

Инженер-нефтяник

№1 2008

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Новые технологии

освоения морских нефтегазовых месторождений

Вопросы оперативного проектирования
профиля горизонтального ствола скважины

Методы предупреждения повреждения обсадных
эксплуатационных колонн

Ограничение притока воды в эксплуатационную скважину

Охрана земных недр при строительстве скважин



СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

Инженерное сопровождение направленного бурения

- Проектирование профиля наклонно-направленных скважин и боковых стволов;
- Технологическое сопровождение при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- Технологическое сопровождение при бурении боковых стволов;
- Резистивиметрия и гамма каротаж в процессе бурения;
- Установка и ориентирование клинов-отклонителей.

Оборудование GEOLINK (UK), Гуобит, ЗИС 43М.

Долотный сервис

- Разработка программ бурения и отбора керна;
- Инженерное сопровождение процессов бурения скважин и отбора керна;
- Техничко-экономический анализ результатов отработки долот и отбора керна.

Широкая гамма инструмента отечественного и иностранного производства, собственные забойные двигатели.

Разработка, экспертиза и сопровождение проектов на строительство скважин

- Разработка проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ;
- Анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению эффективности работ;
- Разработка регламентов на бурение наклонных и горизонтальных скважин для вновь вводимых в эксплуатацию месторождений под конкретные горно- геологические условия.

**При разработках используется
специализированное программное
обеспечение.**

ООО Интеллект Дриллинг Сервисиз

Обособленное подразделение в г.Нефтеюганск
828300, Россия, Тюменская область
г.Нефтеюганск, ул.Парковая, 6/8
тел. (3461) 23-73-58
e-mail: yugansk@centerbur.ru

ООО Интеллект Дриллинг Сервисиз

127422, Россия, г. Москва
Дмитровский проезд, дом 10
тел. (495) 543 9116, 543 9117
факс (495) 543 9612
e-mail: info@ids-corp.ru

Современные технологии разработки месторождений сформировали промысел по добыче нефти и газа как целостную систему, все элементы которой находятся в чёткой, органической взаимосвязи. В процессе создания принципиально новые технологии, которые коренным образом изменят наши представления о методах и способах добычи нефти и газа. Применение наукоёмких технологий в нефтегазовой сфере приводит к устареванию оборудования и инструмента ещё до того, как происходит его широкое внедрение.

Расширение обмена научно-технической информацией даст возможность профильным специалистам своевременно учитывать изменения в технологии добычи нефти и газа при создании новых технических решений и материалов, а также при проектировании нефтегазопромысловых объектов.

Главную цель журнала научная редакция видит в побуждении инженеров-нефтяников к творческому труду, к поиску новых технических решений, что будет способствовать появлению идей, имеющих решающее значение для дальнейшего развития нефтегазовой отрасли России.

Журнал приглашает к сотрудничеству российских ученых, инженеров, специалистов и руководителей, работающих в университетах, научно-исследовательских и проектных институтах, нефтегазовых и сервисных компаниях.

На страницах журнала планируется размещение сведений не только о новых технико-технологических решениях, но и рекомендации по вопросам проектирования и строительства нефтепромысловых сооружений, эксплуатации и ремонтного обслуживания.

5

**Научно-методическое и инженерное обеспечение
буровых технологий**
Повалихин А.С.

8

**Повышение надёжности эксплуатации скважин при добыче высоковязких
нефтей в осложнённых условиях**
Василенко И.Р., Кузьмин Б.А.

11

Вопросы охраны земных недр на месторождениях нефти и газа
Повалихин А.С., Л.Н. Козловцева Л.Н.

13

**Пескопроявление и предупреждение повреждения обсадных колонн в процессе
эксплуатации скважины**
Близнюков В.Ю., Еганьянц Р.Т.

16

**Применение пенных полимерных систем с целью ограничения водопритоков
при эксплуатации нефтяных скважин**
Василенко П.И., Телегин В.С.

18

**Вопросы разработки морских нефтегазовых месторождений с использованием
горизонтальных дренажных стволов**
Повалихин А.С.

21

**Исследование работы КНБК для бурения по проектному профилю
забойными двигателями в сложных условиях**
Шатровский А.Г.

24

**Оперативное проектирование траектории бурения
горизонтального ствола скважины**
Ефремов С.

26

Количество подвижных струн талевых систем буровых установок
Куликов В.В.

28

**Расчёт транспортирования шлама в скважине восходящим потоком
промывочной жидкости**
Куликов В.В.

30

Развитие бурового дела (продолжение)
Калинин А.Г.

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз».

Научный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет журнала: А. Г. Калинин, В. В. Кульчицкий, В. С. Литвиненко, Н. В. Соловьев, А. Г. Потапов.

Руководитель информационно-рекламной группы: Дубасов А. В.

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116 Факс: (495) 543 9612

Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru

Журнал приглашает к сотрудничеству ученых и инженеров нефтегазовой отрасли, рекламодателей, всех заинтересованных лиц.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

Материалы отмеченные логотипами компаний носят рекламно-информационный характер. Публикуются на правах рекламы.

Научно-методическое и инженерное обеспечение буровых технологий



А.С.Повалихин
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

Необходимость в изменении типовых и разработке новых технологий строительства скважин диктуется следующими объективными причинами:

- на эксплуатируемых месторождениях существенно изменились условия бурения за счет образования техногенных зон аномально низкого и высокого пластового давления;

- вводимые в разработку нефтегазовые месторождения имеют сложный геологический разрез и строение продуктивного пласта.

Сложившаяся практика проектирования как типовых, так и пионерных скважин включает следующие этапы:

- техническое задание;
- проектно-сметная документация (ПСД) на строительство скважины;
- проведение экспертизы, согласование и утверждение ПСД в органах Ростехнадзора, охраны окружающей среды.

Утвержденный индивидуальный или групповой рабочий проект является основным документом при строительстве скважины. В случае необходимости в дополнение к групповому рабочему проекту разрабатывается индивидуальная программа бурения, которая учитывает особенности строительства каждой конкретной скважины, определяет порядок подготовки и применения специального бурового инструмента и оборудования.

Проектирование скважин базируется на руководящих документах в виде регламентов, инструкций, которыми устанавливается порядок разработки и структура проекта, требования к конструкции скважины, технологическим процессам бурения и крепления скважины, а также требования к буровому оборудованию и инструменту.

Следует отметить, что значительная часть документов, регламентирующих технологические процессы, были разработаны свыше 20 лет назад и, поэтому, они не содержат необходимых технико-технологических решений для проектирования скважин на основе современных технологий.

В соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности при разработке ПСД должен учитываться опыт проводки скважин на данной или ближайших площадях с аналогичными горногеологическими условиями бурения.

Возникает вопрос - а как быть в случае проектирования первых скважин по новой технологии, когда необходимый опыт недостаточен или отсутствует вообще?

При разработке проектной и конструкторской документации для массового изготовления технических устройств или сооружений, имеющих существенную новизну, инженерной практикой предусматривается проведение опытно-конструкторских работ, которые включают следующие этапы:

- идея (замысел) технического решения;
- аналитическое обоснование;
- разработка (при необходимости), изготовление и испытание модели;
- выполнение прочностных расчетов;
- разработка эскизного проекта;
- изготовление и испытание экспериментального образца;
- разработка конструкторской документации;
- изготовление и испытание опытных образцов;
- корректировка конструкторской документации по результатам испытаний.

Каждый этап оформляется соответствующими документами в виде патентов, прочностных расчетов, аналитических исследований, конструкторской документации, протоколов и актов испытаний.

Итоговым документом является рабочая конструкторская документация, на основании которой производится изготовление устройств или строительство различных инженерных сооружений. В последующем рабочая конструкторская документация может подвергаться существенным изменениям, которыми учитываются выявленные в ходе эксплуатации устройства незначительные дефекты или при создании других типо-размеров данного устройства.

Нарушение указанного порядка создания технического решения приводит, как правило, к тому, что изготавливаемые серийно устройства требуют многочисленных доделок, доводок в процессе производства.

Из сравнения процедуры создания ПСД на строительство скважины по новой технологии с порядком разработки конструкторской документации на изготовление машин и оборудования следует, что пропускаются важнейшие этапы создания документации скважины, аналитические расчеты, обоснование технико-технологических решений и опытно-технологическая работа.

Создание ПСД на строительство скважин по новой технологии на основе дав-

но устаревших регламентов, инструкций и опыта применения отдельных технических решений на других месторождениях с отличными от проектного горно-геологическими условиями без проведения опытно-технологической работы является одной из основных причин глубокой технологической отсталости сферы строительства скважин от современных методов разработки нефтегазовых месторождений.

Разработка и применение групповых рабочих проектов на строительство скважин производится без проведения предпроектных аналитических исследований и последующего опорно-технологического бурения, что делает возможным применение ошибочного или недостаточно эффективного проектного решения на десятках скважин.

Задача создания новой технологии, а также комплекса технических средств для её реализации и разработка на этой основе ПСД для строительства эксплуатационных скважин индустриальным методом на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири была решена 40 лет назад учеными и инженерами ВНИИБТ [1].

С открытием крупных нефтяных и газовых месторождений в сложных для обустройства промысла районах Западной Сибири появилась необходимость в применении кустового способа строительства скважин.

При создании технологии и комплекса специального инструмента и оборудования для бурения опытных кустовых скважин были решены следующие основные задачи:

- создана методико-математическая основа технологии бурения наклонных скважин с большим смещением забоя;
- разработан комплекс специального инструмента для направленного искривления ствола скважины;
- разработаны устройства для проводки тангенциальных и слабо искривленных интервалов профиля скважины;
- разработаны приборы и устройств для ориентирования отклоняющего инструмента и контроля за траекторией бурения.

В рамках программы создания технологии и технических средств для бурения наклонных скважин с большим (свыше 1200 м) смещением забоя в условиях Западной Сибири были созданы базовые рецептуры бурового раствора, обеспечивающие устойчивость и очистку наклонного ствола.

Опытно-технологические работы по применению комплекса технических средств

для проводки наклонных скважин были проведены в 1965 г. при бурении экспериментальной скважины № 501 на Усть-Балыкском месторождении.

Важнейшим практическим итогом бурения экспериментальной скважины № 501 явилось подтверждение работоспособности технико-технологического комплекса для проводки наклонных скважин с большим (для того времени) смещением забоя от вертикали в горно-геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

Опытные работы по промысловому внедрению технико-технологического комплекса были продолжены в 1966 г. на Усть-Балыкском месторождении при бурении опорно-технологической скважины № 531.

Результаты, полученные в процессе бурения скважин № 501 и № 531, послужили основанием для широкомасштабного применения технологии бурения кустовых скважин.

Таким образом, реализация новых технико-технологических проектных решений через экспериментальное и опорно-технологическое бурение позволило в чрезвычайно короткие сроки освоить технологию строительства кустовых наклонных скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири.

Как следует из внедрения технологии кустового способа бурения, параллельно с созданием технологии строительства кустовых скважин осуществлялась конструкторская разработка бурового оборудования и инструмента, технические характеристики которых учитывали технологию наклонного бурения, а также горно-геологические и географические особенности региона.

Такой же подход был в основе разработки и внедрения в 90-х годах специалистами ВНИИБТ новых технологий бурения горизонтальных скважин и боковых стволов.

В 1993 году на Уренгойском ГКМ пробурен первый горизонтальный боковой ствол из эксплуатационной колонны бездействующей скважины [2].

На стадии предпроектных исследований решались следующие задачи:

- расчет габаритных и энергетических параметров забойного двигателя для забуривания и бурения бокового ствола в пределах вырезанного окна в обсадной колонне;
- проектирование и контроль траектории бурения бокового ствола;
- ориентирование забойного двигателя-отклонителя в вертикальной обсадной колонне;
- спуск и крепление хвостовика.

Проведенные с помощью программного обеспечения «ННБ» инженерные расчеты явились основой для конструирования специальных технических средств и разработки проектной документации [3].

Для забуривания и бурения бокового ствола из вертикальной обсадной колонны была разработана система ориентирования двигателя-отклонителя в обсадной колонне, основанная на гироскопическом инклинометре, малогабаритная телеметрическая система, а также изготовлены специальные винтовые забойные двигатели-отклонители серии ДГ.

Подготовка наземного оборудования и бурового инструмента к проведению работ, инженерно-технологическое сопровождение забуривания, бурения и крепления бокового ствола осуществлялись при участии непосредственных разработчиков технических средств и технологических операций, что позволяло в процессе проведения работ своевременно выявлять недостатки и вносить коррективы в ход ведения работ.

Результаты опорно-технологического бурения были использованы при дальнейшем совершенствовании технико-технологического комплекса для строительства боковых стволов.

По аналогичной схеме осуществлялось опорно-технологическое бурение первых горизонтальных скважин на шельфе Чёрного и Южно-Китайского морей, а также в Азовском море [4, 5].

С учётом опыта организации внедрения технологии бурения горизонтального бокового ствола на Уренгойском ГКМ и горизонтальных скважин на шельфе морей в рамках ВНИИБТ создана специальная структура – центр инженерного сервиса в бурении для решения следующих задач:

- проведение аналитического обоснования новой технологии;
- разработка технологии бурения и крепления скважины;
- разработка требований к буровому оборудованию, инструменту и буровому раствору;
- размещение заказов на изготовление и приобретение специальных технических средств;
- конструирование отсутствующих на рынке элементов технологической оснастки бурильной колонны, размещение заказов на заводе-изготовителе и контроль за их изготовлением;
- комплектование и подготовка к работе всего комплекса технических средств непосредственно на месторождении;
- контроль и инженерное обеспечение технологического процесса бурения скважины с проведением инклинометрических измерений с помощью телесистемы и инклинометров;
- анализ результатов опорно-технологического бурения и разработка решений по устранению выявленных недостатков технологии и комплекса технических средств;
- разработка технологического регламента.

