

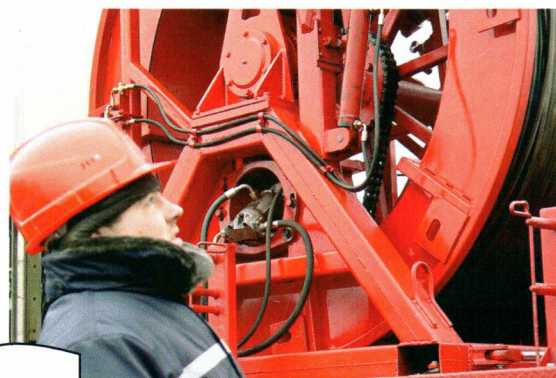


Министерство энергетики Российской Федерации  
Координационный центр по колтюбинговым технологиям  
Некоммерческое партнерство  
«ЦЕНТР РАЗВИТИЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»

**Новости  
от ФИД:  
испытания  
установки M1002**

**Перспективы  
бурения  
вторых стволов  
колтюбингом  
в «Роснефти»**

**Знакомство  
с международной  
организацией SPE**



# Время колтюбинга

# 3

номер

# ЧЕМПИОН В «ЛЕГКОМ ВЕСЕ»

ИЗ ПОСЛЕДНИХ  
РАЗРАБОТОК  
ГРУППЫ  
КОМПАНИЙ  
ФИД



В середине февраля группа компаний ФИД пригласила нас на испытания опытного образца мобильной колтюбинговой установки М1002, разработанной и изготовленной структурными подразделениями ФИД — УП «Новинка», СЗАО «ФИДМАШ». Мы подъехали к скважине № 67 Барсуковского месторождения РУП «ПО «Белоруснефть», когда работы были в самом разгаре. О происходящем нам рассказали присутствовавшие на месте событий руководители и специалисты группы компаний ФИД.



**Куканков Г.П.,  
заместитель директора Департамента НИОКР СЗАО «ФИДМАШ»**

— Геннадий Петрович, что вы можете сказать о новой установке? Хотелось бы узнать о целях ее создания.

— Техническая политика нашей компании — это ответ на реальные потребности и ожидания потребителей. Мы расширяем типоразмерный ряд наших колтюбинговых установок, увеличиваем число модификаций, потому что таковы пожелания заказчиков. Технологический потенциал колтюбинговых технологий настолько

велик, что это естественным образом отражается на разнообразии технических средств.

Что же касается той установки, которую вы сейчас видите в работе, то это самая малогабаритная установка, предназначенная в основном для работы в затрубном пространстве и неглубоких скважинах. Хотя в данном случае технологический процесс предусматривает очистку песчаных пробок в насосо-компрессорной трубе. Создание этой машины потребовало поиска и принятия ряда новых конструктивных решений, определенной смелости и самоотдачи, и я с удовлетворением могу отметить, что наш коллектив снова показал себя как хорошая команда специалистов. Судите сами, здесь на испытаниях присутствуют представители фактически всех подразделений компании. Кстати, о конструктивных и технологических особенностях новой колтюбинговой установки лучше всего смогут рассказать именно они.





**Линевич А.В.,  
начальник бюро колтюбинго-  
вых установок СЗАО «ФИДМАШ»**

— Александр Владимирович, расскажите, пожалуйста, о конструктивных особенностях мобильной колтюбинговой установки.

— Установка М1002 относится к так называемому «легкому» классу мобильных колтюбинговых установок. В данном случае тяговое усилие инжектора составляет 10 тонн. Это самая маленькая установка ФИД. Она монтируется на полноприводном шасси КАМАЗ 6х6 и отличается от других машин новым установщиком оборудования порталного типа, предназначена для работы в затрубном пространстве и неглубоких скважинах. Основное ее преимущество — сокращение времени разворачивания на скважине благодаря новой компоновке и применению ряда новых решений в конструкции узлов. Эта машина также отличается своими весовыми параметрами. Ее общая масса с оборудованием составляет всего лишь 24 тонны, т.е. уменьшена масса всех узлов при оптимальной компоновке.

Колтюбинговая установка М1002 в целом состоит из тех же основных узлов, что и предыдущие установки. Однако ее существенное отличие — в укомплектованности специально разработанным двухсекционным блоком превенторов, особой конструкции кабины, скрывающей в опущенном положении гидростанцию и автоматически раскладывающийся направляющий желоб.

Назначение установки — такое же, как у остальных установок для ремонта. Предназначена она для работы при максимальном давлении на устье до 35 МПа с гибкой трубой диаметром от 19,5 мм до 38,1 мм и длинами 4800 м и 1600 м соответственно. В данном случае установка оснащена трубой диаметром 25,4 мм и длиной 2800 м.



**Лешко А.Ф.,  
начальник отдела испытаний сертификации и стандартизации СЗАО «ФИДМАШ»**

— Андрей Феликсович, как со своей точки зрения вы можете охарактеризовать происходящее сегодня здесь?

— Все, что вы сейчас видите, — это отработанный нами в соответствии с государственными и отраслевыми нормами процесс эксплуатационных испытаний мобильных колтюбинговых установок при постановке продукции на производство. Каждая модель, воплощаясь в железе, проходит несколько этапов приемочных испытаний, позволяющих, во-первых, оценить правильность выбранных конструкторских решений, во-вторых, проверить ее работоспособность в соответствии со своим функциональным назначением, и, в-третьих, проконтролировать соответствие требованиям безопасности. Не случайно вы можете наблюдать здесь за работой экспертов, представляющих Проматомнадзор, Департамент государственной инспекции труда, НИИ ПБ и ЧС, НИИ санитарии и гигиены. Замечания перечисленных органов государственного надзора Республики Беларусь во многом определили сформировавшиеся на сегодня подходы к обеспечению требований безопасности к колтюбинговому оборудованию, ведь еще четыре-пять лет назад подобная техника была в новинку не только у нас в Беларуси, но и в России.

— Соответствуют ли условия допуска к эксплуатации нефтепромыслового и бурового оборудования, принятые в Беларуси, российскому законодательству и не является ли бременем для производителей тот объем требований, которые предъявляют сегодня органы госнадзора?

— Что касается соответствия белорусских и российских норм, то, фактически, разницы нет, поскольку у них единая основа, сформированная еще при советской системе стандартизации. В отношении же «бремени» могу сказать, что это вопрос ответственности за свое дело. Ничего непосильного здесь нет, более того, на мой взгляд, многие требования Единой системы конструкторской документации и норм нефтегазовой отрасли к созданию качественной и безопасной продукции напрямую соответствуют требованиям международных стандартов серии ISO9000.

— Можете ли вы перечислить документы, которыми подтверждается качество и соответствие вашей техники российским нормативам?

— Прежде всего, это — сертификат соответствия в Системе сертификации ГОСТ Р, разрешение на применение Госгортехнадзора России и «Одобрение типа транспортного средства».



**Литвин В. В.,  
начальник отдела  
технического контроля  
СЗАО «ФИДМАШ»**

— Виталий Владимирович, заметно ваше активное участие в процессе испытаний. Как вы оцениваете работу установки М1002?

— Для меня самым важным фактором при проведении испытаний является оценка всего процесса в комплексе. Однако определенные выводы можно сделать уже сейчас.

Время и трудоемкость разворачивания машины на скважине значительно уменьшились. Практически, установка оборудования над устьем заняла у нас около часа. Продолжительность монтажа сократилась за счет отсутствия таких операций, как соединение превентора и инжектора, установка желоба направляющего на инжектор; не требуется заправка гибкой тяги в инжектор. Все операции по установке оборудования выполняются с выносного пульта. Центральное расположение установки относительно оси скважины упрощает позиционирование оборудования.

В общем, работает оборудование стабильно, замечаний нет.

**Речица, 18.02.2003 г.**





В отечественной практике капитального ремонта скважин накоплен значительный опыт применения непрерывных гибких труб («колтюбинга») для выполнения таких работ, как промывка парафино-гидратных и песчаных пробок, проведение ОПЗ, очистка забоев скважин, промывка после ГРП и других операций (рис. 1). Становится очевидной высокая эффективность колтюбинговых технологий.

В настоящее время на нефтедобывающих предприятиях ОАО «НК «Роснефть» эксплуатируется 7 колтюбинговых установок, в том числе:

■ в ОАО «НК «Роснефть» — Пурнефтегаз» 6 установок фирмы Стюарт Стивенсон (США) 1996 года выпуска, которые работают с трубой 38,1 мм и длиной до 4000 м. Тяговое усилие на инжекторе — 16 тонн;

■ в ОАО «Роснефть» — Краснодарнефтегаз» 1 установка МУРС-12 (изготовитель ОАО Экспериментальный завод «Металлист») работает с трубой диаметром 33 мм, длиной 2500 м. Тяговое усилие на инжекторе — 12 тонн.

Кроме того, сервисными услугами по проведению операций с использованием установки «колтюбинг» пользует

ся ОАО «Роснефть—Даг-нефть».

Применение колтюбинга в ОАО «НК «Роснефть» позволило сократить трудоемкость и затраты выполняемых работ в 2,5—3 раза (рис. 2).

Однако наиболее перспективным в экономическом плане является развитие технологии колтюбинга для заканчивания скважин в процессе бурения, бурения горизонтальных стволов, зарезки вторых стволов с горизонтальными ответвлениями для более полной выработки запасов углеводородов.

Капитальный ремонт скважин путем бурения боковых стволов является весьма эффективной технологией сохранения и, нередко, повышения уровня добычи нефти на старых месторождениях.

Эффективной технологией интенсификации и повышения конечного коэффициента нефтеотдачи является зарезка вторых стволов и последующих стволов с горизонтальным продолжением, особенно в случае преобразования «старых» одноствольных скважин в многоствольные.

На предприятиях ОАО «НК «Роснефть» накоплен большой опыт зарезки вторых стволов и создания многозабойных конструкций скважин. За счет зарезки 820 стволов дополнительно добыто 4,4 млн т нефти. Первоначально вторые стволы зарезались для восстановления бездействующих скважин из-за слома эксплуатационных колонн в процессе эксплуатации. В дальнейшем метод зарезки дополнительных стволов стал применяться для выработки слабодренруемых и застойных зон залежей, что позволило в условиях высокой расчлененности разреза увеличить коэффициент охвата. Поскольку при этом частично используется суще-

# ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ

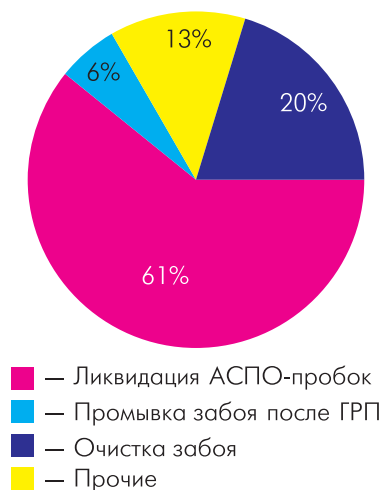
## КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ БУРЕНИЯ ВТОРЫХ СТОЛОВ В ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»



**Н.И. Буланов,**  
**Ю.А. Поддубный,**  
(ООО «РН-Перспектива»)  
**В.Т. Лукьянов,**  
**И.И. Бекух**  
(ОАО «РосНИПИтермнефть»)



**Рис. 1. Операции, выполняемые установкой «Колтюбинг» по ОАО НК «Роснефть» в 2002 году**



ствущая конструкция скважин, общие затраты на боковой ствол значительно меньше, чем на бурение новой скважины (в 2,5—4 раза). В связи с этим совершенствование техники и технологии направленного бурения боковых стволов, особенно колтюбинговыми установками, является первостепенной задачей в капитальном ремонте скважин.

В настоящее время за рубежом и в нашей стране наблюдается рост активности в разработке и освоении технических средств и технологий бурения и капитального ремонта скважин путем бурения вторых стволов с использованием колтюбинговых установок. В Канаде и США к настоящему времени пробурены сотни боковых стволов и скважин.

К основным недостаткам технологии бурения с использованием колтюбинга (в рамках существующих сейчас представлений о «хорошей» или «удобной» технологии) следует отнести:

■ невозможность вращения трубы;

■ малую жесткость при кручении (угол закручивания их от реактивного момента

забойного двигателя может составлять до 1,5—3,0 оборотов, что осложняет использование ориентируемых КНБК);

■ сравнительно большие давления нагнетания промывочной или другой жидкости (десятки мегапаскалей), малую долговечность одного бунта труб.

Вместе с тем, несомненно, что по мере освоения и совершенствования технических средств и технологий такого вида бурения, повышения долговечности и надежности трубы, отказа от периодического использования установок для обычного капремонта или применения «гибридных» установок, некоторые указанные особенности колтюбинга полностью или частично утратят свое негативное значение и бурение боковых стволов с помощью непрерывной трубы станет ординарным и высокоэффективным способом ремонта скважин.

Широкомасштабное применение колтюбинга при бурении боковых стволов в России связано с необходимостью решить важные методические и научно-технические задачи.

Прежде всего, это касает-

ся создания отечественных справочно-методических основ проектирования строительства боковых стволов с использованием колтюбинга. Действительно, в настоящее время к бурению боковых стволов скважин предъявляются такие же требования, что и к обычному строительству нефтяных и газовых скважин. Следовательно, в первую очередь должны разрабатываться полноценные рабочие проекты на строительство боковых стволов. При этом возникают трудности, связанные с тем, что, во-первых, пока нет достаточного отечественного опыта бурения скважин с применением колтюбинга; во-вторых, совершенно отсутствует справочная и методическая литература по проектированию строительства боковых скважин с колтюбинговыми установками.

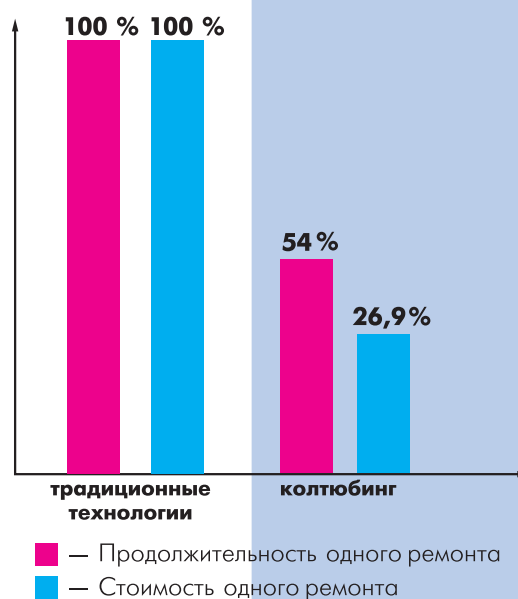
Необходимо также определить условия рентабельного применения колтюбинга для бурения скважин и боковых стволов. Например, при незначительной длине бокового ствола (когда требуется не более одного-двух долблений), отсутствии воз-

можности и необходимости бурения при депрессии, применение колтюбинга может быть, на наш взгляд, неэффективным.

В настоящее время технико-экономические показатели бурения вторых стволов с помощью традиционного оборудования не соответствуют мировому уровню, т.к. в большинстве случаев время строительства вторых стволов превышает время строительства новой скважины, хотя стоимостные затраты меньше в 3 раза. Кроме того, по производительности только 30 % вторых стволов выходят на запланированный дебит, а 30 % выходят из строя в первый год эксплуатации (прежде всего из-за быстрого обводнения).

Прогноз возможных объемов бурения вторых (боковых) стволов на месторождениях НК «Роснефть», в том числе с применением колтюбинга, сделан на основе изучения состояния фонда скважин и условий разработки месторождений компании. При этом, для конкретности определения условий применения колтюбинговых установок

**Рис. 2. Сокращение стоимости и продолжительности ремонтных работ установкой «КТ» в сравнении с традиционными технологиями**



имеющиеся данные об объемах работ были сгруппированы по глубинам бурения боковых стволов, по предприятиям и месторождениям.

