, где планируется вырезать окно, центраторы устанавливаются не в середине трубы, а под муфту, с тем, чтобы избежать фрезерования окна сквозь центратор. Система вырезки окна и узел разветвления имеет технологическое ограничение по пространственной интенсивности, не более $3^\circ/30$ м. Кроме основной точки зарезки выбирается запасная, на 20 м выше. Хвостовик размещается с перекрытием в 80 м и окно вырезается на 30 м выше хвостовика. Так как качество цементирования критически важно для успешной вырезки окна, нижний интервал обсадной колонны цементируется с использованием более тяжелого цементного

раствора, чем обычно. С тем, чтобы при цементировании плотность раствора не превысила градиент начала поглощения, нижняя часть обсадной колонны размещается в более устойчивых породах. Для того, чтобы избежать обрушения пород в интервале окна после вырезки, интервал вырезки также размещается в устойчивых породах. Для минимизации риска попадания нежелательного флюида (газа или воды) из интервала окна, по возможности окно вырезается в непроницаемых породах. В случае с месторождением им. В. Филановского всем этим требованиям соответствует глинистый интервал над целевым коллектором.

Обобщая требования к траектории, 130 м - 180 м нижней части эксплуатационной колонны должны быть установлены в 12-метровой глинистой перемычке. Интервал вырезки окна длиной 30 м-70 м должен быть пробурен с пространственной интенсивностью не более $3^\circ/30$ м.

Для скважины А потенциальный интервал вырезки (рис. 7.3) был удлинен, чтобы обеспечить до 6 запасных точек для вырезки окна. Кроме того, так как вырезка окна обычно производится в интервале с зенитным углом менее 90° , интервал под вырезку было решено пробурить не превышая 90° . Сам пласт залегает с углом 92° - 93° .

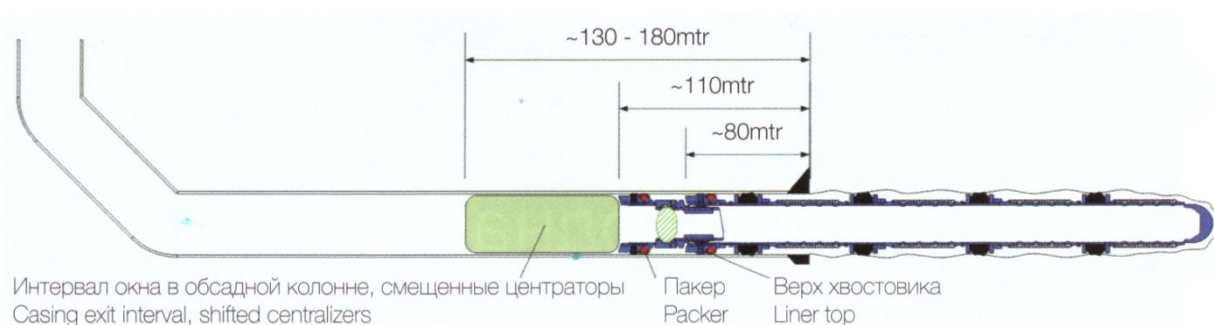


Рис. 7.3. Выбор интервала для фрезерования окна

В результате траектория в нижней части секции эксплуатационной колонны получилась довольно сложной. После спуска хвостовика в основной ствол при прокачке шара для отсоединения спускового инструмента, было

получено поглощение до 50%. Для контроля поглощения расход был ограничен и шар не получилось докачать до седла. Для того, чтобы шар дошел до седла, в колонну бурильных труб был сброшен губчатый шар, который позиционировал установочный шар в седле и позволил отсоединить спусковой инструмент гидравлически. В случае скважины А сложная траектория (рис. 7.4) стала причиной проблем при спуске хвостовика.

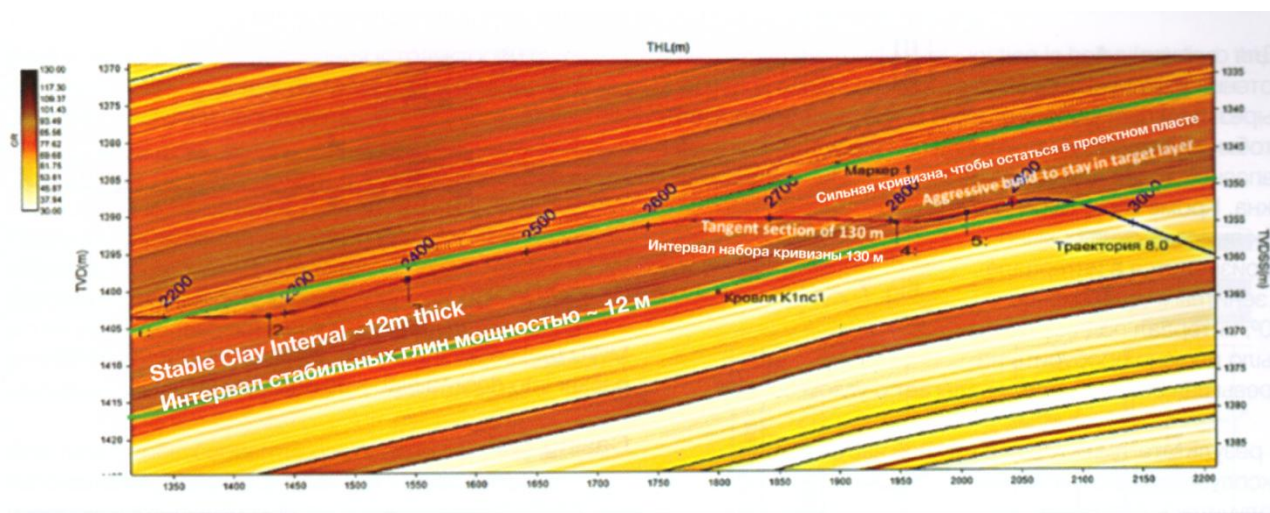


Рис. 7.4. Траектория нижней части секции под эксплуатационную колонну скважины А

Когда планировалась следующая двуствольная скважина В, все требования, описанные выше, были проанализированы и отсортированы по критичности. Требование к длине интервала для вырезки окна было сокращено с 130 м до 70 м. Риск вырезки окна в участке с углом больше 90° был признан низким. После того, как требования были пересмотрены, траектория скважины В получилась заметно более гладкой (рис. 7.5) и хвостовик был спущен без каких-либо инцидентов.

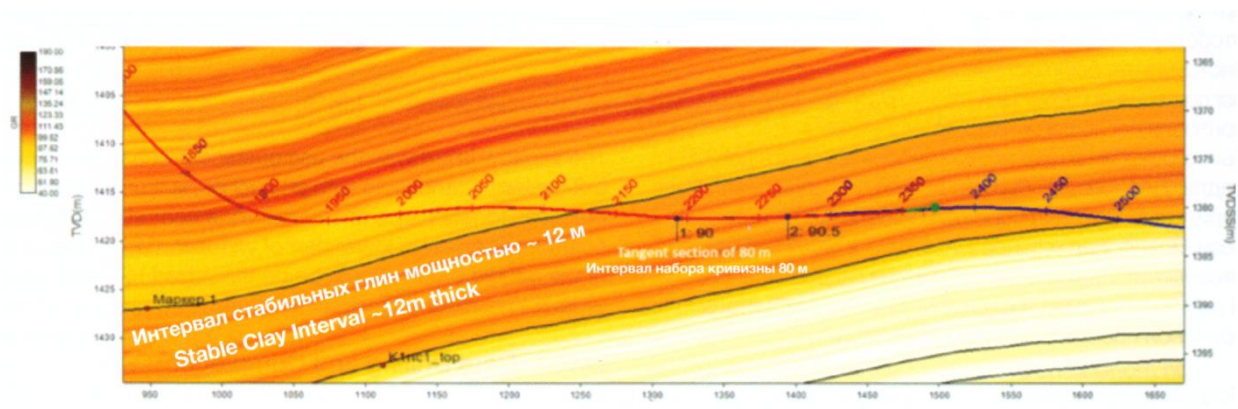


Рис. 7.5. Траектория нижней части секции под эксплуатационную колонну В

Этот пример показывает, что требования, ограничения и риски, которые рассматриваются при планировании работ, должны быть проанализированы в совокупности и отсортированы по важности. Финальный план работ должен позволить выполнять поставленные задачи с минимумом рисков. В данном случае лишние запасные точки вырезки окна и некритичные требования к траектории были отброшены.

7.2.2 Установка пакера-якоря с изоляционным клапаном и проверка ориентации

После того, как основной ствол пробурен и обсажен обычным порядком, начинаются операции по строительству второго ствола. Первый шаг — это установка компоновки пакера-якоря для изоляции основного ствола и создания якорного механизма для вырезки окна и установки узла разветвления (рис. 7.6).



Рис. 7.6. Установка и опрессовка пакера-якоря

Для того, чтобы сориентировать окно в желаемое направление, ориентация пакера может быть измерена отдельным рейсом с помощью забойной телесистемы. Хорошей альтернативой этому рейсу может быть использование телесистемы в составе компоновки установочного инструмента пакера. Это позволяет сориентировать пакер в желаемое направление и потом установить его.

7.2.3 Фрезерование окна

Окно фрезеруется стандартной системой, совместимой с пакером-якорем (рис. 7.7).

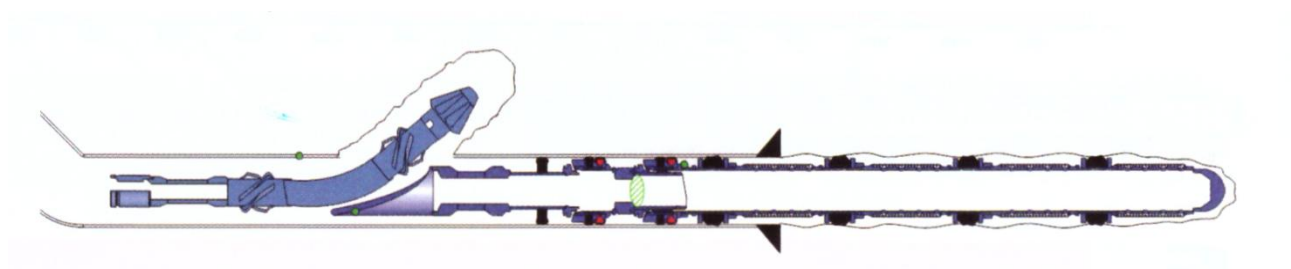


Рис. 7.7. Фрезерование окна в обсадной колонне

При операциях важно контролировать момент вращения и ограничивать проходку, особенно в нижней части окна. Длину шурфа рекомендуется минимизировать, чтобы избежать падения траектории и размыва пород в интервале окна.

7.2.4 Бурение бокового ствола

Операции проходят обычным способом. При бурении важно контролировать момент во избежание заклинивания инструмента в окне. Если установить голову хвостовика в размытой секции, это может затруднить стыковку с узлом разветвления. Чтобы этого избежать, при обратной проработке ствола, в интервале 25 метров под окном прописывается каверномер.

7.2.5 Боковой хвостовик

Боковой хвостовик спускается без вращения во избежание проворота клина и заклинивания в окне. Боковой хвостовик сбрасывается на 7-9 м ниже окна (рис. 7.8). Позже, при установке в скважине узла разветвления, он заходит в хвостовик и герметично стыкуется внутри. Важно, чтобы глубина головы хвостовика была известна с точностью ± 1 м.

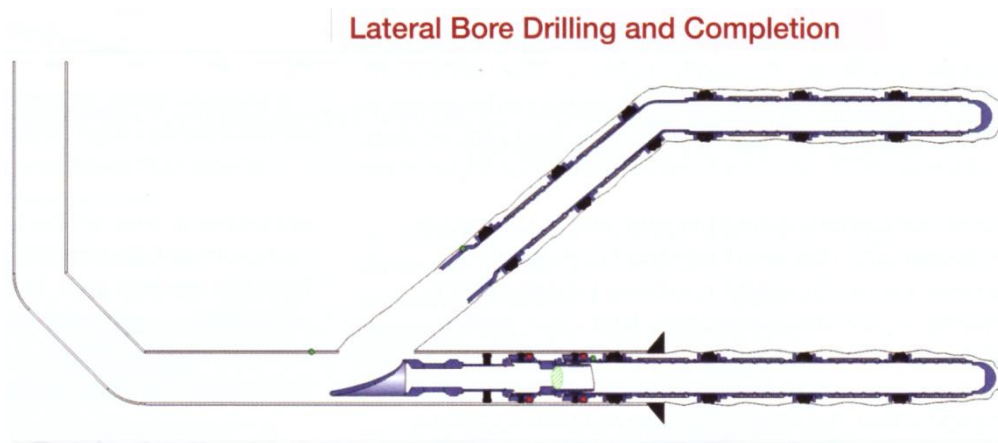


Рис. 7.8. Боковой ствол

При бурении глубина забоя скважины измеряется вращающейся компоновкой на бурение, а при спуске хвостовика - без вращения. В связи со складыванием колонны труб в скважине, разница в измеренной глубине забоя может превышать 1 м. При этом рассчитать глубину верха хвостовика возможно, но имеющиеся неопределенности не позволяют доверять расчетам. Для двуствольной скважины неточность в мере может привести к необходимости совершить дополнительный рейс.

Для того, чтобы исключить неопределенность глубины верха хвостовика, был применен ряд мер. В клин-отклонитель и верх хвостовика были установлены радиоактивные метки малой мощности (Pip tag). В состав спускового инструмента хвостовика был включен прибор гамма-каротажа во время бурения малого диаметра (забойная телесистема в режиме памяти). Благодаря малому диаметру прибора он был навинчен под седло спускового инструмента и расположен внутри хвостовика.

Сравнение увязанных по глубине каротажей, проведенных во время рейсов на бурение и спуска хвостовика (рис. 7.9) показало, что там, где ствол не обсажен, каротаж совпадает. В интервале, где установлен хвостовик, между каротажными диаграммами появляется зазор. Величина зазора соответствует толщине стальных частей хвостовика.

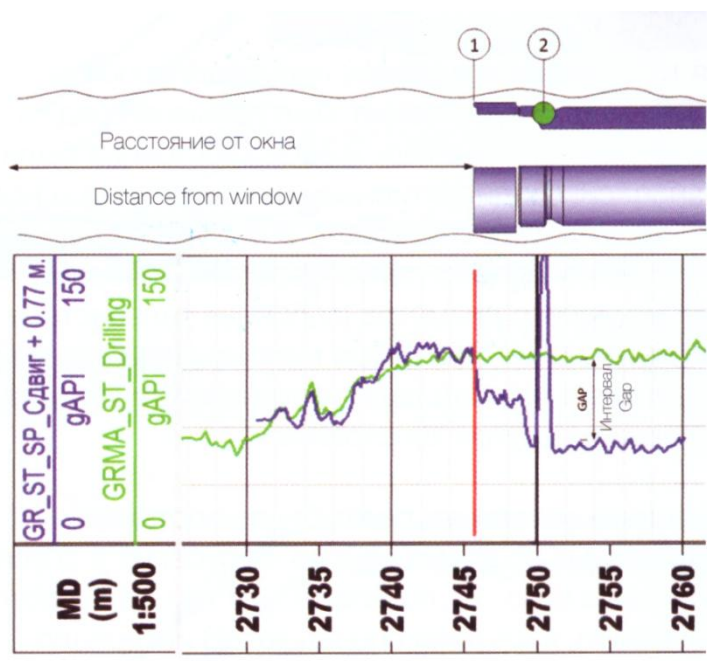


Рис. 7.9. Каротаж при спуске хвостовика. 1 – верх хвостовика, определенный при спуске. 2 – Гамма метка, установленная в хвостовик. Зазор между каротажными диаграммами соответствует толщине стенки хвостовика

Таким образом, использование гамма меток и сенсоров при спуске хвостовика не только позволило измерить расстояние между клином и хвостовиком, но и показать глубины отдельных частей хвостовика. Эта визуальная информация позволяет с большей уверенностью рассчитывать глубины элементов оборудования и принимать решения (в случае с двуствольными скважинами на проекте во избежание размывов и обрушений в необсаженной части ствола).

Вывод. Результаты эксплуатации показывают, что дебиты двухствольных скважин на 20 - 60% выше соседних одноствольных скважин. Возможность контролировать приток из каждого ствола отдельно увеличивает эффективность очистки скважины от бурового раствора, исключает необходимость проводить дорогостоящие ремонты скважины и позволяет управлять добычей так, чтобы максимизировать дебиты и накопленную добычу. Для скважины В забойные клапаны позволили продолжать добывать нефть из основного ствола с высокой депрессией и продуктивностью, при этом заштуцировав боковой ствол.

Вопросы для самопроверки

1. Обзор проведённых работ по строительству двухствольных скважин.
2. Как происходит бурение интервала под эксплуатационную колонну?
3. Из чего состоит установка пакера-якоря с изоляционным клапаном ?
4. Как происходит бурение бокового ствола?

Литература

1. Голенкин М.Ю., Лукойл: Первые интеллектуальные двухствольные скважины TAML5 на месторождении им. В. Филановского / М.Ю. Голенкин, А.С. Латыпов, С.А. Шестов, И.А. Булыгин, А.М. Хакмедов // Rogtec, № 51, с. 36 – 53.

8. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

План

- 8.1 Основные работы по повышению нефтеотдачи
- 8.2 Месторождение Clair Ridge
- 8.3 Проекты доработки месторождения Schiehallion

Стремление операторов максимизировать нефтеизвлечение на разрабатываемых месторождениях придает все большее значение применению методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на зрелых месторождениях. Компания ВР использовала несколько таких методов на ряде своих месторождений в Северном море и планирует реализовать в этом регионе два дополнительных проекта.

Очевидно, что можно извлечь технический опыт из каждого метода ПНП, но кроме этого необходимо разработать комплекс мер по укреплению доверия к технологии на всех уровнях, начиная с руководства компании и далее по всем структурным подразделениям. Задача операторов в Северном море - укрепить такое доверие за относительно короткий промежуток времени, оставшийся для функционирования существующей здесь инфраструктуры. В лекции рассмотрен опыт ВР в области проектов повышения нефтеотдачи пластов в Северном море, но он может быть применен к любому новому проекту с использованием технологий достаточно высокого уровня сложности.

8.1 Основные работы по повышению нефтеотдачи

Первый опыт ВР по повышению нефтеотдачи пластов был получен в ходе реализации проектов разработки нефтяных месторождений с применением смешиваемого газа на Северном склоне Аляски. Затем компания применила технологию чередующейся закачки в пласт воды и газа с целью повышения нефтеотдачи в Северном море на месторождениях Miller, Ula и Magnus. В 1998 году технология WAG была впервые использована на месторождении Miller, а затем – на месторождениях Ula и Magnus. ВР санкционировала метод закачки воды низкой солености (технология «Losal EOR») на месторождении Clair Ridge, который начнет применяться в 2020 году, и планирует использовать полимерное заводнение при дополнительной разработке участка Quad 204 месторождения Schiehallion (рис. 8.1).

Чтобы систематизировать опыт, накопленный при проведении работ по ПНП, для начала полезно разбить процесс добычи на четыре составные части или фактора эффективности.



Рис. 8.1. График реализации ПНП и циклы наработки опыта

Диаграмма «факторов эффективности» (рис. 8.2) иллюстрирует эти четыре составные части при разработке нефтяного пласта.

Размер пор. Характеризует эффективность вытеснения нефти из микроскопических пор. Значительная часть нефти связана с зернами породы или находится во вторичных порах.

Охват пласта заводнением. Характеризует долю пласта, охваченную процессом заводнения как по площади, так и по вертикали.

Дренирование. Относится к степени сообщаемости коллектора со скважинами (например, месторождение может быть разобщено разломами или расслоениями).

Отсечки. Описывают потери добычи/извлечения нефти из-за ограничений эксплуатации скважин, технологических установок или инфраструктуры, обусловленных проектными показателями, целостностью оборудования или экономическими причинами.



Рис. 8.2. Обобщение опыта повышения КИН и «факторы эффективности»

В схеме добычи нефти с использованием методов ПНП основными целями являются более эффективное использование размера пор (например, путем закачки смешиваемого газа/воды низкой солености) и улучшение вытеснения. Кроме того, повышение коэффициента извлечения нефти (КИН), возможно, потребует продления сроков эксплуатации месторождения и, как правило, строительства дополнительных скважин. Это дает дополнительное преимущество, заключающееся в том, что объекты обустройства могут использоваться для продолжения как базовой добычи, так и добычи из новых скважин и месторождений-сателлитов. Большинство схем повышения КИН нуждается в этих дополнительных преимуществах для рентабельности всего проекта.

8.2 Месторождение Clair Ridge

Clair Ridge – крупнейшее месторождение углеводородного сырья на континентальном шельфе Великобритании. Его оператором является BP (28,6% акций), а партнерами - компании ConocoPhillips (24%), Chevron (19,4%) и Shell (30%). Месторождение расположено в 75 км (46,6 миль) к

западу от Шетландских островов при глубине воды около 150 м (492 футов) и занимает площадь около 220 км². Коллектор сложен трещиноватыми песчаниками от девонского до мелового возраста с текущей оценкой начальных геологических запасов товарной нефти (STOIP) свыше 940 млн т (7 млрд барр) нефти, плотностью 915,9-921,8 кг/м³ (22-23° API).