Строительство опорно-технологических скважин не может быть основано на принципах организации бурения коммерческих скважин, когда при выборе по конкурсу подрядчиков главным критерием является минимум стоимости оказываемых услуг.

Существующие профильные сервисные структуры ориентированы на типовые технологические работы и, поэтому, не могут осуществлять эффективное сопровождение опорно-технологического бурения, поскольку у них нет для этого специалистов, обладающих достаточным опытом в области разработки новых технологий. Кроме того, сервисные организации не обладают научно-методической основой разработки и проектирования буровых процессов. Принятая система разделения сервисов, когда отдельные технические этапы решаются разными организациями, ведет к тому, что основные задачи бурения опорно-технологической скважины вступают в противоречие с коммерческими интересами участников бурения скважины.

Приоритетными критериями выбора исполнителей работ при бурении опорно-технологической скважины являются широта диапазона оказываемых услуг, уровень квалификации исполнителей, наличие методической основы буровых технологий, опыт бурения первых (пионерных) и высокотехнологичных скважин.

Проектирование и контроль за проводкой пионерных скважин не является задачей проектировщика, разработчика (серийного изготовителя ПСД) для типовых скважин, так как тут требуется участие специалистов-технологов широкого профиля с уровнем знаний, выходящим за пределы традиционной специализации инженера-проектировщика.

Для целей опорно-технологического бурения необходима также структура с интегрированным технологическим сервисом, включающая следующие отделы (рис.1):

- технологический;
- телеметрии (геонавигации);
- технический;
- бурового раствора.

Задачами технологического отдела являются:

- анализ горно-геологических условий строительства скважины;
- разработка и обоснование технологической схемы бурения;
- выбор комплекта оборудования и инструмента для реализации технологии;
- выдача задания техническому отделу на приобретение необходимых элементов технологического комплекса;
- выбор рецептуры и основных реологических параметров бурового раствора;
- разработка технического задания на изготовление проектно-сметной документации на бурение;

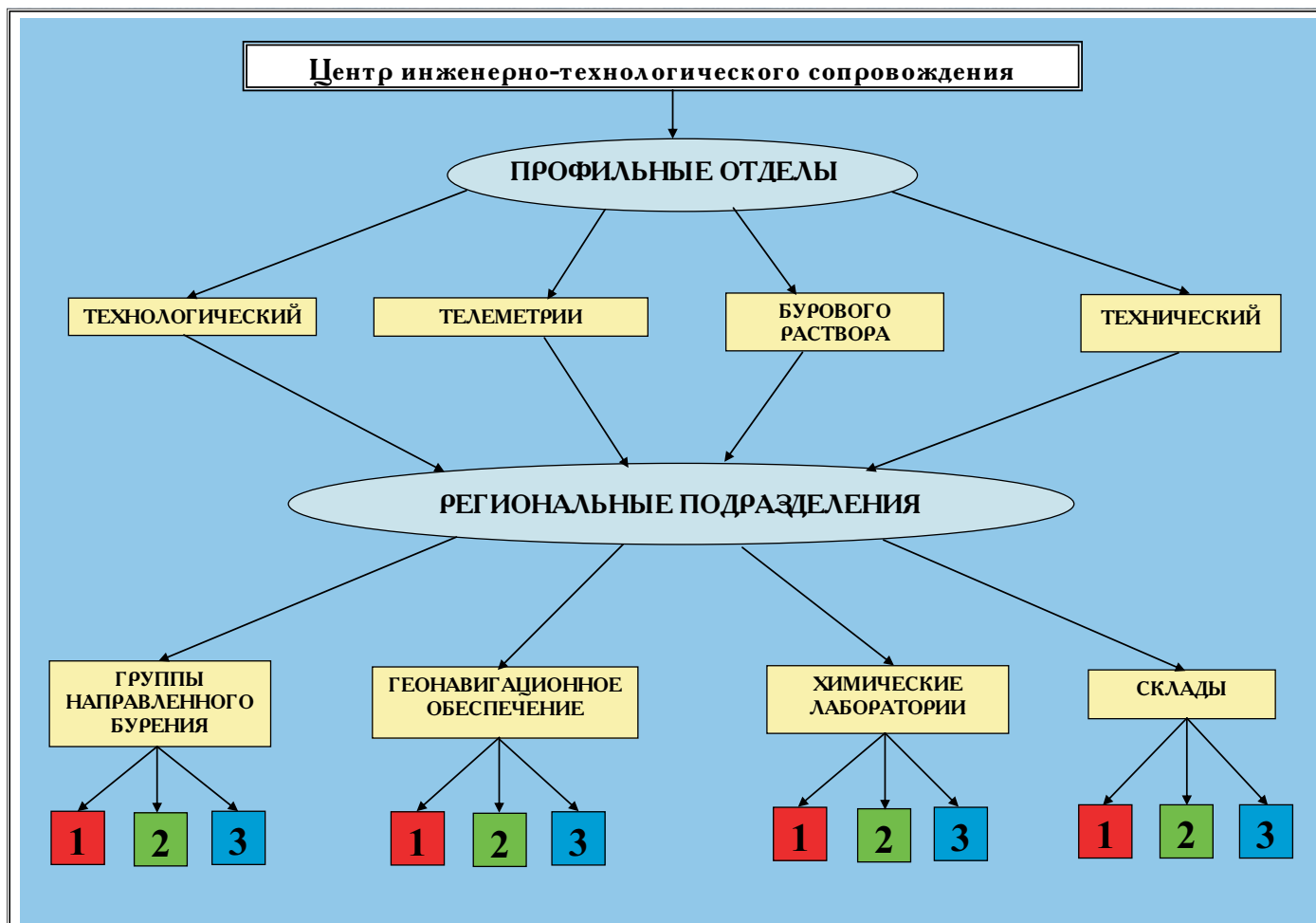


Рис 1. Структура центра инженерно-технологического сопровождения

- разработка детальной программы бурения и крепления скважины;
- инженерное сопровождение буровых работ на месторождении.

Отдел телеметрии комплектует необходимое для выполнения работ оборудование, включающее телеметрическую систему с технологической оснасткой, комплект инклинометров и осуществляет геонавигационное сопровождение бурения скважины.

Технический отдел заказывает отдельные элементы технологического комплекса на заводе-изготовителе, разрабатывает конструкторскую документацию на технические средства, которых нет на рынке нефтегазового оборудования, осуществляет контроль за их производством, комплектует необходимое оборудование и инструмент, организует доставку на место проведения работ и осуществляет его подготовку к бурению скважины на месторождении.

Отдел буровых растворов разрабатывает рецептуру промывочной жидкости, технологию ее приготовления, составляет программу по буровому раствору и заказывает необходимые химические вещества и реагенты, осуществляет контроль за приготовлением бурового раствора непосредственно на буровой.

Проведение предпроектных исследований и опытно-технологических работ даст возможность в сжатые сроки воплотить новейшие технологии в проектные решения, что позволит повысить технический

уровень проектно-сметной документации на строительство разведочных и эксплуатационных скважин.

Выводы:

1. Разработка проектной документации на строительство скважин на основе устаревших регламентов, инструкций и опыта применения отдельных технических решений на других месторождениях с отличиями от проектного горно-геологическими условиями без проведения предпроектных исследований и опытно-технологических работ является одной из основных причин отсталости сферы строительства скважин от современных методов освоения нефтегазовых месторождений.

2. Опорно-технологическое бурение позволило в чрезвычайно короткие сроки осуществить ширококомасштабное внедрение новых буровых технологий: кустовой способ строительства скважин, горизонтальное бурение скважин и боковых стволов.

3. Для реализации инновационных проектов в области строительства скважин необходимы специализированные отраслевые или корпоративные инженерно-технологические центры, основной целью которых должно быть внедрение новых технологий и повышение технического уровня строительства скважин.

Литература

1. Повалихин А.С., Калинин А.Г. «Внедрение и развитие технологии бурения кустовых наклонно направленных скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири», журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», ВНИИОЭНГ, № 4, 2006 г.
2. Оганов А.С., Повалихин А.С., Беляев В.М., Ахметов А.А., Москвичев В.Н. «Проводка дополнительного горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины», журнал «Нефтяное хозяйство», № 9, 1993 г.
3. Повалихин А.С., Оганов А.С. «Программное обеспечение технологического процесса строительства горизонтальных и наклонных скважин», журнал, «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», ВНИИОЭНГ, № 3, 1994 г.
4. Мнацаканов А.В., Оганов А.С., Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В., Нгуен Зао, Данг Куа, Кхуе Х.Н., Хой Ч.В., Льюнг В.Т., Тронов Ю.А. «Бурение горизонтальной скважины на месторождении Белый Тигр шельфа Вьетнама», журнал «Нефтяное хозяйство», № 2, 1997 г.
5. Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В., Семенюк Д.М. «Бурение куста горизонтальных скважин на газовом месторождении в Азовском море», журнал «Нефтегазопромысловый инжиниринг», № 1, 2004 г.



Повышение надёжности эксплуатации скважин при добыче высоковязких нефтей в осложнённых условиях

Василенко И.Р. к.т.н., Кузьмин Б.А.,
(ООО «РИНКО – АЛЬЯНС»)

Функции нефтегазовой компании в современных условиях организации нефтегазовой отрасли сводятся к приобретению лицензии на недропользование, финансированию и организации процесса добычи и реализации углеводородов. Нефтепромысловый сервис в процессе строительства и эксплуатации скважин осуществляют специализированные сервисные организации [1]. В этом случае заказчику нефтепромысловых услуг предстоит по всем этапам жизненного цикла скважин (проектирование, строительство, эксплуатация, реконструкция, ликвидация скважин и наблюдение за ними) вести сложную аналитическую и организационную работу, целью которой является координация всего спектра технических мероприятий, направленных на максимально полное извлечение углеводородов из недр при соблюдении требований экологии, надежности, долговечности скважин.

Правилами безопасного ведения работ в нефтегазовой отрасли к конструкции скважины предъявляются следующие требования [11]:

- максимально использования пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации скважины;

- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации скважины, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтеотдачи пластов;

- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- выбор тампонажных материалов и растворов на их основе должен осуществляться с учетом обеспечения высокой стойкости цементного камня к агрессивной среде.

В процессе разработки месторождения система «нефть-коллектор-пластовые воды-скважина» претерпевает значительные изменения под влиянием различных факторов:

- изменение фракционного состава добываемой продукции, минерализации вод, их кислотности;

- изменение коллекторских свойств вмещающих пород под влиянием физико-химического воздействия на пласты;

- развитие геобиоценозов в продуктивных пластах;

- микроземлетрясения в районах добычи.

Указанные факторы не учитываются на этапе составления технического задания на проектирование технологических схем разработки месторождения и проектной документации на строительство скважины. Последствия от возникающих нарушений крепи скважины под влиянием временных факторов, как правило, требуют дополнительных затрат средств и материалов [1].

Одним из хорошо изученных факторов, нарушающим стабильную работу скважин, является наличие в добываемой продукции сероводорода, являющегося продуктом жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в продуктивных пластах. Это приводит к дополнительному образованию сульфидов железа, коррозии обсадных труб, НКТ, выходу из строя насосов [2, 9, 10]. Большинство мероприятий по снижению отрицательного влияния продуктов жизнедеятельности бактерий направлены на обработку внутрискважинного оборудования ингибиторами коррозии. Но с пластами контактирует и крепь скважины, представляющая собой систему, включающую технологическую компоновку обсадных труб, цементное кольцо и контактные зоны. При этом крепь сква-

жины подвергается физико-химическому воздействию пластовой среды и воздействию бактерий. Технологические причины образования дефектов материалов и крепи скважин изучались и изучаются многими исследователями [2, 9]. Разрабатываются технические решения по совершенствованию технологии строительства и реконструкции скважин. При этом считается, что портландцементный камень устойчив к действию нефти [12]. Однако многочисленные данные свидетельствуют о том, что крепь скважины со временем разрушается, что проявляется в виде межпластовых перетоков, грифонов и потери герметичности обсадных колонн. Коррозия цементного кольца и обсадных труб способствует преждевременному прорыву воды к скважине, затруднению эксплуатации скважины, и в итоге, к снижению добычи нефти из пластов. Многие исследователи отмечают, что около 80% коррозионных поражений эксплуатационных скважин, включая обсадные трубы, цементный камень, внутрискважинное оборудование, связано с деятельностью сульфатвосстанавливающих и других бактерий [2, 9, 10].

Исследования разрушения образцов тампонажных материалов (рис. 1) показали, что одной из причин разрушения материалов крепи скважин является биокоррозионный фактор [5, 6]. В продукциях скважин, продуктах коррозии цементного камня, технологических растворах выявлены микроорганизмы, участвующие в процессах деструкции материалов: 1) группы нефтеокисляющих бактерий (НОБ), 2) денитрифицирующие бактерии (ДНБ) 3) сульфатвосстанавливающие (СВБ) и т.п.