Диаметр обсадных колонн, из которых будет производиться зарезка и бурение боковых стволов, составляет 146–168 мм. Следовательно, будут использоваться долота диаметром 120,6–139,7 мм; диаметр непрерывной трубы должен быть не менее 60,3 – 73,0 мм.

Анализ сведений, приведенных на рисунках и в таблице, позволяет сделать определенные выводы.

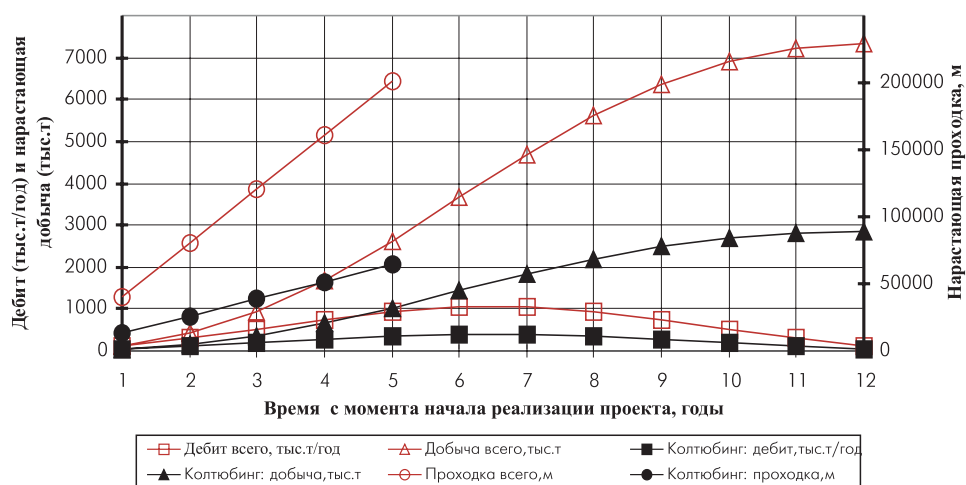
Годовые объемы бурения боковых стволов в НК «Роснефть» могут быть оценены в 45 тыс. м, в том числе с применением колтюбинга — 15 тыс. м.

Общая проходка при бурении боковых стволов в ближайшей перспективе (за 5 лет) в ОАО «НК «Роснефть» может составить 200 тыс. м (523 ствола), в том числе с применением колтюбинга — 64,4 тыс. м (180 стволов). Таким образом, средние годовые объемы работ оцениваются в 40 тыс. м проходки (105 стволов), в том числе с применением колтюбинга — 13 тыс. м (36 стволов), т.е. с применением колтюбинга можно бурить примерно 1/3 всех боковых стволов.

Средняя необходимая длина боковых стволов по компании составляет 380–450 м. Основные объемы бурения боковых стволов (в том числе с применением колтюбинга) приходятся на глубины более 1200 м.

Общая суммарная накопленная добыча нефти за 7 лет по НК «Роснефть» оценивается в 7,3 млн т, в том числе после бурения с применением колтюбинга в 2,85 млн т. При близких к реальным стоимостям 1 м проходки в 100–200 долларов

**Рис. 3. Дебит скважин, нарастающая добыча и нарастающая проходка по годам реализации проекта в НК «Роснефть»**



США и 1 тонны нефти в 100 долларов США получается, что на каждый доллар затрат на проходку приходится количество нефти стоимостью примерно 40–20 долларов.

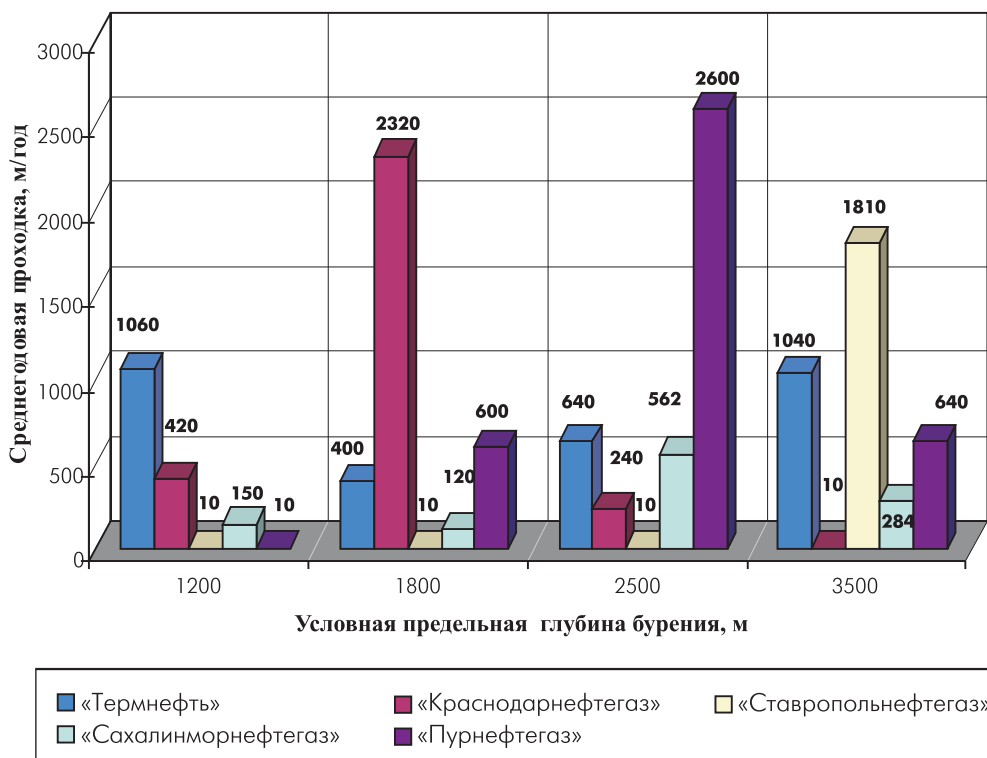
Изменения среднего дебита, накопленной добычи и проходки по всем скважинам НК «Роснефть» с новыми бо-

ковыми стволами в течение 12 лет после начала реализации крупномасштабного проекта их строительства представлены на рис. 3, из которого следует, что общая добыча нефти из скважин с новыми боковыми стволами составит в первый год 104,38 тыс. т (в том числе после применения

колтюбинга — 40,73 тыс. т), а максимальная, на шестой-седьмой годы, — 1043,83 тыс. т (в том числе, после применения колтюбинга — 407,33 тыс. т).

В соответствии с заявленными данными, наибольшие объемы бурения боковых стволов, в том числе с колтюбингом, приходятся на

**Рис. 4. Распределение среднегодовой проходки с колтюбингом по глубинам бурения и предприятиям НК «Роснефть»**



ОАО «Роснефть — Пурнефтегаз» и «Роснефть — Термнефть», а наибольшие дебиты нефти — на ОАО «Роснефть — Ставропольнефтегаз», что делает последнее предприятие, несмотря на большие (до 3500 м) глубины и малый опыт такого бурения, достаточно привлекательным для строительства боковых стволов (рис. 4).

Можно отметить также, что фактически, самое большое количество боковых стволов бурится сейчас в ОАО «Роснефть — Пурнефтегаз» и «Роснефть — Краснодарнефтегаз», определенный опыт таких работ накоплен также в ОАО «Роснефть — Термнефть» и «Роснефть — Сахалинморнефтегаз».

Возможные объемы бурения с применением колтубинга по предприятиям компании с дифференциацией по глубинам представлены на диаграммах рис. 4.

Представленные в таблице № 1 данные свидетельствуют о том, что наибольший объем бурения боковых стволов с колтубингом приходится на глубины до 2500 м (20210 м), до 3500 м (18870 м) и до 1800 м (17200 м), в таблице также приведены объемы проходки и первоочередное потребное количество колтубинговых установок. При этом учитывалось, что с установкой большой грузоподъемности можно бурить стволы и на меньшую глубину.

Таким образом, в настоящее время в НК «Роснефть» имеются реальные объемы бурения для 2—3-х колтубинговых установок. После накопления опыта работы может решаться вопрос о приобретении дополнительных установок для перекрытия потребностей бурения боковых стволов до глубины 3500 м (сверхтяжелая установка — для Ставропольского края и, возможно, Сахалина).

Геолого-физические условия проводки вторых стволов позволяют сформулировать основные требования, которые необходимо выполнить для эффективного применения технологии колтубинга на месторождениях ОАО «НК «Роснефть». К ним относятся:

■ быстрое освоение технологии бурения многозачемных разветвленных (2—3) боковых стволов как в горизонтальной плоскости, так и в вертикальной с горизонтальными ответвлениями в режиме депрессии;

■ использование горизонтальных стволов для разработки объектов с вязкой нефтью термическими методами, что определяет повышенную термостойкость используемого оборудования;

■ решение проблемы пескопроявления в горизонтальных ответвлениях путем создания гравийных и специальных фильтров;

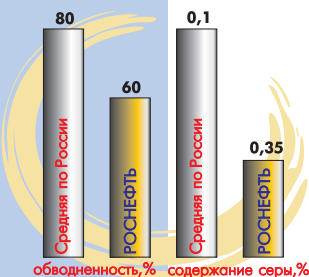
■ обеспечение надежной герметизации вторых стволов с помощью специальных технологий крепления, включая надувные пакера;

■ применение современных технических систем для многоствольного заканчивания скважин (как у фирмы Weatherford), которые позволяют выполнять ориентированную резку нескольких стволов, обеспечивать герметичное их соединение с основным стволом и избирательно проводить работы в каждом из них;

■ обеспечение, при необходимости, изоляции основного или бокового ствола над и под местом их соединения.

Учитывая сложность и общность этих задач для многих нефтяных компаний России, целесообразно под эгидой союза НП «ЦРКТ» и группы компаний ФИД создать на добровольной основе банк практического опыта бурения с использованием колтубинговых установок. В дальнейшем присоединение новых членов к такому союзу должно происходить на коммерческой основе. Наличие постоянно обновляемого банка данных, учитывающих все особенности осуществляемых проектов бурения, позволит участникам выбрать оптимальные решения для конкретных условий и снизить технологический риск с учетом опыта уже имевших место аналогичных ситуаций.

### Качественные характеристики нефти «НК «РОСНЕФТЬ»



Сегодня «Роснефть» обеспечена ресурсами по добыче нефти и газа более чем на 60 лет. Это — один из самых высоких показателей среди крупных отечественных и зарубежных компаний, превышающий средний уровень более чем в 2 раза.

«Роснефть» уделяет большое внимание внедрению новой техники и технологии в добыче нефти. Активно используются такие современные технологии как горизонтальное бурение, зарезка вторых стволов, углубленная перфорация, гидроразрывы пласта.

Таблица №1

### Прогнозные объемы бурения и числа колтубинговых установок

| Территория          | Глубины бурения | Число стволов в год | Число и категория установок |
|---------------------|-----------------|---------------------|-----------------------------|
| Краснодарский край  | до 1200–2500 м  | 12–15               | 1, тяжелая                  |
| Ставропольский край | до 3500 м       | 4–6                 | 1, сверхтяжелая             |
| Сахалин             | до 1200–2500 м  | 5–40*               | 1, тяжелая                  |
| Западная Сибирь     | до 1800–2500 м  | 5                   | 1, тяжелая                  |

\* — при условии разбуривания новых залежей с высоковязкими нефтями

Согласно стратегии развития «Роснефть» к 2015 году компания увеличит объем добычи нефти в 3–4 раза, газа — в 7–8 раз.



# РАСШИРЕНИЕ СПЕКТРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РЕМОНТЕ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГА НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

**Д.Н. Хадиев,  
А.А. Ахметов,  
Н.В. Рахимов,  
УИРС ООО «Уренгойгазпром»  
Е.Н. Шахов,  
ОАО НПО «Бурение»**

Завершающая стадия разработки Уренгойского месторождения характеризуется началом падения добычи, в связи с чем возрастают и объемы ремонтных работ в скважинах. Поэтому за последние пять лет Управление интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром» вынуждено было увеличить количество бригад КРС с десяти до шестнадцати и постоянно совершенствовать технику и технологию ремонта скважин с целью сокращения продолжительности и затрат на проведение этих работ.

С 1999 г. в Управлении на-

чалось использование колтюбинговых установок, одновременно начался поиск новых технологий, реализация которых возможна с применением этих установок. В первые годы основными операциями, проводимыми с применением колтюбинговых установок и показавшими высокую эффективность использования гибкой трубы по сравнению с традиционным ремонтом с подъемных установок, были — растепление гидратных и промывка песчаных пробок. В результате этого продолжительность и стоимость ремонтных работ сни-

зилась более чем в два раза.

Следующим этапом развития данной технологии стало успешное освоение таких видов работ, как:

- закачка в скважины тампонирующих материалов и водоизолирующих составов (цемент, стиромаль, ДЭГо-цемент, жидкое натриевое стекло);

- кислотные обработки и закачки гидрофобизаторов;

- освоение скважин в условиях АНПД.

С началом эксплуатации в 2001 году установки нагнетания газа УНГ-8/15 (производ-



ства ОАО «Борец», г. Москва) существенно повысилась эффективность работ по освоению и интенсификации скважин, а также появилась возможность промывки поглощающих скважин.

С использованием колтюбинговых установок средней серии типа М-20 производства группы компаний ФИД (длина трубы 3 600 м, диаметр 38 мм) были успешно проведены работы по промывке горизонтальных стволов в двух нефтяных скважинах. В последнее время внедряется технология направленных кислотных обработок в газоконденсатных скважинах с использованием гидромониторных насадок с боковыми промывочными отверстиями.

Управление тесно сотрудничает с отечественными производителями инструмента и оборудования для колтюбинговой техники. Так, НПП «Буринтех» (г. Уфа) совместно со специалистами УИРС ведет разработку и изготовление обратных створчатых клапанов, промывочных насадок. Кроме этого, предприятие поставляет малогабаритные долота с алмазным и твердосплавным вооружением и райберы для НКТ диаметром 73 мм.

В Управлении проведены испытания отечественного малогабаритного винтового двигателя Д-48, разработанного во ВНИИБТ (г. Москва). Испытания показали возможность применения двигателя при разбуривании слабосцементированных отложений, а также ис-

пользования его в качестве привода трубоотрезных устройств.

Для снижения себестоимости ремонта скважин ведется поиск и расширение области применения колтюбинговой техники при совместных работах с подъемными установками. В ОАО НПО «Бурение» (г. Краснодар) налажен выпуск комплекса оборудования и инструмента для работы с гибкой трубой в колоннах диаметром 60, 73, 89, 102 и 114 мм, в который входят гидравлические труборезы, якоря, стабилизаторы, разъединители, труболомки, штанголовки, различные промывочные насадки и т.д. Весь поставляемый инструмент был испытан при ремонте скважин и показал свою работоспособность. Так, в скважине № 5364 успешно проведена работа по отрезанию прихваченных цементом НКТ диаметром 73 мм на глубине 2460 м, позволившая ускорить дальнейшие работы. Компоновка для отрезания включала следующее оборудование: труборезка ТГ-73; ВЗД-Д48 (2 секции); якорь ЯГ-73; гидравлический разъединитель РГ-54; обратный клапан; соединительное устройство. Общая длина компоновки составила 4,85 м. Отрезание НКТ произведено за 8 минут работы забойного двигателя.

В газовых скважинах месторождения имеется значительное количество клапанов-отсекателей, не извлеченных ранее с помощью канатной техники. Разрезание клапана-отсекате-

ля в заданном месте позволит освободить его замковое устройство и извлечь клапан. Для этого разработана компоновка и проведены успешные стендовые испытания по разрезанию клапана-отсекателя. Компоновку планируется спускать в скважину на гибкой трубе.