Разработка коллектора месторождения Clair Ridge осуществляется поэтапно. На первом этапе планируется добыть примерно 200 млн т (1,5 млрд барр) из начальных геологических запасов. Для этого используется относительно небольшая стальная стационарная платформа с 28 окнами под скважины, которая начала добычу в 2005 году. После того как была доказана возможность эффективного применения заводнения пласта на втором этапе разработки, с 2005 по 2008 год проводилась оценка месторождения Clair Ridge, а в 2011 году было принято решение о строительстве двойной стальной стационарной платформы (рис. 8.3) с 36 окнами под скважины. Она предназначена для разработки коллектора на структурном поднятии с начальными геологическими запасами товарной нефти около 335 млн т (2,5 млрд барр).

В процессе выбора метода ПНП для полномасштабного освоения месторождения Clair Ridge в качестве наиболее применимой была определена технология закачки воды низкой солености (Losal EOR). Сложное строение коллектора и вязкие свойства флюидов исключили закачку газа. Другие химические методы повышения нефтеотдачи в настоящее время не рентабельны, но могут быть использованы на последующих этапах разработки.

Losal EOR - недавно разработанная технология повышения нефтеотдачи пластов, улучшающая вытеснение нефти из микроскопических пор за счет изменений смачиваемости пород пласта.

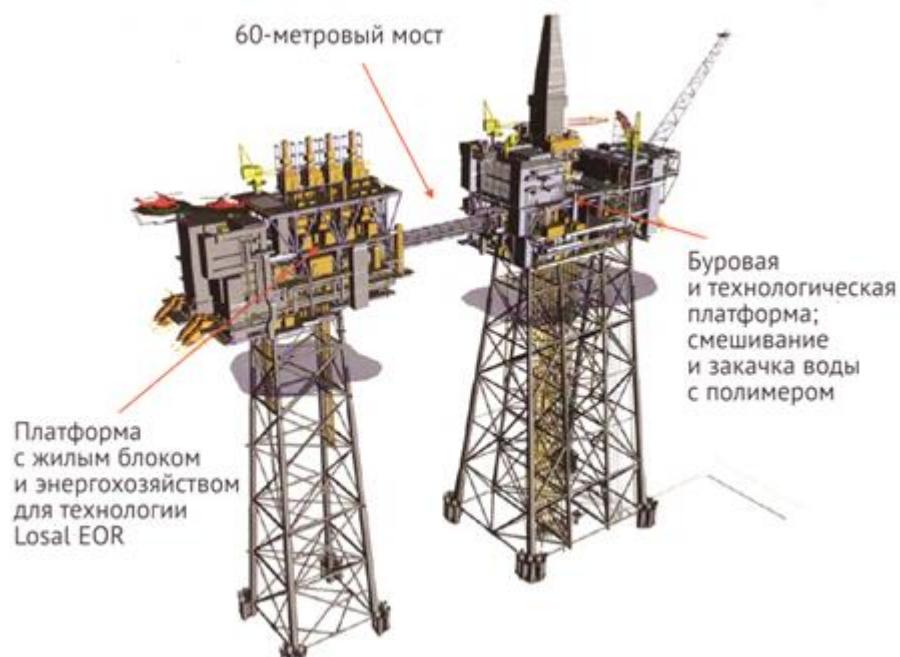


Рис. 8.3. Двойная платформа на месторождении Clair Ridge с оборудованием закачки в пласт воды низкой солёности

Это приводит к увеличению объема подвижной нефти за фронтом вытеснения и к повышению нефтеотдачи. Процесс извлечения нефти включает закачку минерализованной воды с низким содержанием солей.

Хотя технология Losal EOR обычно требует меньше начальных капиталовложений, чем технология с закачкой газа, к стандартной системе заводнения необходимы существенные дополнения. Для месторождения Clair Ridge нужна установка обратного осмоса морской воды производительностью 23 тыс. м⁵/сут (145 тыс. барр/сут) и дополнительные манифольды. Это потребовало строительства дополнительной верхней палубы и дополнительной мощности 6 МВт, при этом вес платформы увеличился на 1000 т.

Помимо повышения КИН закачка воды низкой солености дает следующие дополнительные преимущества:

- уменьшение солеобразования;
- снижение образования H₂S в коллекторе за счет меньших объемов закачки сульфатов.

Эти преимущества благоприятны для экономического обоснования заводнения пласта с низкой соленостью.

Ниже обобщен опыт и приведены ключевые факторы успеха на текущей стадии проекта освоения месторождения Clair Ridge.

Чрезвычайно важно было создать в ВР соответствующую атмосферу, чтобы преодолеть сопротивление восприятию сложности проекта. Для этого были предприняты следующие шаги:

- принята концепция закачки воды низкой солености в качестве стандартного варианта заводнения;
- проведены анализ керна и моделирование пластовых процессов;
- использованы результаты полевых испытаний технологии Losal EOR на месторождении Endicott на Аляске;
- обеспечена высокая степень интеграции и сотрудничества между полевыми и исследовательскими группами;
- проверено использование в других местах всех компонентов мембранных систем для опреснения воды и их готовность к монтажу и эксплуатации;
- использованы результаты оценки надежности и рисков технологических процессов.

Наряду с созданием внутреннего доверия было важно и участие партнеров в проекте Clair Ridge. Это потребовало существенного взаимодействия с участниками проекта для выработки общего понимания преимуществ и рисков. Важно было установить четкое внутреннее понимание того, какая информация является интеллектуальной собственностью (ИС), а какая может быть доступна третьим сторонам.

8.3 Проект доработки месторождения Schiehallion

Месторождения Schiehallion и Loyal были открыты в 1993-1994 годах и включают в себя многопластовые залежи нефти с локальными малыми газовыми шапками и каналами в глубинных интервалах морских турби-

дитных песчаных коллекторов палеоценового возраста. Начальный план разработки месторождения с 18 подводными эксплуатационными горизонтальными скважинами и 12 нагнетательными скважинами состоял из плавучей установки для добычи, хранения и отгрузки нефти (FPSO); целевое значение КИН составляло 37%. Основная FPSO на месторождении Schiehallion была спроектирована и построена в соответствии с принципом «новой эры снижения расходов» (CRINE) в период, когда цены на нефть составляли \$10-15/барр. Первая нефть была получена в июле 1998 года.

Проект Quad 204 имеет целью дополнительную разработку месторождения Greater Schiehallion. Он обусловлен двумя основными факторами: снижением добычных характеристик существующей FPSO и приростом открытых ресурсов в районе месторождения. В 2008 году было принято решение заменить существующую плавучую установку на новую FPSO с турельной системой швартовки.

Изначально проект предполагал использование вторичного заводнения (с закачкой пластовой и морской воды). Впоследствии месторождение было идентифицировано как объект для применения метода увеличения нефтеотдачи с использованием полимера для загущения закачиваемой воды. На месторождении Schiehallion значительным преимуществом полимера является то, что за счет снижения подвижности воды падает и ее добыча, высвобождая ценные мощности технологических установок для уплотнения сетки скважин или подключения дополнительных удаленных скважин.

Этап предварительной оценки в основном был проведен группой специалистов-геологов и разработчиков. Общий результат предварительной оценки продуктивности месторождения показал реальную возможность подготовки технологической установки общей жидкой продукции в объеме более 80 тыс. м³/сут (500 тыс. барр/сут), в том числе нефти - 20-27 тыс. т/сут (150-200 тыс. барр/сут), и компримированного газа - 7-8,5 млн м³/сут (250-300 млн ft³/суТ). Партнерами были согласованы коммерческие расчеты, свидетельствующие о том, что ускоренная добыча даст наибольший эффект.

Для стадии оценки из имеющихся буровых и подводных технологий была выбрана технология ПНП с полимерным заводнением. Проект Ouad 204 вошел в этап оценки с высокой степенью обоснованности выбора вариантов разработки в сочетании с базовым обустройством объекта.

Такой подход должен был обеспечить:

- подготовку 16 вариантов плана с четырьмя вариантами отбора продукции скважин в объеме 40-80 тыс. м³/сут (250-500 тыс. барр/сут) и четырьмя вариантами разработки. Это было необходимо сделать, так как каждый вариант разработки и максимального отбора дает разные планируемые сроки эксплуатации месторождения. На этапе оценки Ouad 204 были рассмотрены следующие четыре варианта технологии разработки:

- модернизация существующей FPSO;
- новая FPSO/подводная разработка;
- новая платформа с натяжными связями (TLP) для бурения;
- новая полупогружная платформа;
- Оценку каждого параметра с помощью согласованного анализа в сравнении с набором мер, использующих субъективный фактор технической готовности, наряду с обычными таблицами коммерческих и проектных показателей при повышении КИН с использованием полимера;
- Использование прогнозного срока эксплуатации месторождения в качестве инструмента. ВР и ее партнеры разработали комплексный подход к оценке срока эксплуатации месторождения для каждого обобщенного решения. Это стало важным шагом в создании основы для выбора концепции и в конечном счете для окончательного запуска проекта.

Проект уже прошел этапы от выбора концепции до исполнения. В апреле 2010 года акционеры проекта Ouad 204 подтвердили, что дополнительная разработка месторождения Greater Schiehallion будет вестись с помощью новой FPSO. В настоящее время проект Ouad 204 находится в стадии исполнения; для него строится новое судно FPSO Glen Lyon на верфи компании Hyundai Heavy Industries в Корее.

Результаты работ показали, что схема полимерного заводнения жизнеспособна (рис. 8.3). Поэтому в ноябре 2010 года партнеры проекта Schiehallion приняли решение включить технические средства для повышения КИН с использованием полимера в основное оборудование судна FPSO с намерением применить полимерное заводнение после достижения стабильной базовой добычи. На стадии выбора концепции проекта Ouad 204 появились некоторые неопределенности и факторы, оказывающие влияние на график выполнения работ по повышению КИН, которые не могли быть устранены в сроки, отведенные на реализацию основного проекта. Для успешного полимерного заводнения необходимо изучить несколько аспектов.

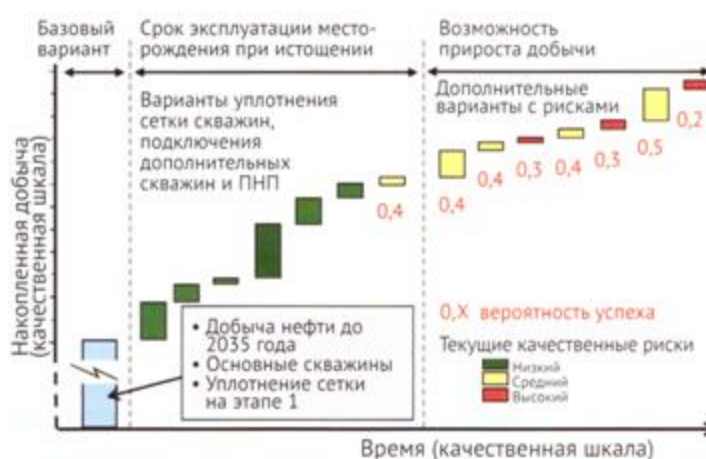


Рис. 8.3. Пример прогноза и добычи для проектов по её приросту.

Повышение КИН входит в набор вариантов

Поэтому было принято решение выделить эти детали и все другие элементы, необходимые для успешной реализации схемы повышения КИН, в отдельный проект и начать его на этапе оценки. На сегодняшний день в процессе работы над проектом были получены следующие ключевые знания:

- Для больших и сложных проектов, даже на ранней стадии, линейный подход к разработке проекта, вероятно, является неправильным даже на этапе предварительной оценки. Группа по предварительной оценке

должна охватывать широкий спектр дисциплин, включая объекты обустройства и коммерческие вопросы. Были реализованы два подхода:

- использование планов истощения месторождения для всех вариантов.

Это потребовало параллельной работы по предварительной оценке ограничений основных объектов обустройства и вовлечения всех дисциплин. Физические параметры альтернативных концепций привели к пониманию того, что выбор объекта обустройства приведет к разным результатам оценки сроков истощения месторождения;

- четкое понимание сроков истощения месторождения при альтернативных вариантах. Это позволило улучшить обмен информацией как внутри компании, так и с акционерами и подрядчиками;

- существует явный перекоп в сторону учета всех вариантов. На первый взгляд это может обеспечить проекту надежный коммерческий стимул, но сложность понимания большого количества комбинаций вариантов способна существенно замедлить прогресс, тем самым потенциально разрушая ценность проекта;

- система оценки уровня готовности технологии, используемая большинством операторов, препятствует развитию и опробованию «новых» технологий параллельно с подготовкой проектной документации. Однозначное предпочтение отдается включению в проекты предварительно опробованных технологий.

- сложных проектах типа ПНП с использованием полимера для месторождения Quad 204 Schiehallion оказался полезным отдельный проект, нацеленный на конкретные результаты и связанный с параллельным основным проектом FPSO.

Обобщенный опыт по проектам повышения нефтеотдачи пластов можно сформулировать следующим образом:

- проект ПНП начинается с анализа геологии и разработки месторождения, а его реализация и долговечность зависят от успешной интеграции всех дисциплин в сложную схему разработки месторождения.

Вывод. Стремление операторов максимизировать нефтеизвлечение на разрабатываемых месторождениях придает все большее значение применению методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на зрелых месторождениях. Очевидно, что можно извлечь технический опыт из каждого метода ПНП, но кроме этого необходимо разработать комплекс мер по укреплению доверия к технологии на всех уровнях, начиная с руководства компании и далее по всем структурным подразделениям. Задача операторов в Северном море - укрепить такое доверие за относительно короткий промежуток времени, оставшийся для функционирования существующей здесь инфраструктуры.

Вопросы для самопроверки

1. Какие основные работы проводят по повышению нефтеотдачи?
2. Месторождение Clair Ridge.
3. Проекты доработки месторождения Schiehallion.

Литература

1. Дункан Ю., Закачка низкосоленой воды и полимерное заводнение увеличат КИН / Юэн Дункан, Марк Берчелл // Offshore, May 2015, p. 112 - 116.

9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЛТЮБИНГА ДЛЯ ВЕДЕНИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ НА ТРУБОПРОВОДАХ

План

- 9.1 Использование на глубоководье
- 9.2 Проект колтюбинговой системы
- 9.3 Трудности при подготовке к эксплуатации
- 9.4 Аварийные работы при разгерметизации трубопровода

По мере того, как подводные газопроводы прокладываются на все большей глубине, проблемы, связанные с проведением пусконаладочных работ, также усложняются. Для всех глубоководных трубопроводов сегодня существует технология, позволяющая выполнять отдельные пусконаладочные операции полностью под водой с использованием автономного оборудования или дистанционно управляемого аппарата (КОУ) для заполнения трубопровода водой, его калибровки и гидроиспытаний.

Но существует много ситуаций, когда необходимо осуществить подсоединение с поверхности к глубоководному трубопроводу надежных труб для облегчения закачки воды, воздуха, азота и моноэтиленгликоля (МЭГ), трубы могут быть использованы для подводного сброса давления.

Цель этой лекции состоит в том, чтобы показать, каких результатов можно достичь в проектах пусконаладочных работ на крупных подводных трубопроводах путем подбора оптимальных технологий и оборудования.

Использование трубопровода «down-line»

Понятие «down-line» можно определить как технологический трубопровод, идущий от судна, находящегося на морской поверхности, и подсоединенный к подводному трубопроводу. В данной лекции рассматриваются трубопроводы «down-line» применительно лишь к пусконаладочным работам на морском трубопроводе.

Технологическая схема процесса пусконаладочных работ иллюстрирует типичный процесс, применяемый к нефтепроводам (рис. 9.1). Процесс для газопроводов аналогичен, но перед сдачей объекта в эксплуатацию необходимо выполнить ряд дополнительных мероприятий, таких как удаление воды после гидроиспытаний, осушка, сваби́рование МЭГ и заполнение азотом.

Если одно или оба конечных устройства трубопровода находятся под водой, то для выполнения пусконаладочных работ может потребоваться трубопровод «down-line». Система «down-line» должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- быть способной передавать предпусковые жидкости с поверхности до точки подводной закачки при максимально возможной скорости, чтобы соответствовать параметрам очистки скребками;
- быть компактной по занимаемой площади для транспортировки от/до точки отправления и для установки на вспомогательном судне;
- быть экономически эффективной;
- быть прочной и надежной;
- иметь средства аварийной защиты для важных элементов;
- быть автономной при установке и демонтаже;
- обеспечивать быструю установку и демонтаж;
- выдерживать внешнее гидростатическое давление на самой глубокой точке при многократном использовании.



Рис. 9.1. Технологическая схема процесса предпусковых работ для типовых нефтепроводов

9.1 Использование на глубоководье

В течение многих лет традиционные колтюбинговые системы

использовались на нефтяных месторождениях для соединения находящегося на поверхности оборудования с подводными трубопроводами. Обычно в таких системах использовались гибкие трубы наружным диаметром (НД) 50,8 мм и меньше с обязательным присутствием для их установки морского судна, оборудованного буровой шахтой.

В 2012 году компания Baker Hughes спроектировала и создала колтюрбинговые системы, специально предназначенные для глубоководных технологических трубопроводов «down-line».

Исходные требования для проектирования такой системы включали:

- возможность работы на глубинах до 3000 м;
- соответствие трубам большого диаметра 70,74 мм или 88,9 мм;
- удовлетворение сертификату ЭМУ, разрешающему осуществлять подъем в морских условиях;
- возможность транспортировки автомобильным транспортом двумя партиями груза;
- стандартные основные компоненты, обеспечивающие легкий доступ к запасным частям, а также обученные механики/операторы;
- гибкую конструкцию, позволяющую использовать систему на самых разных судах как через буровую шахту, так и через борт.

Традиционно колтюрбинг в основном использовался в качестве средства подачи воздуха или азота для осушки подводных трубопроводов. Для этого обычно требуется, чтобы МЭГ или другая жидкость, ингибирующая образование гидрата в трубопроводе, закачивались в рамках системы очистки скребками. До настоящего времени колтюрбинг использовался на глубинах около 2200 м, поскольку уже существуют разработки на глубинах до 3000 м.

9.2 Проект колтюрбинговой системы

Предварительное изучение ряда проектов глубоководных трубопроводов показало, что при длине трубопровода «down-line» до 3000 м

требуемые темпы закачки сжатого воздуха должны превышать $283 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Инженерные расчеты для таких сценариев показали, что размер используемых в настоящее время 2'' гибких труб недостаточно велик для таких скоростей потока, поэтому разработчики остановились на двух трубах самых больших диаметров, имеющихся на рынке:

- трубы диаметром $2^{7/8}$ легко доступны, кроме того, имеется значительный опыт их эксплуатации в забое скважин;
- трубы диаметром $3^{1/2}$ не очень широко используются в скважинных операциях, так как там высокие скорости потока, как правило, не требуются, но они производятся и присутствуют на рынке. Эти трубы больших размеров имеют гораздо меньшие потери давления, и они лучше подходят для данного использования.

При выборе размеров барабанов было решено остановиться, на том, где может уместиться 3000 м трубы диаметром $2^{7/8}$ и около 2300 м трубы диаметром $3^{1/2}$. Это соответствует расстоянию между бортами барабана 2,43 м с диаметром 3,05 м и диаметром бортов 4,57 м, а также с размерами подставки 5,66 м в длину, 3,65 м в ширину и 4,66 м в высоту. Вес подставки с трубой составляет 41 т.



Рис. 9.2. Схема удаления воды с использованием судовой колтюбинговой системы

Остальное оборудование было установлено на одной раме для удобства транспортировки и подъема. Рама также обеспечивает базу для развертывания системы через борт. Была также использована троллейная система, что позволило трубу и вспомогательное оборудование сначала монтировать на судне, а затем выносить через борт.

Главной целью этой системы был вариант установки через борт, но она может так же хорошо работать и при установке через буровую шахту. На раме размещаются кабина управления, силовой блок, направляющее устройство гусак для колтюбинга и все вспомогательное оборудование в транспортной компоновке. Перед использованием кабина управления была снята с рамы, и на ее место был помещен барабан для труб, который частично сбалансировал вес трубы при развертывании через борт. Кабина может быть размещена в разных местах вокруг рамы в радиусе 9 м от силового блока, что обеспечивает гибкость размещения с учетом расположения конструкций судна. Основная транспортная рама имеет 12,2 м в длину, 3,65 м в ширину и вес примерно 30 т; и хотя на ее транспортировку требуется разрешение, ее можно перевозить обычным грузовым транспортом. Использование траверса-спредера дает возможность осуществлять подъем в морских условиях в соответствии с правилами ОМУ. Силовой блок, инжектор, гусак и кабина управления - все это оборудование было практически стандартным (рис. 9.3). Барабан был также стандартным в плане функционирования, его размеры были специально выбраны в соответствии с критериями, изложенными выше.

9.3 Трудности при подготовке к эксплуатации

Основная проблема, связанная с использованием в глубоководных условиях гибкой трубы в качестве трубопровода «down-line», - это воздействие течения и движение судна. Такое воздействие возникает от волновой активности, которая может привести к усталости колтюбинга. При использовании колтюбинга в скважинах многоцикловая усталость не

является проблемой, поскольку трубы удерживаются стенками скважин, но в открытой воде этого не происходит.