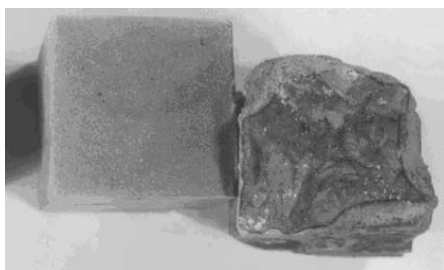


Рис.1. Внешний вид плоскости излома образцов портландцементного камня ПЦТ – 50 после извлечения из действующей скважины (справа), и контрольных, хранившихся в лабораторных условиях (слева). Виден черный фронт коррозии. Размеры: 40x40x160 мм.

На рис.1. в плоскости излома корродированных образцов после испытания на изгиб видно три слоя: рыхлая разрушенная часть бурого цвета с внешней стороны воздействия, переходная зона черного цвета толщиной 0,5 – 1,5 мм и целая часть. Переходная зона прочно связана с целой частью цементного камня и легко отделяется от разрушенного рыхлого слоя.

Рыхлый слой коррозии содержит гидроокиси железа $Fe(OH)_2$ и $Fe(OH)_3$, серу, что и определяет бурый цвет, характерный для таких продуктов. Более подробно схема разрушения портландцементного камня приведена в работах [5, 6]. С целью повышения надежности крепи скважины предложена технология цементирования обсадных колонн тампонажными смесями, содержащими добавки на основе двуокиси титана, а также биостабилизационные добавки в сухую смесь базового цемента. Кроме того, предложена гидромагнитная обработка тампонажных растворов и специальная технологическая оснастка – биметаллические кольца для создания участков гарантированного сцепления «трубацементный камень-порода» и предотвращения вероятных водоперетоков (рис. 2).



Рис.2. Внешний вид биметаллических колец ПК-Б «, (на трубе D 168 мм) позволяющих создавать участки «гарантированного сцепления» в сочетании с пеноцементной технологией.

Кроме биокоррозионного воздействия флюидов на крепь в процессе эксплуатации скважины воздействует высокая температура (закачка пара, воздействие пороховыми зарядами и т.п.). На рис.3 показаны образцы цементного камня рецептур 1-4 после 10 циклов (с 20 до 320 °C) термического воздействия.



Рис.3. Образцы 1-4 цементного камня Ø18мм после 10 циклов (с 20 °C до 320 °C) термического воздействия. Где: рецептуры 1-2 предлагаемые к внедрению и разрабатываемые, 3-4 проектные.

Как видно из рис. 3 образцы 3-4 полностью разрушаются, а разработанная

рецептура 1 2 тампонажного материала для пеноцементной технологии является работоспособной.

Полностью смоделировать условия работы крепи скважины невозможно, но метод оценки тампонажного камня на термическую устойчивость (трещиностойкость) в лаборатории позволит значительно сократить затраты по ремонту крепи в процессе эксплуатации скважин.

Ремонт крепи скважин, особенно паронагнетательных, в условиях значительных поглощений промывочной жидкости и изолирующих составов (с приемистостью более 400 м³/сут) представляет определенные трудности, связанные с необходимостью дополнительного подвоза технической воды, применения химических реагентов, остановки и глушения скважин, воздействию на окружающую среду специальной техникой. В условиях воздействия пара вблизи продуктивного пласта пластовая температура может достигать 320°C, что создаёт сложные условия для проведения тампонажных работ. Нами, применительно к условиям разработки Р-С залежи Усинского месторождения, находящейся на поздней стадии разработки, создан и проверен метод ремонта крепи с использованием пеноцементной технологии. Использование данного метода позволило сократить затраты, связанные с остановкой скважины и количеством применяемых материалов. Основные результаты применения такой технологии опубликованы в работах [6, 7]. Эффект составляет более 2-х тыс. тонн дополнительно добытой нефти из остановленных скважин.

Как отмечалось ранее, одной из проблем при эксплуатации скважин является коррозионное разрушение подземного оборудования. На рис. 4 показан образец корродированных труб НКТ 73, извлечённых из скважины № 1231 Усинского месторождения. Сквозное отверстие возникло через 121 сутки работы скважины при воздействии комплексной коррозии.



Рис.4. Образец корродированной НКТ- 73 из скв. 1231 Р-С залежи Усинского месторождения через 121 суток работы. Видна сквозная и язвенная коррозия металла труб.

Как видно на рис. 4 разрушение металла НКТ носит язвенно-питтинговый характер. Аналитические исследования причин интенсивных разрушений НКТ позволило сделать вывод о том, что язвен-

ное разрушение металла происходит под воздействием очень сильных окислителей и ванадийсодержащих частиц, являющихся катализаторами и ускорителями химических реакций. Одним из окислителей является хлорноватая кислота HClO_3 , а в качестве катализаторов – ускорителей химических реакций на локальных участках поверхности оборудования являются выявленные нами соединения ванадия и никеля [6, 8]. Выявление этих факторов позволило нам предложить метод «пассивной протекторной защиты» НКТ. «Пассивная протекторная защита» предусматривает: применение антикоррозионных протекторных вставок (АПВ) в НКТ и гидромагнитных ловушек (ГМЛ) [8].

Одним из методов, применяемых нами с целью ограничения водопритока в скважинах, является использование гидрофобных пенных систем в условиях поглощений. Причем, в ряде случаев, подъема скважинного оборудования не требуется. Применяемая при этом гидрофобная водоизолирующая смесь (ГВС) является многофункциональной: смесь может блокировать нефтяное загрязнение на водной поверхности.



Рис 5. Нанесение сухой смеси ГВС на загрязненную нефтью водную поверхность.



Рис 6. Блокирование нефти на водной поверхности сухой смесью ГВС.

Как видно из фото на рисунках 5-7, сделанных в лаборатории ООО «РИНКО АЛБЯНС», нефтяное загрязнение легко блокируется и механическим способом легко удаляется с водной поверхности. Соотношение сухая смесь/нефть составляет порядка 1:4 - 1:6 в зависимости



Рис 7. Удаление блокированной нефти механическим способом с водной поверхности. Поверхность без пленки нефти.

от скорости перемешивания и свойств нефти.

Оснащение сухой смесью ГВС бригад КРС и ПРС при водоизолирующих работах позволит расширить их технические и организационные возможности в случае аварийного разлива нефти вблизи устья скважины, блокировать нефть и ускорить ее сбор и утилизацию.

Таким образом, комплексное применение различных методов, применяемых и предлагаемых специалистами ООО «РИНКО АЛБЯНС» с целью повышения надежности всех этапов жизненного цикла скважин способно максимально полно использовать их эксплуатационную надежность в соответствии с требованиями [1, 11].

Выводы

1. Экспериментально установлено, что цементный камень и подземное оборудование подвергается воздействию комплексной коррозии, в т.ч. биохимической коррозии. Биохимическая коррозия цементного камня имеет техногенное происхождение. Источниками поступления микроорганизмов являются технологические жидкости и нагнетаемая в пласты вода.

2. Конструкция скважины должна разрабатываться, эксплуатироваться и ремонтироваться с учетом воздействия на нее не только физических нагрузок, но и комплексной коррозии, развивающейся в процессе разработки месторождения.

3. Метод пеноцементной технологии на основе тампонажной смеси «КАРБОН-БИО», гидрофобных пенных составов является одним из технических решений при создании или восстановлении надежности крепи скважин в условиях поглощений.

4. Применение многофункциональных гидрофобных водоизолирующих составов (ГВС) способно значительно уменьшить технологические риски, связанные с остановкой скважин из-за прорыва вод или аварийным разливом нефти.

5. Дальнейшее совершенствование существующих методик, технологий и технических решений возможно только на основе изучения факторов, приводящих к снижению надежности на каждом этапе жизненного цикла скважин разрабатываемого месторождения нефти.

Литература

- Балаба В.И., Василенко И.Р., Владимиров А.И., Гарин Ю.Р., Кершенбаум В.Я. «Промышленная безопасность строительства и реконструкции скважин», научное издание под редакцией А.И.Владимирова, В.Я. Кершенбаума. – М.: МФ «Национальный институт нефти и газа». – 2006 г. – 456 с.
- Бирштейн Э. «Нефтяная микробиология», Л., Гостехиздат. – 1957 г. – С.208-216.
- Булатов А.И. «Формирование и работа цементного камня в скважине», М., «Недра», 1990 г. – 409 с.
- Булатов А.И., Видовский А.Л. и др. «Изменение градиента давления прорыва воды на контакте цементный камень обсадная колонна при использовании расширяющегося цемента», Совершенствование технологий крепления скважин и разработка новых тампонажных материалов, Краснодар, ВНИИКРнефть, – 1988 г. – 48 с..
- Василенко И.Р. «Особенности технологии крепления эксплуатационных колонн на многопластовых месторождениях Тимано-Печорской нефтегазовой провинции», автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, М., – 2002 г. – 25 с.
- Василенко И.Р. «Повышение качества надежности крепи при бурении и капитальном ремонте скважин в условиях вероятной биокоррозии на нефтяных месторождениях», отчет «Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2003 год», М., ОАО «ЛУКОЙЛ», 2004 г. – 234-238 с.
- Василенко И.Р., Кузьмин Б.А., Дяченко А.И., Чертенков М.В. «Восстановление герметичности крепи скважин в условиях поглощений на Усинском месторождении», журнал «Нефтяное хозяйство», № 5, 2006 г. – 74-76 с.
- Василенко И.Р., Кузьмин Б.А., Гришко В.И., Чертенков М.В. «Защита НКТ в скважинах Р-С залежи Усинского месторождения», журнал «Нефтяное хозяйство», № 6, 2006 г. – 12-14 с.
- Гоник А.А. «Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения», М., «Недра», 1976 г. – 185 с.
- Мухаметшин М.М., Баймухаметов М.К., Гоник А.А., и др. «Условия возникновения отложений сульфида железа в добывающих скважинах и методы предотвращения осадкообразования в рабочих органах глубинно-насосного оборудования», журнал «Интер-вал», г. Самара, ООО «ДСМ», №8, 2000 г. – 9-14 с.
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03). Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.03 № 56.
- «Справочник по химии цемента» под ред. Б.В. Волконского, Д.Г. Судакаса. – Л., «Стройиздат», 1980 г. 90 с.



Вопросы охраны земных недр на месторождениях нефти и газа

Повалихин А.С. (ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»)

Козловцева Л.Н. (ООО «НПП Системный Экосервис»)

В процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений формируются техногенные зоны аномально высокого пластового давления, в результате чего имеет место выход флюида на земную поверхность, что является следствием негерметичности крепи скважин. Отсутствие герметичности системы, образуемой обсадными колоннами и цементным камнем, приводит также к снижению пластового давления объектов эксплуатации и загрязнению водоносных горизонтов.

Поступление нефти и газа в водоносные пласты из расположенных ниже продуктивных горизонтов может осуществляться как по каналам в заколонном зазоре между обсадной колонной и стенкой скважины, так и по самой обсадной колонне, вследствие нарушения герметичности резьбовых соединений и целостности обсадных труб.

Как показывают результаты исследований скважин, участки качественной крепи чередуются с интервалами частичного или полного отсутствия сцепления цементного камня с обсадной трубой и горной породой, имеются интервалы, где цементное кольцо отсутствует вообще [2].

Качество цементирования обсадных колонн в значительной степени определяется геометрией ствола скважины, поскольку в процессе бурения ствол формируется с отклонениями от идеальной формы в виде локальных искривлений, кривизна которых может быть на несколько порядков больше допустимых значений [1]. В интервалах ствола с локальными искривлениями невозможно обеспечить концентричное расположение обсадной колонны в скважине, так как кривизна ствола не может быть воспроизведена обсадными трубами, изгибающимися в пределах упругой деформации. При этом на участках касания обсадной колонны со стенкой скважины образуются застойные зоны, разрушить которые за счёт гидродинамического перепада давления буферной жидкости и тампонажного раствора практически невозможно [2].

В результате неполного замещения бурового раствора тампонажной смесью в заколонном пространстве образуются каналы, по которым флюид поступает в пласты с более низким давлением. Кроме того, при длительной эксплуатации скважины обсадные трубы могут протираться штангами глубинного насоса в месте резких искривлений ствола, что приводит к потере герметичности обсадной колонны.

Такие проявления техногенеза, как потеря герметичности крепи скважины,

способствуют проникновению в подземные водоносные горизонты чужеродных литосферных вод и углеводородов при законтурном и внутриконтурном заводнении продуктивных пластов, включающих различные химические вещества.

При изъятии из недр огромных объёмов флюидов происходит существенная перестройка гидродинамической структуры бассейнов подземных вод, формируются искусственно созданные гидродинамические инверсии. Нарушение равновесного состояния сложившейся гидродинамической структуры приводит в действие процессы, направленные на её «квазистабильлизацию», интенсифицируя межпластовые перетоки чужеродных подземных вод по внутрискважинным нарушениям и литологическим «гидрогеологическим окнам», а также по заколонному пространству скважины [3].

Контроль или хотя бы наблюдения за состоянием подземных вод глубоких горизонтов, за исключением апт-альб-сеноманского комплекса, на разрабатываемых месторождениях нефти и газа, не велось ранее и не ведётся сейчас. Отсутствуют как программы ведения таких работ, так и рекомендации по их составлению и обоснованию.

Не проводятся наблюдения за качеством пластовых вод нефтегазоносного разреза, ряд определяемых компонентов

химического состава техногенных вод сокращен.