Для сокращения сроков ремонта газоконденсатных скважин с неизвлекаемыми пакерами типа ПД-ЯГ и ППГ с помощью повышенных динамических нагрузок, разработана технология, заключающаяся в отрезании НКТ над пакером и их извлечении с последующим спуском специальной компоновки для фрезерования пакера. Работа по отрезанию НКТ диаметром 102 мм над пакером 2ПД-ЯГ запланирована к проведению на скважине 8318 УНГКМ с использованием следующей компоновки: труборезка ТГ-89; двигатель Д-48 (2 секции); якорь ЯГ-102; разъединитель РГ-54; обратный клапан; соединительное устройство; гибкая труба.

Рассматривая проблему, следует отметить, что расширение технологических возможностей ремонта скважин с использованием колтюбинговой

**«Высокий творческий потенциал ученых, инженеров и технологов УИРС позволяет использовать новейшие технические достижения и передовые технологии, которые значительно повышают качество капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин»**

А.Ахметов

техники позволяет значительно сократить затраты на проведение ремонтных работ в скважинах. Для этого отечественным производителям, наряду с уже выпускаемой продукцией, необходимо наладить выпуск следующего оборудования: малогабаритных винтовых двигателей; съемных пакер-пробок; надувных пакеров; стабилизаторов; локаторов конца гибкой трубы и другого оборудования.

Основываясь на опыте проведения ремонтных работ с использованием колтюбинговых устано-

вок, накопленном в УИРС ООО «Уренгойгазпром», можно сделать вывод, что внедрение новой техники и технологий в нефтегазодобывающих предприятиях позволяет значительно снизить затраты на ремонт и строительство скважин, увеличить количество и качество добываемой продукции. Ориентация на сотрудничество с отечественными предприятиями и институтами дает возможность получить хорошие результаты при совместном поиске новых технологий и конструкторских решений при сравнительно невысоких затратах на их разработку и внедрение.



**Ахметов Азат Ахметович** — начальник Управления интенсификации и ремонта скважин (УИРС) ООО «Уренгойгазпром».

Доктор технических наук. Награжден медалью «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири», отмечен знаком «Почетный работник газовой промышленности», «Ветеран труда газовой промышленности», имеет звание «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности». Является почетным гражданином ЯНАО, лауреатом Государственной премии РСФСР в области науки и техники. Один из первых разработчиков концепции создания колтюбинговой техники в России. Автор многих технологий ремонта скважин с использованием колтюбинга.

**Рахимов Николай Васильевич** — начальник производственно-технического отдела УИРС ООО «Уренгойгазпром». Имеет большой опыт работы в области капитального и подземного ремонта скважин. Заслуженный рационализатор ООО «Уренгойгазпром», победитель конкурса на лучшее решение научно-технических задач ФИД РБ.

**Хадиев Данияр Нургаясович** — заместитель начальника производственно-технического отдела УИРС ООО «Уренгойгазпром». Кандидат технических наук. Заслуженный рационализатор ООО «Уренгойгазпром», победитель конкурса на лучшее решение научно-технических задач ФИД РБ.

**Штахов Евгений Николаевич** — заведующий лабораторией обсадных колонн ОАО НПО «Бурение». Разработчик комплекса специального скважинного оборудования и инструмента для работы с колтюбинговыми установками.

# БУРЕНИЕ В РОССИИ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

**Галикеев И.А.,**  
директор НПП «Горизонт»



**Колтубинский  
буровой комплекс  
KM4001 (ФИД)**

*Нефтегазовая отрасль, как и многие другие, постоянно преобразовывается. Прошли времена, когда буровые предприятия были только в составах нефтегазодобывающих объединений, и каждое предприятие имело своего заказчика и подрядчика без права выполнения работ другими. Несмотря на то, что и раньше требовалось, чтобы скважина была не просто пробурена, но и работала, приходилось мириться с существовавшими условиями. На пути становления рыночной экономики зачастую происхо-*

*дит «перегиб» — поскольку собственные буровики не соответствуют требованиям нефтегазовых компаний, приглашаются сторонние. Но последние, к сожалению, воспитаны на тех же принципах, а именно: привыкли зарабатывать за метры проходки. И продолжают ориентироваться на этот подход. В то же время, проблема не только в буровиках. Технологические схемы работ также должны претерпевать изменения при современном подходе к вскрытию пластов.*

Обратимся к гипотетическому примеру. Вскрытие продуктивных отложений происходит с применением промывочной жидкости на водной основе с репрессией на пласт. В зависимости от коллекторских свойств пласта происходит фильтрация воды в приствольную зону, а также засорение наиболее крупных пор и трещин измельченным шламом. Даже если применяется ингибированная промывочная жидкость, часть воды воздействует на алюмосиликатные (глинистые) частицы, имеющиеся в том или ином объеме в любой породе, приводя их к гидратации, что ведет к увеличению объемов пластичных частиц с заполнением порового пространства. Бурение с репрессией на пласт, кроме того, приводит к снижению механической скорости за счет отсутствия своевременного отрыва отколотых частиц от забоя, что усугубляет засорение пласта. Представим, что вскрытие произошло на депрессии, т.е. давление столба промывочной жидкости на пласт ниже пластового давления. В этом случае происходит приток пластового флюида в скважину, а проникновение промывочной жидкости и выбуренной породы в приствольную зону пласта нет. Возрастает механическая скорость бурения, так как сколотые на забое частицы породы не перемалываются повторно, а выносятся. Они также не засоряют приствольную зону по причине более крупных размеров частиц и движения жидкости не в направлении стенок ствола, а от них. Результат такого бурения — заведомо сохраненные коллекторские свойства пласта, значительно более высокая продуктивность, что в конечном итоге сказывается на дебите отдельных сква-

жин, коэффициенте нефтеотдачи и экономических показателях разработки.

Стоимость такого вскрытия продуктивных отложений, безусловно, значительно выше, так как требуется специальное оборудование устья скважин, закрытые системы очистки, значительно более высокая культура производства. Однако вскрытие мощных продуктивных отложений, а также горизонтальное бурение (но не горизонтальное бурение с репрессией, которое может привести к образованию искусственных барьеров в залежи) может окупиться уже за счет повышения показателей бурения. Но основной эффект достигается за счет улучшения эксплуатационных характеристик скважин. Результаты вскрытия продуктивных отложений на депрессии ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение-Пермь» показывают, что дебиты скважин возрастают в среднем в 3—4 раза.

В абсолютном большинстве случаев за рубежом вскрытие продуктивных отложений эксплуатационных скважин происходит на равновесии и депрессии. В значительной степени там получили развитие технологии, предусматривающие бурение и спуск эксплуатационной колонны в кровлю продуктивных отложений одной командой, а само вскрытие производится зачастую с установок непрерывных труб (НТ).

Преимущество бурения на депрессии с использованием НТ заключается в том, что процесс углубления происходит постоянно без наращиваний буровой колонны, тогда как при бурении на депрессии с колонной составных труб при наращиваниях происходят существенные изменения давления вплоть до репрессии.

Ряд нефтегазовых компаний



России стал уделять пристальное внимание вопросам применения установок НТ для ремонта и заканчивания скважин. Не случайно флагман ответственного развития технологий в нефтегазодобывающей отрасли «Сургутнефтегаз» приобрел 25 таких комплексов и успешно применяет их в капитальном ремонте скважин. По количеству установок непрерывных труб страны бывшего СССР, по мнению западных экспертов, уступают только Северной Америке. На очереди бурение. К сожалению, если производство самих установок — широкой гаммы модификаций, в том числе и для бурения, — освоено российско-белорусской группой компаний ФИД, то управляемых компоновок для бурения с установок НТ никто в России не создал. Зарубежные компании не продают, а только предлагают услуги по бурению, что дорого и не всегда оправдано в связи с отсутствием адаптации к местным условиям, низкой оперативностью. Такие компании, как Schlumberger, Halliburton, BJ

Services готовы и уже предоставляют свои услуги, но и у этих компаний опыт не настолько велик. В России возможно создание сервисных компаний, которые за короткий срок разработают собственные технологии и технические средства для бурения системами непрерывных труб.

Названные выше западные сервисные компании, в основном, не производят все те технологические установки, обслуживание которых предлагают. Но они являются их разработчиками и заказчиками при производстве. Изготовление осуществляется на специализированных предприятиях машиностроения, металлургии, приборостроения и т.д. Организация исследовательских работ в области разработки технологий и технических средств по их осуществлению требует значительных затрат. Не меньших затрат требует и организация производства технических средств. Трудно представить реализацию такого проекта в рамках одной компании, скорее всего, потребуется кон-

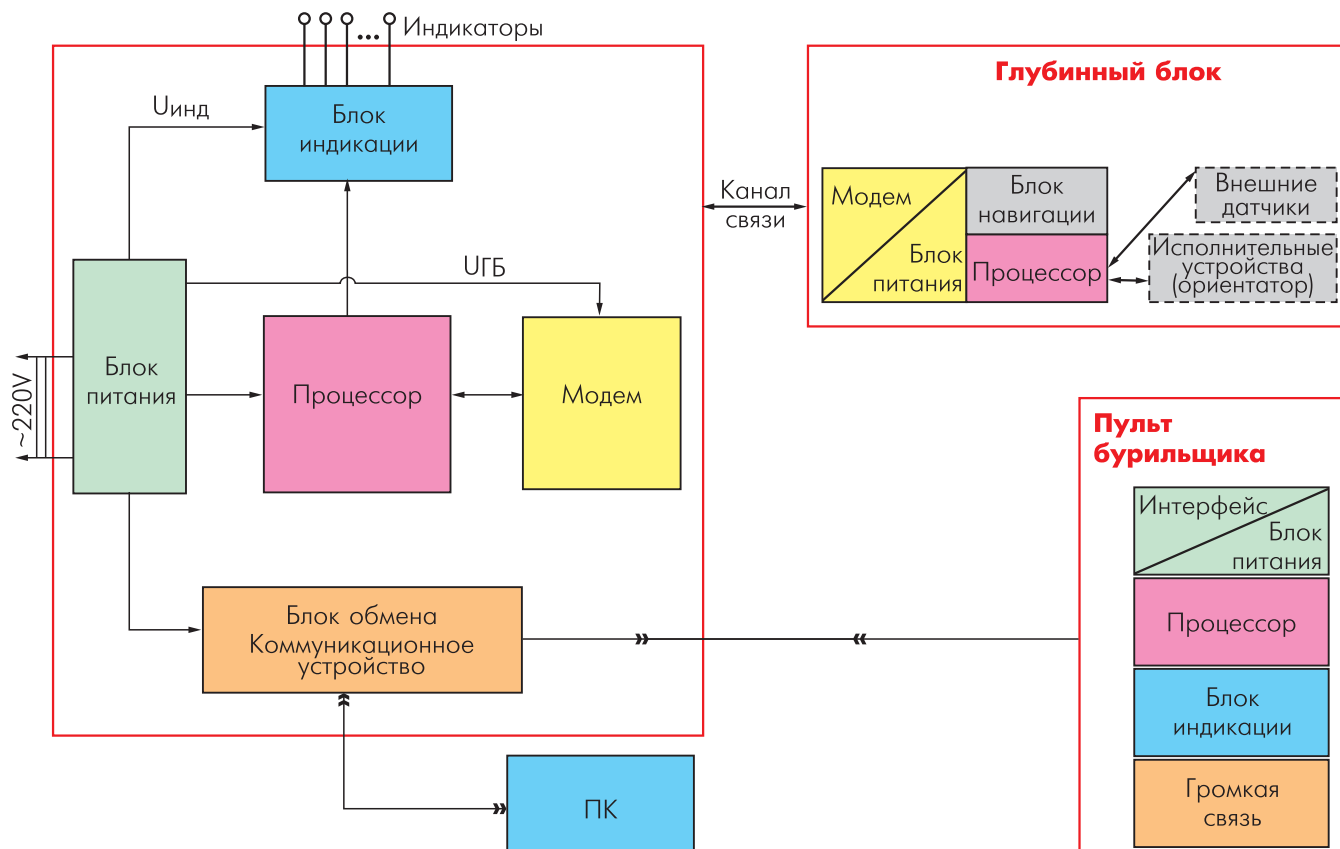
солидация сил нескольких наиболее подготовленных. Попытки передать заказ на исполнение любому, даже самому подготовленному одному промышленному предприятию обречены на провал. Причина заключается в необходимости досконального изучения технологии с представлением возможных путей ее развития разработчиками технических средств, т.е. по существу, разработчики должны быть технологами-нефтяниками. И наоборот: нефтяники должны досконально представить технические возможности потенциальных исполнителей, т.е. быть технологами-металлургами, машиностроителями и т.д. В этом случае и разработчики, и нефтяники откажутся от желания прямого сотрудничества.

Многие крупные предприятия машиностроительного и приборостроительного комплексов при дефиците заказов берутся за выполнение любых из них, стремясь при этом к выпуску конечной продукции, что приводит к «натурализации» производства. Организация

непрофильных производств, при этом, требует значительных затрат финансов и времени, сказывается на себестоимости и качестве продукции. В случае высокотехнологичных управляемых компоновок для бурения освоение их производства будет особенно сложным, тем более, что объем их производства будет ограничен.

Научно-производственным предприятием «Горизонт» разработана и успешно внедрена телеметрическая система с кабельным каналом связи «ГНОМ». Уникальность телесистемы не только в реальном получении погрешностей навигационных параметров на уровне западных систем, а, в первую очередь, в наличии обратного канала связи и быстродействующего 16-разрядного процессора, потенциальные возможности которого далеко не исчерпаны. Телесистема позволяет подключать в автономном и агрегированном режиме дополнительные датчики и исполнительные механизмы. Оператор, получая информацию с забоя по одножильному

Рис. 1. Структурная схема комплекса ГНОМ



кабелю, может передавать обратно команды, которые через процессор могут задействовать исполнительные механизмы (рис. 1).

При изготовлении элементов телеметрических систем, а в последующем и управляемых компоновок, НПП «Горизонт» использует немагнитную сталь группы АГ собственной разработки, получившей отличные отзывы от потребителей. Более высокая коррозионная стойкость по сравнению с импортными материалами, отличные механические и магнитные свойства делают сталь АГ незаменимой.

Бурение с установок непрерывных труб — это совершенно новое направление в развитии технологий вскрытия продуктивных отложений, развитие которого еще не достигло своего апогея. Если сейчас в качестве исполнительных механизмов применяются только ориентаторы, то недалек день, когда будут применяться и другие технические средства, которые будут обеспечивать оптимальные режимы бурения.

В настоящее время прорабатывается несколько вариантов управляемых компоновок. Основной первоочередной вариант предполагает приме-

нение винтового забойного двигателя, электрического двигателя с редукторной вставкой для обеспечения поворота отклонителя, телеметрической системы «ГНОМ» с обратным каналом связи и дополнительным комплектом датчиков, т.е. предполагается классический вариант зарубежной компоновки. Однако уже на первом этапе, возможно, будет внесен один дополнительный элемент компоновки — демпфер-нагрузочный. Роль этого элемента состоит в преобразовании перепада давления на забойном двигателе в сосредоточенную нагрузку на долоте, а при необходимости — создании за счет дросселирования дополнительной нагрузки. Кроме того, демпфирующий эффект этого элемента компоновки позволит обеспечить более длительную и надежную работу компоновки в целом. Телескопическое разделение верхней и нижней частей демпфера-нагрузочного определяет постоянную нагрузку на забой на длину хода. Низкая жесткость непрерывной трубы, как известно, ограничивает максимальный диаметр ствола. Альтернативой может служить включение в компоновку якорных устройств, работающих в авто-

матическом и ручном режимах.