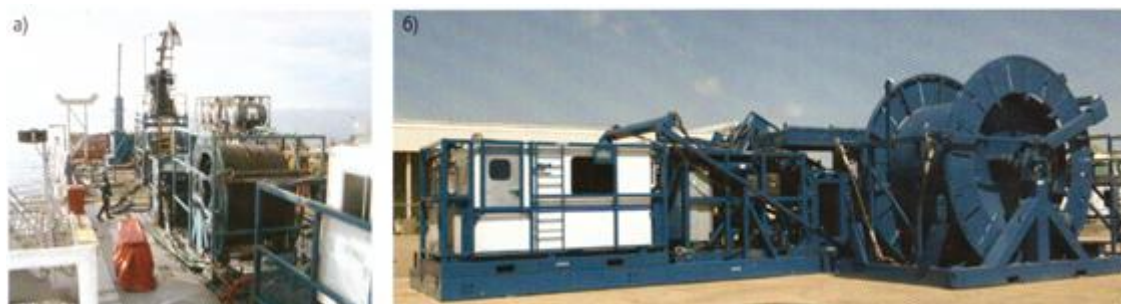


Рис. 9.3. Колтубинговая система, устанавливаемая через буровую шахту (а), и в транспортной компоновке (б)

Первоначально несколько проектов было осуществлено в относительно благоприятных условиях Мексиканского залива. Спокойное море и относительно слабые морские течения не вызвали каких-либо серьезных проблем с гибкими трубами, даже при их разворачивании в течение нескольких недель. При более агрессивном состоянии моря существует потенциальная возможность динамического воздействия на гибкие трубы и сокращения срока их службы.

Первый проект, столкнувшийся с подобными экстремальными условиями, заставил разработчиков более детально изучить эти возмущающие факторы. Для того чтобы оценить такое потенциальное воздействие, было предпринято масштабное моделирование с целью определить влияние различных условий на гибкий трубопровод и на всю соединительную систему вплоть до оконечного устройства трубопровода.

Было проведено моделирование с использованием компьютерной программы OrcaFlex для анализа процесса разворачивания системы, ее функционирования и многоциклового усталости. Чтобы смоделировать поведение колтубинга, программе необходимы следующие данные:

- детальные физические параметры колтубинга и всего оборудования, подсоединенного к концу трубопровода;

- гидрометеорологические данные;
- данные о судне и о точке подвешивания колтюрбинга;
- амплитудные характеристики судна.

Конкретные вопросы, которые следует решить в рамках анализа:

- оценка допустимого уровня предела текучести в колтюрбинге для всевозможных гидрометеоусловий;
- оценка необходимости использования элемента жесткости на изгиб для колтюрбинга с учетом условий, упомянутых в предыдущем пункте;
- исследование вибрации, вызванной вихреобразованием, и возможности возникновения блокировки;
- оценка движения многоканального гидравлического шланга во время операции и необходимости наличия ограничителя движения и изгиба, чтобы избежать превышения минимального радиуса изгиба;
- оценка потенциального столкновения колтюрбинга и/или гидравлического шланга с корпусом судна во время операции;
- исследование возможных напряжений и изгибающих моментов в гидравлических шлангах и разрывных соединений во время операции.

Предварительный статический анализ системы показал, что необходимо наличие элемента жесткости на изгиб. Без него воздействие течения на колтюрбинг вызовет его изгиб при контакте с судном. Рассматривались различные типы элементов жесткости, и выбор был сделан в пользу стальной трубы, снижающей толщину стенки. Она будет ограничивать радиус кривизны гибкой трубы и позволит постепенно достичь большего изгиба трубы вдоль ее длины. При установке стальной трубы изгиб колтюрбинга будет ограничен до уровня ниже допустимых пределов нагрузки с учетом данных кривизны и напряжения.

Во многих случаях, когда судно находится в неподвижном состоянии, нагрузки на гидравлический шланг и оборудование низа буровой колонны (ОНБК) могут быть выше проектных пределов. Чтобы это предотвратить, судно должно перемещаться так, чтобы ОНБК оставалось в пределах

определенной зоны и гидравлический шланг и разрывное соединение не подвергались чрезмерной нагрузке. Поплавковые весы и грузы должны крепиться к многоканальному гидравлическому шлангу так, чтобы во время операции он оставался в свободной 5-образной форме, без излишнего напряжения и без изгибающих моментов, воздействующих на какие-либо его компоненты. В предварительном анализе варианта без использования элемента жесткости на изгиб была обнаружена вибрация, вызванная вихреобразованием, его использование снизило ее до приемлемого значения. В сценариях с сильным течением возможен контакт колтюбинга с бортом судна, поэтому для его исключения необходима ориентация судна.

С использованием элемента жесткости на изгиб, как было описано выше, был проведен анализ гибкой трубы на усталость. Как указывалось, ранее, при постоянном движении судна серьезной проблемой является многоцикловая усталость. В данном конкретном случае предполагалось, что колтюбинг будет устанавливаться в непрерывном режиме в течение примерно 32 дней. Для одного развертывания, как в этом случае, усталость не рассматривалась как проблема. Следует отметить, что в случае с несколькими развертываниями каждый раз, когда гибкая труба проходит через гусак, она также подвергается малоцикловой усталости. Сочетание этих двух усталостных режимов требует дополнительного исследования для определения максимальной усталостной стойкости гибкой трубы.



Рис. 9.4. Колтюбинговая система в развёрнутом состоянии

9.4 Аварийные работы при разгерметизации трубопровода

На многих подводных трубопроводах используются определенные системы удаления воды для проведения аварийных работ при продольном изгибе трубопровода с разрушением и проникновением воды внутрь. Для глубоководных трубопроводов большого диаметра установки, необходимые для подачи сжатого воздуха с целью удаления воды, очень громоздки, и процесс протекает крайне медленно. Например, проект крупного черноморского газопровода потребовал бы установки аварийной системы удаления воды в непосредственной близости от подводного трубопровода. Чтобы смягчить это требование, компания Baker Hughes разработала решение по частичному удалению воды, изолированию и сбросу давления на коротком участке глубоководного трубопровода с использованием колтубинга «down-line» большого диаметра.

Процесс может быть представлен следующим образом:

- Происходит незапланированное проникновение воды. Приводится в действие аварийная система WBC;
- Устанавливается устройство приема скребка WBC. Устройство имеет выпускное отверстие для выхода воздуха во время операции WBC;
- Затем линия заполняется фильтрованной обработанной морской водой из установки WBC, а свободная необработанная морская вода вытесняется обработанной в течение 20 дней;
- После этого устройство приема скребка WBC извлекается на поверхности инструмент для подъема труб оснащается предварительно подготовленным интеллектуальным поршнем;
- Одновременно с этим устанавливается колтубинговая (КТ) система удаления воды на судне с динамическим позиционированием;
- После проверки функционирования КТ система удаления воды подсоединяется к приемному устройству;
- Интеллектуальный поршень пропускается по трубопроводу на расстояние 3-5 км, и обработанная вода сбрасывается в месте размещения

насосного оборудования WBC. Все эти операции могут проводиться с более низкой скоростью, чем при обычном удалении воды;

- После установки интеллектуального поршня давление воздуха стравливается на поверхность. Трубоукладочная баржа поднимает линию на поверхность, и укладка труб может быть продолжена;
- Интеллектуальный поршень остается на месте, пока не начнутся операции по удалению воды после завершения укладки труб.

Технология позволяет операторам использовать давление воздуха, закачанного для удаления воды, чтобы протолкнуть интеллектуальный поршень в приемное устройство как часть скребков для удаления воды.

Вывод. Трубопроводы «down-line» играют важную роль в предпусковых работах на глубоководных трубопроводах. Колтюрбинг может рассматриваться в качестве предпочтительной системы «down-line», за исключением тех случаев, когда требуются трубопроводы очень большого диаметра. Но даже в этих ситуациях несколько колтюрбинговых линий «down-line» могут быть рассмотрены в качестве альтернативы. Специально разработанные колтюрбинговые морские системы обеспечивают гибкость при их развертывании на судне как через буровую шахту, так и через борт, и в значительной степени автономны после установки.

Вопросы для самопроверки

1. Как колтюрбинг используется на глубоководье?
2. Проект колтюрбинговой системы.
3. Какие возникают трудности при подготовке к эксплуатации?
4. Какие выполняют работы при разгерметизации трубопровода?

Литература

1. Гровер Д., Колтюрбинг для глубоководья / Д.Жон Гровер, Энди Барден // Offshore, June 2015, p. 60 – 62.

10. ПРОТИВОВЫБРОСОВЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

План

10.1 Новая модель оказания сервисных услуг

10.2 Электропривод

10.3 Инициатива Petrobras

10.4 Инструмент для проверки ПВП

Операторы и регулирующие структуры акцентируют внимание на обеспечении безопасности бурения и эксплуатации скважин, поэтому поставщики материалов и технического оборудования стараются разработать новые технологии и выстроить такие деловые отношения, которые позволят повысить эффективность управления скважиной и ее герметичность.

За последние несколько лет наибольшее внимание в этом отношении уделялось новым системам и конструкциям противовыбросовых превенторов (ПВП). Был внедрен ряд новых технологий для соблюдения требований и решения проблем, возникающих при разработке глубоководных пластов в условиях высоких температур и давлений.

Что касается бурения сверхглубоких скважин в условиях высоких температур и давлений, то, по мнению буровых подрядчиков, нужны не только новые конструкции и концепции, но также и новые бизнес-модели.

10.1 Новая модель оказания сервисных услуг

Одной из наиболее примечательных форм сотрудничества является соглашение об оказании сервисных услуг на договорной основе (CSA), которое заключили компании Diamond Offshore Drilling Inc и GE Oil & Gas на разработку новой модели оказания сервисных услуг по предотвращению выбросов с применением ПВП, которую можно распространить на всю отрасль. Данное соглашение возлагает полную ответственность за безотказное функционирование ПВП на компанию BHGE.

Согласно этой модели «почасового контроля за давлением», Diamond Offshore оплачивает услуги BHGE только в том случае, если ПВП находится в состоянии эксплуатационной готовности. Такая форма сотрудничества под девизом Engage Drilling Services, начало которой компания BHGE положила 10 лет назад, демонстрирует новый тип мышления, направленный на непрерывное совершенствование технологии глубоководного бурения. По условиям договоренности, достигнутой в 2016 году, BHGE закупила ПВП, которые установлены на четырех буровых судах компании Diamond Offshore, на общую сумму \$210 млн.

Разрабатывать решения, которые позволят повысить эффективность буровых работ сейчас и в будущем, лучше в сотрудничестве с другими фирмами. Мы меняем правила игры и создаем новую модель оказания сервисных услуг по проектированию и эксплуатации противовыбросовых превенторов в отрасли. Повышается эффективность регулирования, технического обслуживания и ремонта оборудования.

Предложение услуг в формате Engage Drilling Services повышает эксплуатационную готовность блока ПВП за счет передачи ответственности за техническое обслуживание, а также за работу оборудования по регулированию давления на BHGE. Сюда входит присутствие на буровой установке персонала BHGE, управление запасными частями, техобслуживание и ремонт, непрерывная сертификация, мониторинг данных и руководство по внесению изменений. Новая форма договоренности двух компаний позволяет максимально использовать объем данных компании GE, прогнозную аналитику, результаты исследований и непрерывную сертификацию и свидетельствует о том, что компания GE является долговременным торговым, деловым и техническим партнером.

По условиям новой модели оказания сервисных услуг Diamond Offshore начнет собирать данные с помощью мониторинговых и аналитических систем компании BHGE. Со временем это позволит осуществлять мониторинг и техническое обслуживание в зависимости от

состояния оборудования, что даст возможность принимать превентивные меры и планировать мероприятия с учетом необходимости соблюдения требований отраслевых стандартов в отношении буровых установок.

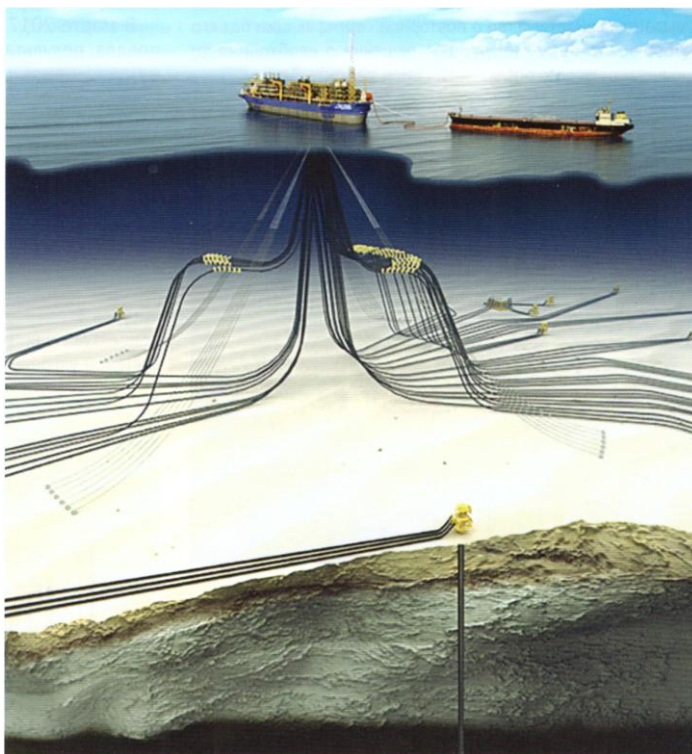


Рис. 10.1. Petrobras совместно с Embraer S.A. разрабатывает новые технологии по предотвращению выбросов и обеспечению безопасности бурения и эксплуатации скважин

10.2 Электропривод

Noble Corp разработала электроприводные плашки ПВП, которые упрощают конструкцию блока и позволяют повысить его надежность. Особенностью электроприводного превентора является электроприводная срезающая плашка, она может перекрывать ствол на любой глубине с силой среза 907 т без использования гидравлической энергии. Плашка безопасно приводится в действие с помощью упрощенной системы управления, при этом не сбрасывается жидкость в море.

Основными особенностями ПВП являются его упрощенная механическая конструкция, новая технология изготовления батарей и наддув

газа, который позволяет превентору развивать силу среза в 907 т. По словам представителей компании Noble, эта технология может послужить катализатором для инновационных решений - и дальнейшие разработки могут стать стандартами для конструкции подводных ПВП будущего.

Хотя другие отраслевые компании и раньше предлагали электроприводные варианты ПВП, цель компании Noble состояла в том, чтобы разработать технологию пониженной сложности, упростить систему управления, что повысит надежность и точность движения плашки.

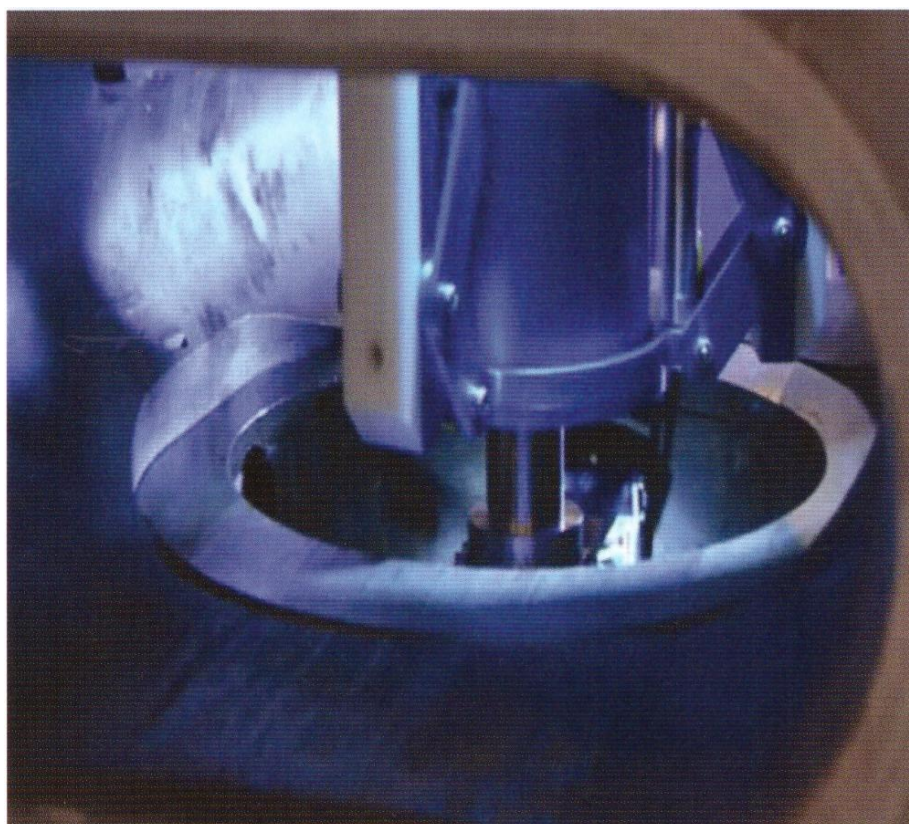


Рис. 10.2. Технология 4D цифровой идентификации

В технологии неразрушающего контроля ПВП используются преимущества технологии 4D цифровой идентификации, по которой диагностика ПВП выполняется на буровой установке и выдается свидетельство о повторной сертификации без его разборки, что позволяет принять решение о необходимости профилактического обслуживания или ремонта. Конструкция такого ПВП отличается значительно меньшим

количеством компонентов по сравнению с гидравлическими ПВП в общей сложности это всего 131 деталь, из них 17 являются уникальными и не встречаются в конструкциях других превенторов. Кроме того, системы привода и подзарядки не содержат подвижных частей. Указанные достижения стали возможны благодаря включению нескольких элементов конструкции в более крупные модули.

В состав блока превенторов входит децентрализованная система управления, которую можно разными способами стыковать с подводными аппаратами с дистанционным управлением. Подводные гидравлические аккумуляторы были заменены аккумуляторными батареями, также была упразднена традиционная система управления без обратной связи, в которой гидравлическая жидкость после срабатывания сбрасывается в море.

В марте 2017 года компания Noble продемонстрировала результаты работы в своем учебном центре в Шугар-Ленде, штат Техас. Опытный образец ПВП при проведении показательного эксперимента успешно срезал бурильную трубу диаметром 168,3 мм из стали сорта 5135 весом 40 кг/м. Затем были успешно срезаны бурильная труба диаметром $6\frac{5}{8}$ из стали сорта 5135 весом 60 кг/м и замок бурильной колонны диаметром 184,1 мм, для чего потребовалось набрать силу среза больше 907 т.

На следующем этапе проекта компания Noble планирует сотрудничать с изготовителями комплектного оборудования, сертификационными обществами и заинтересованными компаниями. Участие партнеров необходимо при окончательном выборе комплектации блоков превенторов - только так можно будет гарантированно исполнить ожидания потребителей. В дальнейшем компания Noble продолжит заниматься своей основной деятельностью - бурением скважин на шельфе. Вместо освоения производства ПВП компания собирается предложить альтернативную технологию для замены применяемых в настоящее время конструкций противовыбросовых превенторов и работать с отраслевыми компаниями для налаживания серийного выпуска ПВП новой конструкции.

Другие компании также стремятся разработать свои собственные конструкции ПВП с электрической системой управления и технологии бурения с регулируемым давлением. MHWirth, дочернее предприятие компании Akastor, и норвежская компания Electrical Subsea & Drilling (ESD) заключили недавно соглашение о техническом партнерстве для совместного проектирования, изготовления и внедрения ПВП. Компания ESD берет на себя разработку и сертификацию всей системы электрического управления ПВП и надежного вращающегося превентора высокого давления для бурения с регулированием давления (MPD). За последние несколько лет MHWirth разработала новую технологию для ПВП с целью создания в скважине барьеров и передала данную технологию компании ESD в обмен на 20% акций этой компании.

Начиная с 2010 года компания ESD разрабатывает модель ПВП с полностью электрической системой управления, которая повысит безопасность процесса бурения и сделает его намного более экономичным. Основными компонентами данной технологии являются электромеханические приводные механизмы, интегрированные с комплексом средств герметизации скважины, а также новая система управления, включающая мониторинг состояния ПВП.

В последнее время компании, разрабатывающие подводные месторождения, в особенности в Норвегии, переходят на полностью электрические системы управления для подводных добычных комплексов.

При этом продукция по сверхдлинным подводным соединительным трубопроводам подается на ближайшие месторождения с резервными технологическими мощностями. Электрическая система управления устраняет необходимость в длинных и дорогостоящих гидравлических шлангокабелях для управления эксплуатационным оборудованием и повышает надежность подводных систем управления.

По словам представителей компании ESD, среди основных преимуществ электрического блока превенторов следует отметить: высокое

выходное усилие, которое развивает приводной механизм, кроме того, мониторинг и регулирование прилагаемого усилия; отсутствие выброса гидравлической жидкости в окружающую среду; наличие узлов механического отсоединения; повышенную надежность благодаря упрощению конструкции блока с устранением источников критических ошибок. К другим преимуществам можно отнести снижение веса за счет устранения гидравлического оборудования и мониторинг в режиме реального времени имеющихся запасов резервной мощности батарей, которые используются вместо гидравлических аккумуляторов.