По данным работы [4], в последние годы в Западной Сибири только на территории Ханты-Мансийского АО реализуются программы по проведению контроля за использованием подземных вод альб-апсенноманского комплекса. Организуемая сеть наблюдательных скважин на апсенноманский комплекс принадлежит ОАО «Сургутнефтегаз». В настоящее время наблюдательная сеть представлена только двумя пунктами наблюдений на Кониторском лицензионном участке [5].

Существующее законодательство и нормативная база, регламентирующие природоохранные и ресурсосберегающие аспекты, ориентированы в большей степени на пресные и маломинерализованные воды, используемые в хозяйственно-питьевом водоснабжении.

Промышленные, термальные и лечебные воды, сосредоточенные в отложениях глубокозалегающих горизонтов, и в том числе локализованных на объектах нефтегазодобычи, защищены лишь декларативными статьями законов, регламентирующих общие вопросы рационального недропользования, и носят концептуальный характер.

В этих статьях определяется лишь ответственность недропользователей по учету запасов как основных, так и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов, а роль государства, как гаранта Конституции и ответственного за надзор в сфере недропользования, недостаточно четко обозначена. В результате отсутствует единая база данных по результатам эколого-геодинамического мониторинга, проводимого отдельными недропользователями.

Нормативно-методическая база оценки изменения качества сопутствующих компонентов, в частности содержащихся в пластовых водах, а также законодательная регламентация ответственности за ухудшение их потребительских свойств в процессе разработки месторождения углеводородов в настоящее время отсутствуют.

В то же время в России в разные годы разрабатывались достаточно основательные регламентирующие документы общего действия по оценке качества подземных вод как по линии санитарно-гигиенического контроля, так и в части недропользования [6-12].

Использование существующей нормативной базы при разработке документов в сфере нефтегазодобывающего комплекса позволило бы оптимизировать процесс мониторинга подземных вод без дополнительного «изобретения велосипеда» в вопросах контроля за состоянием подземных вод в районах месторождений углеводородного сырья.

Информационной основой государственного управления в области ра-

ционального использования ресурсного потенциала подземных вод в районах нефтегазодобычи должна стать единая система мониторинга подземных вод глубокозалегающих горизонтов на федеральном, региональном, территориальном и локальном уровнях.

Обязательность выполнения работ по оценке состояния подземных вод в районах нефтегазодобычи не вызывает сомнения, так как новый федеральный закон «Водный кодекс», вступивший в силу с 01.01.2007г., не оставляет сомнений в том, что надзорные органы будут ужесточать требования по обеспечению соблюдения нормативов качества подземных вод и рационального недропользования.

Назрела также необходимость в более широком применении при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин современных технологий, обеспечивающих высокое качество цементирования обсадных колонн. Создание герметичной крепи в интервалах расположения непроницаемых пластов горной породы позволит исключить вертикальную инверсию пластовых флюидов в водоносные горизонты.

Существенного повышения надёжности крепи скважины может быть достигнуто за счёт улучшения качества ствола скважины, что особенно актуально в интервалах залегания непроницаемых пластов горной породы.

Существует технология проводки направленных скважин, обеспечивающая формирование ровного ствола, которая основана на применении КНБК с оптимальными размерами или буровых систем, позволяющие управлять положением долота [17].

Выводы:

1. Поступление нефти и газа в водоносные пласты из расположенных ниже продуктивных горизонтов осуществляется по каналам в крепи нефтяных и газовых скважин.

2. Вопросы охраны земных недр при бурении скважин на нефть и газ могут быть решены при обеспечении герметичности крепи скважины в интервале расположения непроницаемых горных пород за счёт технико-технологических и организационных мероприятий, направленных на формирование качественного ствола в интервале их залегания.

3. Известны технико-технологические решения, комплексное применение которых позволит существенно повысить качество проводки ствола скважины в интервалах залегания непроницаемых пластов горной породы.

4. Необходимо разработать отраслевые и корпоративные технологические регламенты по обеспечению охраны земных недр при строительстве скважин применительно к горно-геологическим условиям конкретного месторождения.

5. Необходимо в рамках разрабатываемых регламентов предусмотреть

раздел, в котором устанавливаются конкретные, а не декларативные, требования обеспечению охраны подземных вод и горно-экологическому мониторингу при строительстве скважин.

Литература

1. Повалихин А.С., Ахмадишин Ф.Ф. «Вопросы проводки тангенциального интервала субгоризонтальной скважины», «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», журнал, ВНИИОЭНГ, №2, 2005 г.
2. Булатов Ф.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. «Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности», М., «Недра», 1997 г.
3. Атангулов А.А. Состояние добычи нефти и разработки нефтяных месторождений в 2001 году.// О состоянии окружающей природной среды Ханты-Мансийского автономного округа в 2001 году. НПЦ «Мониторинг», Ханты-Мансийск, 2002 г.
4. Обзор «О состоянии окружающей природной среды Ханты-Мансийского автономного округа в 2000 году». НПЦ «Мониторинг», Ханты-Мансийск, 2002 г.
5. Положение о порядке осуществления государственного мониторинга состояния недр Российской Федерации. Утв. Приказом МПР России от 21.05.2001 № 43
6. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
7. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
8. ГОСТ Р 22.1.06-99. Мониторинг и прогнозирование опасных геологических явлений и процессов.
9. Санитарные правила СП 2.1.5.1059-01. Санитарная охрана водных объектов. Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения
10. Положение об охране подземных вод. - М.: Мингео СССР, 1985 г.
11. Временное положение о горно-экологическом мониторинге. ТВ.ГПН, МПР, Госкомэкологии РФ 16.05.1997 г.
12. Макеты программ по ведению государственного мониторинга водных объектов на территориальном и бассейновом уровнях. Утв МПР РФ .07.1999 г.
13. Положение о государственной службе наблюдения за состоянием окружающей среды Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.08.2000 № 622
14. О совершенствовании работы по ведению государственного экологического мониторинга. Приказ МПР Российской Федерации от 28.10.2003 №957 (с изм. от 13.02.2004 №120)
15. Соглашение о сотрудничестве в области экологического мониторинга. Международный договор от 13.01.1999 г.
16. Водный Кодекс Российской Федерации. Федеральный закон №73-ФЗ от 3.06.2006.
17. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. «Профили направленных скважин и компоновки низа буровой колонны», М., «Недра», 1995 г.

Пескопроявление и предупреждение повреждения обсадных колонн в процессе эксплуатации скважины

Близнюков В.Ю. (ОАО НК «Роснефть»)
Р.Т.Еганьянц (ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

В скважинах на ряде нефтяных месторождений Краснодарского края уже на ранней стадии эксплуатации продуктивных объектов чокракского яруса обнаружено нарушение прочностных свойств эксплуатационной колонны (ЭК). В скважинах с нарушением ЭК имеет место пескопроявление, вынос цементной крошки и горной породы, свидетельствующие о разрушении крепи обсадной колонны и самого продуктивного пласта. Проблемная группа месторождений в тектоническом плане приурочена к северо-западному борту западно-кубанского прогиба. Структурные антиклинальные ловушки выявлены в прошлом столетии, и в настоящее время объектом поисков на нефть и газ являются неантиклинальные структурно-литологические ловушки с элементами тектонического экранирования. Бурение скважин осуществляется в сложных горно-геологических условиях в формациях с аномально-высокими пластовыми и поровыми давлениями. Градиенты замеренных величин пластовых давлений достигают 0,021 МПа/м.

Строительство скважин осуществляется по следующей конструкции.

Кондуктор диаметром 324 мм спускается на глубину 950 – 1050 м для изоляции четвертичных и верхне-среднеплиоценовых отложений с нормальными пластовыми давлениями и установки противовыбросового оборудования.

Промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 2400 – 2600 м для изоляции верхней части зоны аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и обеспечения безопасных условий бурения под ЭК.

ЭК диаметром 140 мм спускается на глубину 2500 – 3100 м для изоляции чокракских отложений и обеспечения условий испытания и разработки потенциально продуктивных горизонтов.

Открытый интервал ствола скважины при бурении под ЭК составляет в среднем 500 м и представлен отложениями караганского, чокракского и майкопского ярусов с аномально-высокими пластовыми и поровыми давлениями. Потенциально продуктивными являются объекты чокракского яруса, представленные песками и песчаниками разной степени уплотненности и сцементированности. В настоящее время в эксплуатации находятся несколько десятков скважин.

Продуктивные горизонты в отложениях чокракского яруса характеризуются

АВПД, причиной которого являются высокая глинистость разреза, линзовидный характер залегания песчаных коллекторов и высокая скорость погружения осадков. Вследствие указанных факторов высокие поровые давления сформировались как в мощных глинистых толщах, перекрывающих и подстилающих маломощные запечатанные песчаные коллекторы, так и в песчаных коллекторах. Для указанных условий характерно недоуплотнение как пластов глин, так и песчаных коллекторов. Недоуплотненные пласты характеризуются аномально высокой пористостью.

Вследствие высоких величин пластовых давлений (Кан = 2,1) прочностные свойства песчаных коллекторов формировались при низких эффективных нагрузках. Наряду с этим и относительно молодой возраст горных пород способствовал недостаточной их литификации. Таким образом, АВПД является широко распространенной причиной встречаемых в разрезе месторождений неконсолидированных песков.

Нарушения ЭК выявлены в области перфорации, одновременно установлено появление механической примеси (в штуцерной камере) в продукции скважины. Кроме песка в штуцерной камере обвязки скважины обнаружены цементная крошка, буровой раствор и куски породы, размер которых превышает диаметр перфорационных каналов в ЭК. Эти данные говорят об интенсивном выносе песка из разрабатываемого пласта вместе с пластовым флюидом и абразивном износе песком ЭК в зоне перфорации. Время от даты ввода скважины в эксплуатацию до появления механических примесей изменяется в широком диапазоне – от 0,87 месяца до 27,7 месяца. Это свидетельствует о том, что механизм пескопроявления является многофакторным.

Другой важный вопрос, на который надо обратить внимание, это то, что во всех скважинах к моменту установления нарушения прочности ЭК наблюдается значительное падение пластового давления. Так как пласт является запечатанным и не имеет связи с региональными напорными источниками, то скорость падения пластового давления пропорциональна скорости отбора жидкости из пласта и обратно пропорциональна объему порового пространства пласта. Падение пластового давления вызывает рост эффективного напряжения на скелет пласта, вызывая его дальнейшее (в процессе эксплуатации) уплотнение. Уплотнение пласта сопровождается уменьшением его мощности. При такой деформации оседает кровля пласта. Соответственно проседает и толща горных

пород, лежащая на дренированном пласте. Процесс быстрого, в процессе разработки, оседания в результате уплотнения пласта длится до восстановления равновесных условий, соответствующих новому напряженному состоянию, при котором напряжение в скелете пласта достигает разности горного и уменьшенного пластового давлений.

Таким образом, нарушение ЭК связано с процессами, происходящими со временем в пласте (или в прилегающей к стволу скважины области пласта) при его разработке. Такими процессами являются пескопроявление (вынос песка из пласта), падение пластового давления в разрабатываемом пласте, и, связанное с ним, уплотнение пласта, а также обводнение скважины.

В отечественной литературе явлению нарушения прочности ЭК в области перфорации посвящен ряд работ [1, 2, 3, 4], при этом авторы (Ашрафьян О. М. и др.) ссылаются на зарубежные источники. В работах [5, 6] отмечается, что проблемы с песчаными пластами наиболее типичны для молодых третичных бассейнов осадконакопления. Хорошо известными примерами являются интенсивные, аварийные пескопроявления в таких осадочных бассейнах как Галф Кост, в бассейне Лос-Анджелеса в Калифорнии (месторождение Уилмингтон), канадские битуминозные песчаники, Индонезия, Нигерия, Тринидад и Венесуэла. Однако разрушение горной породы (пескопроявление) может происходить и в формациях более старого возраста, чем третичные отложения, когда напряжение горных пород на определенной глубине испытывает влияние операций по заканчиванию скважины и добыче, создающих неустойчивое состояние горных пород.

Вынос песка сопровождается образованием каверны за ЭК, которая при этом лишается опоры стенок скважины и в определенный момент теряет устойчивость. В работе [6] в качестве примера приводится схема потери устойчивости обсадной колонны и её изгиба в скважине на площади Sough Pass шельфа Луизианы. Обсадная колонна диаметром 7» (178 мм) отклонилась на 8» дюймов на вертикальном интервале 5-10 футов. Это отклонение совпало с верхней отметкой интервала перфорации. В работе [6] также приводятся и другие примеры, которые показывают, что основным видом повреждения ЭК в области продуктивного интервала на месторождении Sough Pass является изгиб ЭК с незначительным развигиванием овальности труб.

Часть ЭК, расположенная в продуктивном интервале, может подвергнуться серьёзной эрозии в результате выноса песка. Пескопроявление часто сопровождается выносом цемента и обломков горной породы, превышающих номинальный диаметр перфорационных каналов, что свидетельствует об эрозии обсадной трубы и цементного камня за перфорированной обсадной колонной. Когда масштабная эрозия имеет место в сочетании с высокой осевой нагрузкой, могут происходить значительные разрушения, смятия и сдвиги ЭК.

Пескопроявление может вызвать значительные повреждения эксплуатационного оборудования. Эта эрозия зависит от таких факторов, как распределение фаз флюида, характера и концентрации твёрдых частиц в жидкости и ее вязкости, агрессивности флюидов и способности материала труб сопротивляться эрозии. Поэтому за появлением механических примесей в скважине в процессе ее эксплуатации необходимо вести тщательный контроль.