Учитывая, что зачастую при бурении с использованием НТ используются азрированные системы промывки (продувки) забоя, управление гидравлическим путем или иными экзотическими беспроводными способами не планируется, поскольку нет проблем в обеспечении кабельной связью.

На это же обстоятельство наталкивает и развитие нового направления в создании управляемых компоновок в процессе бурения — электробурения. На современном этапе непрерывная труба, имеющая очень малую жесткость, не позволяет бурить скважины больших диаметров, т.е. применять компоновки со значительными реактивными моментами. Максимально необходимые мощности при бурении с НТ — 15–20 кВт. Возможность монтажа кабеля внутри непрерывных труб и передачи такой мощности на двигатель позволяет рассчитывать на возможность осуществления проекта. Преимуществом электробурения перед бурением с использованием гидравлических забойных двигателей является отсутствие зависимости режимов бурения от технологических параметров промывочной жидкости.

Безусловно, возникают свои проблемы, связанные с необходимостью отдаления магнитометрических датчиков от магнитных масс электродвигателя, с созданием нагрузки в отсутствии перепада давления на забойном двигателе.

Подводя итоги, можно отметить, что развитие бурения с использованием непрерывной трубы сдерживается по причине отсутствия мощных независимых сервисных компаний. Трудно поверить в возможность создания таковых отдельными компаниями в замкнутом пространстве своих подразделений. Технические средства для высоких технологий не производятся «на коленках». Качественные технические средства могут производиться на крупных, в первую очередь конверсионных предприятиях, обладающих высокими технологиями. Сервисные компании со знанием возможностей производителей и потребностей заказчиков обеспечат наиболее рациональное размещение заказов, по минимальным ценам и с высоким качеством продукции. В свою очередь, высокого качества технологических услуг можно добиться только при наличии технических средств должного уровня.

**Колтюбинговая установка М1001 (ФИД) в Сургуте**



# КОЛТЮБИНГОВАЯ ТРУБА

## С ПЕРЕМЕННЫМ НАРУЖНЫМ ДИАМЕТРОМ – (OD)

**SPE 74829**

### Краткий обзор

Данная статья описывает концепцию колтюбинговой трубы с наружным диаметром (OD), изменяющимся по всей основной своей длине. Также рассматривается потенциальное применение колтюбинговой трубы с переменным наружным диаметром (VODCT) с иллюстрированием основных преимуществ от ее использования. Кроме этого, дается описание тех условий, которые необходимо выполнить по отношению к обычному колтюбинговому оборудованию, чтобы для него можно было использовать трубу с переменным наружным диаметром (VODCT). В заключительной части статьи излагаются основные технологические аспекты производства VODCT.

### Введение

Многое изменилось в колтюбинговой технологии, начиная со времени ее применения, т.е. со второй половины 1960-х, но в большинстве случаев колтюбинговые колонны труб использовались с постоянным наружным диаметром.

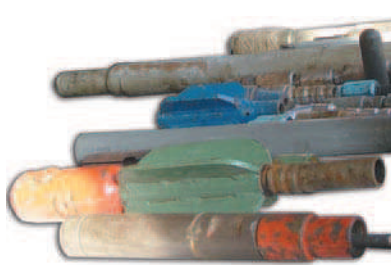
Некоторые колонны труб с суживающимся наружным диаметром были изготовлены с применением стандартных колтюбинговых размеров, таких как  $1\frac{1}{4}$ " и  $1\frac{1}{2}$ ". Данные колонны труб были предназначены для специального применения, более всего известны как скоростные колонны труб. Один из авторов данной статьи в настоящее время участвует в проекте по разработке переходных колонн, в 12 футов каждая, которые обеспечивают переход от одного колтюбингового стандарта к другому.

Рассматриваемая в данной статье концепция разработки колтюбинговых труб типа VODCT позволит создавать колтюбинговые колонны с наружным диаметром, изменяющимся по всей длине. Идеально было бы создать технологию, позволяющую производить колонну с любыми изменениями наружного диаметра, что дало бы возможность максимально широко использовать данный тип продукции. Но, очевидно, что практические ограничения при производстве, а также вес, размер колтюбингового барабана и диаметр скважинного отверстия заставят ограничить эти идеальные условия.

Применение трубы VODCT может характеризоваться следующими показателями:



**Кен Ньюмен,**  
SPE CTES/Varco International,  
**Джон Мартин,**  
SPE, Quality Tubing/ Varco International



■ механический — колонна труб может быть разработана для придания механической прочности и сопротивления продольному изгибу в наиболее требуемых местах;

■ флюидный поток — колонна труб может быть спроектирована таким образом, чтобы контролировать скорость и/или потери давления флюидов во время их прохождения через или вокруг колонны;

■ размер и вес — такого рода колонны труб могут, где необходимо, иметь больший или меньший диаметры, для того, чтобы соответствовать скважинным размерам и весу колтюбингового барабана.

Необходимо произвести изменения в обычном наружном колтюбинговом оборудовании для его использования с трубами типа VODCT. Данные изменения затрагивают инжектор и оборудование по управлению скважиной.

Необходимо реализовать два основных промышленных подхода для того, чтобы начать использовать VODCT. Первый подход включает производство колтюбинговой трубы с постоянным наружным диаметром, что было бы эквивалентно наибольшему требуемому наружному диаметру VODCT. После чего колтюбинговая труба пропусклась бы через обжимку для формирования требуемого наружного диаметра. Второй подход включает модификацию прокатного процесса для создания различных модификаций наружного диаметра.

Авторы статьи убеждены, что изготовление трубы типа VODCT вполне осуществимо для производителя посредством использования внедренных инженерных технологий, которые применяют стальную формовку и соответствующие методы сварки, что, в результате, даст широкое применение данной продукции.

## Показатели по применению

### Механический аспект

#### Увеличение тягового усилия

В тот момент, когда колтюбинговая колонна опускается внутрь скважины, точка максимального осевого усилия на растяжение в колонне находится на поверхности, под цепями или прямо под съемником. Данное осевое усилие происходит за счет висящего веса самой колонны внутри скважины. Также колонна может получать еще одно дополнительное осевое усилие за счет трения самой колонны и скважинного ствола. Данное трение более ощутимо в искривленных и изогнутых скважинных стволах. Для расчета усилий на колтюбинговую колонну в таких случаях используются специальные компьютерные модели.

Осевое усилие  $F_a$  в колтюбинговой трубе создает осевое напряжение в самом материале, из которого изготовлен колтюбинг. Осевое напряжение ( $\sigma_a$ ) определено как осевое усилие, поделенное на площадь поперечного сечения ( $A_s$ ) колтюбингового материала.

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_s} \quad (1)$$

Существуют другие виды напряжения колтюбингового материала, возникающие за счет давления в скважине и в самой колтюбинговой трубе. В момент, когда комбинированные типы напряжения достигают слишком высокого уровня, материал колтюбинговой трубы может претерпеть растяжение и внезапно выйти из строя. Ограничения на напряжения, допускаемые по отношению к колтюбинговому материалу, могут предотвратить его повреждения и внезапный выход из строя.

В некоторых случаях колтюбинговая эксплуатационная среда в скважинах ограничена, т.к. возникает ограничение на осевое напряжение. Осевое напряжение ( $\sigma_a$ ) может быть снижено,

если увеличена площадь ( $A_s$ ) колтюбингового материала. Увеличенная толщина стен сужающихся колонн труб увеличивает площадь ( $A$ ) и, таким образом, увеличивает эксплуатационную среду колтюбинга. Тем не менее, реально увеличенная цифра, которая может получиться за счет толщины стенок колтюбинговой трубы, ограничена из-за уменьшения внутреннего диаметра колтюбинга.

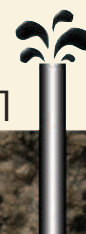
Увеличение наружного диаметра VODCT увеличивает площадь ( $A_s$ ) колтюбинга и, таким образом, уменьшает осевое напряжение. Колонны труб VODCT могут, соответственно, очень сильно увеличить эксплуатационную среду колтюбинга.

Как пример, рассмотрим спуск колтюбинговой трубы в вертикальную пустую скважину глубиной 30000 футов. Для большей красочности примера допустим, что предел текучести ( $\sigma_y$ ) материала составляет 100000 фунтов/дюйм<sup>2</sup>, а плотность ( $\rho$ ) материала составляет 0.283 фунтов/дюйм<sup>3</sup>. В целях безопасности максимальное осевое напряжение ограничивается пределом текучести в 60 %. Если применяется обыкновенная колтюбинговая колонна с постоянным наружным диаметром и постоянной толщиной стенок колтюбинговой трубы, то при таких условиях площадь поперечного сечения ( $A_s$ ) остается постоянной. В этом случае, максимальная глубина, на которую может быть произведен спуск колтюбинговой трубы, следующая:

$$D_{\max} = \frac{0.6\sigma_y}{12\rho} = 17,668 \text{ футов} \quad (2)$$

Очевидно, что обыкновенная прямая колтюбинговая колонна не может достичь дна приведенной нами в качестве примера скважины. Теперь рассмотрим применение сужающейся колтюбинговой колонны с постоянным наружным диаметром в 1.5". В данной колонне существует (5) пять видов толщины стенки трубы, начиная с 0.109" в нижней части колонны, затем идут следующие секционные размеры: 0.118", 0.125", 0.134" и 0.156". Секционный размер 0.109" может иметь длину в 17 668 футов до точки достижения 60 % предела текучести, как показано в уравнивании выше. Секция 0.118" должна нести груз секционного параметра 0.109". Длина секции 0.118" может достигать 1,241 фута до момента достижения 60%-го ограничения предела текучести. Максимальная глубина, которую может пройти данная сужающаяся колтюбинговая колонна, составляет 23135 футов, что по-прежнему недостаточно для достижения дна скважины.

Теперь же рассмотрим на примере работы с вышеуказанной скважиной использование VODCT. Колонна труб будет разрабатываться таким образом, чтобы при ее использовании осевое напряжение не превышало 60 % предела текучести. На первом участке длиной 17668 футов колонна будет иметь неизменный наружный диаметр 1.5" с толщиной стенки 0.109" (как упоминалось ранее). Наружный диаметр  $OD_s$  определен как наружный диаметр  $OD$  неизменяемого участка 1.5", как показано на рассматриваемом примере. Обратите внимание, что отношение наружного диаметра  $OD$  к относительной толщине ( $\xi$ ) на прямом неизменяемом участке составляет 13.76. На участке от 17668 футов до 30000 футов наружный диаметр  $OD$  колтюбинговой колонны постепенно увеличивается. Также постепенно увеличивается и толщина стенки трубы, таким образом, отношение наружного диаметра  $OD$  к толщине ( $\xi$ ) остается постоянным. Для того, чтобы осевое напряжение оставалось неизменным по 60 % предела текучести, наружный диаметр  $OD$  между 17668 футов и 30000 футов должен быть следующим:



$$OD = \sqrt{\frac{\pi}{4}} e^{\alpha(x+x_0)} \quad (3)$$

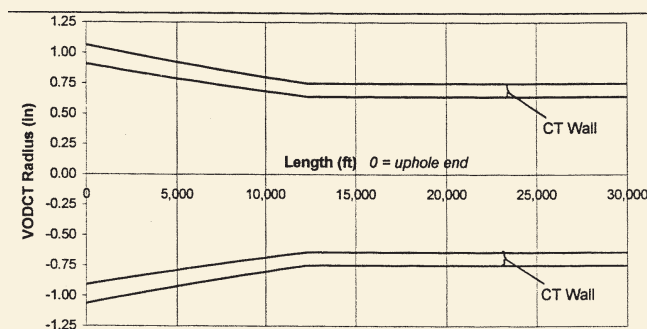
$$\alpha = \frac{1}{D_{\max}} \quad (4)$$

$$\alpha = D_{\max} \left[ \log_n \left( \frac{4}{\pi} OD_s^2 \right) - 1 \right] = 927, \text{ футов,} \quad (5)$$

$x$  — длина колонны трубы между участками в 17668 футов и 30000 футов. Толщина стенки в любой точке колонны может быть определена с помощью данной формулы:

$$t = \frac{OD}{\xi} = \frac{OD}{13,76} \quad (6)$$

В данном примере наружный диаметр OD колтюбинговой трубы на участке 30000 футов имеет диаметр 2.126" при толщине стенки 0.155". На рис. 1 показана совокупность параметров колонны VODCT, которая достигает глубины в 30000 футов без преодоления 60 % предела текучести.



**Рис. 1. Разрез колтюбинговой трубы VODCT в скважине глубиной 30000 футов.**

VODCT Radius (in) — радиус VODCT (дюйм), CT Wall — стенка колтюбинговой трубы, Length (ft) длина (футы), 0 = uphole end — ствол скважины

Возможно, что скважины в 30000 достаточно редки. Данная скважина была выбрана для примера, чтобы продемонстрировать возможность разработки колонны с постоянным максимальным напряжением. Для досягаемости удаленных участков скважин могут применяться и иные виды разработок по колоннам труб, чем та, что приводилась выше.

### Увеличение горизонтального предела досягаемости

Расстояние в горизонтальной скважине или в трубопроводе, на которое можно протолкнуть колтюбинговую трубу, ограничено геликоидальной блокировкой. Данная геликоидальная блокировка возникает в некоторых местах после того, как осевая нагрузка достигает геликоидальной нагрузки, вызывающей продольный изгиб. Ниже приводится формула расчета геликоидальной критической продольной нагрузки для горизонтальных скважин и трубопроводов:

$$F_h = 4 \sqrt{\frac{EI_w}{ID_w - OD}} \quad (7)$$

Вес участка длины  $w$ , инерция  $I$  могут быть указаны в условиях по наружному диаметру OD и  $\xi$  следующим образом:

$$w = \rho A_s = \rho \pi \left( \frac{OD}{\xi} \right)^2 (\xi - 1) \quad (8)$$

$$I = \frac{1}{8} \pi OD^4 \left( \frac{1}{\xi} - \frac{3}{\xi^2} + \frac{4}{\xi^3} - \frac{2}{\xi^4} \right) \quad (9)$$

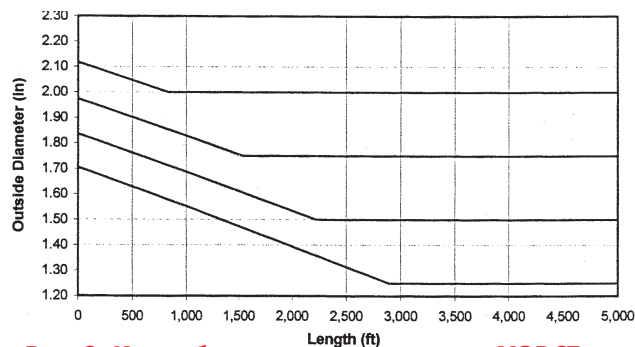
Данные уравнения упрощают удерживание диаметра в отнормальной толщине,  $\xi$  константа, в то время, как наружный диаметр OD изменяется.

Для увеличения расстояния проталкивания колтюбинговой трубы внутри горизонтальной скважины инерция ( $I$ ) и вес ( $w$ ) должны быть увеличены. Колтюбинговые трубы VODCT позволяют увеличивать эти показатели.