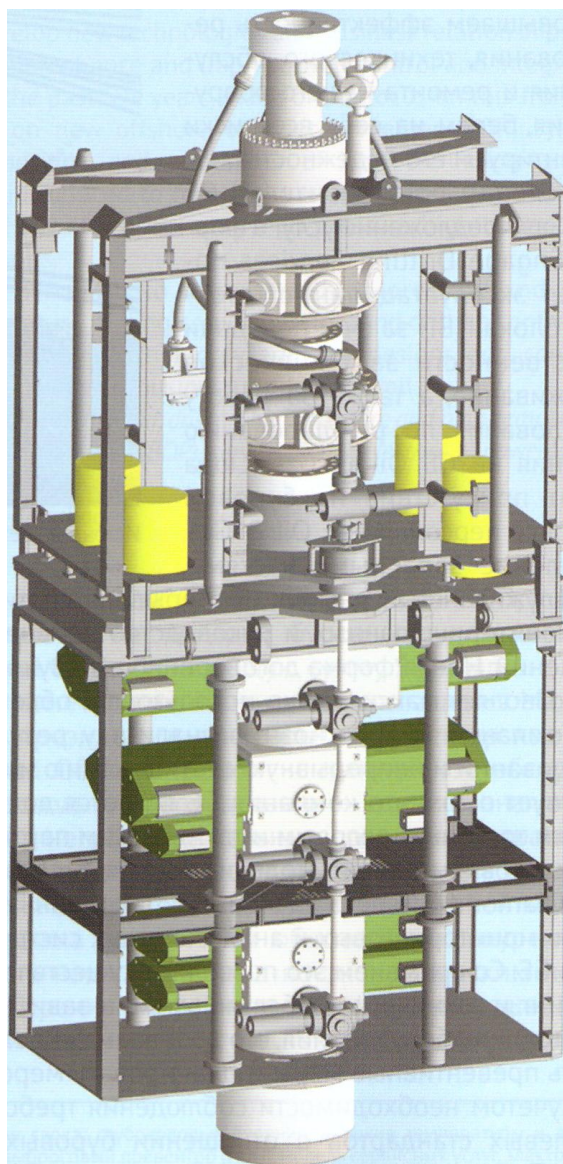


Рис. 10.3. Концептуальная модель ПВП с полностью электрической системой управления компании ESD.

Относительно технологического партнерства с компанией MHWirth главный управляющий директор компании ESD Джон Дейл заявил: «В современных блоках превенторов используется гидравлика, которой присущи такие недостатки, как большой вес, повышенная сложность с множеством источников ошибок, а также проблемы с охраной окружающей среды в процессе эксплуатации и испытаний».

Главный управляющий директор компании MHWirth Финн Амунд Норбье добавил: «Электромеханическое управление устройствами герметизации скважин и муфтовыми соединениями блока превенторов является революционной идеей в технологии бурения, учитывая особое внимание, которое в наши дни уделяется вопросам безопасности и надежности, оцифровке, обеспечению непрерывного мониторинга и профилактическому техническому обслуживанию».

Компания Noble Corp разработала конструкцию плашек ПВП с электроприводом, который обладает значительными преимуществами по сравнению с традиционным гидроэлектроприводом. В 2017 году Noble провела испытания ПВП по срезанию бурильной колонны с силой среза до 907 т.



Рис. 10.4. Конструкция плашек ПВП с электроприводом

10.3 Инициатива Petrobras

Операторы выступают также с собственными инициативами в области регулирования давления в скважине и обеспечения безопасности. Возможно, наиболее достойной внимания является инициатива компании Petrobras, которая запустила собственную кампанию по разработке новых технологий предотвращения выбросов и обеспечения безопасности при бурении и эксплуатации скважин. В прошлом году бразильская государственная компания представила результаты своего сотрудничества в указанных областях с бразильским авиастроительным концерном Embraer S.A. На мероприятие в числе других были приглашены представители компаний-операторов морских месторождений и Международной ассоциации буровых подрядчиков. Среди инноваций интерес представляет предложенное одним из производителей ПВП усовершенствование конструкции клапана, устанавливаемого на промежуточной монтажной плите. Благодаря этому повышается надежность и эксплуатационная безопасность, снижается количество отказов ПВП и вероятность несоблюдения сроков реализации



Рис. 10.5. Испытание привода ПВП компании ESD

Среди других результатов, достигнутых в рамках инициативы компании Petrobras, следует упомянуть: облегчение расчета коэффициента безопасности и надежность блока превенторов при выполнении работ по бурению и заканчиванию скважин; выявление компонентов, имеющих важное значение для повышения надежности блока превенторов; выявление возможностей и концептуальная проработка нового, высоконадежного регулирующего клапана. Компания Petrobras стремится привлечь к этим инициативам и другие отраслевые компании, а также разработать новые инициативы для решения аналогичных задач.

10.4 Инструмент для проверки ПВП

Другие поставщики разрабатывают также инструменты для испытания ПВП. Так, Samoco представила OneTrip, новый прибор для испытания ПВП, который она разработала в сотрудничестве с Shell Offshore Engineering. Компания утверждает, что этот инструмент позволит операторам за один рейс испытывать универсальные плашки под несколько диаметров труб и определять их силу среза. При этом вдвое сокращается продолжительность спуско-подъемных операций и достигается значительная экономия затрат.

По словам представителей компании Samoco, существующие на сегодняшний день инструменты позволяют в лучшем случае выполнять за один рейс испытания трубных и глухих плашек. В результате рейс до устья скважины и обратно для выполнения испытания срезающих плашек приводит к непроизводительному простоя на полдня, а то и больше. Если инструмент после каждого испытания нужно поднимать из скважины, то время простоя пропорционально увеличивается.

Дополнительная экономия затрат при использовании OneTrip достигается за счет того, что этот инструмент выдерживает нагрузку до 1,2 млн lb (544 т) и в большинстве случаев длина труб может быть эквивалентна глубине моря. Помимо экономии прямых издержек операторы, которые применяют данный инструмент при разработке месторождений, получают

доход от добычи продукции в более короткие сроки, поскольку скважины раньше запускаются в эксплуатацию. OneTrip способен выполнить все испытания за один рейс благодаря запатентованной конструкции, которая позволяет ему отсоединяться от нижней части колонны после испытания плашек под трубы большого и малого диаметра и подниматься вверх через плашечные полости - для испытания срезающих плашек. Конструкция, рассчитанная на низкий крутящий момент и высокое давление, обеспечивает забойное уплотнение, способное выдерживать тяжелые подводные условия.

Инструмент во время испытания находится внутри ПВП, это позволяет при необходимости повторить любой тест. В течение двух лет компания Samoso совместно с компанией Shell опробовала данную технологию на борту глубоководной буровой установки Stena IceMax, которая была арендована Shell и работала в Канаде на шельфе Новой Шотландии.

Вывод. За последние несколько лет наибольшее внимание уделялось новым системам и конструкциям противовыбросовых превенторов. Был внедрен ряд новых технологий для соблюдения требований и решения проблем, возникающих при разработке глубоководных пластов в условиях высоких температур и давлений. Что касается бурения сверхглубоких скважин в условиях высоких температур и давлений, то здесь нужны не только новые конструкции и концепции, но также и новые бизнес-модели.

Вопросы для самопроверки

1. Новая модель оказания сервисных услуг.
2. Из чего состоит конструкция электропривод?
3. Инструмент для проверки ПВП.

Литература

1. Бобер Б., Противовыбросовые превенторы для глубоководья / Брюс Бобер // Offshore, April 2018, p. 44 – 46.

11. КОНСТРУКЦИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ РАЙЗЕРОВ НА ПРИМЕРЕ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

План

11.1 Штокмановская структура

11.2 Технология добычи и переработки газа

11.3 Основные характеристики геологического строения шельфовых месторождений

11.1 Штокмановская структура

Штокмановская структура (вероятность существования месторождения) была выявлена в 1981 г. в результате комплексных морских геофизических исследований. В 1985 г. структура была подготовлена к оценке бурением. В 1988 г. было начато строительство первой поисковой скважины проектной глубиной 4500 м, которое было завершено 27 июля 1988 г. на глубине 3153 м, и был получен первый приток. В результате ее испытания были открыты две залежи свободного газа с газовым конденсатом. Программа разработки Штокмановского месторождения предусматривает полный цикл освоения месторождения, от исследований до переработки и транспортировки. Газ будет добываться по технологии с самоходного технологического судна (Floating Production Unit-FPU).

Штокмановское ГКМ открыто в 1981 г. при помощи специальных геологических исследований, проведенных специалистами треста «Севморнефте-геофизика» с научно-исследовательского судна «Профессор Штокман», в связи с чем и получила свое название. Тогда же было начато изучение ее геологического строения. В процессе промышленных испытаний были открыты залежи газа и газового конденсата, и на государственный баланс запасов по состоянию на 1 января 1989 г. впервые поставлены более 2,4 трлн м³ свободного газа промышленных категорий. В настоящее время начальные геологические запасы газа были уточнены и составляют 3,92 трлн м³. Месторождение расположено в центральной части шельфовой зоны российского сектора Баренцева моря. На сегодняшний день это

месторождение находится в законсервированном состоянии, и его промышленная разработка рассчитана на 2016 г. Проект разработки Штокмановского ГКМ предусматривает полное освоение месторождения в три этапа.

11.2 Технология добычи и переработки газа

Технология добычи и переработки газа выглядит следующим образом.

Газ будет добываться через спаренные донные плиты, у каждой из которых имеется четыре буровых окна (рис. 11, позиция 4).

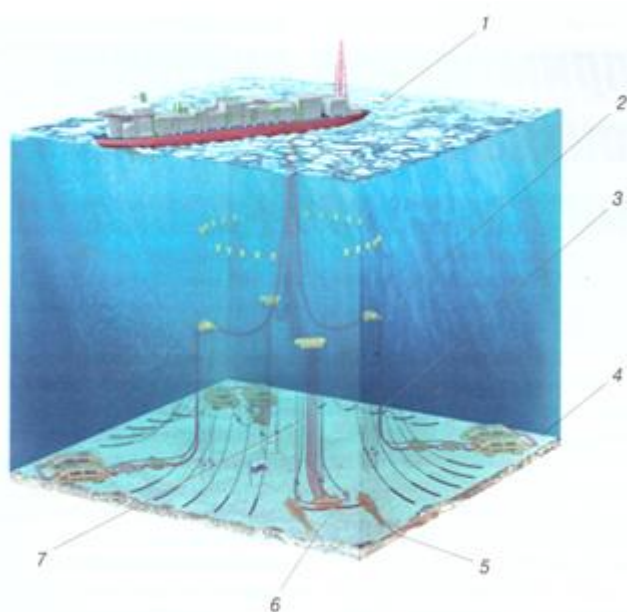


Рис. 11.1. Схема обустройства Штокмановского ГКМ

По гибким добычным райзерам (вертикальным трубам) с внешним диаметром добытый газ направляется от донной плиты на плавучую установку (см. рис. 11.1, позиция 3).

Среднеглубинная арка поддерживает райзеры перед подачей на судно (см. рис. 11.1, позиция 2).

На борту плавучей добычной установки корабельного типа производятся переработка газа, а также разделение газа и конденсата на фазы (см. рис. 11.1, позиция 1).

От судна переработанный газ будет передаваться по гибким райзерам и отправляться на экспорт (см. рис. 11.1, позиция 7).

Специальное устройство подключает райзеры к магистральному трубопроводу (см. рис. 11.1, позиция 6).

Морской двухниточный трубопровод с внешним диаметром каждой трубы примерно 92 см транспортирует газ на береговые объекты (см. рис. 11.1, позиция 5).

11.3 Райзер

Райзер - это водоотделяющая колонна стальных труб, тянущаяся от судна до дна для бурения с морских платформ или судов. Толщина их стенок - около 20 мм, таков необходимый запас прочности, чтобы предохранить и защитить океан от загрязнения нефтепродуктами. Применение высокопрочных термо-упрочняемых и свариваемых алюминиевых сплавов в конструкции райзера позволило существенно увеличить глубину бурения за счет уменьшения веса подводного оборудования и обеспечило использование буровой платформы меньшей грузоподъемности для работы на больших глубинах. Разработанный райзер типа DW позволяет работать при глубине воды 2000 м и более. Райзер представляет собой 22,5-метровые секции, стыкуемые на платформе с помощью фланцевого соединения (рис.11.2).



Рис. 11.2. Райзер, вид сбоку в разрезе

Алюминиевая компоновка райзера имеет множество трубных секций райзера, соединяющихся друг с другом для образования колонны райзера.

Когда верхняя и нижняя трубные секции райзера собраны, фиксаторы служат опорой вспомогательных труб, несущих линии гидравлического управления. Привод вращает гильзу, опирающуюся с возможностью вращения на верхнюю трубную секцию райзера. Гильза вращает соединительную гайку, также размещенную с возможностью вращения на верхней трубной секции райзера. При вращении соединительная гайка перемещается в осевом направлении вдоль трубной секции райзера и навинчивается на нижнюю трубную секцию, затем затягивается до входа в контакт с внешней муфтой для завершения скрепления верхней и нижней трубных секций райзера. Весь процесс можно затем повторить для свинчивания дополнительных верхних трубных секций райзера с колонной райзера.

Морские буровые установки, такие как стационарные морские платформы, на выдвижных опорах или полупогружные платформы и буровые суда, применяющиеся в добыче углеводородов, в штатном режиме работы используют райзеры для соединения буровой установки с оборудованием устья скважины на морском дне. С помощью райзера возможен транспорт циркулирующего бурового раствора в процессе вскрытия продуктивного пласта. Обычно райзер имеет секции из металлической трубы, установленные вертикально между буровой установкой и оборудованием устья скважины. Данные трубные секции включают периферийные вспомогательные линии и трубы для связи с гидравлическими линиями управления буровой установки и противовыбросового превентора на оборудовании устья скважины.

Недостатком, ограничивающим использование стальных райзеров в работах на больших морских глубинах, является значительный вес. Как известно, каждая стальная трубная секция райзера должна иметь адекватную толщину стенки для выдерживания рабочих давлений и растягивающей нагрузки от других секций. Данные требования добавляют вес колонне райзера. Вес колонны райзера может существенно ограничиваться полезной

нагрузкой плавучей буровой установки, которая несет только ограниченное число секций, без превышения предела максимальной нагрузки.

Как альтернативу применению стали в алюминиевом райзере используют секции алюминиевой трубы, последовательно соединенные вместе фланцевыми соединительными устройствами на концах трубы. Пример такого алюминиевого райзера описан в патентах США № 6415867 и № 6615922. Данные фланцевые соединительные устройства имеют отверстия для соединения друг с другом и для несения вспомогательных труб, располагающихся продольно по окружности трубы. Для выполнения надежного соединения операторы должны затянуть каждый болт с определенным крутящим моментом. Некоторые образцы райзеров могут иметь около 6-18 болтов на соединение. Следовательно, сборка секций трубы может требовать от операторов затрат времени на сборку и выверку.

Еще один недостаток: известная в технике компоновка райзера выполнена из алюминиевого сплава 1980 T1 ОСТ 192048-90 (российское название AL1980 T1). Название T1 является эквивалентом WP, как описано в R 0067 - Alloy Temper Designation System for Aluminum. Буква W означает «гомогенизированный». Для таких термоупрочненных сплавов сварное соединение должно проходить термообработку после сварки. Это усложняет выполнение соединений, поскольку процедура термообработки требует дополнительного времени на производство, персонала и оборудования.

Алюминиевая компоновка райзера имеет множество секций, соединяющихся друг с другом для образования колонны. Каждая секция райзера имеет трубу с верхним (муфтовым) и нижним (ниппельным) соединительными устройствами, приваренными к трубе. В верхнем соединительном устройстве есть внутренняя коническая поверхность, образующая муфтовый конец, и внешняя коническая поверхность с внешней резьбой. Нижнее соединительное устройство имеет внешнюю коническую поверхность. Внутренняя и внешняя конические поверхности совмещаются и уплотняются друг с другом и для осуществления свинчивания колонны

райзера. Предпочтительно компоненты секции райзера выполнены из алюминиевого сплава, имеющего более высокое отношение прочности к плотности, чем сталь, и, более конкретно, выполнены из нетермоупрочненного алюминиевого сплава 1575 по ТУ 1 -809-420-84 или из другого алюминиевого сплава системы Al-Mg, не требующего термообработки сварочных соединений после сварки.

Когда верхняя и нижняя секции райзера собраны, ниппель верхней трубной секции частично входит в муфту нижней трубной секции так, что совмещенные и уплотненные конические поверхности соединяются друг с другом. Операторы ориентируют и совмещают линии для монтажа двух трубных секций райзера, а затем используют приводной или исполнительный механизм для вращения конической шестерни на приводном валу, опирающемся на одну из опор. Коническая шестерня находится в зацеплении с зубьями, выполненными по кромке гильзы, опирающейся с возможностью вращения на ниппельный конец верхней секции райзера. Вместо использования устройства с конической шестерней внешняя окружность гильзы может иметь первую звездочку или цевочную шестерню, и привод может иметь вторую звездочку или зубчатое колесо для зацепления шестерни.

Когда гильза вращается приводным механизмом, множество проходящих вниз пальцев на гильзе вращают соединительную гайку. Альтернативно, шпоночные стержни или подшипники, размещенные в карманах соединительной гайки и продольных пазах в муфте, обуславливают вращение соединительной гайки. Соединительная гайка также размещена с возможностью вращения на ниппельном конце трубной секции райзера и может также перемещаться в осевом направлении вдоль этой секции во время вращения против поджатия пружины. При вращении гильзы резьба на ее внутренней конической поверхности свинчивается с внешней резьбой на верхнем конце нижней секции. Соединительная гайка затягивается до стыковки внутренней конической поверхности муфты и внешней конической

поверхности ниппеля. Весь процесс можно затем повторять с дополнительными трубными секциями райзера для монтажа райзера (рис. 11.2).

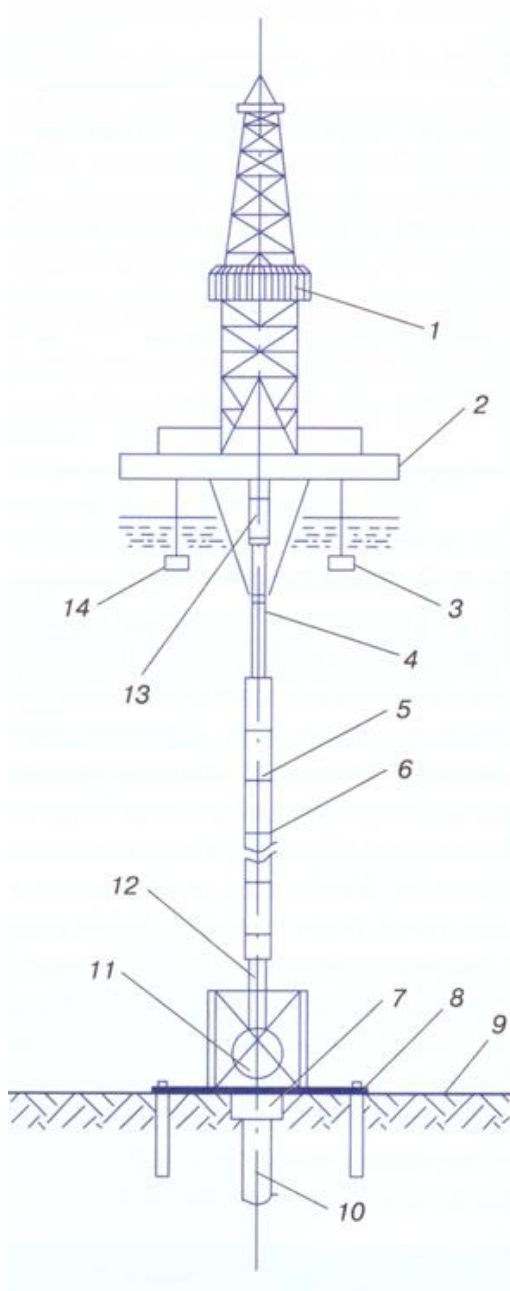


Рис. 11.3. Схема морской буровой установки подводным буровым оборудованием: 1-вышка; 2-платформа; 3,14-понтон; 4-телескопическая трубная секция; 5-трубная секция райзера; 6- вертикальный райзер; 7-оборудование устья скважины; 8-подводная опорная плита; 9-морское дно; 10-скважина; 11-противовыбросовый превентор; 12-гибкая трубная секция райзера; 13-соединительная муфта

Существует пять основных способов крепления райзеров, которые представлены на рис. 11.4. На Штокмановском ГКМ описанных райзеров будет несколько десятков, которые будут крепиться к морскому дну следующим способом, представленным на рис. 11.4, г.