Вынос песка часто сопровождается разрывом ЭК в продуктивном интервале и потерей скважины. Однако пескопроявление не является единственной причиной нарушения прочности ЭК. Когда порода изначально неконсолидирована, последующее уплотнение продуктивного пласта может привести к тому, что колонна окажется в необычных условиях продольно-поперечного нагружения.

Обсадные трубы, подвергшиеся сжатию, широко наблюдавшиеся на месторождении Уилмингтон, деформировались в пластической области при напряжении, превышавшем предел упругости стали. Такие нагрузки могут приводить к серьёзному изгибу ЭК, когда горизонтальное сопротивление, обеспечиваемое окружающим пластом, теряется по мере того, как выносится песок, создается каверна и ЭК теряет опору. Авторы утверждают, что если вынос песка прекращается соответствующими мерами, повреждения обсадных колонн и потеря скважины могут быть в значительной степени предотвращены. Утверждается, что если песок не выносится, трубы могут лишь укорачиваться с определённым выпучиванием, раздуванием, с закрытием или открытием перфорационных щелей.

При определении возможных сжимающих усилий на эксплуатационную колонну, вызванных уплотнением разрабатываемого пласта, принимается, что предельная величина деформации сжатия ЭК может быть равной величине осадки кровли пласта. При осадке кровли разрабатываемого пласта передача нагрузки от проседания вышележащей толщи горных пород на обсадную колонну осуществляется через механизм сцепления толщи горных пород с цементным кольцом и цементного кольца с обсадной колонной. В работе [7] приводится пример, когда при уменьшении общей пористости пла-

ста на 0,2 %, (с 25 до 24,8%) (а такое изменение пористости может произойти при уменьшении пластового давления на 7 МПа), напряжение сжатия в обсадной колонне может достигнуть 546 МПа. При таком напряжении предел текучести обсадных труб колонны может быть превышен. К тому же, в реальных условиях уменьшение пористости пласта может в кратное число раз превысить принятую величину 0,2%.

Важно отметить следующее. Уплотнение продуктивного пласта на месторождении Уилмингтон сопровождалось поверхностным проседанием грунта на 9 м в центре чашевидной депрессии. В таких условиях более 300 добывающих скважин получили повреждения и около 120 из них были ликвидированы. Поверхностное опускание грунта над дренированными, истощенными залежами с бывшими АВПД, в которых значительно уменьшились пластовые давления, известное явление. Укажем здесь на нефтяное месторождение Экофикс, расположенное в Норвежском секторе Северного моря. По данным источника [8] при разработке продуктивных горизонтов, представленных мелоподобными трещиноватыми известняками мелового возраста, залегающими на глубине 3000 – 3200 м начальное пластовое давление с 50 МПа снизилось до 22-23 МПа за 13 лет эксплуатации. Произошло повсеместное сжатие порового пространства разрабатываемых пластов. С деформацией продуктивных горизонтов произошло опускание и вышележащих пластов горной пород. Скорость опускания морского дна составила 45 см/год. В связи с этим в 1986 г. упала буровая платформа. Обратим здесь внимание на то, что для предотвращения дальнейшего падения пластового давления на месторождении увеличивают темп закачки газа. Для наблюдения за оседанием морского дна на месторождении предназначена специальная скважина, которая, как и некоторые добывающие скважины, будет проперфорирована в различных интервалах пулями с радиоактивными элементами.

Уплотнение пласта и уменьшение его толщины происходят по всей площади его дренирования при условиях, когда в пласте возрастает эффективное напряжение, определяемое разностью горного и пластового давлений. Таким образом, тщательное повторное нивелирование поверхности месторож-

дения в процессе его разработки является одним из методов контролирования нормальных условий его разработки.

При разрушении в результате пескопроявления коллектора нижняя часть ЭК имеет возможность смещения в поперечном направлении под действием продольных сил.

Определим для этого случая напряжения в сечении обсадной трубы в кровле пласта при следующих условиях:

- длина свободной части ЭК равна 10 м;
- депрессия на пласт равна 1 МПа;
- поперечная сила величиной 100 кг и 500 кг действует на нижний конец ЭК;
- максимальное радиальное смещение нижнего конца 50 мм.

Результаты расчёта напряжений в теле обсадной трубы диаметром 140, 146 и 168 мм в кровле пласта представлены в виде графиков на рис. 1.

Из рис. 1 следует, что даже при поперечной силе 100 кг и продольной силе 2000 кг, которая действует на нижний торец ЭК и которая обусловлена перепадом давления, в теле обсадной трубы диаметром 140 мм возникают напряжения, превышающие предел текучести стали. Выполненные расчеты показывают, что обсадные трубы диаметром 140 мм, из которых составлена ЭК дефектных скважин, имеют недостаточную, для условий пескопроявления, прочность.

Таким образом, известные данные свидетельствуют о том, что при разработке слабосцементированных песчаных пластов наблюдаются следующие причины нарушения прочности ЭК в области перфорации:

- 1 – вынос песка из пласта с последующим абразивным износом колонны в интервале перфорации;

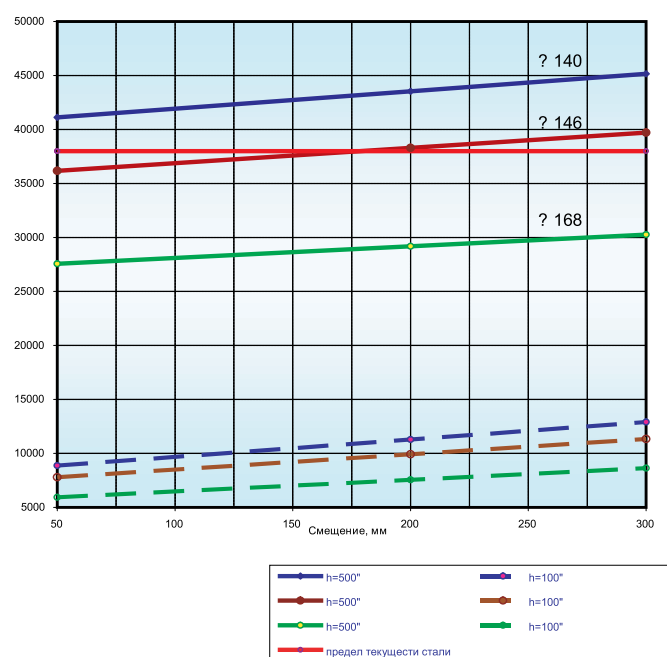


Рис. 1. Напряжения в обсадной эксплуатационной колонне на глубине кровли пласта от совместного действия продольных и поперечных нагрузок

2 – формирование каверны за ЭК в интервале продуктивного пласта;

3 – действие осевых и поперечных сил на колонну, вызванное уплотнением разрабатываемого пласта и передачей нагрузки от проседания вышележащей толщи пород на обсадную колонну через механизм сцепления вышележащей толщи горных пород с цементным кольцом и цементного кольца с обсадной колонной.

Причины, заставляющие бороться с выносом песка из пласта, связаны не только с разрушением обсадных колонн, но и с тем, что при пескопроявлении снижается производительность скважин, разрушаются щелевые фильтры и другое скважинное эксплуатационное оборудование, возникает проблема очистки добываемого продукта от песка. Промысловая практика [6] показывает, что контролирование выноса песка должно быть введено до того, как продуктивный пласт серьезно затронут пескопроявлением. При увеличении объема выноса песка становится всё труднее контролировать дальнейшее течение процесса выноса. Поэтому первоначальные действия по контролю пескопроявления гораздо более эффективны, чем последующие ремонтно-восстановительные работы. Отрицательное влияние факторов заканчивания связано с изменением напряженного состояния песчаного коллектора. Не вытесненный из застойных зон буровой раствор, а также оставшаяся на стенках скважины глинистая корка являются факторами, способствующими пескопроявлению, так как уменьшают внешние нагрузки на коллектор, способствуют уменьшению радиальных, касательных напряжений в горной породе, контактных напряжений между зернами. В связи с этим, рекомендуется добиваться максимально высокого качества цементирования ЭК путем ее центрирования в скважине и полного вытеснения бурового раствора.

Известно, что тенденция к выносу песка ослабляется с увеличением глубины скважины. Это связано с более сильным сжатием песка с увеличением горного давления. В связи с этим рекомендуется при заканчивании скважин и цементировании ЭК создавать большую нагрузку со стороны скважины на боковую поверхность продуктивных пластов [5].

Особое внимание необходимо уделять вопросам перфорации продуктивного интервала. Качество перфорации должно обеспечить получение оптимальной продукции при низких депрессиях на пласт, так как в первую очередь высокие депрессии на пласт вызывают силы отрыва, действующие на зерна песчаного коллектора. Дело в том, что обычная кумулятивная перфорация является процессом, при котором после создания сквозного отверстия в обсадной колонне, цементном камне и горной породе все материалы разрушения остаются в созданном канале. Перфорационные каналы остаются закупоренными распыленным, уплотненным обломочным материалом. Кроме того, даже после очистки каналов остается уплотненная зона из разрушенной горной породы, которая играет роль барьера с пониженной проницаемостью. Рекомендуется [5, 9] несколько отработанных на практике методов очистки перфорационных каналов от остатков кумулятивной перфорации. Если перфорационные каналы не очищены, невозможно установить внутренние гравийные фильтры для борьбы с пескопроявлением.

Для борьбы с разрушением обсадной колонны и цементного камня за колонной под действием кумулятивной перфорации, а также для борьбы с пескопроявлением рекомендуется [2] использовать пулевую перфорацию, обеспечивающую маленький диаметр перфорационных каналов – 3 – 5 мм. При этом, для обеспечения приемлемых дебитов скважины, плотность перфорации должна быть увеличена.

Для выбора эффективных решений по предупреждению пескопроявления при разработке слабосцементированных коллекторов необходимо изучать физико-механические свойства горных пород объекта эксплуатации. Характеристики пласта, которые надо определять, включают: величину сцепления зерен (начальное предельное напряжение сдвига), внутренний угол трения, зависимости пористости и проницаемости пласта от горного и пластового давлений, гранулометрический состав пород, способность зерен пласта к сводообразованию и др.

Методы борьбы с выносом песком можно разделить на 4 группы:

1) использование механических средств, создающих преграды для проникновения песка, например, щелевые и проволоочные фильтры, устанавливаемые внутри обсадной колонны;

2) гравийные фильтры, внутри обсадной колонны;

3) гравийные фильтры, устанавливаемые за обсадной колонной, и в открытом стволе;

4) химические методы укрепления песка путем закачки и продавливания в пласт жидкостей, формирующих цементацию его зерен.

Так как основной причиной возникновения осевых сил является осадка пласта, вызванная уменьшением пластового давления в разрабатываемом пласте, то одним из эффективных решений является поддержание пластового давления путем закачки в пласт воды и (или) газа. По данным [5, 6] поддержание пластового давления на месторождении Уилмингтон ограничило или совсем предотвратило развитие различных осложнений, обусловленных разработкой пласта. Напомним, что, как уже указывалось, такое же решение было принято и для предупреждения развития осложнений на месторождении Экофикс [8].

Другим решением является использование технических средств, включенных в состав нижней части обсадной колонны, которые компенсируют возникновение осевых сил. Такие решения известны как телескопические соединения, например, метод предупреждения деформации обсадных колонн скважин по патенту США № 3 580 334.

Расчет ЭК на прочность при проектировании скважин на объекты эксплуатации, характеризующихся интенсивным пескопроявлением, необходимо осуществлять с учетом продольно-поперечного изгиба под действием продольных и поперечных сил, возникающих в кавернозном интервале продуктивного пласта.

Литература

1. Ашрафьян О. М., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. «Заканчивание глубоких скважин за рубежом», М., ВНИИОЭНГ, 1979 г.

2. Ашрафьян О. М., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. и др. «Особенности техники и технологии заканчивания скважин в неустойчивых коллекторах», М., ВНИИОЭНГ, 1979 г.

3. Ашрафьян О.М. «Совершенствование конструкций забоев скважин», М., «Недра», 1987 г.

4. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. «Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах», М., «Недра», 1987 г.

5. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. «Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах», пер. с английского и редакция М.А. Цайгера. – М., «Недра», 1986 г.

6. Suman George O. Sand control. Part 1. When to apply control measures and why proper drilling and completion methods are critically important. "World oil", 1974, v. 179, pp. 63-70.

7. Remson Donald. Soil mechanics as a predictive tool. "Oil and Gas J.", 1970, 23/III, v. 69, № 10, pp. 54-57.

8. Лычев В.С. «Особенности разработки месторождения Экофикс Северного моря», журнал «Нефтяное хозяйство», № 11, 1989 г.

9. Suman George O. Sand control. Part 3. How to avoid poorly designed or plugged perforations that impair productivity and prevent effective sand control. "World oil", 1975, v. 179, pp.83-88.

Применение пенных полимерных систем с целью ограничения водопритоков при эксплуатации нефтяных скважин

П.И.Василенко (ООО «РИНКО АЛЪЯНС»)
В.С.Телегин (ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»)

Особенностью Пермькарбонной (Р-С) залежи Усинского месторождения является неоднородное строение карбонатного коллектора, включающего участки коллекторов с аномально высокой проницаемостью в основной массе низкопроницаемых поровых коллекторов. Разработка месторождения осложнена высокой коррозионной активностью пластовых флюидов, значительными поглощениями технологических жидкостей при бурении и капитальном ремонте скважин [1].