Как пример, рассмотрим прохождение колтюбинга в горизонтальную скважину или трубопровод с наружным диаметром ID в 6". Условия проектирования предусматривают, что осевое усилие не может превышать геликоидальной критической продольной нагрузки  $F_h$ . Колтюбинговая труба и отверстие — полые, коэффициент трения 0.25. Предусматривается, что модуль упругости первого рода равен  $27 \times 10^6$  фунтов/дюйм<sup>2</sup>. Колтюбинговая колонна спроектирована таким образом, чтобы выдержать до 100 фунтов нагрузки на конце. Приведенная ниже таблица показывает то максимальное расстояние, на которое могут быть проведены прямые и сужающиеся колтюбинговые колонны. Прямые колтюбинговые колонны имеют постоянный неизменный диаметр и толщину стенок. Сужающиеся колонны имеют секции с пятью различными показателями по толщине стенок трубы.

| Наружный диаметр OD колтюбинга     | 1.25"  | 1.50"  | 1.75"  | 2.00"  |
|------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Толщина стенок колтюбинга          | .095"  | .102"  | .109"  | .125"  |
| Макс. расстояние для прямой трубы  | 2,107' | 2,107' | 3,464' | 4,166' |
| Макс. расстояние для сужающ. трубы | 2,752' | 2,752' | 4,812' | 5,786' |

Колонны труб VODCT могут быть разработаны для использования при любой длине, насколько того требует увеличенный



**Рис. 2. Колтюбинговые колонны типа VODCT на глубине 5000 футов при внутреннем диаметре 6 дюймов.**

Outside diameter (in) — наружный диаметр (дюйм), Length (ft) — длина (фут)



диаметр. Рис. 2 показывает колонну VODCT, разработанную для прохождения на 5000 футов в той же горизонтальной скважине или трубопроводе с внутренним диаметром в 6". Первый секционный участок каждой колтюбинговой колонны — прямой, как это показано в таблице. Коль скоро геликоидальная критическая продольная нагрузка достигнута, наружный диаметр OD может быть увеличен, при сохранении константы  $\xi$ , таким образом, не возникает завышения геликоидальной критической продольной нагрузки.

## Флюидный поток

### Добыча или скорость прохождения колтюбинговых колонн в газовых скважинах

Обычно газовые скважины вырабатывают не только природный газ, но также воду и/или жидкий конденсат. При разработке колтюбингового оборудования для газовых скважин необходимо предусматривать, что при добыче газа полностью доставляется на поверхность и газоконденсатная жидкость. Если жидкости не выкачивать на поверхность, то они будут аккумулироваться или «нагнетаться» в скважине, пока добыча газа не ухудшится, а затем и полностью прекратится. Для того, чтобы не сомневаться в том, что добыча газового конденсата имеет место, колтюбинговая труба разрабатывается таким образом, что скорость поступления газового потока достаточно велика для того, чтобы выносить на поверхность и газовый конденсат. Коль скоро максимально высокий уровень давления в скважине наблюдается на дне, производится подбор такого вида колтюбинговой трубы, который позволяет обеспечить наивысшую скорость прохождения газового потока на дне скважины. Газ проходит вверх скважины, давление падает, объем и скорость газа возрастают. К моменту, когда газ достигает поверхности, скорость становится высокой, т.к. верхняя часть колтюбинговой трубы запирает (глушит) газовый поток.

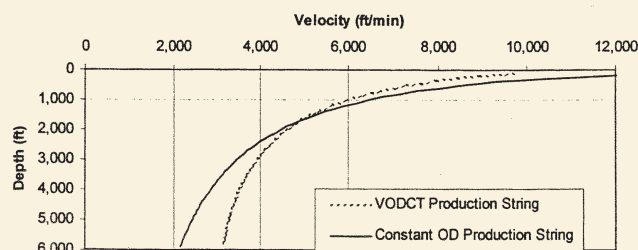
Колтюбинговая колонна VODCT может использоваться как насосно-компрессорная труба. При этом, колтюбинговая колонна VODCT разрабатывается таким образом, что внутренняя площадь колонны будет увеличиваться по мере уменьшения давления. В этом случае колонна VODCT имела бы больший диаметр на поверхности, который бы сужался к скважинному забою. Поскольку давление внутри забоя в газовых скважинах со временем ослабевает, то, соответственно, уменьшается и скорость газового потока внутри обсадной скважинной трубы. Если скорость газа становится слишком малой, значит, скважина заполнена газовым конденсатом. Очень часто спуск колонны внутрь скважины в качестве барьера по снижению потока устраняет данную проблему. Такая колонна называется скоростной колонной. Газ и жидкости могут создавать кольцеобразное движение между скоростной колонной и трубопроводом в скважине или же через колтюбинговую колонну. Колонна VODCT может выполнять и функции скоростной колонны, позволяя увеличиваться площади потока, в то же время происходит уменьшение давления.

В качестве примера рассмотрим следующие показатели газовой скважины:

- Вертикальная скважина глубиной 6,245 футов
- 3,5" насосно-компрессорная колонна до 5,668 футов
- Текущее забойное давление 1500 фунтов/дюйм<sup>2</sup>
- Излом воды = 1 GLR (газожидкостное соотношение) = 6000 футов<sup>3</sup>/баррель
- Давление в устье скважины 100 фунтов/дюйм<sup>2</sup>

Приточно-выходящий анализ работы показывает, что скважина будет заполняться по мере падения давления в пласте до 1200 фунтов/дюйм<sup>2</sup> посредством потока через насосно-ком-

прессорную трубу. Чтобы этого избежать, необходимо установить скоростную колонну. Цель — производить добычу до тех пор, пока следующее падение давления будет доходить до 500 фунтов/дюйм<sup>2</sup>. Снова приточно-выходящий анализ производился с помощью двух скоростных колонн: (i) колтюбинг 2" с постоянным наружным диаметром OD и (ii) колтюбинговая труба VODCT с наружным диаметром 2.875" на поверхности с линейным изменением наружного диаметра OD в 2.0" к устью скважины. Результаты показывают, что продуктивность добычи с применением колтюбинговой трубы типа VODCT повышается на 26 % по сравнению с применением колтюбинговой колонны с постоянным наружным диаметром. Также, если давление в пласте окажется на уровне 500 фунтов/дюйм<sup>2</sup>, колтюбинговая колонна с постоянным наружным диаметром заблокируется, в то время как колонна VODCT по-прежнему будет продолжать добычу.



**Рис. 3. Показатели скорости потоков в газовой скважине**

Velocity (ft/min) — скорость потока (фут/минута), Depth (ft) — глубина (фут), VODCT Production string — эксплуатационная колонна VODCT, Constant OD production string — эксплуатационная колонна с постоянным наружным диаметром

На рис. 3 показано отношение скорости добычи к глубине с применением колонны с постоянным наружным диаметром и колонны VODCT. В нижней части колонн обоих типов внутренний диаметр остается одинаковым для двух видов колонн, но скорость добычи в колонне типа VODCT выше на 26 %. На поверхности скорость добычи в колонне типа VODCT ниже, чем в колонне с постоянным наружным диаметром, т.к. увеличение диаметра позволяет увеличить площадь сечения потока.

### Разломы и трещины в колтюбинговой колонне

Колтюбинг интенсивно используется при проведении операций по гидравлическому разрыву пласта внутри скважины. Во время этих работ флюидные жидкости, содержащие пескообразный расклиняющий наполнитель (жидкость для гидроразрыва пласта), закачиваются через колтюбинговую трубу в горное образование. Проходя по кольцам колтюбинговой трубы с определенной скоростью потока, данный наполнитель может вызвать разделение колтюбингового материала. Таким образом, предпочтительно использовать колтюбинговую трубу большего диаметра на поверхности, где находятся кольца намотки колтюбинговой трубы.

Размер колтюбинговой трубы часто ограничен параметрами и весом катушки, с помощью которой происходит транспортировка колтюбинга. Если размеры катушки слишком велики, то это может вызвать превышение дорожно-транспортных норм или грузовых характеристик крана, делая данную катушку непрактичной и невозможной в использовании.

Колтюбинговая колонна VODCT может быть разработана с учетом большего диаметра на поверхности скважины, затем сужающаяся книзу в меньший диаметр. Применение таких характеристик уменьшает скорость потока жидкости для гидроразрыва пласта, а также скорость потока расклинивающего наполнителя, на момент его прохождения по кольцам (виткам) колтюбинговой трубы на поверхности, что, соответственно, снижает и возможные повреждения и эрозию колтюбинга. Колтюбинговая колонна, находящаяся внутри скважины, не имеет витков, значит скорости потоков проходимых веществ в этой части колтюбинга могут быть выше, что не вызовет эрозии или повреждений трубы. Большинство колонн имеют меньший диаметр, что позволяет самой колонне соответствовать всем ограничивающим параметрам по весу и по размерам. Во избежание эрозии и повреждений в соответствующих местах с переменным диаметром, переход от меньшего диаметра к большему должен быть последовательным.

### Оборудование для открытых работ

Имеются определенные узлы оборудования для открытых работ, которые необходимо модифицировать для проведения операций с применением VODCT, это, в частности, катушка, инжектор, герметизатор и противовыбросовый превентор.

**Катушка.** Последовательное изменение наружного диаметра колтюбинговой трубы не должно повлиять на процесс намотки колтюбинга на катушку. Для подсоединения коннектора Weco к концу колтюбинговой трубы необходимо предусмотреть соответствующие размеры. По мере увеличения диаметра необходимо увеличивать противонапряжение катушки. Ролики на счетчике уровней намотки необходимы для контроля за изменением диаметра колтюбинговой бухты.

**Инжектор.** Уже существуют типы инжекторов, которые позволяют применять колтюбинговую трубу с изменяющимся наружным диаметром. Данные инжекторы используют V-образные захватные блоки, которые позволяют проводить работы с колтюбинговой трубой с изменяющимся наружным диаметром (VODCT). Иные типы инжекторов изготовлены с сегментными (разделенными на части) V-образными захватными блоками, которые позволяют управляться с трубой типа VODCT.

**Герметизатор.** Данный компонент оборудования для открытых работ требует максимального объема технологических разработок. Некоторые блоки, например, кольцеобразный противовыбросовый превентор и вращающийся противовыбросовый превентор уже позволяют производить герметизацию трубы VODCT. Колтюбинговый герметизатор также может быть модифицирован под применение трубы типа VODCT.

**Противовыбросовый превентор.** Очевидно, что срезающие плашки должны иметь возможность обрезать колтюбинг большего размера. Скользящие плашки с сегментными слипами должны иметь возможность удерживать различные диаметры трубы. Трубные плашки производят уплотнение (герметизацию) вокруг изменяющегося наружного диаметра колтюбинга.

### Производство трубы типа VODCT

#### Обжим

Для реализации данной производственной технологии, колтюбинговая колонна с постоянным наружным диаметром VODCT



Рис. 4. Процесс обжима

Dies — обжимные форм-блоки, Puller — натяжной ролик

должна быть изготовлена с учетом максимального наружного диаметра OD. Далее, как часть одного и того же процесса прокатки трубы или же, как отдельный процесс, те части колонны, которые необходимо уменьшить в диаметре, будут прокатаны в нужный диаметр.

На рис. 4 показан процесс прокатки по уменьшению наружного диаметра трубы. Требуется определенное осевое усилие для того, чтобы протянуть трубу через обжимной форм-блок. Таким образом, производится процесс протягивания трубы через обжимной форм-блок, что уменьшает наружный диаметр трубы, также труба пропускается через натяжной ролик, что требуется для придания осевой нагрузки. Количество обжимных блоков и натяжных роликов зависит от цифры наружного диаметра OD, который необходимо уменьшить. Эта операция может выполняться как низкотемпературный процесс, при котором труба протаскивается через ненагретый обжимной форм-блок, также данная работа может проводиться при процессе, проходящем при нагревании. Во время последнего процесса перед пропуском через обжимной блок труба нагревается.

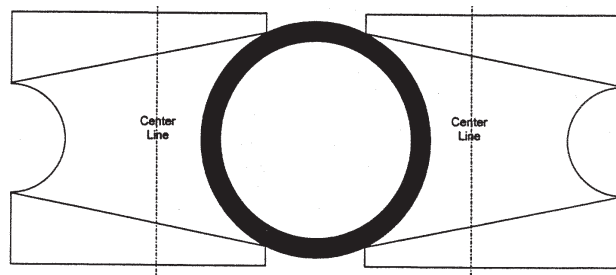


Рис. 5. Обжимные форм-блоки для формирования изменяемого наружного диаметра колтюбинговой трубы

Center line — средняя линия

На рис. 5 показан обжимной форм-блок для изменения наружного диаметра трубы, который может применяться для придания трубам различных наружных диаметров, что позволяет применять один и тот же блок для данной операции. Кроме этого, обжимной форм-блок может состоять из серии установленных в продольном направлении разделенных блоков, которые могут извлекаться из данной серии в случае отсутствия надобности их применения в определенных случаях. Рис. 6 показывает данную серию блочных сегментов. Удаление определенного сегментного блока повлечет незначительное увеличение диаметра. Таким образом, формирование трубы типа VODCT происходит с применением серии обжимных форм-блоков, для чего потребуются выполнить ряд вышеуказанных действий по уда-

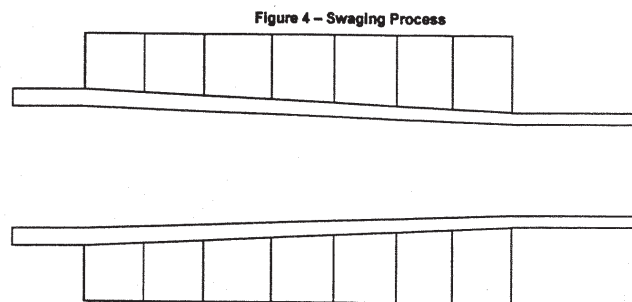


Рис. 6. Сегментные (отделяемые) обжимные форм-блоки для формовки колтюбинга



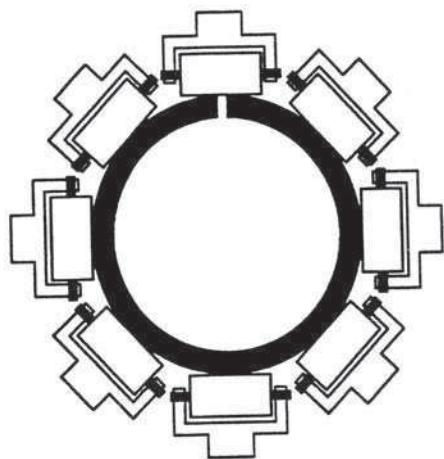
лению блоков, чтобы произвести необходимое постепенное суживание наружного диаметра трубы. Комбинирование различных форм-блоков и сегментных секций придает постепенное требуемое суживание колтюбинговой трубы. После завершения процесса по формованию наружного диаметра трубы необходимо произвести дополнительную термическую обработку для снятия нагрузок и/или придания колтюбинговой трубе типа VODCT окончательных требуемых механических характеристик.

### Прокат трубы для придания соответствующего наружного диаметра

Данный технологический процесс может производиться при изготовлении трубы типа VODCT. При производстве трубы полоса режется в соответствии с требуемой шириной таким образом, что когда она формируется в трубу, то последняя будет иметь требуемый переменный наружный диаметр.

Процесс изменения ширины полосы и, соответственно, изменение наружного диаметра трубы требуют выполнения определенных модификаций при прокате трубы. Процесс формовки должен предусматривать изменение наружного диаметра трубы. Первые несколько роликов в процессе формования будут применяться как зафиксированные при формовании трубы с неизменяемым наружным диаметром колтюбинговой колонны при наибольшем наружном диаметре OD, который появится при изготовлении колтюбинговой колонны типа VODCT. Ролики являются зафиксированными, и их формованный профиль не изменяется по всей длине колтюбинговой колонны. Данные зафиксированные ролики формуют полосу в U-образное сечение с фиксированным изгибом и кривизной, не принимая во внимание ширину полосы.