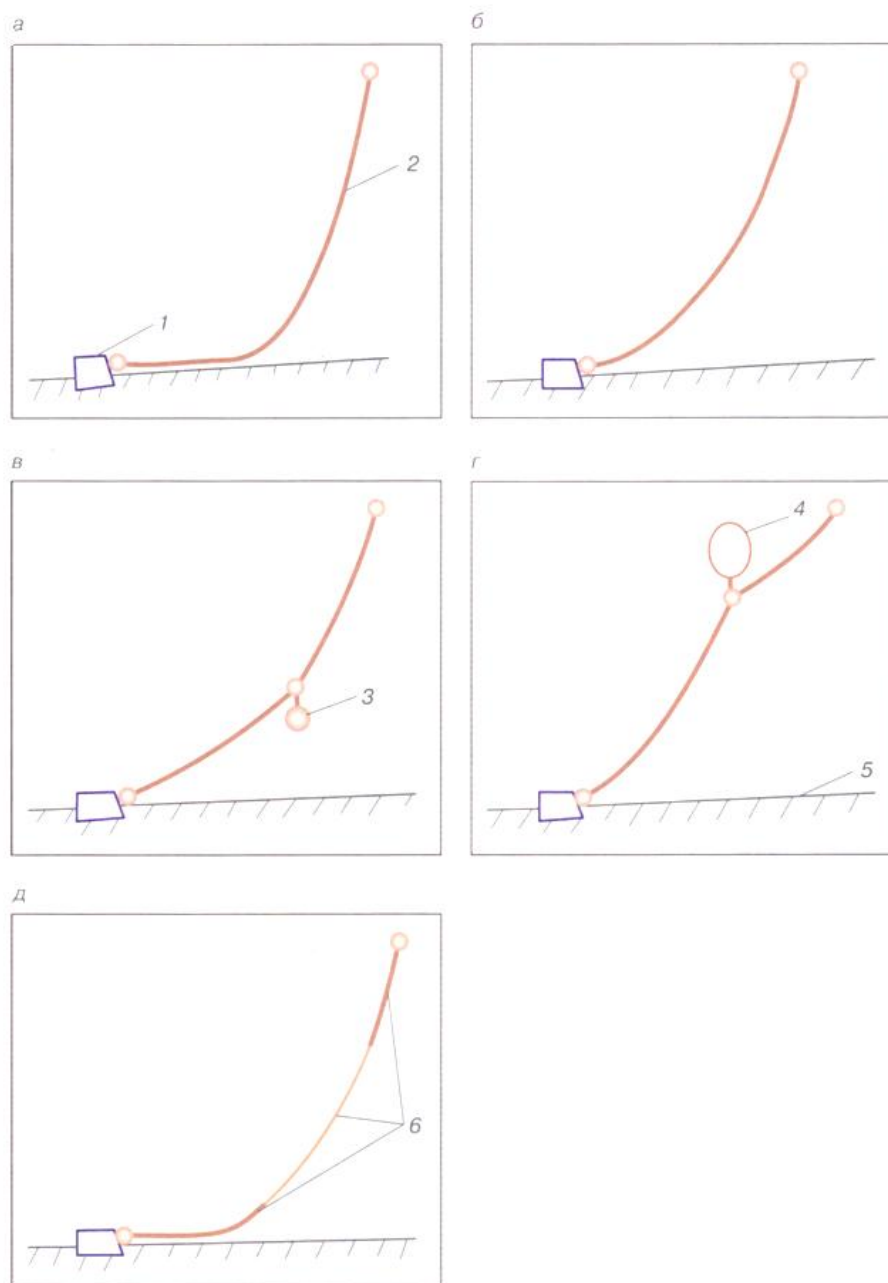


Рис. 11.4. Схема конструкции якорных связей: а, б - якорная связь; в - якорная связь с массивом; г - якорная связь с элементом плавучести; д - комбинированная якорная связь; 1 - якорная связь; 2 - якорь; 3 - массив; 4 - элемент плавучести; 5 - дно; 6 - участки комбинированной якорной связи

В настоящее время основной проблемой Штокмановского ГКМ являются паковые льды и айсберги, которые могут полностью разрушить буровую платформу и вывести из строя все эксплуатационное оборудование. Поэтому при разработке данного месторождения на случай опасности необходимо иметь отлаженную систему отключения и ухода платформы на безопасное расстояние и ее последующее подключение без возможных утечек и загрязнения морских вод. Все это выполнимо только при использовании оборудования и райзеров из облегченных сталей.

Вывод. В настоящее время основной проблемой Штокмановского ГКМ являются паковые льды и айсберги, которые могут полностью разрушить буровую платформу и вывести из строя все эксплуатационное оборудование. Поэтому при разработке данного месторождения на случай опасности необходимо иметь отлаженную систему отключения и ухода платформы на безопасное расстояние и ее последующее подключение без возможных утечек и загрязнения морских вод. Все это выполнимо только при использовании высокотехнологического оборудования и райзеров из облегченных сталей.

Вопросы для самопроверки

1. Штокмановская структура.
2. В чём заключается технология добычи и переработки газа.
3. Основные характеристики геологического строения шельфовых месторождений.

Литература

1. Вахрушева Т.А., Конструкция и применение райзеров на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения / Т.А. Вахрушева, Е.А. Антонова // приложение к журналу Газовая промышленность, Вузовская наука – нефтегазовой отрасли спецвыпуск, с. 35 – 38.

12. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОДВОДНОГО ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

План

12.1 Структура ПДК

12.2 Нормативная база

12.3 Проблемные вопросы

В Арктическом регионе продолжается деятельность по освоению морских площадей в Баренцевом, Печорском и Карском морях. Эти площади покрывают наиболее доступную часть арктического шельфа и не исследованы до конца. Тем не менее ряд сенсационных открытий был уже сделан в Печорском море, Обской губе и в Хатангском заливе.

Суровые погодные и ледовые условия арктического шельфа требуют создания специальных средств для освоения месторождений углеводородного сырья. Одним из перспективных средств освоения арктического шельфа являются подводные добычные комплексы (ПДК). Зарубежные компании, такие как Statoil, Aker, FMC Technologies, более сорока лет работают в этом направлении и достигли значительных успехов в промышленной добыче углеводородов на шельфе морей и океанов с применением ПДК.

В СССР в 1985 году было реализовано подобное техническое решение для подводно-устьевых комплексов «Поиск» полупогружной платформы «Шельф» для бурения скважин глубиной до 6000 м при глубине моря до 200 м. В создании комплекса участвовали свыше 40 предприятий 12 министерств. Существенный вклад в реализацию комплекса внесло ЦКБ «Коралл».

В Российской Федерации в настоящее время разворачиваются работы по определению возможностей создания отечественных ПДК с использованием наработок по монтажу и наладке и опыта эксплуатации оборудования ПДК на Киринском и Южно-Киринском месторождениях шельфа Сахалина.

Ниже представлены некоторые аспекты подводного обустройства месторождений, основанные на изучении зарубежных источников и проработок ЦКБ «Коралл».

12.1 Структура ПДК

Укрупненно подводный комплекс простого кластера включает:

- несколько скважин;
- входной манифольд продукции скважин;
- гидравлическую распределительную панель;
- электрическую распределительную панель;
- трубопроводы передачи продукции;
- шлангокабели.

Типовые подводные скважины могут применяться со стандартной структурой построения. Скважины управляются и контролируются посредством локальной электрогидравлической системы управления.

Манифольд продукции скважин выполняется со сдвоенными экспортными линиями, подключаемыми к принимающим подводным устройствам. Предусматриваются два трубопровода передачи продукции от месторождения на берег или судно обеспечения с возможностью запуска чистящего устройства.

Полевые гидравлические и электрические шлангокабели (umbilical) должны отдельно отходить от специальных разъемов подводного оборудования и подключаться к разъемам общей гидравлической распределительной панели и общей электрической распределительной панели соответственно, которые, в свою очередь, соединяются общими шлангокабелями с судном обеспечения или береговой инфраструктурой.

Устанавливаемые подводным управляемым аппаратом (ROV) гидравлические и электрические питающие линии (шлангокабели) обеспечивают снабжение электроэнергией и подачу сигналов к блоку управления подводной фонтанной арматурой каждой скважины, а также предназначены

для управления гидравлическими линиями высокого/низкого давления и для подачи химреагентов.

Судно обеспечения или береговая инфраструктура комплектуются устройством обеспечения гидравлической энергией (HPU), насосами химреагентов, емкостями хранения флюидов, устройством сбора и передачи информации с источником электроэнергии, соединительными устройствами и расположенным на поверхности главным пультом управления оборудованием системы подводной добычи (MCS).

В случае существенного удаления от берега, низкого пластового давления или сложной мультифазной продукции скважин структура построения ПДК требует включения как дополнительного технологического оборудования для разделения фракций, так и дополнительных насосных/компрессорных станций.

В дополнение к минимально достаточной структуре подводного обустройства может быть установлено следующее:

- подводный скид сепаратора с насосами и частотными преобразователями насосов;
- подводная компрессорная станция с насосами и частотными преобразователями для компрессоров и насосов;
- подводное высоковольтное распределительное устройство;
- подводные устройства бесперебойного питания;
- подводная высоковольтная кабельная линия.

Общий вид ПДК с компрессорной и насосной станциями представлен на рисунке 12.1.

Следует отметить, что Южно-Кириновское месторождение предполагает наличие сложной мультифазной продукции (газ/конденсат/вода/нефть) и при ее подтверждении реализация структуры ПДК, представленной на рисунке 12, может быть актуальной.

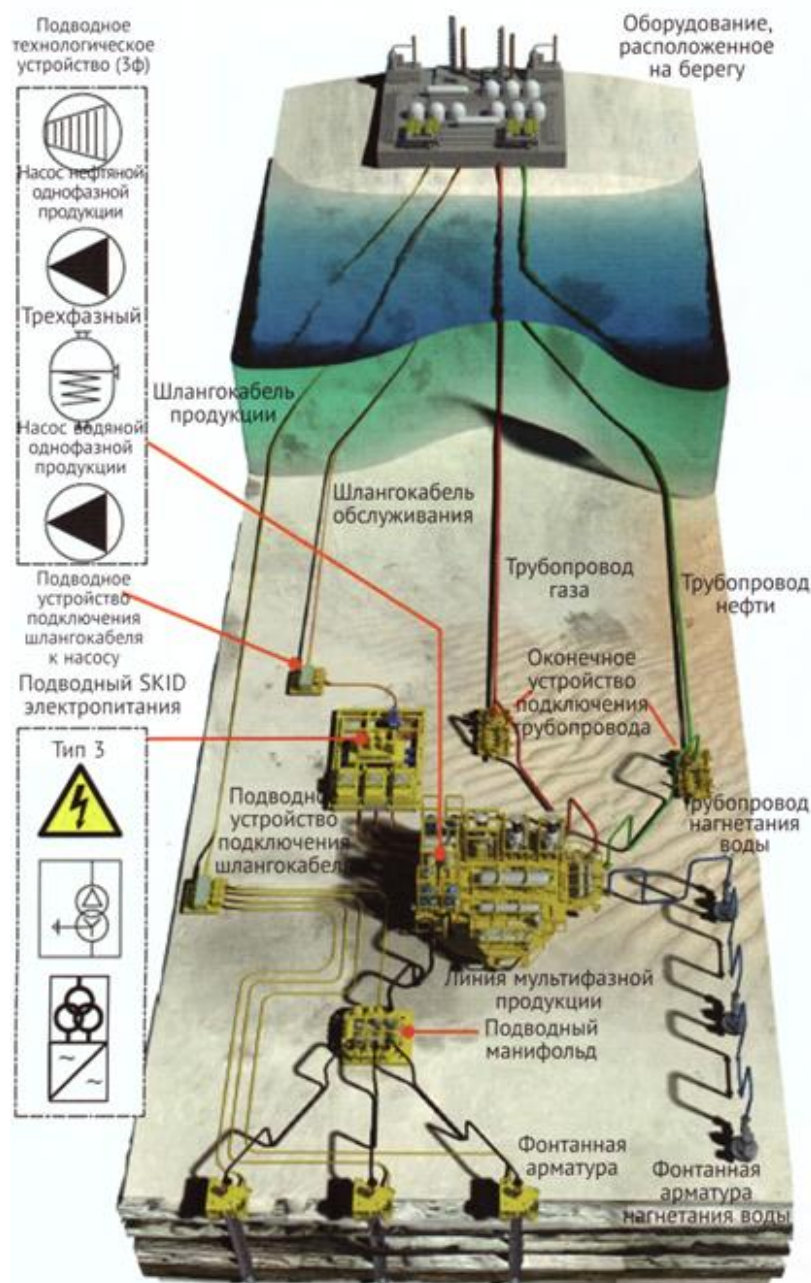


Рис. 12.1. Общий вид ПДК с компрессорной и насосной станциями

Пример реализации ПДК с компрессорной и насосной станциями компании Statoil приведен на рисунке 12.2.

12.2 Нормативная база

В настоящее время в РФ разрабатывается нормативная база для ПДК - первая редакция ГОСТ Р ИСО 13628 на базе международного стандарта ISO 13628:2005 и вторая редакция Правил РС по подводному обустройству.

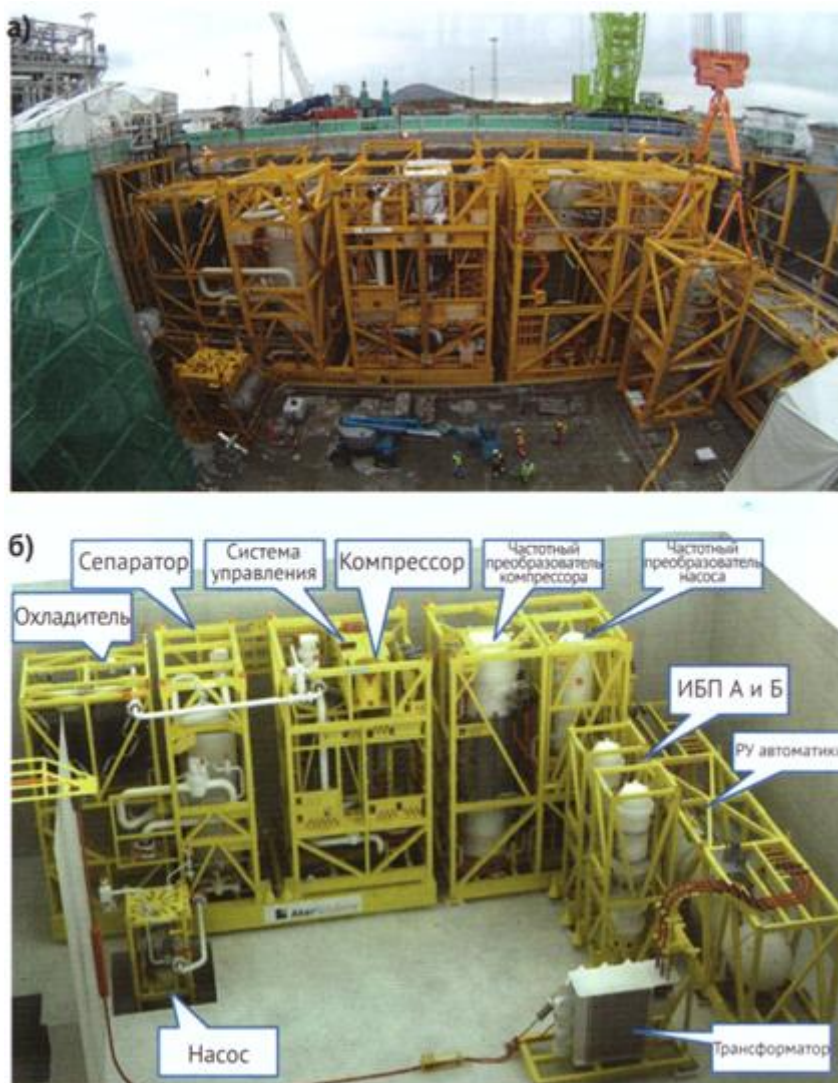


Рис. 12.2. ПДК компании Statoil.Общий вид (а), компоненты комплекса (б)

Кроме того, разработаны нормативные документы ОАО «Газпром» по подводным добычным комплексам.

12.3 Проблемные вопросы

Для реализации в РФ собственных программ создания ПДК необходимо обеспечить разработку технологий и оборудования:

- конструкции оборудования, работающего в морских подводных условиях на больших глубинах с воздействием высокого давления;
- технологии монтажа и соединений оборудования на дне моря;
- быстросъемных подводных соединений на линиях продукции, сред управления, технологических сред;

- высоковольтных и низковольтных подводных разъемов кабельных линий и отдельного подводного электрооборудования;
- кабельных уплотнений для герметичных водонепроницаемых защитных капсул электрооборудования;
- гибких шлангокабелей для передачи сред управления, химреагентов, информации и низковольтного электроснабжения;
- подводных трубопроводов;
- высоковольтных подводных кабельных линий;
- управляемых с поверхности подводных аппаратов для обслуживания оборудования ПДК и установки шлангокабелей;
- специальных морских средств для установки, монтажа и подключения оборудования и шлангокабелей (подводных кабелей) комплексов подводного обустройства месторождений.

Отдельно следует выделить обеспечение высокой надежности и безотказной работы. При эксплуатации добычного оборудования не предусматривается его ремонт в подводных условиях, а только замена модулей или агрегатов (к примеру, электрооборудование должно безотказно работать без любого физического воздействия не менее 5 лет).

Вывод. В лекции представлены технико-технологические аспекты обустройства шельфовых месторождений РФ с помощью подводных добычных комплексов (ПДК). В основе материала - опыт зарубежных компаний и ЦКБ «Коралл» в области проектирования, монтажа и эксплуатации систем подводной добычи.

Технический уровень оборудования ПДК сопоставим с оборудованием для освоения космоса и атомной промышленности, в создании которого имеются конкретные успехи российской промышленности. Принимая во внимание перспективы освоения месторождений арктического шельфа РФ, санкции США и Европы против высокотехнологичного оборудования для морской добычи и имеющийся отечественный инженерно-технический

потенциал, можно констатировать, что создание оборудования для подводного обустройства месторождений является вполне решаемой задачей и может быть реализовано посредством правительственной программы.

Вопросы для самопроверки

1. Какова структура ПДК?
2. Нормативная база.
3. Проблемные вопросы.

Литература

1. Иванов С., Технико-технологические аспекты подводного обустройства месторождений / С. Иванов, С. Гаврилов, А. Махмутов // Offshore, февраль, 2018, с. 66 – 69.

13. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РОССИИ

План

- 13.1 Технология добычи газа на примере конкретного месторождения
- 13.2 Системы предупреждения возможных аварий
- 13.3 Инновационное производство

13.1 Технология добычи газа на примере конкретного месторождения

Технология добычи газа на Штокмане предусматривает наличие на дне моря сложной системы подводного добычного комплекса. При его проектировании, монтаже и эксплуатации будут применяться технологии, сравнимые с космическими. Крайне важными элементами будут являться донные плиты и манифольды (рис. 13.1).



Рис. 13.1. Подводные модули с месторождения Ormen Lange, «Статойл»
Templates from Statoil's Ormen Lange field

Месторождение огромно по любым меркам. Для разработки одной только первой фазы изначально необходимо будет пробурить 16 высокопродуктивных эксплуатационных скважин с площадью дренирования, превышающей площадь Парижа. На морском дне будет создано три центра бурения, в каждом из которых установят две донные плиты (рис. 13.1).



Рис. 13.2. Донные плиты с месторождения Vega «Статойл» Templates from
Statoil's Ormen Lange field

Донная плита рассчитана на четыре буровых окна, следовательно, через одну донную плиту можно будет пробурить четыре скважины. Сами наклоннонаправленные скважины будут уходить вглубь более чем на 2 км. Чтобы обеспечить начало добычи в установленные сроки, две буровые установки одновременно будут вести работы по бурению и заканчиванию скважин. Они будут осуществлять бурение через буровые окна на каждой донной плите и устанавливать фонтанные арматуры («елки»). Подводная добычная система (ПДС) включает не только донные плиты и манифольды, но и инструменты, необходимые для бурения и заканчивания скважин. На завершающей стадии бурения буровая установка помещает и монтирует на устье скважины фонтанную арматуру, которая затем соединяется с манифольдом. Именно с манифольда начинается долгий путь добытого газа и конденсата на технологическое судно. Каждая «елка» — сложный комплекс высоконапорных труб и клапанов высокого давления — устанавливается на свое место с величайшей осторожностью и такой точностью, при которой многоступенчатая система уплотнений сможет гарантировать, что при эксплуатации скважины не возникнет утечки газа.

13.2 Системы предупреждения возможных аварий

В северных широтах из-за погодных условий буровые установки могут работать только четыре месяца в году. В процессе бурения и заканчивания скважин они могут быть подвержены недопустимым нагрузкам от ветра, волн и плавучих льдов. В проекте предусмотрены системы, которые позволяют производить аварийное отсоединение и в то же время обеспечивают безопасное покидание скважины. Для этих целей специалистами разработаны специальные противовыбросовые превенторы и системы аварийной расстыковки. При эксплуатации данных устройств к ним будут применяться самые строгие стандарты технического обслуживания. При обустройстве месторождения внимание будет уделено факторам:

1. *надежность*: высокое качество проектирования, аттестации, тщательный контроль качества и проведение испытаний;
2. *резервирование*: дублирование функций каждого регулирующего клапана и каждой линии связи на случай отказа;
3. *легкая извлекаемость*: в случае отказа какого-либо элемента системы его извлечение и замена максимально упрощаются благодаря модульному принципу построения оборудования (рис. 13.3).



Рис. 13.3. Подводные модули с месторождения Ormen Lange, «Статойл»
Templates from Statoil's Ormen Lange field

13.3 Инновационное производство

Проектирование и изготовление донных плит и манифольдов предусматривается осуществлять в России. От них зависит успех бурения и добычи, поэтому они должны быть изготовлены в строгом соответствии со стандартами для высокодебитных газовых скважин высокого давления, которые будут пробурены на Штокмановском месторождении. В состав манифольда входит сложный комплекс трубопроводной арматуры высокого давления, контроль над которым осуществляется через проходящий по дну моря шлангокабель, который соединен с расположенным в нескольких километрах от донных плит центром управления на технологическом судне. Их конструкционные решения, технические характеристики и качество изготовления будут соответствовать самым передовым стандартам в отрасли.

Кроме того, сезонные ограничения по погодным условиям означают, что сроки изготовления плит и манифольдов играют ключевую роль.

Вывод. При реализации Штокмановского проекта наблюдаются трудности – масштаб месторождения и погодные условия. От специалистов требуется весь опыт, приобретенный на всех предшествующих проектах, и данная работа открывает, несомненно, новые горизонты в области освоения подводных месторождений.

Вопросы для самопроверки

1. Технология добычи газа на Штокмане.
2. Какие бывают системы предупреждения возможных аварий?
3. Инновационное производство.