На рис. 1 представлена диаграмма фонда скважин на Р-С залежь Усинского месторождения, из которой следует, что простаивающие скважины составляют 38% от всего фонда. Основной причиной вывода скважин из эксплуатации является высокая обводненность продукции (рис. 2). На рис. 3 приведено состояние нагнетательного фонда скважин за 2006 год, видно, что около 47 % скважин являются простаивающими.

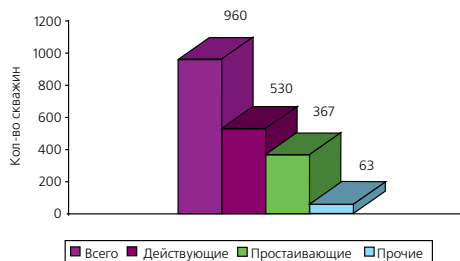


Рис. 1. Состояние фонда скважин на Р-С залежи Усинского месторождения в ООО «ЛУКОЙЛ - Коми» за 2006 год

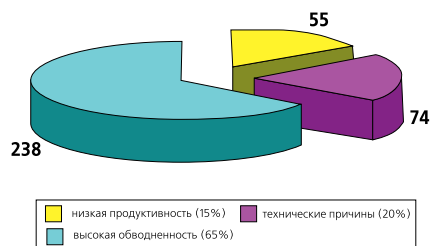


Рис. 2. Состояние простаивающего фонда скважин Р-С залежи в ООО «ЛУКОЙЛ - Коми» за 2006 год

В 2006 г. в рамках опытнопромышленных работ специалистами ООО «РИНКО АЛЪЯНС» впервые была опробована технология по закачке сшитых гидрофобизирующих пенных составов (СПС) в скважины №№ 6185, 3308, 2984 и 6136,

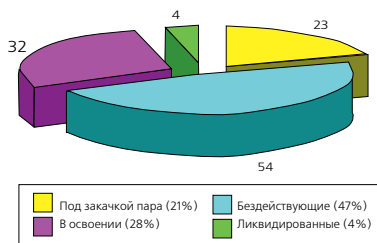


Рис.3. Состояние нагнетательного фонда скважин Р-С залежи в ООО «ЛУКОЙЛ - Коми» за 2006 год

пробуренных на Р-С залежь Усинского месторождения.

Основной целью проведения опытнопромышленных работ являлось ограничение водопритока за счет изоляции промытых участков пласта и вовлечение в разработку недраенируемых зон и уменьшения обводненности добываемой продукции без подъема внутрискважинного оборудования.

В процессе ремонта нефтяных и газовых скважин наметилась тенденция широкого использования полимерных и биополимерных растворов, исключающих ухудшение естественных фильтрационных свойств (ЕФС) продуктивного пласта из-за отсутствия в своем составе твердой фаз. Призабойная зона скважины очищается при небольших депрессиях в процессе вызова притока. При этом данные растворы являются экономически эффективными из-за малого количества применяемого полимера в гидрофобизирующем составе.

Ксантановая смола представляет собой биополимер – полисахарид, вырабатываемый микробиологическим действием бактерий *xanthomonas campestris* в гидрокарбонатной питательной среде с добавкой протеина и неорганического источника азота.

Ксантановая смола широко используется в составе гелевых систем, в которых макромолекулы биополимера сшиты ионами поливалентных металлов, чаще всего хрома, обеспечивая 3-4 кратное увеличение вязкости (рис. 4.).

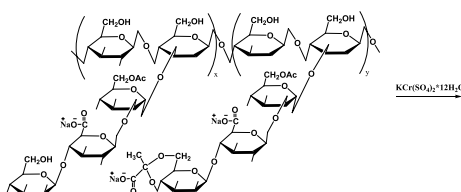


Рис. 4. Схема сшивки ксантановой смолы хромокалиевыми квасцами (KCr(SO₄)₂·12H₂O)

Так как молекулы биополимера свёрнуты в клубки, то, попадая в воду, благодаря сольватации клубки раскручиваются, подвижность молекул воды ограничивается, а вязкость раствора возрастает. Дисперсной фазой является биополимер, цепи которого образуют поперечно сшитую сетку и обладают низкой подвижностью. Вода в такой системе физически связана и тоже теряет подвижность. Гель практически является закреплённой формой коллоидного раствора (золя).

При вспенивании до плотности 0,3-0,6 г/см³ сшитые гелеобразные системы являются стабильными. Образующиеся пены обладают низкой плотностью, высокой вязкостью и упругими свойствами, за счет чего эффективно изолируют водонасыщенные поры в высокопроницаемых зонах пласта при пластовых давлениях значительно ниже гидростатического давления.

Технология реализуется поэтапно, причём каждый из этапов выполняет определённую задачу:

- подготовка пласта ПАВом с тампонажным материалом, промывка от пеногасящих веществ с одновременным закупориванием самых высокопроницаемых каналов;
- приготовление гидрогеля на основе биополимера – ксантановой смолы;
- сшивка гидрогеля хромокалиевыми квасцами и вспенивание;
- закачка сшитого гидрофобизирующего пенного состава по затрубному пространству в пласт;
- продавка СПС гидрофобной жидкостью, не разрушающей пенного состава и осушающей пласт, для увеличения проницаемости по нефти.

При осуществлении данной технологии применяется стандартное нефтепромысловое оборудование. За одни сутки до проведения скважино-операции скважина останавливается, проверяется состояние задвижек на фонтанной арматуре, сальниковый узел токоввода кабеля ЭЦН или ШГН. Материал доставляется на скважину в виде сухой смеси в 30-40 кг мешках. Также из-за высоких адсорбирующих свойств углеводородов состав может применяться при аварийных разливах нефти на водных поверхностях. Равновесное насыщение сухого адсорбента нефтью составляет от 10 минут до 12 часов при спокойном состоянии воды, при турбулентном движении поверхностных слоев воды скорость адсорбции увеличивается в 2,0-2,5 раза. При адсорбции

Параметры работы скважины 6185

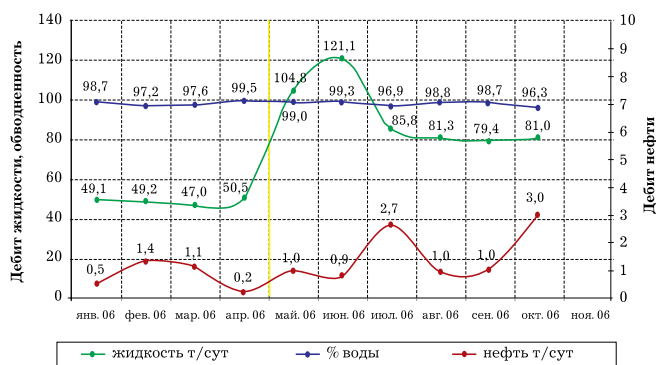


Рис. 5. Параметры работы скважины № 6185 Р-С залежи Усинского месторождения

Параметры работы скважины 3380

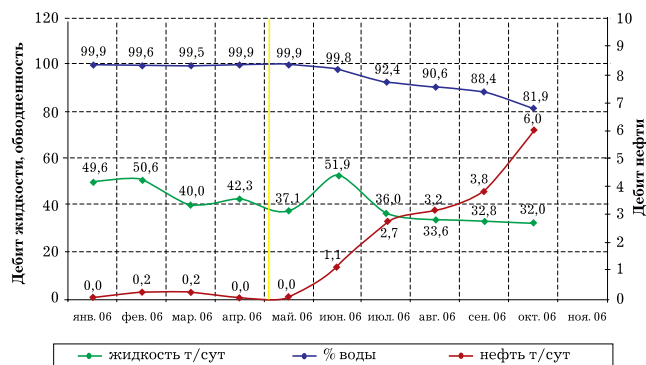


Рис. 6. Параметры работы скважины № 3308 Р-С залежи Усинского месторождения

Параметры работы скважины 2984

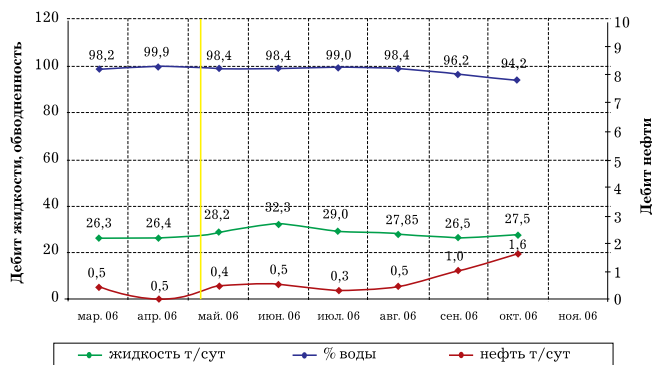


Рис. 7. Параметры работы скважины № 2984 Р-С залежи Усинского месторождения

Параметры работы скважины 6136

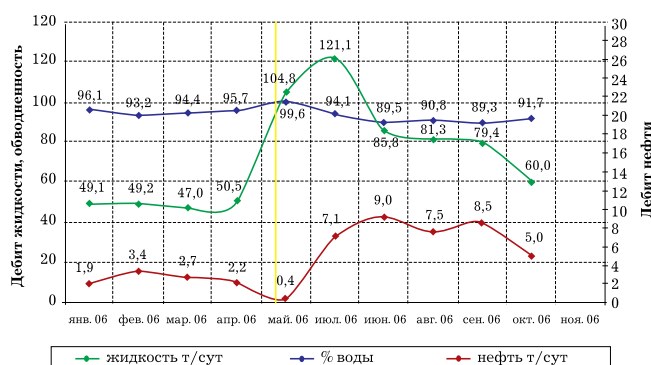


Рис. 8. Параметры работы скважины № 6136 Р-С залежи Усинского месторождения

нефти или нефтепродуктов происходит агломирование адсорбента с образованием крупных агломератов, которые удаляются с поверхности воды механическим способом. После использования сухого состава не остается радужных пятен на поверхности воды [2].

Технология применяется для пластов с приемистостью свыше 700 м³/сут., обводненностью до 100%, пластовой температурой менее 60°С. Осуществляется без подъема НКТ с насосом из скважины путём закачки пенной полимерной системы по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами. Закачиваемая в пласт жидкость движется по пути наименьшего сопротивления, т.е. в самые высокопроницаемые каналы пласта по которым пластовая вода «подошла» к скважине.

В качестве источников информации для анализа использовались МЭР-ы и «шахматка» цеха добычи нефти (ЦДНГ-1 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз») на рис. 5, 6, 7, 8 приведены параметры работы скважин.

На представленном графике (рис. 6) скважины № 3308 после обработки наблюдается изменение динамики основных показателей: снижение обводненности и дебита по жидкости, а также увеличение дебита нефти.

В целом эффект от обработки скважин представлен в таблице 1.

Таблица 1

Результаты обработки скважин СГПС в 2006 году

№ скважины	Дополнительная добыча нефти, тонн
6185	236,153
3308	1080,230
2984	116,540
6136	924,423

Следует отметить, что извлечено определенное количество нефти, которое ранее было не доступно без бригад КРС и существенных затрат. В дальнейшем это оказывает положительный эффект на процесс подготовки товарной продукции.

Для решения проблемы обводнения скважин уже существуют технологии ремонтно-изоляционных работ, закачки вязкоупругих систем (ВУС) с последующим креплением цементом. Однако, для реализации таких технологий необходима установка цементных мостов, пакеров, подъем-спуск погружного оборудования, насосно компрессорных труб, что требует привлечение бригады КРС и приводит к существенным затратам, в то время как при закачке СГПС такой необходимости нет.

В настоящее время выбрано еще 16 скважин действующего фонда Р-С залежи Усинского месторождения с практически 100% обводненностью для обработки

СГПС без подъема скважинного оборудования.

Выводы

1. Применение пенной полимерной технологии позволяет получить прирост дебита скважины по нефти на малодобитном высокообводненном фонде, что позволяет улучшить выработку нефтяных пластов.

2. Закачка сшитых гидрофобизирующих пенных составов (СГПС) значительно дешевле применяемых в промысловой практике методов изоляции водопритока, так как не требуется привлечение бригады КРС для подъема внутрискважинного оборудования.

3. В сухом состоянии состав является адсорбентом нефти, который может использоваться для удаления разливов нефти на водной поверхности.

Литература

- Василенко И.Р., Кузьмин Б.А., Дяченко А.И. Гришко В.И. (ООО «РИНКО АЛЪЯНС»), «Методы повышения надежности эксплуатации скважин», журнал «Территория НЕФТЕГАЗ», № 12, 2006 г.
- Василенко П.И. «Применение полимерсодержащих смесей при капитальном ремонте скважин и аварийном разливе нефти», журнал «Управление качеством в нефтегазовом комплексе», № 4, 2006 г.



Вопросы разработки морских нефтегазовых месторождений с использованием горизонтальных дренажных стволов

А.С.Повалихин
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

В 1953 году на основе Отдела технологии многоствольного бурения и конструкторских лабораторий института Гипронефтемаш был организован институт буровых технологий ВНИИбурнефть (с 1957 года ВНИИБТ). Учёными и инженерами института была разработана технология и комплекс технических средств для горизонтального и многоствольного бурения, что позволило уже в 50-е годы построить несколько десятков многозабойных и горизонтальных скважин в различных нефтедобывающих регионах страны [1].

Строительство первых многоствольных скважин было осуществлено на Карташёвском месторождении, которое представляет собой рифовый массив мощностью 100–300 м. В 1951–1953 годах на данном месторождении было пробурено 7 многоствольных скважин (№№ 59/45, 64/45, 65/46, 66/45, 67/45, 68/45, 69/45) с количеством боковых стволов от 3 до 10 (в скважине № 66/45).