Следующие ролики являются изменяющимися формовочными роликами, как показано на рис. 7. На данном чертеже полоса почти прошла все стадии трансформации в трубу. Несколько роликов окружают полосу/трубу. Поверхность данных формующих роликов может быть либо прямая, либо вогнутая для установки максимального наружного диаметра OD колонны. Данные формующие ролики установлены в скобы для того, чтобы по радиусу изменять наружные диаметры ODs. Различные типы обжимных форм-блоков, как показано на рис. 6, могут также использоваться в процессе формовки. Как формующие ролики, так и обжимные форм-блоки могут быть разработаны так, что осевая линия трубы остается в той же точке для различных



**Рис. 7. Формующие ролики для создания изменяемого наружного диаметра трубы**

трубных диаметров, также они могут быть разработаны таким способом, что края полосы, которые подлежат сварке, остаются на том же самом месте в трубах с различным диаметром.

Процесс сварки продольного шва остается в основном неизменным. Размер импидора может изменяться из-за наличия сужающегося импидора, который перемещается по оси в процессе сварки, в связи с чем необходимо производить корректировку точного диаметра. Естественно, что наибольшая часть импидора должна проходить через наименьшую часть трубы типа VODCT. Процесс формовки размеров применим для колтюбинговых колонн VODCT с большим диаметром. Для остальных же колтюбинговых колонн типа VODCT процесс определения величины точного наружного диаметра OD не является критическим, таким образом, определение величины не является обязательной работой. Тем не менее, калибровочные валики придают осевое напряжение, которое способствует прохождению колтюбинговой трубы через прокатный стан. В случае с трубой типа VODCT, механизмом подачи являются приводные ролики, выполняющие также формовочную работу. Для обеспечения осевого усилия может применяться также иное подающее устройство.

### Заключение

#### Авторы уверены, что:

1. Для колтюбинговой колонны типа VODCT существует широкая область применения.
2. Существующее на сегодняшний день оборудование для открытых работ на поверхности может после незначительных модификаций применяться для колтюбинга VODCT.
3. Есть возможность производства трубы типа VODCT.

### Терминология

- $A_s$  — площадь поперечного сечения колтюбингового материала ( $\text{in}^2$ ) — (кв. дюйм)  
 $D_{\text{max}}$  — макс. глубина (ft) (футы)  
 $E$  — модуль упругости первого рода,  $27 \times 10^6$  (psi) (фунт/дюйм<sup>2</sup>), применяемый для колтюбинга  
 $I$  — момент инерции ( $\text{in}^4$ ) (дюйм<sup>4</sup>)  
 $ID_w$  — внутренний диаметр скважины либо трубопровода (in) (дюйм)  
 $F_o$  — осевое усилие (lb) (фунт)  
 $F_h$  — геликоидальная критическая продольная нагрузка (lb) (фунт)  
 $OD$  — наружный диаметр колтюбинга (in) (дюйм)  
 $t$  — толщина стенки колтюбинга (in) (дюйм)  
 $w$  — вес колтюбинга на 1 дюйм (lb/in) (фунт/дюйм)  
 $x$  — длина вдоль колонны (ft) (фут)  
 $x_o$  — величина, определенная уравнением № 5 (ft) (фут)  
 $\alpha$  — величина, определенная уравнением № 4  
 $\sigma_o$  — осевое напряжение (psi) (фунт/дюйм<sup>2</sup>)  
 $\sigma_y$  — предел текучести колтюбингового материала (psi) (фунт/дюйм<sup>2</sup>)  
 $\xi$  — соотношение диаметра к толщине (не имеет единиц измерения)

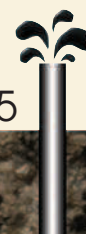
$$1 \text{ psi (фунт/дюйм}^2\text{)} = 6,89476 \text{ кПа}$$

$$1 \text{ foot (фут)} = 30,48 \text{ см}$$

$$1 \text{ inch (дюйм)} = 2,54 \text{ см}$$

### Ссылки:

Chen, Y., Lin, Y., Cheatham, J.B., "Tubing and Casing Buckling in Horizontal Wells", материалы симпозиума по добыче, март 21—23, 1993 г., Оклахома, ОК, стр. 867—876.





Продолжение.  
Начало в №1,  
2002

# О ЛИЗИНГЕ В ПОДРОБНОСТЯХ

## ИНТЕГРАЦИЯ ЛИЗИНГА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЙ СЕКТОР ТЭК

**Перчик А.И.,**  
заведующий кафедрой  
горного права РГУ нефти  
и газа им. И.М. Губкина  
**Гольдман Е.А.,**  
директор Департамента  
материально-технических  
ресурсов  
ОАО «НК «Роснефть»



В нефтегазодобыче имеется поле деятельности для всех видов, типов и форм лизинга. Естественно, его масштабы, особенно при сопоставлении размеров инвестиций будут, существенно выше при финансовом лизинге. (Напомним, что финансовый лизинг характеризуется тем, что имущество передается во временное пользование на срок, сопоставимый со сроком службы имущества или превышает его. — *Примеч. ред.*). Меньшие инвестиции, которые могут обеспечиваться оперативным лизингом, ни в коей мере не связаны с недооценкой или меньшей значимостью

этой разновидности лизинга. Определяющей здесь является объективная разница в стоимости объектов лизинга, присутствующая финансовому и оперативному лизингу.

Специфической сферой использования лизингового режима для обеспечения инвестиционного процесса является приобретение буровых установок, особенно при освоении новых перспективных территорий.

Освоение таких территорий начинается с геологических работ и по их результатам проведения поискового бурения. Для его осуществле-

ния необходима буровая установка. Специфика поискового процесса состоит в том, что заранее трудно установить, как долго она будет использоваться. По результатам первой скважины может быть принято решение либо о продолжении, либо об окончании работ. Если принято решение продолжить, то потребность в буровой установке естественно сохраняется. Но еще не ясно, насколько долго. Для бурения еще одной скважины или на длительный срок, если было открыто промышленно-значимое месторождение. В этом случае установка будет



использоваться, как правило, в течение всего срока службы.

Если бы можно было заранее знать режим использования буровой установки, то можно было бы в соответствии с этим выбрать и режим финансирования. Если она нужна для бурения только 1—2 скважин, то, очевидно, целесообразно воспользоваться услугами подрядной буровой организации, если же она понадобится на длительный срок, то, видимо, эффективнее ее приобрести в собственность.

Следует иметь в виду, что при подрядном способе заказчик, т.е. недропользователь, будет оплачивать в составе подрядной ставки не только затраты непосредственно на бурение, но также расходы подрядчика, обусловленные неритмичностью и нерегулярным использованием буровой установки и некоторую прибыль, которую установит себе подрядчик.

При этом следует иметь в виду, что подрядная компания будет при расчете стоимости бурения скважины исходить из наихудшего варианта загрузки буровой установки.

В реальной обстановке в каждом регионе буровые компании, как правило, имеют монопольный характер, что, естественно, дает им возможность завышать стоимость услуг.

Лизинговый режим позволяет найти эффективный выход из этой ситуации. Недропользователь, получая буровую установку по лизингу, вправе в зависимости от результатов поисковых и разведочных работ либо вернуть ее лизингодателю, либо приобрести в собственность.

Стоимость буровой установки исчисляется сотнями тысяч долларов, а нормативный срок службы не превышает 7—10 лет. Таким образом, общий выигрыш недропользователя, даже при снижении стоимости услуг на несколько процентов, становится весьма ощутимым.

В еще большей степени лизинговый режим является привлекательным при освое-

нии морских нефтяных и газовых месторождений. Ситуация с определением длительности использования установки еще более жесткая. Но главное — стоимость морских буровых установок (буровых судов, погруженных и полупогруженных плавучих буровых установок) выше, чем сухопутных часто в 50—100 раз. Отсюда и возможность снижения расходов на освоение месторождения.

Именно эти факторы обусловили использование плавучей буровой установки СП «Вьетсовпетро» на условиях лизинга еще в 1993 году. В тот период лизинг в отрасли как вид инвестиционной деятельности вообще не был известен. Однако его очевидные преимущества по сравнению с другими видами финансирования оказались достаточно убедительными. Предприятию нужна была дорогостоящая (до 100 млн дол.) буровая установка для бурения поисковых и разведочных скважин. Перспективы ее дальнейшего использования были не ясны. В этих случаях тратить крупные средства на приобретение в собственность было рискованно, да и таких средств компания не имела.

В то же время на условиях договора лизинга все проблемы были решены. Получив примысленный приток нефти, компания определила все перспективы и приняла решение о приобретении установки в собственность. При этом куплена она была с учетом износа, т.е. тех платежей, которые были уже осуществлены.

Достаточно широко лизинговые схемы финансирования используются в системе «Газпрома». В частности, компания по лизингу получила американскую и японскую строительную технику.

При этом лизингодатели кредитовали иностранные банки. Успешность этих операций во многом определялась именно отраслевой особенностью — возможностью осуществить

гарантированно все платежи своевременно и в полном объеме.

Другим значимым направлением лизингового режима является финансирование проектов обустройства мелких и средних месторождений. Для осуществления таких работ необходим комплекс строительной техники и транспортных средств специального назначения, которые, как правило, приобретать в собственность не имеет смысла вследствие эпизодической потребности их использования. В то же время у недропользователя всегда сохраняется вероятность того, что такая техника потребуется для освоения другого месторождения. В этой ситуации свобода выбора — взять оборудование во временное пользование или в процессе использования приобрести его в собственность — является чрезвычайно привлекательной. Обеспечивается такая возможность только в режиме лизинга.

Третьим перспективным направлением лизинга является обеспечение нефтедобывающих компаний новой техникой, которую еще следует создать. В этой сфере эффективно могли бы работать лизинговые компании, использующие в частности бюджетные средства. Учитывая ограниченный характер таких средств и необходимость их строго целевого расходования, наиболее удобным является лизинг.

Характер потребностей нефтегазодобывающих компаний — лизингополучателей определяет и требования к лизинговым компаниям — лизингодателям. Их структура, формы и методы формирования и функционирования отрабаты-

вались, например, в нефтегазовом строительстве. Здесь они создавались для решения следующих задач:

- безинвестиционного комплектования парка машин и механизмов строительных организаций на основе оперативного лизинга;
- комплектования технических служб и систем обслуживания машин на базе участков механизации лизинговой компании;
- обеспечения строительных машин запасными частями;
- подготовки высококвалифицированных специалистов по обслуживанию и эксплуатации сложной высокопроизводительной техники, работающей в автоматическом и полуавтоматическом режимах в специальных учебных комбинатах;
- маневрирования средствами механизации (машинами и механизмами) между несколькими стройками, находящимися за несколько сот километров друг от друга.

В заключение следует отметить, что в настоящее время лизинговую форму финансирования инвестиционных проектов в той или иной мере используют практически все крупные нефтегазодобывающие (Газпром, Лукойл, Роснефть, Юкос, Татнефть и др.) и газораспределительные компании, а также предприятия, производящие нефтегазопромысловое оборудование (Ижнефтемаш и др.).



Печатается по изданию: Перчик А.И., Гольдман Е.А. Лизинг в нефтегазодобыче» Право. Экономика. — М.: Изд. ИОСО РАО, 2001 г. — 254 с.

# БУРОВЫЕ



Около 30 лет тому назад добыча нефти и газа во многих регионах мира начала сдвигаться в сторону океана, охватывая все новые и новые морские акватории. Стационарные нефтяные платформы и вышки на шельфе ряда стран стали исчисляться десятками и сотнями. Сейчас их насчитывается около 7 тысяч в шельфовой зоне более 50 стран, а количество скважин с глубиной проникновения в земную кору до 4–5 км перевалило за 100 тысяч еще к началу 80-х годов. Можно не сомневаться, что экспансия нефтедобычи в море будет продолжена и расширена. Россия находится на пороге широкомасштабного освоения запасов нефти и газа на морском шельфе. Для нашей страны это сравнительно новый вид деятельности, который начинает привлекать к себе пристальное внимание в самых разных кругах — управленческих, промышленных, рыбохозяйственных, природоохранных, научных. Разработка морских нефтегазовых месторождений является одним из наиболее масштабных и комплексных видов деятельности на шельфе и включает в себя геолого-геофизические изыскания, разведочные бурения, обустройство месторождения, промысловые работы и ликвидацию промысла.

# РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ



## Бурение скважин

Буровые работы начинаются после геолого-геофизических изысканий в тех районах, где сейсмические съемки указывают на присутствие потенциально нефтегазоносных структур. Эти работы выполняют либо с борта специальных буровых судов, либо со стационарных платформ и плавучих (полупогружных) буровых установок на глубинах воды более 1000 м. При достижении заданной глубины разведочного бурения и обнаружении углеводородов отбираются образцы колонок (керны) горных пород, измеряются необходимые геофизические параметры и оценивается производительность (дебит) скважины. В зависимости от этих показателей скважина либо консервируется для последующего использования, либо ликвидируется. В первом случае обследованная скважина стабилизируется, а ее подводно-устьевое окончание фиксируется и оконтуривается с помощью специальной устьевой арматуры. Во втором случае скважина тампонируется цементом, и ее устье выравнивается на уровне или ниже поверхности морского дна.

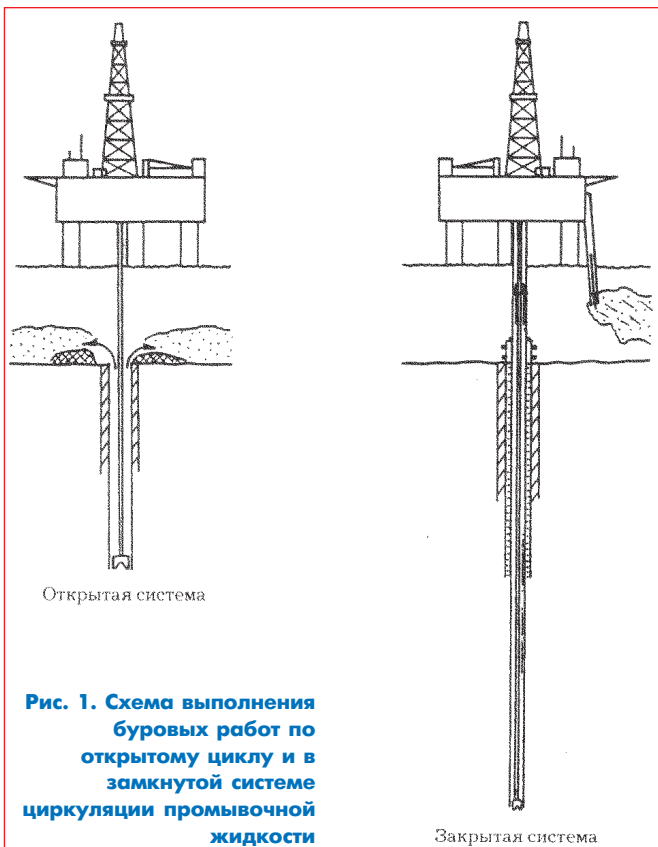
Бурение скважин в верхних слоях морских отложений

(примерно до 100 м) может вестись по открытому циклу (рис. 1), то есть без закачки сложных буровых жидкостей. Вместо них в таких случаях используют морскую воду с добавками специальных глинистых суспензий. При проходке более глубоких горизонтов применяют трубные секции и буровые инструменты роторного типа с постепенно уменьшающимся диаметром. При этом стенки каждой пройденной секции цементируются для придания жесткости и герметичности всей системе. По мере прохождения бура по буровому стволу туда непрерывно подается раствор, который затем поднимается вместе с выбуренной породой по межтрубному пространству вверх, отделяется от твердой фазы и снова включается в систему рециркуляции. На рис. 2 и 3 отражена схема забора воды и удаления отработанного бурового раствора и шлама.