Литература

1. Нельсон С., Штокман Девелопмент АГ: 300 метров подо льдом / Стюарт Нельсон, Кирилл Измиков // Rogtec, № 09, с. 82 – 84.

14. ПОДВОДНЫЕ ДОЖИМНЫЕ СИСТЕМЫ

План

- 14.1 Подводные дожимные системы
- 14.2 Устьевые дожимные системы
- 14.3 Конкретный пример
- 14.4 Применение дожимных систем
- 14.5 Технологические инновации
- 14.6 Стандартизация
- 14.7 Габариты и вес
- 14.8 Существующая инфраструктура
- 14.9 Реализация проекта

14.10 Снижение эксплуатационных расходов

14.11 Повышение давления в морских трубопроводах

14.1 Устьевые дожимные системы

Почти на всех морских месторождениях существует необходимость снижать противодавление на устьях добывающих скважин и повышать коэффициент извлечения нефти и газа из пластов. Перед тем как принять решение о применении подводных дожимных насосов на устьях скважин, сравнивается величина прироста добычи, которую обеспечит установка подводного насоса, и объем добычи при эксплуатации месторождения в естественном режиме или с применением других технологий ПНП. Операторы изучили основные нефтедобывающие регионы и выявили множество случаев, когда наиболее конкурентоспособной альтернативой является применение устьевых дожимных насосов. Кроме того, возможно, что установка устьевых насосов позволит оптимизировать схему обустройства месторождения и/или увеличить протяженность выкидных трубопроводов.

Одним из наиболее перспективных рыночных направлений инвестиций в уже разрабатываемые месторождения являются малозатратные подводные дожимные системы на глубоководных акваториях. Их внедрение на уже обустроенных месторождениях не требует бурения новых скважин или значительных инвестиций в новое подводное оборудование или в новое оборудование верхних строений платформ (рис. 14.1).

Дополнительные инвестиции в малозатратные дожимные системы позволяют существенно повысить доходы и, соответственно, норму прибыли. Внесение изменений в уже действующие системы требует меньше капиталовложений, чем разработка новых месторождений. Таким образом, они представляют собой привлекательную инвестиционную альтернативу.



Рис. 14.1. Схема инвестирования

14.2 Конкретный пример

Экономическую выгоду от снижения затрат можно проанализировать на примере применения подводного многофазного насоса на уже действующем месторождении. Судя по результатам, внедрение вышеописанных инноваций позволило на 50% снизить общие капитальные затраты на подводные дожимные системы. Потенциально достижимая норма прибыли, полученная в результате повышения эффективности добычи и снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, показывает, что вполне возможно достичь нормы прибыли в 250% и 500% в зависимости от цен на нефть (рис. 14.2-14.3).

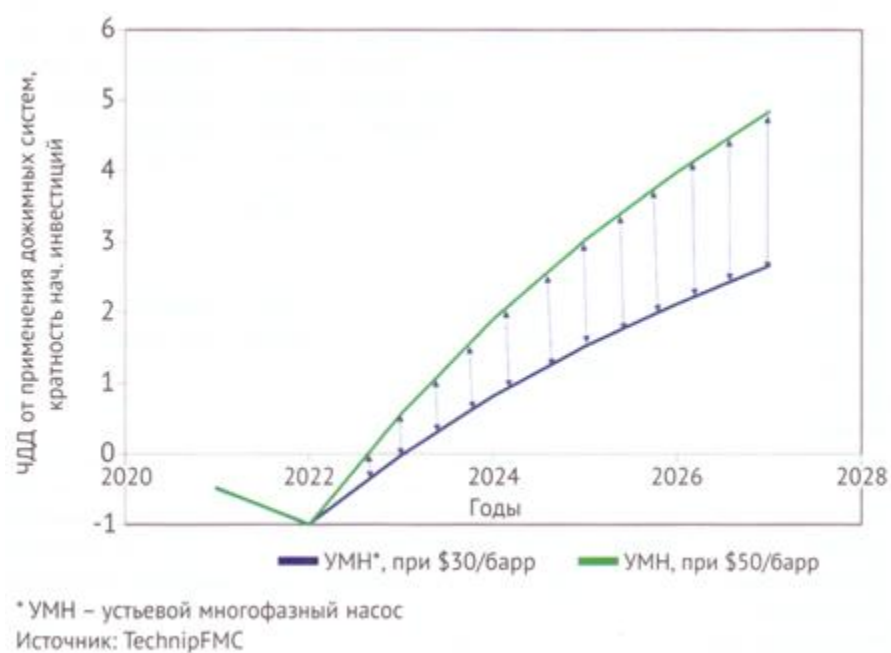


Рис. 14.2. Прогноз окупаемости инвестиций за счёт подводных дожимных систем

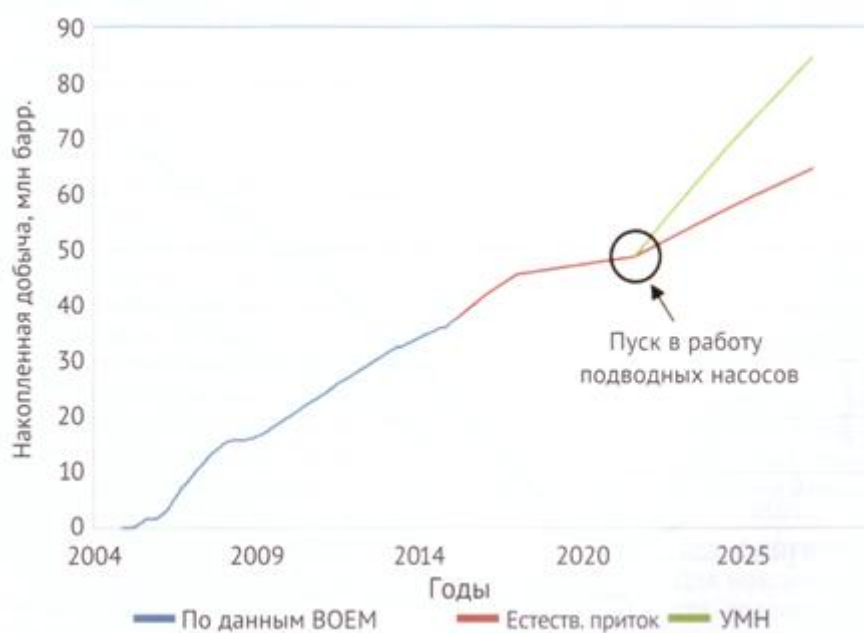


Рис. 14.3. Объёмы добычи по конкретному примеру

В данном примере рассматривается существующее месторождение с низким коэффициентом отдачи и низким коэффициентом использования верхних строений, которое в этой связи является кандидатом на установку дожимных систем на устьях скважин. Точно так же можно проанализировать

другие технологии ПНП, чтобы проиллюстрировать, как инвестиции в дожимные насосы на устьях скважин способны привести к значительным доходам. Платформа, на которую перекачивается продукция скважин, расположена на акватории с глубиной моря 4300 ft (1310 м), устья скважин расположены на глубине 4000 ft (1219 м). Плотность скважинной продукции составляет 27° API (892,7 кг/м³), газовый фактор - 700 ft/барр (124,6 м³/м³). Протяженность выкидного трубопровода - 7 миль (11,3 км). Насос смоделирован с учетом рекомендованного межремонтного периода 5 лет.

К концу срока эксплуатации месторождения, когда устьевое давление достигает самых низких значений, объемная доля газа в нефти остается высокой. В 2027 году объемная доля газа по расчетам на модели оценивается в 80%. На двигателе с постоянными магнитами насос может работать со скоростью 6000 об/мин. Насос способен обеспечивать давление подпора, достаточное для повышения добычи даже при высоком объемном содержании газа на поздних этапах эксплуатации месторождения, и гарантировать рентабельность. В результате предлагаемой оптимизации добычи суммарная нефтеотдача повышается на 31%.



Рис. 14.4. Подводный насосный модуль мощностью 3,2 МВт в погружном испытательном шурфе

14.3 Применение дожимных систем

Подводные дожимные системы представляют собой надежную и отработанную технологию. По всему миру установлено более 65 устьевых и более 50 погружных насосов (рис. 14.4).

Таким образом, 19 операторов решили свои проблемы при разработке месторождений путем применения подводных дожимных систем.

Подводные насосы в основном применялись как составная часть подводных установок подготовки нефти. Например, подводные насосы были установлены для повышения давления перекачки скважинной продукции, отсепарированной под водой на трехфазных сепараторах, для увеличения пропускной способности технологических установок верхних строений платформ в рамках проекта Marlim компании Petrobras и проекта Tordis компании Statoil. Причем в первом случае были использованы горизонтальные трубчатые сепараторы, а во втором - горизонтальные сепараторы.

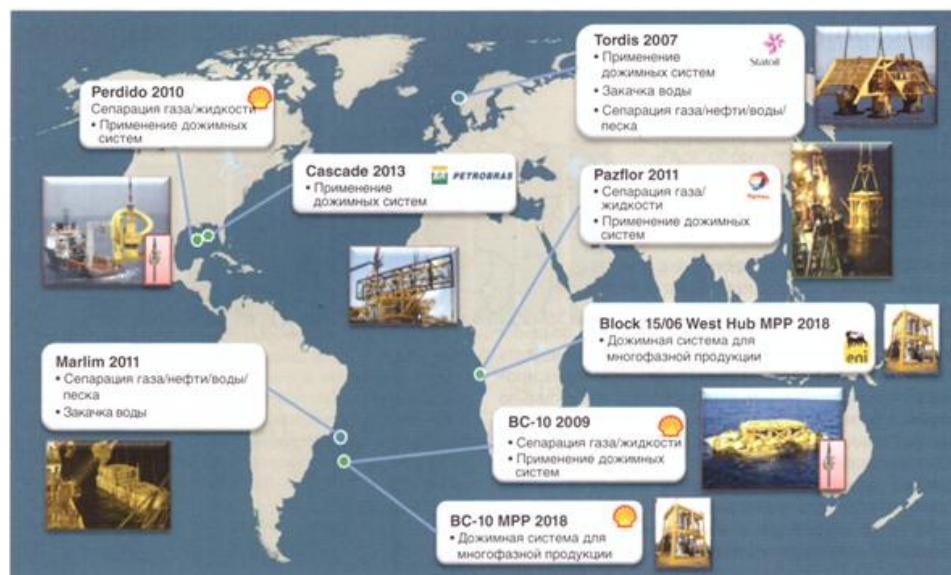


Рис. 14.5. Проекты, в которых применялись дожимные системы

На месторождении Pazflor (P) в Блоке 17 на шельфе Анголы были установлены подводные насосы на выходе из газожидкостных сепараторов. В итоге благодаря использованию многофазных насосов, существовавших на тот момент, было повышено давление перекачки. Сепарация газа от нефти

позволила применить гибридный насос, в котором помимо центробежной ступени имеется спирально-осевая ступень многофазного насоса, что обеспечивает более высокое дифференциальное давление. Система позволяла также сбрасывать давление для предупреждения гидратообразования, в результате чего была использована единая выкидная линия для скважинной продукции, снижены капитальные затраты и существенно оптимизирована смета затрат на разработку месторождения.

Была усовершенствована технология перекачки многофазными насосами, были применены высокооборотные двигатели, технология быстрого регулирования и система мониторинга, что позволило создавать более высокие дифференциальные давления. Благодаря этому снизилась стоимость подводных дожимных станций, которые стали более надежным способом повышения коэффициента нефтеотдачи.

14.4 Технологические инновации

Для максимального повышения добавленной стоимости, создаваемой подводной многофазной насосной установкой, подобранная технология должна обеспечивать оптимальный прирост добычи и требовать небольшого объема капитальных затрат и эксплуатационных издержек. Более того, установленная система должна быть высоконадежной и гарантировать получение доходов.

Анализ капитальных затрат на насосную установку был выполнен с учетом внедрения технических и коммерческих инноваций. Под термином «капитальные затраты на подводную насосную установку», который используется в настоящем примере, понимается общая стоимость с учетом строительства и монтажа, включая:

- насосный модуль с бетонной подготовкой или манифольдом;
- запасной насосный модуль;
- опорную плиту манифольда;
- систему управления строениями и подводными насосами;

- инфраструктуру электропитания строений и подводных насосов;
- комбинированный электрогидравлический шлангокабель;
- монтаж подводных насосных систем и прокладку шлангокабелей.

Ниже приведены способы снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

14.5 Стандартизация

Стандартизация приводит к единообразию требований и воспроизводимости процедур контроля качества, при этом можно определить надежность статистических показателей. Экономия затрат достигается путем исключения специальных проектно-технических работ, которые могут потребовать внесения изменений в цепочки снабжения, технологию добычи и процедурных изменений. Кроме того, стандартизированные компоненты могут снизить затраты на владение продуктами. Стандартизация повышает надежность оборудования, так как она, в сущности, сокращает разброс параметров и характеристик продуктов и компонентов. Вероятность отказа компонентов снижается, и затраты на замену компонентов уменьшаются.

Что касается подводных насосов, то их стандартизация заключается в поставке серии отдельных насосных модулей (с рамами разного размера), при этом номинальная мощность каждого из них должна подбираться таким образом, чтобы удовлетворять потребностям рынка. Поэтому в поставку может входить широкий ассортимент насосов в сочетании с набором агрегатов гидросистем с учетом особенностей месторождения для удовлетворения потребностей по повышению давления в выкидном трубопроводе. Для этого устанавливается фиксированная длина гидравлического патрона на 12 спирально-осевых ступенях, что позволяет вставить заглушки в том случае, если требуется меньшее количество ступеней. Замена гидравлических патронов на протяжении жизненного цикла насоса выполняется оптимальным образом при резком изменении режима работы месторождения. Давление, которое необходимо на выкидных трубопроводах

на конкретном месторождении, создается путем подбора компонентов, рассчитанных на отдельные диапазоны давления, присущие данному месторождению.

14.6 Габариты и вес

Компактная конструкция насосного модуля позволяет снизить количество труб и арматуры, уменьшить вес модуля, что снижает как стоимость насосной системы, так и затраты на ее установку и подъем. Типовая конструкция включает в себя минимальную стационарную инфраструктуру, причем большая часть оборудования насосной станции расположена внутри подъемного модуля. В связи с необходимостью разместить все составные элементы станции внутри легкой подъемной конструкции особое внимание уделялось надежности конструкции системы, состоящей исключительно из компонентов, соответствующих своему целевому назначению.

14.7 Существующая инфраструктура

На уже разрабатываемых месторождениях вместо того, чтобы устанавливать совершенно новые специально спроектированные системы, можно использовать существующую инфраструктуру. Например, в подводных условиях для подачи затворной жидкости и жидкости гидравлической системы управления могут быть использованы существующие или запасные трубы шлангокабелей. Это еще легче осуществить в том случае, если нет необходимости в возвратном канале для затворной жидкости. Таким образом, можно снизить стоимость оборудования и затраты на установку и подъем. Еще одним примером может служить подключение к существующей гидросиловой установке на верхнем строении и возможность обойтись без специально выделенной установки. В результате снижаются затраты и экономится пространство верхнего строения.

14.8 Реализация проекта

Можно существенно снизить затраты, убрав из проекта области технического и организационного взаимодействия. Проект подводной насосной системы является идеальным примером того, как один-единственный руководитель проекта может координировать выполнение всех работ и поставок в соответствии с техническим заданием и свести при этом к минимуму риск несоблюдения графика и сопряжение технических средств (инженерный интерфейс). Например, поставку электрогидравлического шлангокабеля, насосной станции и судна для укладки шлангокабеля способен осуществить всего один опытный поставщик с соблюдением требований единых стандартов и регламентов. Можно на раннем этапе предотвратить задержки в выполнении того или иного вида работ или поставок по проекту при условии согласования в едином договоре интересов всех компаний, которые поставляют те или иные узлы и элементы системы. Конструкция может быть подобрана таким образом, чтобы шлангокабель можно было уложить с помощью судов, имеющих в распоряжении поставщика. Нет необходимости в том, чтобы конструкция удовлетворяла требованиям сторонней компании по укладке шлангокабелей. На раннем этапе необходимо установить тесное взаимодействие между поставщиками различных элементов системы, чтобы стороны имели представление об областях сопряжения. Кроме того, в течение всего периода выполнения проекта необходимо непрерывно обмениваться данными. Именно таким образом можно с малыми затратами выполнить договор.

14.9 Снижение эксплуатационных расходов

Методы снижения эксплуатационных расходов также способствуют максимальному повышению чистого дисконтированного дохода (ЧДД) от инвестиций. Применение двигателя с постоянными магнитами способно сократить потребление энергии при заданной скорости по сравнению с альтернативными типами двигателей. Постоянный магнит позволяет увели-

чить зазор между статором и ротором, что приводит к снижению потерь на трение. Отпадает надобность в установке обезвоживания затворной жидкости и/или в хранении герметичных контейнеров для затворной жидкости, которые необходимы для затворных жидкостей на основе минеральных масел, ввиду того что применяется затворная жидкость на водной основе.

Снижаются затраты на ремонт и техническое обслуживание, нет необходимости ремонтировать и обслуживать установку обезвоживания и систему рециркуляции углеводородов, сопряженную с высоким уровнем рисков. Уменьшаются затраты на пусконаладочные работы, поскольку гидро-система, в которой циркулирует затворная жидкость на водной основе, не требует удаления влаги из системы в целом (шлангокабель и насос). Поэтому продолжительность пусконаладочных работ сводится к минимуму.

14.10 Повышение давления в морских трубопроводах

Технология повышения давления в морских трубопроводах, использованная в вышеприведенном примере, предполагает наличие двигателя с электроприводом, соединенного с гидравлической секцией, состоящей из рабочих колес, которые проталкивают перекачиваемый флюид. Электроэнергия, жидкость гидросистемы управления и затворная жидкость подаются по электрогидравлическому кабелю, который подводится к опорной плите насоса. Источник питания подключен к двигателю насоса через соединительный механизм, приспособленный для работы в морских условиях под водой. Трубы, по которым подается жидкость гидросистемы управления и затворная жидкость, подключаются к насосу с помощью многоштырьковых быстроразъемных соединителей на насосной станции. Гидравлика насоса подбирается с учетом свойств жидкости. В данном случае используется многофазная гидравлика, которая состоит из ступеней.

Вывод. Применение устьевых дожимных насосов - коммерчески привлекательный способ повышения нефтеотдачи пластов для системы

внутрипромысловых трубопроводов и выкидных линий большой протяженности как на уже разрабатываемых, так и на новых месторождениях. Снизить капитальные затраты можно путем внедрения стандартизации, уменьшения габаритов и веса, максимального использования существующей инфраструктуры месторождений и подхода к реализации проекта.

Вопросы для самопроверки

1. Подводные дожимные системы.
2. Устьевые дожимные системы.
3. Применение дожимных систем.

Литература

1. Уайлз Д., Подводные дожимные системы / Д. Уайлз, Дж. Давалат // Offshore, January 2018. p. 46 – 48.

15. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СЕПАРАТОРА ДЛЯ ПОДВОДНОГО КОМПЛЕКСА

План

- 15.1 Подводный добычной комплекс
- 15.2 Подводный сепаратор

15.1 Подводный добычной комплекс

Подводный добычной комплекс представляет собой совокупность технологических блоков, расположенных на морском дне, отвечающих за определенные операции при эксплуатации морских скважин с подводным устьем. Подводный комплекс может сопровождаться гидротехническим сооружением, на котором проводятся вспомогательные операции (контроль, сепарация и т. д.). В лекции описано применение сепараторов для подводной эксплуатации газоконденсатного месторождения, а также для продления срока службы трубопроводов. Предлагается принципиальная схема

подводной установки подготовки газа с технологией сверхзвуковой сепарации и описаны ее преимущества.

Кириновское газоконденсатное месторождение является первоочередным объектом освоения в проекте «Сахалин-3». Оно находится в Охотском море в 28 км на восток от о. Сахалин. В районе месторождения глубина моря составляет от 85 до 90 м. Одно из самых перспективных месторождений проекта «Сахалин-3» - Южно-Кириновское месторождение, где ведется бурение, в недалеком будущем станет основным источником газа для комплекса по производству СПГ под Владивостоком.

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

Оптимизация транспортировки углеводородного сырья заключается в применении сепараторов для подводной эксплуатации газоконденсатного месторождения, а также в продлении срока службы трубопроводов.

Подводный добычный комплекс позволяет добывать углеводороды в сложнейших климатических условиях, даже подо льдом, без строительства платформ и иных надводных конструкций. Сооружения морского добычного комплекса Кириновского месторождения включают шесть скважин с подводным расположением устьев, сборный манифольд, систему трубопроводов и шлангокабелей и береговую площадку управления. Центральным звеном комплекса является размещенный на глубине 90 м манифольд, который представляет собой несколько трубопроводов, закрепленных на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме.

Добытый газ собирается на манифольде и затем по морскому трубопроводу доставляется на береговой технологический комплекс (БТК). Газ, подготовленный на БТК к транспортировке, направляется по 139-

километровому газопроводу на головную компрессорную станцию газотранспортной системы Сахалин - Хабаровск - Владивосток.

Также по дну проложен трубопровод для подачи с берега на месторождение моноэтиленгликоля (предотвращает образование гидратов в скважинах и системе сбора газовой смеси) и кабель управления подводной добычной системой. Применение сепараторов для подводной эксплуатации газоконденсатного месторождения продлевает срок службы трубопроводов.