В 1957–1958 г.г. многоствольные скважины начинают строиться в сложных горно-геологических условиях нефтяного месторождения Предкарпатья – Польмины, а также на месторождениях Северного Кавказа: Восковая Гора (Хадыженская), Южно-Карская, Камышановая балка. Многоствольное бурение значительно увеличило нефтедобычу на указанных месторождениях, которые длительное время эксплуатировались густой сеткой вертикальных скважин и считались истощёнными.

В процессе эксплуатации скважин на указанных месторождениях было отмечено, что вертикальные скважины, рядом с которыми пробурены многозабойные скважины с горизонтальными стволами, работают с большим дебитом, чем отдельно расположенные скважины. Таким образом, впервые было установлено, что боковые горизонтальные ответвления не только увеличивают поверхность фильтрации многозабойной скважины,

но и расширяют зону дренирования окружающих вертикальных скважин. Данный эффект был использован советскими инженерами А.М.Григоряном и К.И.Коваленко для разработки способа увеличения дебита вертикальных эксплуатационных скважин путем строительства специальных многоствольных скважин, по горизонтальным стволам которых пластовый флюид поступает в контур питания вертикальных скважин [1].

В последнее десятилетие для повышения эффективности и интенсификации разработки нефтегазовых месторождений, увеличения нефтеотдачи пластов осуществляется массовое строительство горизонтальных скважин. Сейчас ежегодный объем горизонтального бурения, как скважин, так и боковых стволов с горизонтальными стволами увеличивается исключительно высокими темпами.

Опыт эксплуатации горизонтальных скважин выявил следующее [2]:

- во многих случаях производительность горизонтальных скважин оказалась ниже ожидаемой;
- значительный экономический эффект получен при бурении горизонтальных скважин на высокопроницаемые объекты эксплуатации, не затронутые активным обводнением;
- при бурении горизонтальных скважин в расчлененных, низкопроницаемых, обводненных пластах показатели ниже, чем по обычным наклонным скважинам;
- имеет место преждевременное обводнение горизонтальных скважин.

Повышение эффективности технологии горизонтального бурения приобретает особую актуальность в связи с применением горизонтальных скважин в новейших методах увеличения нефтеотдачи пласта:

- заводнение с использованием полимеров в сочетании с бурением горизонтальных стволов;
- водогазовое воздействие в сочетании с применением многоствольных скважин и гидроразрывом пласта;

-сочетание вертикального и горизонтального извлечения нефти с применением системы разработки месторождений горизонтальными и вертикальными скважинами;

- тепловые методы с применением горизонтальных скважин.

Использование специальных дренажных стволов, пробуренных в продуктивном пласте и гидравлически не связанных с материнской скважиной, позволит значительно расширить возможности и увеличить эффективность технологии горизонтального бурения.

Особую актуальность проблема повышения эффективности горизонтального бурения приобретает в связи с освоением нефтегазовых месторождений, расположенных на шельфе арктических морей. Очевидно, что снижение сроков ввода в эксплуатацию таких месторождений и значительное сокращение затрат на их освоение, не может быть достигнуто только на основе типовых технологий строительства скважин.

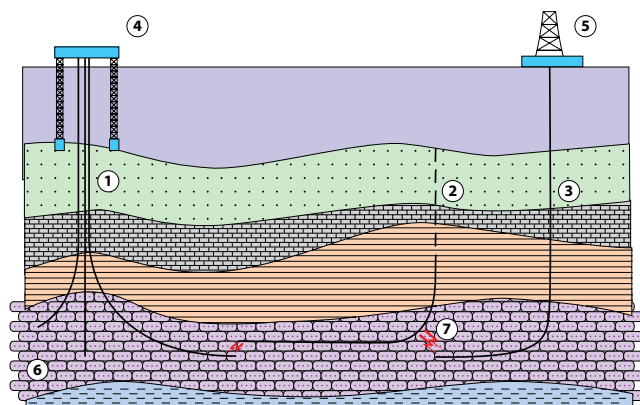


Рис. 1. Система эксплуатационных и дренажных скважин на морском месторождении

- 1 – эксплуатационные скважины;
- 2 – скважина дренажной системы первой очереди;
- 3 – скважина дренажной системы второй очереди;
- 4 – куст эксплуатационных скважин на морском основании;
- 5 – буровое судно;
- 6 – продуктивный пласт;
- 7 – каналы гидроразрыва в продуктивном пласте.

Применение технологии, основанной на строительстве в продуктивной части пласта системы дренажных стволов, позволит значительно повысить эффективность и темпы освоения и разработки морских месторождений нефти или газа.

В условиях морского месторождения дренажные скважины не требуют строительства морских оснований и бурятся с бурового судна или самоподъемной буровой установки (СПБУ) в контур питания куста эксплуатационных скважин, расположенного на морском основании (рис. 1). Дренажные стволы в пределах пласта оснащаются фильтрами, заколонными па-

керами В дренажных скважинах может быть проведена операция по установлению гидродинамической связи с призабойной зоной пласта эксплуатационной скважины (гидравлический разрыв). После такой подготовки дренажного ствола скважина надежно изолируется цементным мостом от морской акватории выше продуктивного пласта, а буровой раствор и обсадные трубы, расположенные выше цементного моста, извлекаются. В процессе эксплуатации месторождения дренажный ствол служит для внутрипластового дренажа флюида к контуру питания эксплуатационных скважин.

Благоприятствующими условиями применения системы дренажных стволов являются:

- устойчивость горных пород продуктивного пласта;
- достаточная мощность продуктивного пласта как условие эффективности применения горизонтальных скважин;
- возможность обеспечения гидродинамической связи между дренажными и эксплуатационными скважинами.

Горизонтальные дренажные стволы первой очереди могут быть пробурены из эксплуатационных колонн наклонных скважин или фильтровой части горизонтальных скважин. Все дренажные скважины второй и последующих очередей бурятся с бурового судна или СПБУ и поэтому не включают затрат на сооружение морского основания.

Стоимость работ по обустройству и изоляции дренажных стволов может быть снижена за счет возврата верхней части обсадных колонн.

Для морского месторождения применение системы дренажных скважин только одной, первой очереди, позволит не менее чем в два раза сократить число морских оснований и количество эксплуатационных скважин при росте объема бурения всего на 25 % за счет.

Учитывая более низкую стоимость строительства дренажных скважин можно утверждать, что при замене обычной системы разработки с помощью кустов эксплуатационных скважин на систему разработки дренажными стволами будут получены следующие преимущества:

- снижение капитальных затрат не менее, чем в 2 раза, за счет сокращения числа морских оснований;
- сокращение эксплуатационных затрат за счет сокращения числа эксплуатационных скважин более, чем вдвое, и применения (при увеличенном дебите) более мощного насосного оборудования на стадии механизированной добычи;

- увеличение темпов разработки месторождения за счет сокращения числа стационарных морских оснований и бурения дренажных скважин, составляющих всего фонда с СПБУ;
- выравнивание темпов добычи по годам благодаря приросту площади питания эксплуатационных скважин за счет планового бурения дренажных стволов;
- щадящий режим эксплуатации скважин благодаря росту их продуктивности за счет увеличения площади питания и степени дренажа продуктивного пласта;
- возможность сезонного строительства дренажных скважин с СПБУ и буровых судов, что важно для месторождений шельфа северных морей;
- возможность использования отработанных дренажных скважин в качестве нагнетательных с высокой приемистостью и широким фронтом воздействия.

Таким образом, особенности технологии строительства дренажных скважин определяются назначением, конструкцией, геологическими условиями месторождения и заключаются в следующем.

Ствол скважины до кровли пласта является временным сооружением и необходим только для строительства дренажного ствола. В дальнейшем этот ствол может быть ликвидирован или законсервирован.

Траектория дренажного ствола определяется геологическим строением и структурой пласта и в общем случае является пространственной.

Конструкция дренажной скважины может быть упрощенной и предусматривать использование временных обсадных колонн. За счет дренажных стволов можно целенаправленно изменять структуру продуктивного пласта, что позволит осуществлять гидравлическую связь областей пласта разделенных литологическими экранами и перемычками.

Дренажную систему отдельной эксплуатационной скважины можно формировать в при её строительстве.

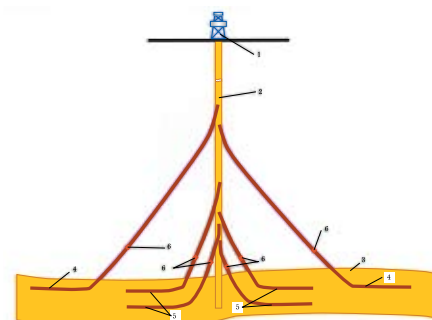


Рис. 2 Схема двухуровневой системы горизонтальных дренажных стволов.

- 1 – буровая площадка; 2 – эксплуатационная скважина; 3 – продуктивный пласт; 4 – горизонтальные стволы основной дренажной системы; 5 – горизонтальные стволы дополнительной дренажной системы; 6 – пробка (заглушка)

С буровой площадки 1 (рис. 2) бурят эксплуатационную скважину 2 в продуктивный пласт 3. Затем из эксплуатационной скважины 2 последовательно забуривают горизонтальные стволы 4 и проводят их в продуктивный пласт 3, формируя в нем основную дренажную систему на одном уровне. Расположение горизонтальных стволов 4 на одном уровне может быть различным. Например, вокруг эксплуатационной скважины 2.

В зависимости от структуры продуктивного пласта 3 может быть сформировано несколько дополнительных дренажных систем. Причем дренажные системы, как основная, так и дополнительная, могут быть расположены в продуктивном пласте как в одной плоскости, то есть, на одном уровне, так и на разных уровнях. В этом случае образуется так называемые ярусы. В продуктивном пласте может быть сформировано необходимое количество ярусов дренажных систем.

На рис. 2 горизонтальные стволы 4 формируют двухъярусную дренажную систему, причем для повышения эффективности нефтеотдачи продуктивного пласта 3 на этом же уровне может быть сформирована дополнительная дренажная система, которая образуется путем забуривания из эксплуатационной скважины горизонтальных стволов 5 и проводки их в продуктивный пласт 3 вне зоны расположения основной дренажной системы, образованной горизонтальными стволами 4.

Дополнительная дренажная система расположена на расчетном расстоянии от основной дренажной системы и имеет в продуктивном пласте, по крайней мере, два яруса горизонтальных стволов 5. Перед началом эксплуатации скважины 2 полости горизонтальных стволов 4, 5 выше продуктивного пласта 3 изолируют от полости эксплуатационной скважины 2 любым известным средством, в качестве которого могут быть использованы пробки 6 (заглушки) любых известных конструкций в том числе, например, съемные или разрушаемые.

Бурение эксплуатационной скважины 2 может быть приостановлено на уровне выше продуктивного пласта 3. Затем путем бурения горизонтальных стволов 4 и 5 формируют основную и дополнительную дренажные системы, изолируют полости горизонтальных стволов 4 и 5 от полости эксплуатационной скважины 2, после чего эксплуатационную скважину 2 углубляют до вскрытия продуктивного пласта 3.

Полости горизонтальных стволов 4, 5 и полость эксплуатационной скважины 2 в зоне продуктивного пласта 3 в случае необходимости дополнительно могут быть гидравлически связаны путем гидроразрыва пласта.

В полости горизонтальных стволов 4, 5, расположенных в продуктивном пласте 3 могут быть установлены фильтры или

размещен пористый олеофильный гидрофобный материал.

Поскольку горизонтальные стволы 4, 5 забурены над продуктивным пластом 3 и перекрыты от полости эксплуатационной скважины 2, их рабочая часть располагается в зоне отбора нефти эксплуатационной скважиной 2 и перекрывает всю близлежащую толщу продуктивного пласта 3. По горизонтальным стволам 4, 5 осуществляется подвод нефти к контуру питания эксплуатационной скважины 2. За счет этого обеспечивается эффективное и равномерное извлечение нефти из всей толщи продуктивного пласта 3.

Боковые стволы 4 и 5 могут быть забурены из эксплуатационной колонны, снабженной системой окон. Такие системы изготавливаются из стандартных обсадных труб. В трубе вырезается окно, в котором устанавливается специальная заслонка. Секцию обсадной трубы с окном покрывают композитным материалом, обеспечивающим герметичность обсадной колонны. Композитный материал легко разбуривается, позволяя без затруднений забуривать боковой ствол без предварительного фрезерования обсадной трубы. В эксплуатационной колонне может быть установлено любое количество окон, что обеспечивает забуривание боковых стволов на расчетной глубине. Система позволяет производить установку, ориентирование клина-отклонителя, а также доступ в боковые стволы или в участок эксплуатационной скважины, расположенный ниже. Ориентирование окон относительно друг друга при установке основной эксплуатационной колонны. Для определения взаимного ориентирования окон перед началом установки системы проводится каротаж.

Построенная по предлагаемому способу скважина позволит осуществлять эксплуатацию нефтяного пласта при рациональном отборе нефти и существенно повысить нефтеотдачу коллектора. Данная технология может быть использована и для повышения дебита старых скважин.