## Буровые растворы

Отработанные буровые растворы (промывочные жидкости), особенно на нефтяной основе, относятся к числу основных источников загрязнения и экологической опасности, связанной с добычей не-





**Рис. 1. Схема выполнения буровых работ по открытому циклу и в замкнутой системе циркуляции промывочной жидкости**

фти и газа на морском шельфе. Их технологическое назначение сводится в основном к обеспечению смазки и охлаждения работающего бурового инструмента, выноса на поверхность и сепарации выбуренной горной породы, контроля и регулирования гидростатического давления в скважине и, наконец, для предотвращения аварийных выбросов из скважины в случае повышения давления в пласте.

Универсальные стандартные рецептуры буровых растворов фактически отсутствуют, так как их применение зависит от конкретных ситуаций и условий, которые существенно различны в разных районах. Более того, они могут радикально меняться в процессе каждого бурения по мере нарастания глубины или изменения наклона скважины и при прохождении разных по структуре горных пород.

До настоящего времени в практике буровых работ наибольшее распространение получили два основных типа

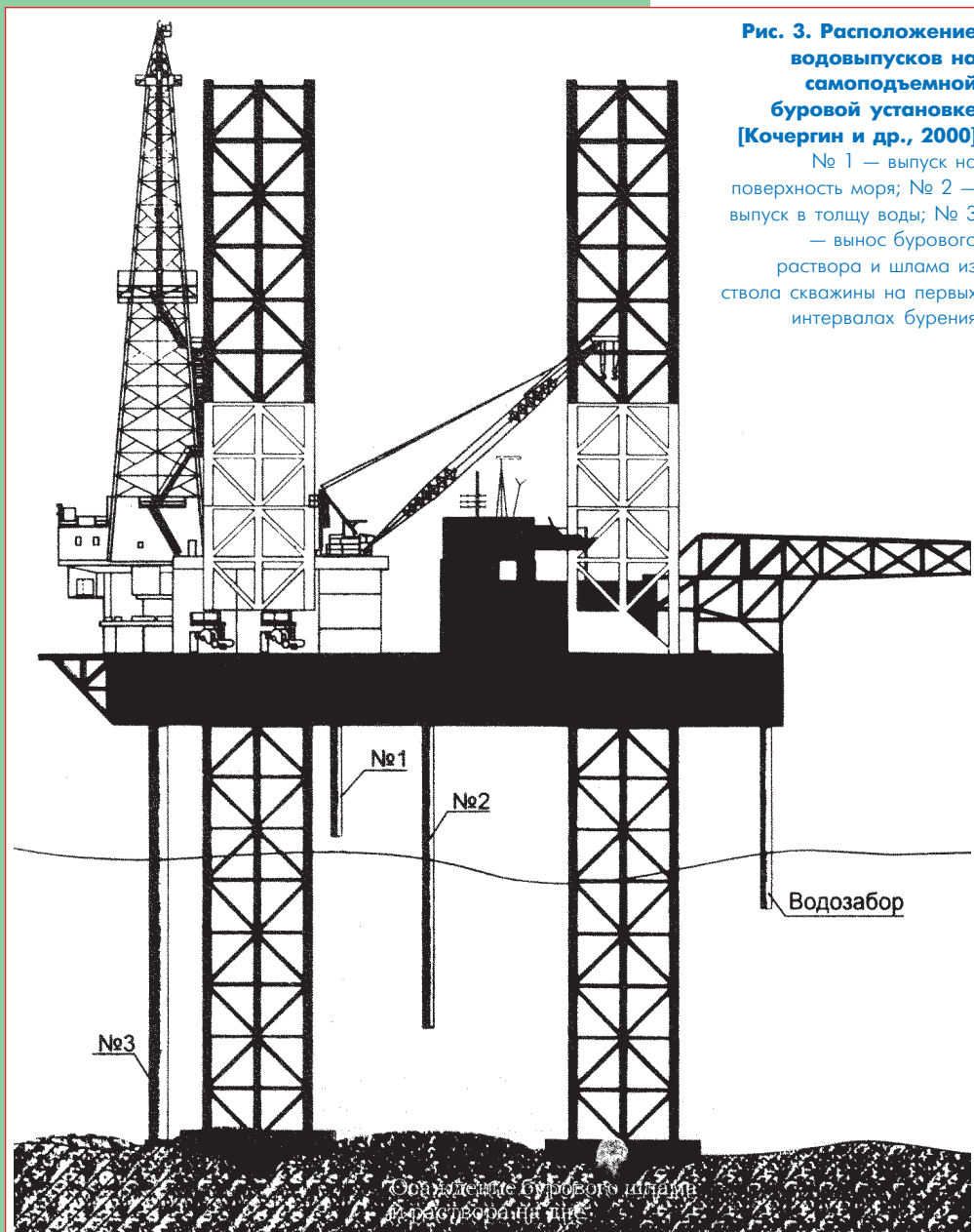
буровых композиций: буровые растворы на нефтяной основе и буровые растворы на водной основе.

### Буровые растворы на нефтяной основе.

В качестве базовых компонентов таких растворов обычно применяют сырую нефть, нефтепродукты и другие углеводороды (дизельное топливо, парафины, минеральные масла и др.). Наборы компонентов, их концентрации и соотношения могут существенно меняться в зависимости от характера и условий буровых работ, однако в большинстве случаев речь идет о водоэмульсионных системах с соотношением воды и нефти около 1:6, хотя это соотношение может меняться в пределах от 1:1 до 0:1. **Главное технологическое преимущество буровых растворов на нефтяной основе заключается в их высоких антифрикционных свойствах, что облегчает проходку наклонных и горизонтальных буровых стволов в твердых горных породах.** Как правило, эти растворы подвергаются регенерации и повторному использованию, и потому их применение сопряжено с меньшим количеством отходов по сравнению с растворами на водной основе. Однако все эти преимущества не компенсируют те негативные экологические последствия и ущербы, которые возникают за счет присутствия в отходах нефтяных углеводородов, что и послужило причиной жесткого ограничения применения таких растворов во многих странах.

В настоящее время введение в буровые растворы нефтяных добавок рассматривается в основном в качестве эпизодической процедуры, применяемой в тех случаях, когда все остальные технологические возможности исчерпаны. По данным официальной статистики, при бурении нескольких тысяч скважин в Мексиканском заливе количество таких эпизодов в 80-е годы достигало 20 %. В Северном море их было до 50 %, что привело к значительному нефтяному загрязнению донных осадков в этом регионе. В Австралии менее 1 % всех пробуренных в 80-е годы скважин были пройдены с применением про-





**Рис. 3. Расположение водовыпусков на самоподъемной буровой установке [Кочергин и др., 2000]**

№ 1 — выпуск на поверхность моря; № 2 — выпуск в толщу воды; № 3 — вынос бурового раствора и шлама из ствола скважины на первых интервалах бурения

приготовления буровых растворов, насчитывает сотни наименований, однако в практике буровых работ обычно используют не более 10–20 веществ и препаратов. Например, в США наибольшее распространение получили четыре ингредиента — барит, бентонит, лигнит и лигносульфонат, которые присутствуют в 90 % всех известных буровых рецептов. По мере перехода от верхних к нижним горизонтам бурения состав буровых жидкостей, как правило, усложняется.

### Буровые растворы на синтетической основе

В последние годы стали появляться сообщения о разработке нового поколения буровых растворов, основу которых составляют продукты химического синтеза: эфиры растительного происхождения, полиолефины и их изомеры, и другие синтетические вещества. Такого рода жидкости позволяют вести наклонные и горизонтальные бурения, они обеспечивают сохранность стенок скважины, уменьшают количество твердого шлама и, что особенно важно в экологическом плане, отличаются низкой токсичностью и более быстрым распадом в морской среде по сравнению с другими буровыми композициями. Широкое применение таких буровых растворов пока сдерживается из-за их относительно высокой

стоимости и отсутствия соответствующих экологических норм и правил. Однако уже имеются сведения об использовании синтетических буровых рецептов в Северном море и Мексиканском заливе, где с их помощью были пробурены около 300 скважин. Вместе с тем есть информация об относительно невысокой скорости деградации новых синтетических буровых растворов в морской среде, что требует дополнительных исследований последствий удаления таких отходов в море.

### Буровые растворы на водной основе

Буровые растворы этого типа являются в настоящее время наиболее предпочтительными в экологическом плане. Их используют сейчас повсеместно при выполнении буровых работ на морском шельфе. Такого рода растворы готовятся на морской или пресной воде (до 90 %) и представляют собой густую коллоидальную суспензию специальной глины обычно монтмориллонитового типа (бентонит, до 10 %) с добавками барита (до 20 %), каустической соды и других солей и реагентов. Ассортимент современных химических средств, используемых для

Объемы и режимы удаления

### Объемы и режимы удаления

Объемы отработанных буровых растворов существенно варьируют в зависимости от их типа, режима бурения и глубины скважины. Чаще всего при бурении скважин глубиной до 4000–5000 м общее количество жидких буровых отходов составляет 900–1000 т на каждую скважину при разведочном бурении и на 25 % меньше при бурении промысловых скважин. По другим источникам, эти количества могут достигать 3000–4000 т. Сброс таких отходов обычно производится периодически по



Таблица 1

### Ориентировочные объемы сброса буровых отходов при разведке и добыче нефти и газа в море [Gesamp, 1993]

| Вид сброса                                                              | Примерное количество, т                     |
|-------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| При разведочном бурении для одной скважины                              |                                             |
| Отработанный буровой раствор (периодический разовый сброс)              | 15–30                                       |
| Отработанный буровой раствор (суммарный сброс)                          | 150–400                                     |
| Буровой шлам (сухая масса)                                              | 200–1000                                    |
| Нефть в буровом шламе (при буровых растворах на нефтяной основе)        | 30–120                                      |
| При работе в промысловом режиме для системы скважин                     |                                             |
| Отработанный буровой раствор (суммарный сброс за период от 4 до 20 лет) | 45000<br>(для 50 скважин с одной платформы) |
| Буровой шлам (суммарный сброс за период от 4 до 20 лет)                 | 50000<br>(для 50 скважин с одной платформы) |
| Пластовые воды                                                          | 500 т/сут (с одной платформы)               |



Таблица 2

### Характеристики объемов и режимов сброса буровых отходов на месторождении Аркутан-Даги в 1996–1997 гг.

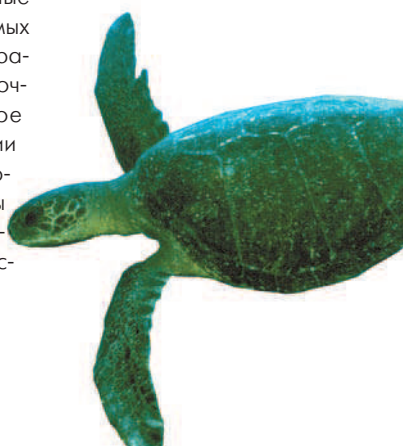
[Проект «Сахалин 1», 1998 г.]

| Характеристика сброса            | Скважина, год                                  |             |             |             |
|----------------------------------|------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
|                                  | Даги-5 1996                                    | Даги-6 1997 | Даги-7 1997 | Даги-8 1997 |
| Буровой раствор                  |                                                |             |             |             |
| Суммарный сброс, м³              | 1090                                           | 909         | 464         | 542         |
| Диапазон сбросов, м³             | 1–145                                          | 1–229       | 1–143       | 1–159       |
| Общее число сбросов              | 20                                             | 33          | 19          | 33          |
| Число сбросов с объемами >100 м³ | 5                                              | 3           | 1           | 1           |
| Продолжительность сброса, ч      | <1                                             | <1          | <1          | <1          |
| Буровой шлам                     |                                                |             |             |             |
| Суммарный сброс, м³              | 257                                            | 215         | 189         | 212         |
| Диапазон сбросов, м³             | 0,2–73                                         | 1–42        | 1–48        | 1–42        |
| Общее число сбросов              | 19                                             | 20          | 13          | 17          |
| Число сбросов с объемами >100 м³ | 0                                              | 0           | 0           | 0           |
| Режим сброса                     | Непрерывно или периодически в процессе бурения |             |             |             |

мере расходования и обновления промывочной жидкости. При полной замене бурового раствора (обычно 3–4 раза за период бурения глубоких скважин) или при завершении бурового цикла разовые сбросы могут достигать 100–200 т. При бурении скважин с платформ объемы сбросов возрастают пропорционально количеству скважин. Характерные примеры таких сбросов приведены в табл. 1 и 2.

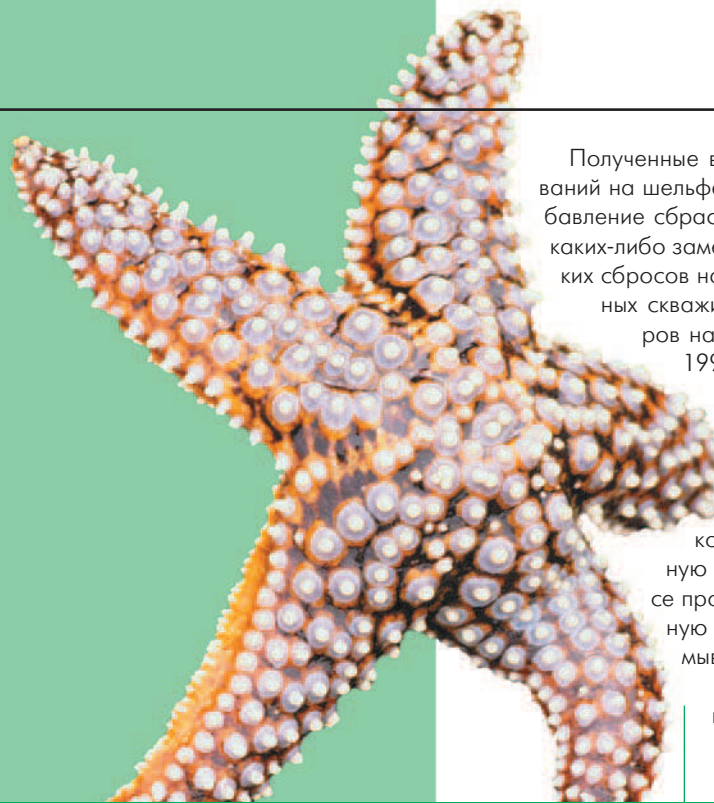
### Поведение в морской среде

Дрейфующие по течению шлейфы взвеси после сброса буровых растворов — типичная картина, которую часто можно видеть в районах буровых работ на шельфе (рис. 4 и 5). Многочисленные полевые наблюдения и моделирование сбросов, выполненные за последние 30 лет в самых разных регионах (от Австралии до Аляски), дают достаточно полное и объективное представление о поведении сбрасываемых в море буровых растворов. Материалы этих исследований позволяют сделать следующие основные выводы:



■ При сбросе в морскую среду происходит быстрое (в течение секунд и минут) разбавление буровых растворов с кратностью до 104–105 раз на расстояниях в пределах 100–200 м от точки сброса. Особенно быстро и интенсивно происходит фракционирование твердой взвешенной фазы, которая составляет до 20 % от общего объема сброса. Наиболее крупные частицы оседают на расстояниях нескольких метров от точки сброса, а тонкодисперсная взвесь образует дрейфующий по течению и постепенно исчезающий шлейф замутненной воды.

■ Прямые наблюдения и расчеты показывают, что все основные параметры морской среды во время сброса остаются неиз-



Полученные в последние годы результаты исследований на шельфе Сахалина подтвердили быстрое разбавление сбрасываемых в море отходов и отсутствие каких-либо заметных экологических последствий от таких сбросов на этапе разведочного бурения одиночных скважин с использованием буровых растворов на водной основе [Проект «Сахалин 1», 1998; 1999].