В настоящее время произошел прорыв в технологии сепарации, основанной на применении сверхзвукового разделения потока жидкости от газа. Новой разработкой в этой области стала технология 3S.

15.2 Подводный сепаратор

3S-сепаратор - это энергосберегающий аппарат (рис. 15.1), предназначенный для очистки от жидких ингредиентов природного и попутного газов. Применение этой технологии имеет большой потенциал для сохранения экологии и энергосбережения.

3S -сепарация - новейшая технология, предназначенная для извлечения целевых компонентов из природных газов. Технология базируется на охлаждении природного газа в сверхзвуковом закрученном потоке газа.

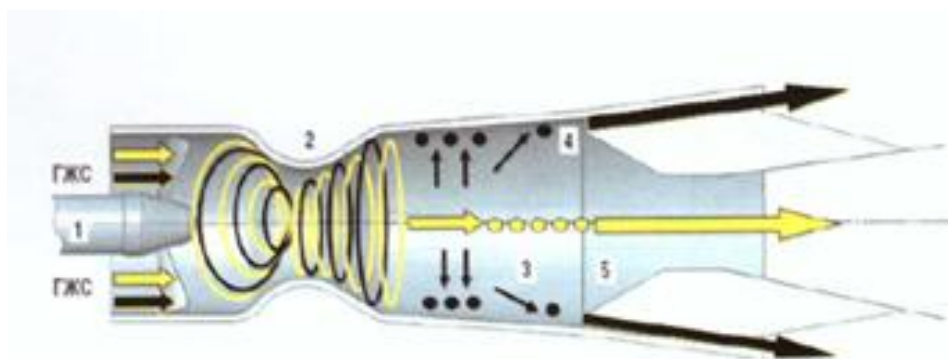


Рис. 15.1. Принципиальная схема сверхзвукового сепаратора: 1 – закручивающее устройство; 2 – сверхзвуковое сопло; 3 – рабочая часть; 4 – устройство отбора газожидкостной смеси (ГЖС); 5 – диффузор

Сверхзвуковой поток реализуется с помощью диффузорного сопла. В таком сопле газ разгоняется до скоростей, превышающих скорость распространения звука в газе. При этом за счет перехода части потенциальной энергии потока в кинетическую энергию происходит охлаждение газа. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость центробежными силами с ускорением, достигавшим 106 м/с^2 , отбрасывается к стенкам выходного раструба, а газ выходит через диффузор. В диффузоре кинетическая энергия, приобретенная потоком, переходит в давление (давление на выходе составляет 70-80% от входного давления).

Диффузор - часть трубы, в которой происходит замедление (расширение) потока. При этом перепад статических давлений на диффузоре может быть меньше, чем на участке прямой трубы исходного сечения.

По сравнению с традиционными схемами подготовки газа использование 3S-сепараторов имеет такие преимущества, как:

- позволяет отказаться от использования химикатов для борьбы с гидратообразованием (время пребывания газожидкостной смеси внутри сепаратора составляет тысячные доли секунды, за столь малый промежуток времени гидраты не успевают сформироваться);
- малая занимаемая площадь и масса установки, высокая транспортабельность и монтажеспособность (сепаратор, спроектированный на рабочее давление в 10 МПа, имеет длину 2 м);
- продление бескомпрессорной эксплуатации месторождения;
- углубленное извлечение пропан-бутанов и этана;
- эффективное извлечение CO_2 и H_2S из кислых природных газов;
- в 3S-сепараторе отсутствуют движущие части и, как следствие, нет необходимости в трудоемком и высококвалифицированном текущем обслуживании аппарата;
- можно использовать на платформах и в подводных системах.

Первая экспериментальная установка была построена в Канаде. Первая в мире промышленная установка 3S-сепарации была введена в строй в 2005 г. в Западной Сибири (рис. 15.2).

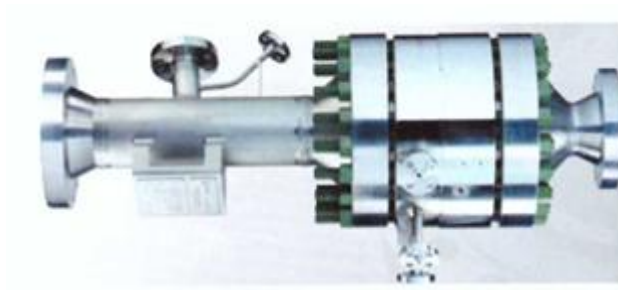


Рис. 15.2. Общий вид 3S-сепаратора

Данный сепаратор обладает рядом преимуществ:

- основным достоинством сепаратора является возможность одновременно проводить осушку, отделение конденсата и извлечение;
- малые габариты;
- работа без применения химических реагентов;
- отсутствие движущих частей, как следствие - надежность.

Обустройство Киринского ГКМ впервые в России осуществлялось с использованием подводного добычного комплекса. Для обеспечения Киринского ГКМ оборудованием были проведены сложные операции по его доставке из разных регионов России и из-за рубежа на о. Сахалин. Например, из норвежских портов Ларвик и Лангесунд в морской порт Холмск на Сахалине был доставлен комплект оборудования фонтанной арматуры для скважин Киринского месторождения, а также манифольд (рис. 15.3).



Рис. 15.3. Манифольд Киринского месторождения

Обустройство Киринского ГKM предусматривает использование подводных технологий добычи, что позволяет сократить сроки ввода месторождения и обеспечить транспортировку углеводородов до береговых сооружений в многофазном состоянии.

Предлагается принципиальная схема подводной установки подготовки газа с технологией сверхзвуковой сепарации (рис. 15.4).

Газ из скважины с давлением 14-15 МПа поступает в подводный теплообменник Т-1, где охлаждается водой. Газ в подводном теплообменнике охлаждается до 275-276 К и после этого газовый поток дросселируется в Др-1, -2, -3 до давления 6-8 МПа.

Затем газ подается в подводный сепаратор С-1, -2, -3, где газовый поток отделяется от сконденсировавшейся жидкости. После подводных сепараторов газ поступает в манифольд и затем направляется по трубопроводу на береговой комплекс. Жидкость направляется в насосную станцию и затем транспортируется на берег.

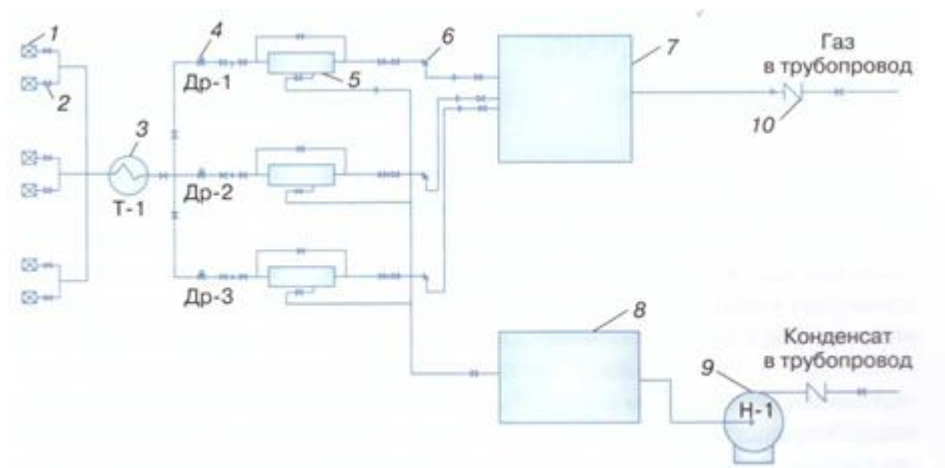


Рис. 15.4. Принципиальная схема подводной установки подготовки газа с технологией сверхзвуковой сепарации

Преимуществом системы с подводным расположением устья является защищенность всего оборудования, установленного на дне, от внешних погодных условий. Известно, что надводные стационарные платформы

представляют значительную навигационную опасность, в то время как при установке оборудования под водой такая опасность практически отсутствует, устраняется также пожарная опасность.

Предполагается, что к 2020 г. развитие подводных технологий позволит отказаться от применения морских технологических платформ. При этом подготовка газа к однофазному транспорту и компримирование газа будут осуществляться с помощью подводных установок подготовки газа к транспорту и подводных компрессорных станций.

Вывод. Подводный добычный комплекс позволяет добывать углеводороды в сложнейших климатических условиях, даже подо льдом, без строительства платформ и иных надводных конструкций. Сооружения морского добычного комплекса Киринского месторождения включают шесть скважин с подводным расположением устьев, сборный манифольд, систему трубопроводов и шлангокабелей и береговую площадку управления. Центральным звеном комплекса является размещенный на глубине 90 м манифольд, который представляет собой несколько трубопроводов, закрепленных на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме.

Вопросы для самопроверки

1. Подводный добычный комплекс.
2. ЗБ - сепаратор.

Литература

1. Лямина Н.Ф., Обоснование применения сепаратора для подводного комплекса / Н.Ф. Лямина, А.З. Саушин // Газовая промышленность № 7 – 8, 2016, с. 18 – 20.

16. ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК

План

16.1 Понятие цифрового двойника

16.2 Стареющие активы

16.3 Усовершенствование цифровых двойников

Для принятия правильных решений ключевое значение имеет приведение в порядок большого количества поступающих данных. При этом критичным является структурирование этой информации. В этом и состоит роль цифрового двойника (Digital Twin).

Нынешний длительный период низких цен на нефть привел к тому, что все большее внимание уделяется управлению активами, их техническому обслуживанию и ремонту, а также повышению их эффективности. В сложившейся экономической ситуации данные играют важнейшую роль. Нефтяные и газовые компании собирают информации больше, чем когда бы то ни было, пытаясь принимать более продуманные и разумные решения, но значительный объем данных из разнородных источников порождает проблему, сложность которой непрерывно возрастает с добавлением новых потоков.

Согласно публикации Северо-Восточного университета (Northeastern University), общий объем данных в мире составил в 2013 году 4,4 зеттабайта. Чтобы представить это в более понятном виде, просто скажем, что один зеттабайт равен 44 триллионам гигабайт. Ожидается, что к 2020 году этот объем вырастет до 44 зеттабайт.

Хотя отдельные компании и не оперируют зеттабайтами данных, они с трудом справляются с управлением значительными объемами информации и испытывают трудности в определении скрытой ценности данных.

16.1 Понятие цифрового двойника

Понятие цифрового двойника, недавно введенное в нефтяной и газовой промышленности, развивается примерно с 2002 года. С внедрением интернета вещей (Internet of Things) создание цифровых двойников теперь не требует крупных затрат, и этот концепт быстро становится крайне важным для получения преимуществ перед конкурентами при осуществлении экономически целесообразных коммерческих операций.

Компания Gartner Inc, которая имеет самую обширную в мире базу аналитиков и консультантов по исследованиям в области IT, включила технологию цифровых двойников в свою десятку ключевых разработок 2017 года, поставив ее в ряд с технологиями, которые, по мнению аналитиков, представят собой «потенциальный значительный прорыв в самых разных отраслях промышленности».

Попросту говоря, цифровой двойник - это виртуальная модель (рис. 16/1). В нефтегазовой отрасли это модель любого промышленного объекта, участвующего в добыче и переработке, например полупогружная буровая установка или буровое судно. Цифровой двойник выступает посредником между виртуальным и физическим миром, позволяя анализировать данные и проводить мониторинг системы таким образом, который кардинально улучшает эксплуатацию, предотвращает простои, снижает затраты на ремонт и техническое обслуживание, а также предоставляет данные, которые могут быть использованы для оптимизации операций в течение всего жизненного цикла объекта.

Цифровой двойник использует интеллектуальные датчики для сбора и передачи с объекта рабочих характеристик в реальном времени командам специалистов, находящимся как на месте, так и на расстоянии. Они, в свою очередь, могут эффективно использовать обширные массивы данных для мониторинга операций, выявления тенденций, а также более оперативно использовать накопленный опыт для увеличения эффективности эксплуатации объектов.



Рис. 16.1. Цифровой двойник выступает посредником между виртуальным и физическим миром

Цифровой двойник может иметь различные уровни сложности, например могут быть разработаны отдельные модели для конструктивных систем, механизмов, систем управления и технологических комплексов. Цифрового двойника можно также подключить к системам в масштабе предприятия для сбора данных об эффективности ведения коммерческой деятельности, таких как затраты на техническое обслуживание и показатели выполнения работ подрядчиками, он также может управлять данными на той же платформе. Преимущества этой технологии включают возможности:

- анализировать темпы добычи и выявлять узкие места в системе;
- анализировать интенсивность отказов оборудования и оптимизировать программы технического обслуживания и ремонта;
- проводить анализ первопричин отказов оборудования;
- обеспечивать конструктивную целостность;
- интегрировать системы управления знаниями;
- оптимизировать новые конструктивные решения на основе исторических данных;
- исследовать возможные альтернативные сценарии (например, «что если»), позволяя операторам подготовиться к нештатным ситуациям;

- наглядно представлять показатели риска для объекта и ключевые технико-экономические показатели на одной платформе.

Комплексный анализ данных по эффективности коммерческой деятельности и техническому состоянию оборудования позволяет принимать решения о продлении срока эксплуатации месторождения на основе точных данных и ясного понимания целостности производственных объектов.

16.2 Стареющие активы

Решение относительно продления срока службы существующего производственного объекта зависит от ряда факторов, включая будущий темп выпуска продукции производственным объектом, рыночную цену производимого на объекте продукта, стоимость модификации, модернизации, ремонта, а также объем будущих инвестиций в эксплуатацию объекта. Ключевым вопросом в определении того, нужно ли продлевать срок эксплуатации объекта, является установление способа минимизировать незапланированное техническое обслуживание и ремонт. Эти работы могут оказаться очень дорогостоящими, особенно если они связаны с производственными потерями, а пытаться справиться с приостановками производства трудно при отсутствии данных и данных в реальном времени.

Подход, применяемый в системах поддержки принятия решений на основе данных, является важнейшим первым шагом в расстановке приоритетов в решениях относительно будущих инвестиций и в максимизации производственных показателей существующего актива.

Цифровой двойник представляет собой ценный инструмент в процессе управления объектом на основе данных, так как он является виртуальным представлением объекта, включающим множество компонентов, которые могут использоваться для управления активом на протяжении всего его жизненного цикла. Эти компоненты могут включать чертежи и отчеты, результаты инспекций и изысканий, численные модели (такие как конечно-элементные модели), данные с датчиков, а также другую информацию.



Рис. 16.2. Цифровой двойник улучшает производственные показатели

16.3 Усовершенствование цифровых двойников

В настоящее время компания DNV GL разрабатывает цифровые двойники, которые объединяют такие данные, как гидрометеорологические условия, результаты изысканий и данные от датчиков с углубленным цифровым структурным моделированием производственного объекта в целом для управления структурной целостностью морских активов.

Основное внимание уделяется оптимизации и увеличению быстродействия программных средств моделирования.

Вычислительный механизм для цифрового двойника основан на модели конечно-элементного анализа с редуцированным базисом (Reduced Basis Finite Element Analysis, RB-FEA), разработанной Массачусетским технологическим институтом (Massachusetts Institute of Technology). Эта технология доступна на рынке в программных продуктах компании Akselos.

Поскольку реализуемая компанией Akselos методология редуцированного базиса основана на компонентно-ориентированных 3D моделях конструкций, а программное обеспечение основано на методе редуцированного базиса, она обеспечивает очень быстрое выполнение

трехмерного структурного анализа в полном объеме. Этот подход систематически производит модели в 1000 раз быстрее и крупнее, чем конечно-элементный анализ. По мнению специалистов компании DNV GL, именно это ускорение вычислений и уровень детализации моделей являются основным преимуществом технологии цифровых двойников. Она обеспечивает точное моделирование с учетом состояния крупных и особо важных объектов, позволяя включать в модель все необходимые конструктивные элементы вместе с полученными в результате инспекции данными о наличии трещин, коррозии и повреждений вследствие ударов.

Каждый компонент в RB-FEA модели основан на стандартной сетке конечно-элементного анализа, которая представляет геометрию компонента с соответствующими свойствами материала, нагрузками и граничными условиями. Характеристики компонента параметризованы, что позволяет легко и просто изменять свойства компонента (геометрию, плотность, жесткость, нагрузки и так далее). Компоненты соединяются на «портах». Это конструктивное решение позволяет полностью смоделировать систему. Данный подход, основанный на компонентах, облегчает изменение модели путем добавления, удаления или замены элементов.

DNV GL и Akselos стали партнерами в области использования технологии RB-FEA для морских сооружений. Эти две компании главным образом сосредоточились на исследовании гидродинамических нагрузок на плавучие сооружения (полупогружные буровые установки, буровые суда и так далее), а также механики образования трещин в глобальной модели.

Анализ гидродинамической нагрузки может потребовать тысячи решений. Проводимый компанией Akselos RB-FEA позволяет быстро и эффективно проанализировать крупные детализированные модели. По каждому временному интервалу значения волнового давления (генерируемые таким программным обеспечением, как WAMIT/WADAM) отображаются на корпусе плавучего средства, а RB-FEA выполняется за время меньше одной секунды. Увеличение скорости вычислений позволяет

проводить анализ усталостных характеристик во временной области для больших морских сооружений, что ранее было невозможно из-за количества времени, требуемого для выполнения вычислений при помощи обычного программного обеспечения для конечно-элементного анализа. Применяя возможности метода RB-FEA, теперь можно использовать фактические измерения датчиков движения платформы и данные волн для выполнения детальной оценки усталостных характеристик.

Глобальные RB-FEA модели с высокой детализацией локальных участков позволяют оценивать J-интегралы и другие величины механики трещинообразования в контексте глобального решения (то есть решения для объекта в целом). Параметрические модели позволяют обновлять геометрию трещин за секунды, что ускоряет анализ и исследования. Значительным шагом на пути к увеличению эффективности технического обслуживания и ремонта является возможность импортировать результаты инспекции непосредственно в глобальную модель, что позволяет выполнить оценки роста трещин для оптимизации периодичности проведения инспекции.

Продление срока эксплуатации объекта, которое становится возможным благодаря цифровому двойнику и мониторингу с учетом состояния при помощи систем датчиков, является ключом к извлечению выгоды из существующих сооружений, эксплуатируемых в течение намеченного срока службы. Новая парадигма мониторинга с учетом состояния позволяет отойти от традиционного подхода к инспекции. Благодаря использованию технологии цифрового двойника можно анализировать данные с датчиков и результаты исследований для оптимизации программ инспекции, исходя из фактического состояния объекта. Знание действительного физического состояния объекта позволяет ориентировать программы инспекции на участки, заслуживающие более пристального внимания, и при этом избежать затрат времени на оценку тех сегментов корпуса судна, которые не демонстрируют значительного ухудшения состояния. Это позволяет оператору сэкономить время и

средства. При использовании технологии цифрового двойника для оценки рисков в реальном времени существует дополнительная возможность значительно повысить безопасность на морских сооружениях. Крупные аварии происходят в результате того, что где-то имеется брешь в многочисленных предохранительных устройствах или барьерах. Опыт работы со сложными инженерными системами демонстрирует необходимость распознавания в реальном времени и развития подхода оценки деградации защитных барьеров и принятия надлежащих мер в интерактивном режиме в процессе работ, чтобы своевременно распознавать редкие, но потенциально катастрофические аварийные ситуации. До настоящего времени проблема состояла в том, что компании боролись с деградацией барьеров, находящихся в критическом состоянии, и в то же самое время испытывали трудности при работе с большим объемом данных, поступающих из многочисленных источников.

Вывод. Нефтяные и газовые компании собирают информации больше, чем когда бы то ни было, пытаясь принимать более продуманные и разумные решения, но значительный объем данных из разнородных источников порождает проблему, сложность которой непрерывно возрастает с добавлением новых потоков. Цифровой двойник решает эту задачу путем предоставления общей платформы обработки данных, которая делает возможным своевременный обмен информацией между сторонами.

Вопросы для самопроверки

1. Исследование концепта.
2. Стареющие активы.

Литература

1. Шарма П., Цифровой двойник спешит на помощь / Партха Шарма // Offshore, October 2017, p. 34 – 35.

17. АВАРИЙНЫЕ РАЗЛИВЫ НЕФТИ В ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЯХ

План

17.1 Моделирование разливов

17.2 Методы и средства мониторинга

17.3 Ликвидация разливов

В настоящее время на континентальном шельфе добывается около 35% от общемирового объема добычи жидких углеводородов. Количество морских платформ в мире составляет несколько тысяч объектов и будет увеличиваться, как и объемы добываемого и транспортируемого углеводородного сырья. Одновременно растет количество судов танкерного флота, морских подводных трубопроводов, нефтяных терминалов и причалов. Морские платформы, подводные трубопроводы и скважины относятся к объектам значительного экологического риска. Аварии и отказы на них представляют большую угрозу окружающей природной среде, морской флоре и фауне.

Продолжительный срок эксплуатации и повышенные требования к экологической безопасности и надежности объектов освоения морских месторождений, морского трубопроводного транспорта и подводной инфраструктуры по добыче нефти и газа ставят в ряд важнейших задач вопросы предупреждения и снижения количества аварийных ситуаций. Среди них особое значение имеет обнаружение повреждений и возможных отказов, а также прогнозирование развития аварий, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов. Организация эффективного экологического мониторинга морских объектов нефтегазодобычи в целях совершенствования механизма предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов становится все более актуальной.