### Буровые шламы

Характерными и неизбежными отходами при всех видах буровых работ являются также буровые шламы, которые представляют собой измельченную горную породу, выбуренную в процессе прохождения ствола скважины и вынесенную на поверхность с циркулирующей промывочной жидкостью.

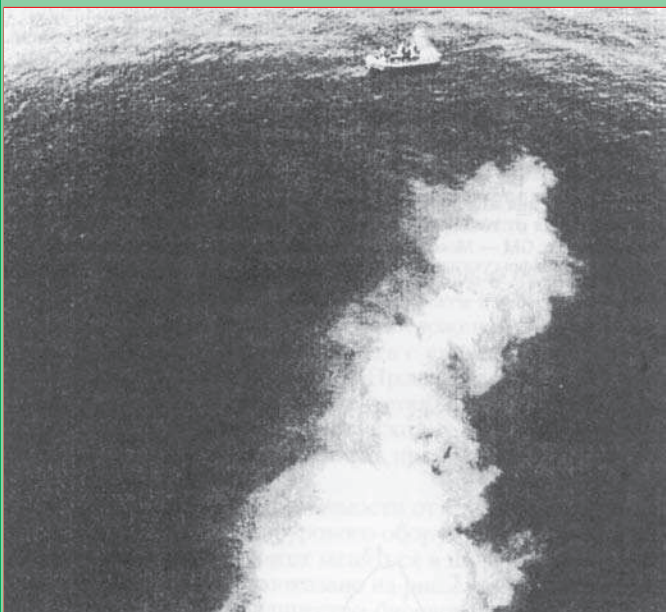
Присутствие в шлеме нефти и нефтепродуктов неизбежно при буровых работах с использованием растворов на нефтяной основе. Концентрация нефтяных углеводородов в таких шламах даже после их промывки составляет обычно до 100 г/кг. Шламы, выделенные из буровых растворов на водной основе, как правило, не содержат нефти, либо она присутствует в следовых количествах.

Повышенное (по сравнению с локальным природным фоном) содержание в твердых буровых отходах тяжелых металлов может возникать из-за различия микроэлементного состава выбуренной горной породы и донных отложений в данном месте, а также в результате введения в буровые рецептуры барита с примесями металлов и некоторых лигносульфонатов, содержащих железо и хром. Практически все известные в данной области исследования показывают, что следовые металлы в шламах находятся в нерастворимой форме (обычно в структуре кристаллической решетки минералов) и их содержание (за исключением бария) варьирует в пределах природной изменчивости геохимического фона микроэлементов в донных осадках.

менными, за исключением временного повышения концентрации взвеси и в отдельных случаях — содержания бария и углеводородов нефти (при сбросе буровых растворов на нефтяной основе).

■ В первом приближении есть основания считать, что экологические последствия от таких сбросов в водной толще аналогичны тем эффектам, которые возникают при природных или антропогенных повышениях мутности морской воды (ветровое и штормовое взмучивание в прибрежной зоне, выносы речной взвеси, дноуглубительные работы, дамплинг грунтов и др.).

■ Осевшая на дно твердая фаза буровых растворов постепенно разносится течениями на расстояния до нескольких километров от места сброса. Этот факт подтвержден результатами многих наблюдений, в том числе данными о структуре донных осадков и о содержании в них нефти и бария.



**Рис. 4. Картина распространения в море твердой фазы после сброса бурового раствора при разведочном бурении на шельфе Сахалина**

### Объемы и режимы удаления

В зависимости от глубины скважины, диаметра ствола, характера проходимой породы, типа бурового оборудования и эффективности сепарации твердой фазы количество шлама может меняться в широких пределах — обычно от 500 до 1000 т на каждую скважину. Количество бурового шлама, извлекаемого из каждой скважины, обычно в 2—3 раза меньше по сравнению с объемами сброса буровых растворов. По мере углубления скважины, уменьшения диаметра ствола и снижения скорости бурения объемы выносимого на поверхность шлама также снижаются. В отличие от отработанного бурового раствора, который заменяют и удаляют периодически, шлам постоянно поступает из скважины в процессе бурения и после промывки накапливается либо непрерывно удаляется в толщу воды со скоростью от 0,2 до 2,0 м<sup>3</sup>/ч. В качестве альтернативных, хотя и редко реализуемых вариантов, иногда практикуют:

■ закачку шлама с промывочной жидкостью в отработанные скважины и в пласты горных пород или их перекачку и сброс в удалении от места бурения;

■ обезвреживание (например, с помощью сульфата алюминия) или иные способы обработки (например, спекание) с последующим складированием и транспортировкой на берег;



■ транспортировку необработанного шлама на берег для захоронения. Как правило, такого рода варианты рассматриваются лишь применительно к нефтесодержащим шламам (при концентрации нефти более 10 г/кг шлама) и/или при выполнении буровых работ в особо уязвимых морских районах.

### Поведение в морской среде

Сказанное выше в отношении твердой фазы буровых растворов в равной мере относится и к поведению сбрасываемых в море шламов. Многочисленные прямые наблюдения и модельные расчеты показывают, что с первых секунд контакта сброшенного в море шлама (как и бурового раствора) с морской водой в месте сброса формируется зона высокого содержания взвеси, которая чаще всего разделяется на два шлейфа — придонный и поверхностный. Придонный шлейф, аккумулирующий основную массу твердой фазы сброшенных отходов, распространяется с течениями вдоль морского ложа в виде мутного потока, из которого около 90 % всей взвеси оседает в пределах 50—100 м от точки сброса. Зона аккумуляции шлама на дне обычно имеет эллипсообразную форму, вытянутую по направлению течения. В случае присутствия в сбросах нефти и нефтепродуктов они также локализуются в этой же зоне. По разным данным и в разных ситуациях концентрация взвешенных веществ снижается в 500—5000 раз уже на расстоянии 3—5 м от точки сброса, а на удалении в 100 м степень разбавления обычно составляет 104—105. Верхний шлейф, состоящий из тонкодисперсной (пелитовой) взвеси и содержащий в среднем около 5 % твердой фазы сброса, дрейфует вдоль течения и постепенно разбавляется в толще воды, исчезая как объект визуального наблюдения на расстоянии до одного (иногда до нескольких) километра.

Как и в случае буровых растворов, состоящих на 15—20 % из твердой фазы взвешенных частиц, сброс в море шламов обычно вызывает следующие основные негативные эффекты и последствия:

- повышение мутности воды и нарушения жизнедеятельности планктонных и бентосных организмов-фильтраторов;
- интоксикацию бентосных организмов при сбросах нефтесодержащих буровых отходов;
- физическое воздействие на донные организмы (захоронение в грунте эпифауны) и изменение условий их существования (нарушение биотопов, ухудшение кислородного режима);
- перестройки видовой структуры донных сообществ при длительных сбросах.

Обычно эти эффекты локализованы в непосредственной близости от места сброса — в пределах до 100—200 м при бурении одиночных разведочных скважин и до нескольких километров при длительных (многолетних) буровых работах на промысловых платформах.

### Промысловые и ликвидационные работы

Основной и наиболее длительный этап непосредственной эксплуатации месторождения начинается с момента ввода в строй главных объектов, конструкций и систем обустройства промысла — платформ, трубопроводов, подводных хранилищ, береговых терминалов и пр. Их тип, набор и оборудование зависят от характеристик месторождения и, прежде всего, от запасов и состава извлекаемых углеводородов.

Количество скважин, пробуриваемых с каждой промысловой платформы, обычно не превышает нескольких десятков, но иногда может достигать 50—100. Техника и технология бурения

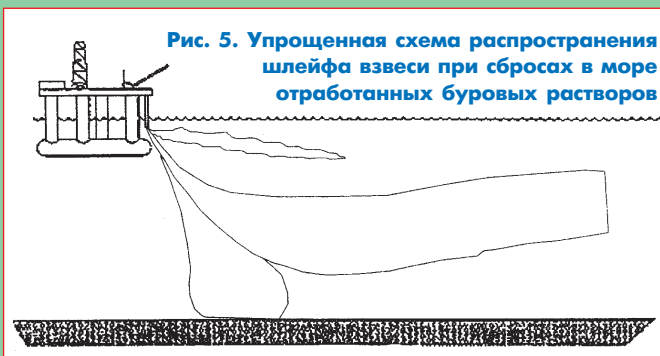


Рис. 5. Упрощенная схема распространения шлейфа взвеси при сбросах в море отработанных буровых растворов

ния промысловых и нагнетательных скважин с платформ не отличаются существенно от таких же работ при бурении разведочных скважин, хотя количество отходов при проходке промысловых скважин обычно снижается на 20—25 %. Кроме того, для максимального извлечения продукции при работах на платформах широко применяют направленные наклонные (иногда горизонтальные) бурения с отходами от вертикали на расстоянии более 5000 м.

### Пластовые воды

В дополнение к буровым растворам и шламам на этапе эксплуатации месторождений появляется еще один, весьма специфический вид отходов — пластовые воды. В количественном отношении они намного превосходят все остальные виды отходов, и их сброс в море относится к наиболее масштабному и распространенному виду воздействия на морскую среду при добыче углеводородов на шельфе, объемы которых могут исчисляться десятками тысяч тонн в сутки для отдельных платформ, а химический состав и токсические свойства варьируют в очень широких пределах.

### Аварии при буровых и промысловых работах

Потери нефти при бурении разведочных и эксплуатационных скважин минимальны по сравнению со всеми остальными источниками нефтяного загрязнения при разработке морских месторождений. Обычно эти потери составляют  $10^{-4}$ — $10^{-5}$ % от общих объемов добываемой на шельфе нефти, а частота выбросов колеблется в пределах 2—7 эпизодов на 1000 скважин. Аналогичный показатель для буровых работ в Баренцевом и Норвежском морях составляет один разлив на 1800



разведочных скважин. Из многолетних данных для Северного моря следует, что вклад аварийных нефтяных выбросов при буровых работах не превышает нескольких процентов на фоне нефтяного загрязнения от регулярных сбросов пластовых вод, буровых растворов и шламов. Около 85 % всех аварийных инцидентов при бурении скважин в Северном море в 1995 г. сопровождалось выбросами нефти объемом менее 1 т.

В дополнение к этим данным отметим, что на шельфе США в 1971—1995 гг. было пробурено 24237 скважин и при этом зарегистрировано 151 выброс нефти общим объемом 140 т при суммарной добыче 1,2 млрд т. Это соответствует 6 выбросам (средним объемом около 1 т) на каждую 1000 пробуренных скважин. Что касается катастрофических ситуаций при буровых и промысловых работах, связанных с фонтанированием скважин и выделением больших количеств нефти (более 1 тыс. т), то их вероятность весьма мала — один случай на 10 тыс. скважин. За 30-летнюю историю морских нефтепромыслов зарегистрированы только несколько таких эпизодов, относящихся в основном к началу 70-х годов.

Известные оценки для условий на шельфе Восточного Сахалина [Проект «Сахалин 2», 1997] показывают, что вероятность выброса при бурении скважин может составить здесь  $(1-5) \times 10^{-3}$  или 1—5 выбросов на 1000 скважин. При этом вероятность значительных разливов (от 3 до 30 тыс. т) примерно на порядок ниже и составляет  $(3,8-4,1) \times 10^{-4}$ .

## Выводы:

1. Характерной особенностью экологической обстановки в районах разработки морских нефтегазовых месторождений является локальность источников воздействия и градиентность изменения химических и биологических показателей качества среды и состояния биоты.

2. Экологические последствия от сброса в открытом море буровых растворов на водной основе и сопутствующих шламов при бурении разведочных скважин, а также при строительных работах на грунте обычно ограничиваются кратковременными, локальными и обратимыми нарушениями в планктоне и бентосе. По характеру проявления эти нарушения относятся к острым

стрессам и аналогичны тем нарушениям, что возникают при взмучивании донных осадков во время штормов.

3. Последствия удаления в море нефтесодержащих отходов (буровые растворы и шламы на нефтяной основе, пластовые воды) носят более длительный и масштабный характер, что проявляется в нефтяном загрязнении донных осадков и видовых перестройках (адаптивных модификациях) бентоса на расстоянии до одного и более километров от источника загрязнения.

4. Долговременные эффекты (хронические стрессы) характерны для районов интенсивной и длительной разработки нефтегазовых месторождений на шельфе. Их проявления весьма изменчивы и специфичны в зависимости от конкретных условий, однако чаще всего они наблюдаются в виде устойчивых местных (субрегиональных) нарушений численности и структуры бентосных сообществ.

5. Реальное негативное воздействие морского нефтегазового комплекса на рыбную отрасль заключается не столько в загрязнении, сколько в сокращении (отчуждении) рыбопромысловых акваторий и физических помехах для траловых операций за счет сооружения платформ, прокладки подводных трубопроводов и других видах нефтедобывающей деятельности на шельфе.

6. Аварийные ситуации. Аварии были и остаются неизбежным спутником любых нефтяных промыслов и потенциальным источником загрязнения на всех этапах промышленной эксплуатации нефтегазовых месторождений. Из статистических данных об аварийных ситуациях и нефтяных разливах, накопленных за 30-летнюю историю добычи углеводородов на шельфе разных стран и регионов, следует, что потери нефти особенно велики в результате аварийных разливов при танкерных перевозках нефти, тогда как вклад от бурения и эксплуатации скважин минимален, а потери при хранении и транспортировке нефти по трубам занимают промежуточное положение.

Печатается по изданию: Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. — М: ВНИРО, 2001.

Книга доктора биологических наук, профессора С.А. Патина

### «НЕФТЬ И ЭКОЛОГИЯ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА»

(Из-во ВНИРО, 31 печ. л., 112 илл., 102 табл., библиография более 500 назв., твердая обложка)  
Книга отмечена Золотым Дипломом на Международном Форуме по проблемам науки, технологии и образования (Москва, 2001 г.)

В девяти главах книги обобщены последние материалы отечественных и зарубежных исследований в области экологии морского нефтегазового комплекса. Сделан акцент на методологии мониторинга и оценок воздействия на морскую среду, экосистемы и биоресурсы на разных этапах освоения шельфовых месторождений нефти и газа. Широко использованы накопленные за последние годы результаты наблюдений за экологической ситуацией на шельфе Сахалина и в других морских регионах, где реализуются крупные проекты по разведке и эксплуатации углеводородных ресурсов. На единой методической основе впервые детально рассмотрены экологические эффекты и последствия всех видов деятельности морского нефтегазового комплекса, включая сейсморазведку, бурение скважин, промысловые работы, транспортировку углеводородов, аварийные ситуации, строительство трубопроводов, платформ и др. Сделан анализ основных факторов воздействия на морские биологические ресурсы и рыболовство и дано обоснование условий баланса интересов на шельфе рыбной и нефтегазовой отраслей.

Книга адресована специалистам в области прикладной экологии, океанографии, охраны природы, рыбного хозяйства и нефтегазовой отрасли для решения научных и прикладных задач экологической экспертизы, мониторинга и регламентации техногенного воздействия при освоении морских нефтегазовых месторождений.

Стоимость 1 экз. книги — 280 руб.

В продаже имеется также книга Патина С.А. «Экологические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов морского шельфа». (М.: Изд-во ВНИРО, 1997. — 350 стр., 67 табл., 85 ил., библиография — более 700 назв.). Стоимость 1 экз. книги — 200 руб.

**Заявки по почте:** 107140 Москва, В. Красносельская, 17, ВНИРО, Издательство ВНИРО или по факсу: (095) 264-91-87. Справки по телефону: (095) 264-65-33. E-mail: patin@vniro.ru



НП «ЦРКТ»

Тел./факс: (095) 124-85-83

Тел.: (095) 129-91-31

E-mail: [crkt@inbox.ru](mailto:crkt@inbox.ru)

[www.crkt.ru](http://www.crkt.ru)

**Время**  
Колтюбинга