Учитывая данные причины, создание новых эффективных способов мониторинга, технических средств и оборудования для ликвидации разливов

нефти в арктических условиях является одной из важнейших задач при реализации российскими компаниями проектов освоения морских нефтегазовых месторождений, проведении транспортных операций на Северном морском пути, при проектировании ледостойких платформ, танкеров ледового класса, ледокольных многофункциональных судов.

17.1 Моделирование разливов

Наиболее опасными операциями при проведении морских работ с точки зрения возможности разлива нефти являются:

- подводное разведочное и эксплуатационное бурение скважин;
- добыча, обработка или подготовка нефти на морской платформе;
- временное хранение (накопление) нефти в хранилище;
- отгрузка нефти на челночные танкеры через подводный трубопровод, одноточечный причал;
- морская транспортировка нефти на танкерах.

Существуют отечественные методики и программные комплексы, реализующие указанные модели для оценки поведения аварийного разлива нефти под влиянием ветра, волнения, течения, батиметрии акватории. Из наиболее известных следует назвать модель SPILLMOD, разработанную группой ГОИН им. Н. Н. Зубова под руководством С. Н. Овсиенко, которая является комплексным алгоритмом расчета траектории нефтяного пятна.

Разработаны и апробированы на практике как статистические, так и детерминированные модели для применения в ледовых условиях. Российская модель OILMARS, разработанная специалистами ДАНИИ, предполагает вероятностный подход к определению траектории движения отдельных частей нефтяного пятна («спиллитов») относительно плавающего льда.

Важную роль при моделировании разливов нефти играют натурные испытания, проводимые в экспериментальных бассейнах для выявления особенностей поведения нефтяного загрязнения под действием внешних природных условий.



Рис. 17.1. Комплексная система экологического мониторинга морской среды

По данным Det Norske Veritas (DNV), Health & Safety Executive (HSE) 2009 года, среди возможных типов аварий (навал, авария крана, падение объектов, авария на скважине, повреждение конструкции, разливы нефти) при эксплуатации морских платформ разливы нефти являются самыми частыми. При этом до 70% аварийных случаев приходится на разливы нефти объемом менее 500 т, а вероятность возможного воспламенения разлива составляет около 10%.

Несмотря на введение за последние десятилетия мер по конструктивной и технической безопасности для морских объектов и танкеров, приведших к значительному снижению среднегодовой частоты разливов, опасность эксплуатационных и аварийных разливов нефти остается достаточно высокой. Необходима разработка современных методов мониторинга и ликвидации разливов нефти.

Кроме того, в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ» и ряда других документов по оценке риска, с учетом влияния опасных природных факторов Арктики риск возникновения аварий увеличивается по сравнению с условиями климата в несколько раз.

17.2 Методы и средства мониторинга

Мониторинг является важным этапом процесса выработки мер по реагированию на аварийные разливы нефти, принятию управленческих решений. Данные авиационного и космического мониторинга водной поверхности в подавляющем большинстве случаев могут использоваться только для подтверждения факта наличия загрязнения и общей оценки ситуации, но такие данные непригодны ни для целей оперативного реагирования, ни для своевременной организации работ по локализации и ликвидации последствий разливов нефти.

Для мониторинга загрязнения применяются следующие методы:

1. оптическое наблюдение в различных диапазонах;
2. радиолокационное наблюдение;
3. микроволновая радиометрия;
4. флуоресценция;
5. лазерная локация.

Применительно к задачам мониторинга нефтяных загрязнений подолгом использование автоматизированных подводных аппаратов с установленными на них измерительными системами может оказаться эффективным не только при разливе нефти на глубине, но и для мониторинга нефтяного загрязнения в приледном слое.

В последние годы разработаны измерительные устройства для определения содержания углеводородов в морской воде на основе применения селективных мембран (рис. 17.2). Принцип действия этого устройства, разработанного фирмой Neptun Oceanographies, основан на

считывании диффузии молекул углеводородов в морской воде через мембрану в специальную камеру прибора, где они идентифицируются электрохимическими или оптическими датчиками. Данные типы датчиков имеют преимущества точечного контактного преобразователя по сравнению с флюориметрами, которые определяют интегральную измеряемую величину концентрации нефтехимической примеси по некоторому объему жидкости.



Рис. 17.2. Датчик углеводородов мембранного типа

Мобильная система мониторинга ранних утечек фирмы Contros (рис. 17.3) является комплексным техническим решением для обнаружения подводных утечек нефти подо льдом. Для идентификации нефтяного загрязнения применяется флюориметр с широким диапазоном измерения (до 500 мг/л). Такие измерения позволят определить размеры загрязненной нефтью области, установить характер воздействия локальных течений на распространение шлейфа загрязнения и прогнозировать развитие аварийной ситуации. Оптические системы являются контактными регистраторами, которые определяют наличие содержания углеводородов только при условии прохождения через область шлейфа загрязнения.

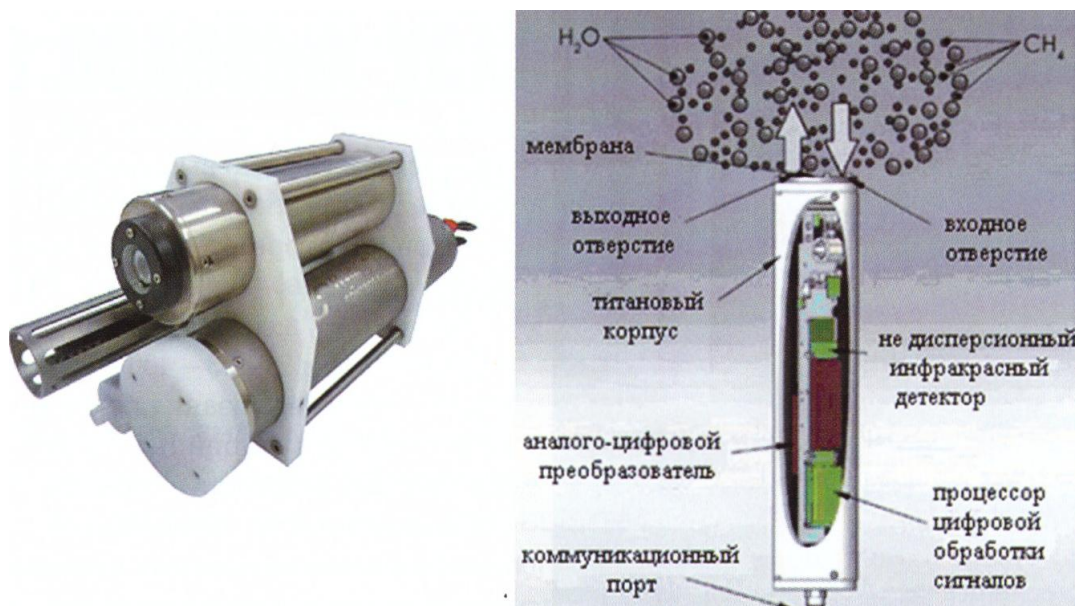


Рис. 17.3 -Мобильная система мониторинга ранних утечек MLDS

Для дистанционного мониторинга нефтяного загрязнения подо льдом разработана система LDS3, работающая по принципу лазерного зондирования (рис. 17.4). Система LDS3 позволяет дистанционно, на расстоянии до 20 м, сканировать места предполагаемого нефтяного загрязнения и обладает высокой точностью.

Ни один из методов мониторинга разливов нефти (рис. 17.4) не покрывает весь спектр природных факторов в условиях Арктики. Поэтому системы и оборудование для обеспечения экологического мониторинга должны быть комплексными, то есть наиболее эффективным является применение нескольких методов, использующих различные технические устройства.



Рис. 17.4. Система лазерного зондирования загрязнений подо льдом LDS3

Пример комплексной системы экологического мониторинга морской среды представлен на рисунке 17.5.

Наименование метода	Описание системы «нефть - лед»					Погодные факторы		
	Нефть среди битого льда сплоченностью			Нефть на льду	Нефть подо льдом	Метель (пурга)	Сумерки	Дождь и туман
	<30%	30–60%	>60%					
Оптическое наблюдение								
Микроволновая радиометрия								
Радиолокация (SAR, SLAR)								
Радиолокация (GPR)								
Флуоресценция								
Лазерное зондирование								

– метод применим
 – метод теоретически применим, но не использовался на практике
 – метод неприменим
 – решения не исследовались или не использовались на практике

Рис. 17.5. Матрица эффективности методов мониторинга разливов нефти для различных природных условий

17.3 Ликвидация разливов

Для ликвидации разливов нефти на море в настоящее время применяется несколько методов: механический метод (рис. 17.6 а); «сжигание на месте» (рис. 17.6 б); применение диспергентов и т. п.

а)



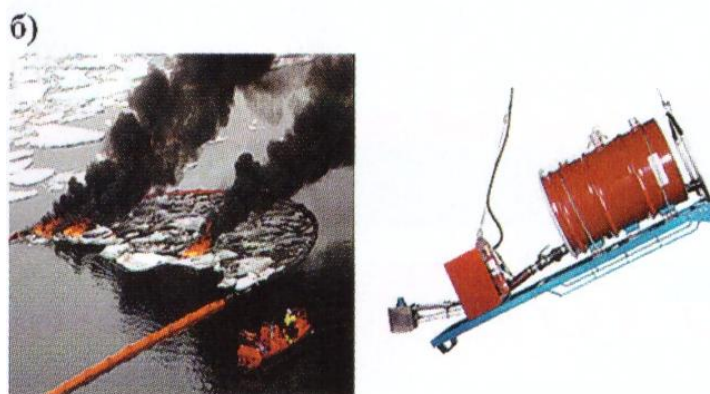


Рис. 17.6. Методы ликвидации разливов нефти в ледовых условиях

Вывод. На основе анализа методов мониторинга и ликвидации нефтяных загрязнений авторами проведена оценка эффективности соответствующих существующих способов и технологий применительно к ледовым условиям. Показана необходимость разработки комплексной системы мониторинга разливов нефти с применением средств мониторинга.

Вопросы для самопроверки

1. Моделирование разливов.
2. Методы и средства мониторинга.
3. Ликвидация разливов.

Литература

1. Тимофеев О., Аварийные разливы нефти в ледовых условиях / Олег Тимофеев, Николай Вальдман, Владимир Горбацкий, Дмитрий Яковлев // Oil and Gas Journal Russia, март 2014, с. 84 – 88.

18. МЕРЫ СМЯГЧЕНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

План

- 18.1 Морские исследования и изыскания в районе месторождения
- 18.2 Меры по минимизации воздействия на морскую среду

- 18.3 Меры по охране окружающей среды на береговых объектах
- 18.4 Привлечение экологических организаций к решению проблем
- 18.5 Экологический мониторинг и контроль

Обеспечение экологической безопасности — одно из главных необходимых условий реализации крупных нефтегазовых проектов на шельфе арктических морей России. В полной мере это относится и к проекту освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ) в Баренцевом море. Штокмановский проект предусматривает добычу природного газа и газового конденсата на значительно удаленном от материка участке континентального шельфа высокоширотного района, связан с потенциальными экологическими рисками. Они обусловлены сложными природно-климатическими условиями Арктики, в которых будет реализовываться Проект, и экологическими ограничениями, связанными с уязвимостью арктических морских экосистем, присутствием в районе ценных промысловых и редких видов гидробионтов - организмов, постоянно обитающих в водной среде. Район ШГКМ является зоной судоходства, важной в рыбопромысловом отношении акваторией Баренцева моря.

Охрана окружающей среды, согласно политике компании «Штокман Девелопмент АГ» (ШДАГ), является приоритетной задачей на всех организационных уровнях, что подразумевает оценку экологических рисков, возникающих в ходе проведения работ, наблюдение за их воздействием на окружающую среду в соответствии с принятой международной производственной практикой и внедрение наилучших существующих технологий для минимизации негативного воздействия на природу.

18.1 Морские исследования и изыскания в районе месторождения

Эколого-биологические исследования района ШГКМ в Баренцевом море начаты давно, в их реализации принимали участие различные научные коллективы (рис. 18.1)



Рис. 18.1. ШДАГ был организован целый комплекс инженерно-экологических изысканий в морской зоне Проекта

Результатом выполненных работ стал накопленный за много лет обширный материал, дающий ретроспективные данные о состоянии и динамике основных компонентов морской среды. Экологическое сопровождение проектов освоения месторождений углеводородного сырья на шельфах морей, согласно действующему российскому законодательству, включает в себя проведение инженерноэкологических изысканий (ИЭИ), которые позволят компании «Штокман Девелопмент АГ» аккумулировать информацию о фоновом состоянии окружающей среды акватории, на которую планируется оказать воздействие при строительстве, обустройстве и эксплуатации объектов. При этом важно оценить как естественное состояние природных экосистем, так и уровень их трансформации в результате предыдущего антропогенного воздействия, а также потенциальные экологические риски и имеющиеся ограничения. В случае освоения ШГКМ в его морской части мы имеем дело с очень крупным объектом — обширная акватория лицензионного участка месторождения и более 550 км трассы подводного трубопровода, пересекающего различные участки Баренцева моря. Технологическое судно, размеры которого превышают 300 метров, а водоизмещение составляет более 220 000 тонн, является главным объектом добывающего комплекса в открытом море. Эта уникальная самоходная мобильная морская установка объединяет технические возможности добычной платформы и ледостойкого морского судна, на котором

происходит подготовка газа к транспортировке на берег. Компанией «Штокман Девелопмент АГ» был организован целый комплекс инженерно-экологических изысканий в морской зоне Проекта. Морские исследования включали изучение гидрологического режима моря, гидрометеорологических условий, ледового режима, рельефа дна района добычи и трассы трубопровода, текущей экологической обстановки и биологических компонентов моря. Данные, полученные в ходе изыскательских работ, используются для изучения состояния окружающей среды и конструкторских разработок. Приоритетом для компании является минимизация или полное устранение потенциального негативного воздействия проекта.

18.2 Меры по минимизации воздействия на морскую среду

Для реализации вышеуказанных целей ШДАГ помимо выполненных изысканий в зонах воздействия проекта разрабатывает мероприятия по минимизации и компенсации причиняемого вреда окружающей среде. Была проведена оценка воздействия на морские организмы, попадающие в зону работ по реализации освоения ШГКМ. Для минимизации такого воздействия компания прорабатывает новые рыбозащитные устройства, которые будут установлены на водозаборах судна. Это уникальное техническое оборудование, которое позволяет полностью исключить попадание и гибель крупных особей (более 5 см) и на 95% снижает вероятность попадания планктонных организмов в водозаборные узлы. К воздействиям на морские организмы во время проведения работ следует отнести возможное загрязнение морской воды, увеличение взвеси и возрастание мутности при подводном строительстве, воздействующие на кормовую базу рыб и рыбные ресурсы, а также так называемый «фактор беспокойства». В связи с этим в ходе буровых работ на Штокмановском месторождении большая часть породы будет перевозиться на берег для переработки. Проектируемая трасса морского трубопровода пройдет по наименее экологически чувствительным зонам дна Баренцева моря. Разработана трехступенчатая система очистки

технических вод на технологическом судне, адаптированная к условиям Арктики. Актуальным является изучение негативного акустического воздействия на морских млекопитающих, возможного при производстве гидротехнических работ. Для этого совместно с Мурманским Морским Биологическим Институтом ведется работа по оценке влияния факторов беспокойства на морских млекопитающих, прорабатываются методы смягчения и минимизации подобного воздействия. Кроме того, «Штокман Девелопмент АГ» разрабатывает схемы реализации компенсационных мероприятий, которые будут включать в себя не только разведение и выпуск молоди в водные объекты, как это принято во всех российских проектах, затрагивающих акваторию морей, но также и формирование искусственных «рифовых» сооружений. Это позволит стимулировать естественное восстановление экосистем и на практике существенно снизит негативное воздействие на морские биологические ресурсы.

18.3 Меры по охране окружающей среды на береговых объектах

Освоение ШГКМ затрагивает не только морскую среду (рис. 18.2).



Рис. 18.2. Сельское поселение Териберка

Большие изменения произойдут в районе сельского поселения Териберка, где планируется построить установку комплексной подготовки газа (УКПГ), крупнейший в арктических широтах завод по сжижению природного газа (СПГ), резервуарный парк и морской порт для отгрузки СПГ и конденсата, комплексную базу обеспечения и другие объекты. Для минимизации воздействия на среду от строительства береговых объектов проектировщикам заданы жесткие требования по соблюдению балансов перемещаемых грунтов. Так например, весь грунт, используемый при подготовке площадки для закладки фундамента УКПГ, в полном объеме будет использоваться в ходе строительства. На заводе СПГ для «продувок» технологических систем будет использоваться не природный газ с последующим сжиганием на факельных установках, а азот, что значительно снизит выбросы парниковых газов в атмосферу.

18.4 Привлечение экологических организаций к решению проблем

«Штокман Девелопмент АГ» регулярно проводит консультации с неправительственными природоохранными организациями Мурманской области, входящими в «Северную Коалицию». Северная Коалиция — альянс неправительственных экологических организаций, созданный для сотрудничества и совместных действий в сфере сохранения биоразнообразия и предотвращения возможных негативных последствий для устойчивого развития Баренцева экорегиона в результате разведки и разработки месторождений, а также транспортировки углеводородного сырья. Организациями-членами Северной Коалиции, являются WWF (Всемирный фонд дикой природы), Кольский Центр охраны дикой природы, «Беллона-Мурманск», Кольский Экологический Центр и Общественная организация саамов Мурманской области. По результатам этих встреч ШДАГ поддержала инициативу «Северной Коалиции» по созданию особо охраняемой природной территории (ООПТ) в районе губы Воронья. Уже сегодня совместно с Кольским центром охраны дикой природы ведется работа по

организации проведения государственной экологической экспертизы проекта ООПТ. В целях поиска взаимоприемлемых технических решений в области охраны окружающей среды «Штокман Девелопмент АГ» и Всемирный фонд дикой природы (WWF) в 2009 году заключили соглашение о сотрудничестве. В сентябре 2011 года к соглашению присоединился Кольский центр охраны дикой природы. Данное соглашение является открытым для всех заинтересованных природоохранных неправительственных организаций, желающих путем конструктивного диалога решать вопросы минимизации возможного ущерба природной среде в рамках Штокмановского проекта. Компания «Штокман Девелопмент АГ» придает большое значение и популяризации знаний об охране окружающей среды среди молодежи. Так, в 2011 году стартовал благотворительный проект, получивший название «Уроки экологии в Лапландском заповеднике». В рамках проекта ученики старших классов средней школы сельского поселения Териберка посещают с экскурсией Лапландский биосферный заповедник и прослушивают лекции по природоохранной тематике. В поездках принимают участие представители региональных общественных экологических организаций.

18.5 Экологический мониторинг и контроль

Важным инструментом для выполнения природоохранных задач ШДАГ будет являться ежегодный экологический мониторинг и контроль, в рамках которого будет отслеживаться состояние компонентов окружающей среды на разных этапах освоения Штокмановского месторождения. Сравнение результатов мониторинга с фоновым уровнем позволит выявить негативные изменения природной среды и принять корректирующие меры. Кроме этого, экологический контроль позволит оперативно вносить коррективы в процессе строительных работ, выявляя на самой ранней стадии изменения в среде, которые невозможно было учесть на стадии оценки воздействия. ШДАГ заинтересована в участии общественных и экологических организаций в проведении совместных экологических

исследований и мониторинга окружающей среды в зоне строительства и эксплуатации объектов Штокмановского проекта.

Вывод. Обеспечение экологической безопасности – одно из главных необходимых условий реализации крупных нефтегазовых проектов на шельфе арктических морей России. В полной мере это относится и к проекту освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ) в Баренцевом море. Штокмановский проект предусматривает добычу природного газа и газового конденсата на значительно удаленном от материка участке континентального шельфа высокоширотного района, и, соответственно, связан с потенциальными экологическими рисками и неопределенностями.

Вопросы для самопроверки

1. Чем обусловлены потенциальные экологические риски при разработке Штокмановского месторождения?
2. Каков результат эколого-биологического исследования района Штокмановского месторождения в Баренцевом море?
3. «Северная Коалиция»?

Литература

1. Шарифуллин М., Освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения / М. Шарифуллин // Rogtec, № 28, с. 28 – 33.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Россия, несмотря на значительные ресурсы углеводородного сырья в шельфовой зоне и их стратегическое значение для экономического развития страны и технологического обновления нефтегазовой отрасли, пока не занимает лидирующего положения в их освоении, однако имеет все необходимые ресурсы и потенциал для этого. Падение нефтяных цен и санкционный запрет на трансфер западных технологий и инвестиций существенно обостряют проблемы реализации проектов по добыче углеводородов в шельфовой зоне, особенно в условиях северных морей. Для минимизации этих рисков требуется консолидация научно-технических, технологических и финансовых ресурсов как российских нефтегазовых компаний, вузов, проектных институтов и промышленных предприятий нефтегазового профиля, так и государственных и частных финансовых институтов. При отсутствии такого рода кооперации реализация многих шельфовых нефтегазовых проектов в России, скорее всего, будет сопряжена со значительными трудностями.

В данном пособии представлены 18 лекций, которые позволяют наиболее полно освоить курс «Разработка и эксплуатация морских месторождений». Рукопись может быть использована студентами для подготовки к самостоятельным занятиям, курсовым работам и для написания выпускной квалификационной работы. Использование данного курса лекций и проведение занятий в интерактивной форме (лекции-дискуссии, собеседования) будут способствовать формированию навыков у студентов осуществлять контроль качества всех видов работ в области разработки и эксплуатации морских месторождений. При написании курса лекций использовалась зарубежная и отечественная литература.