При изучении потока смеси нефти и воды в строго горизонтальном стволе установлено, что при равном соотношении фаз граница между ними разделяет поперечное сечение ствола пополам [3]. Скорости течения фаз были одинаковы, но когда ствол скважины имел наклон, то результаты оказались совершенно отличными и от того, что наблюдались при 90°. Например, при наклоне ствола в 88°, когда поток был направлен вверх, вода заняла примерно 80% поперечного сечения и текла медленно, а нефть двигалась быстро в оставшемся узком просвете поперечного сечения ствола. Наоборот, при наклоне 92°, когда поток был направлен вниз вода двигалась быстро, а нефть, занявшая большую (верхнюю) часть сечения модели ствола скважины, двигалась медленнее. При определенных углах наклона

направление движения воды и нефти в горизонтальном стволе может меняться на противоположное относительно общего направления потока.

На основании установленного механизма течения многофазной жидкости с помощью дренажных стволов может быть создана внутрипластовая система разделения флюида на фазы, что существенно снизит обводненность продукции и упростит систему обустройства месторождения.

Кроме того, создание многоуровневой системы радиально-горизонтальных дренажных стволов в продуктивной части пласта в процессе строительства скважины позволит в некоторых случаях отказаться от бурения обычных горизонтальных скважин, эксплуатация которых существенно сложнее и дороже в сравнении с вертикальными и наклонными скважинами.

Таким образом, внутрипластовое обустройство морского месторождения горизонтальными стволами позволит:

- сократить количество морских оснований при обустройстве шельфового месторождения;
- разместить систему обустройства морского месторождения непосредственно на дне;
- перейти на сезонное обслуживание и бурение новых скважин в условиях шельфа арктических морей.

Способы внутрипластового обустройства нефтегазовых месторождений и технология строительства систем дренажных стволов разрабатываются и патентуются в России и других странах [4, 5].

Литература

1. Григорян А.М. «Вскрытие пластов многозбойными и горизонтальными скважинами», М., «Недра», 1969 г., с. 29-30
2. Ревенко В.М., Попов В.А., Бастриков С.Н. «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений Западной Сибири», НТЖ «Нефтяное хозяйство», № 9, 2005 г., с. 106-112.
3. Аксельрод С.М. «Исследование профиля потока в горизонтальных скважинах (по материалам американской печати)», журнал «Каротажник», № 5-6, 2005 г., с. 300-335.
4. Патент РФ № 2245439 «Способ строительства скважины для эксплуатации продуктивного пласта нефтяного или газового месторождения», Кл. Е 21 В 43/00, 2004 г.
5. Патент Украины № 44016 «Способ рациональной эксплуатации нефтяного или газового месторождения и комплексная дренажная система для его реализации», Кл. Е 21 В 7/04; Е21 В 7/06, 2001 г.

Исследование работы КНБК для бурения по проектному профилю забойными двигателями в сложных условиях

А.Г. Шатровский (ООО «Интеллект Дриilling Сервисиз»)

Анализ результатов применения компоновок низа бурильной колонны (КНБК) при бурении наклонных скважин на месторождениях Западной Сибири показывает, что при бурении верхних интервалов разреза не обеспечивается проектная траектория бурения. Сложности проводки интервалов проектного профиля обусловлены геологическими и технологическими факторами, которые необходимо учитывать при расчёте и выборе КНБК.

Основной задачей при разработке технико-технологических решений для проводки скважин гидравлическими забойными двигателями является повышение устойчивости КНБК при проводке тангенциального участка проектного профиля.

В данной статье проведен анализ стабилизирующих КНБК на базе типовых турбобуров.

В практике наклоннонаправленного бурения при оптимизации геометрических размеров КНБК применяются преимущественно два критерия, в соответствии с которыми при расчете КНБК задаются одно или два условия на долоте:

- равенство нулю отклоняющей силы на долоте;
- равенство нулю отклоняющей силы на долоте и угла его перегиба в скважине.

Критерий оптимизации с двумя условиями жестко устанавливает длину направляющей секции КНБК с одним центратором, что не всегда выполнимо в случае использования забойного двигателя (ГВЗД или турбобура).

В многоцентраторной КНБК при размещении центраторов в соответствии с конструкцией забойного двигателя диаметр первого от долота центратора будет близок к диаметру долота, что не удовлетворяет технологии бурения забойным двигателем ввиду возможного «зависания» бурильной колонны в скважине.

Для выполнения условия равенства нулю только отклоняющей силы на долоте нет необходимости в столь жестких условиях, что позволит подвергать оптимизации одноцентраторную КНБК с различной длиной направляющей секции и выбирать из ряда вариантов такую его длину, которая удовлетворяет как конструктивным характеристикам забойного двигателя, так и условиям бурения.

Упругая ось КНБК с двумя условиями оптимизации практически совпадает с осью ствола скважины в непосредственной близости от долота, в месте размещения наддолотного калибратора (до 1 м). Что же касается КНБК, размеры которых соответствуют одному условию оптимизации, то непосредственно над долотом ось направляющей секции составляет с осью ствола скважины

некоторый угол, который тем больше, чем меньше длина направляющей секции. Отмеченный фактор должен учитываться при выборе типа-размера долота и наддолотного калибратора в процессе расчета и проектирования КНБК.

Таким образом, при проведении дальнейших расчетов КНБК на базе гидравлического забойного двигателя оптимальными будут считаться такие размеры (диаметр центраторов и место их установки), при которых отклоняющая сила на долоте равна нулю.

При оценке работы КНБК используется система показателей, предложенная в работе [1]. Все расчёты производились с использованием программного обеспечения КНБК, являющегося частью комплекса программ «Наклонно направленное бурение ННБ» [2].

В таблице 1 приведены оптимальные размеры КНБК включающей долото диаметром 215.9 мм, три секции турбобура (ЗТСШ-195) диаметром 195 мм с центратором на корпусе. КНБК предназначена для стабилизации зенитного угла ствола скважины, величина которого равна 20°.

Таблица 1. Оптимальные размеры КНБК с одним центратором на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр центратора, мм
1	1	211.5
2	2	209.0
3	3	208.0
4	4	209.5
5	5	214.1

Для каждого варианта стабилизирующей КНБК рассчитаны показатели надежности стабилизации зенитного угла (СЗУ) и устойчивости к увеличению диаметра ствола скважины и уменьшению диаметра центратора. Результаты расчетов приведены в таблице 2.

При положительном значении показателя надежности СЗУ отклоняющая сила направлена в сторону восстановления расчетного значения зенитного угла равного 20° при отклонении ствола скважины от проектного профиля. При отрицательном значении показателя надежности СЗУ отклоняющая сила на долоте направлена в сторону уменьшения или увеличения зенитного угла (рис.1).

Таблица 2

Показатели надежности и устойчивости стабилизирующей КНБК с одним центратором на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм

Номер варианта КНБК	Показатель надежности стабилизации зенитного угла, кг/°	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины, мм/°	Максимальный диаметр ствола скважины, мм	Показатель устойчивости к уменьшению диаметра центратора, мм/°	Минимальный диаметр центратора, мм
1	-9,2	-95	217	-195	210,8
2	-2,0	-48	221	-69	206,2
3	+0,6	-18	227	-30	202,2
4	+2,1	-7	243	-13	199,1
5	+3,2	-4	273	-8	197,0

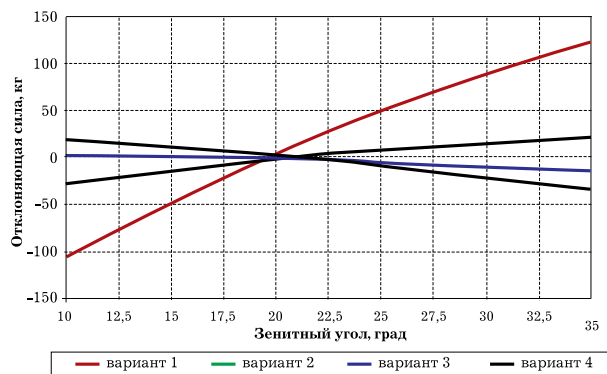


Рис. 1. Зависимость отклоняющей силы на долоте от зенитного угла для вариантов стабилизирующей КНБК с одним центратором на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215,9 мм

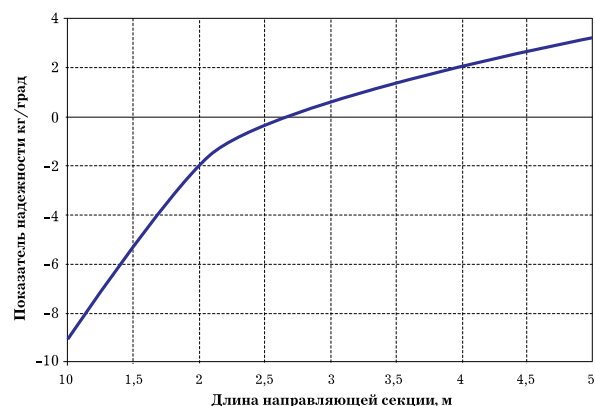


Рис. 2. Зависимость надежности СЗУ КНБК с одним центратором на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом от длины направляющей секции

Из графика, приведенного на рис.2, следует, что длина направляющей секции типовой КНБК находится вне диапазона надежной работы по стабилизации зенитного угла ствола скважины. В случае отклонения зенитного угла ствола скважины от расчетного значения (в данном случае 20°) для типовой КНБК при дальнейшем углублении ствол скважины будет искривляться. Причем направление искривления определяется величиной фактического зенитного угла ствола скважины. В случае если зенитный угол меньше 20° ствол скважины будет искривляться в направлении уменьшения зенитного угла и наоборот.

Показатели устойчивости КНБК существенно увеличиваются при длине направляющей секции, превышающей 2,5 м (см. рис.3).

Таким образом, рациональная длина направляющей секции стабилизирующей КНБК на базе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215,9 мм находится в диапазоне от 2,5 м до

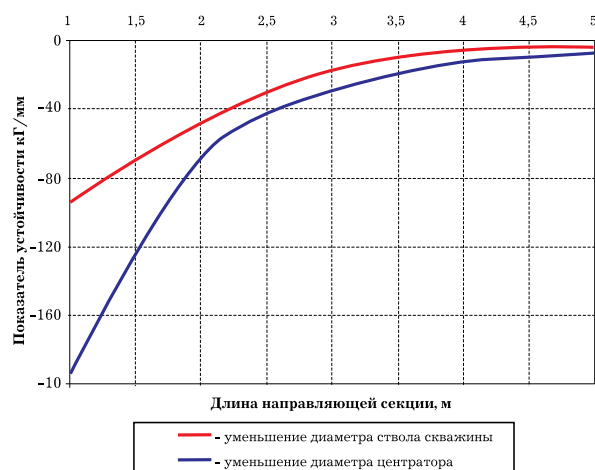


Рис. 3. Зависимость показателя устойчивости стабилизирующей КНБК с одним центратором на основе турбобура диаметром 215,9 мм от длины направляющей секции.

3,5 м. Причем КНБК с длиной направляющей секции равной 2,7 м может быть использована для стабилизации любого зенитного угла ствола скважины в диапазоне зенитных углов $15-30^\circ$, характерных для проектного профиля наклонных скважин в Западной Сибири. Использовать для стабилизации зенитного угла ствола скважины КНБК с длиной направляющей секции свыше 3,5 м нецелесообразно, поскольку устойчивость к воздействию анализируемых дестабилизирующих факторов увеличивается незначительно. Кроме того, при большой длине направляющей секции КНБК необходимо использовать центраторы свыше 214 мм, что нежелательно по причинам, связанным с прохождением КНБК по стволу скважины и с возможным ее зависанием в процессе бурения.

В целях повышения надежности и устойчивости КНБК на проектной траектории, а также снижения нагрузки на нижний центратор и, следовательно, уменьшения внедрения опорных элементов центратора в стенку ствола скважины, а также его изнашивания, как в процессе спуска, так и при бурении в состав КНБК включается верхний центратор. При турбинном способе бурения верхний центратор может быть размещен между первой и второй секциями турбобура, при этом минимальное расстояние между центраторами равно длине турбинной секции и составляет 8,5 м. Максимальный диаметр верхнего центратора по технологическим причинам целесообразно принять равным 212 мм.

В таблице 3 приведены оптимальные размеры КНБК с двумя центраторами на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215,9 мм.

Таблица 3. Оптимальные размеры КНБК с двумя центраторами на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215,9 мм

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр нижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм
1	1	214,8	8,5	212
2	1,5	214,6	8,5	212
3	2,0	214,7	8,5	212
4	2,5	215,3	8,5	212

За счет установки второго центратора опорная реакция на первом центраторе для КНБК с длиной направляющей секции 1 м и 2,5 м в сравнении с одноцентрированной КНБК уменьшилась до 2 кН и 3 кН соответственно.

Результаты анализа показателей надежности СЗУ и устойчивости вариантов (таблица 3) выполнения стабилизирующей КНБК с межсекционным центратором приведены в таблице 4.

Таблица 4. Показатели надежности и устойчивости стабилизирующей КНБК с двумя центраторами на основе турбобура ЗТСШ-195 с долотом диаметром 215,9 мм

Номер варианта КНБК	Показатель надежности стабилизации зенитного угла, $кг/^\circ$	Показатель устойчивости к увеличению диаметра скважины, $мм/^\circ$	Максимальный диаметр ствола скважины, мм	Показатель устойчивости к уменьш. диаметра центратора, $мм/^\circ$	Оптимальный диаметр нижнего центратора, мм
1	-11,4	-95	218	-200	214
2	-6,2	-48	219	-86	212
3	-3,3	-18	222	-48	210
4	-1,5	-7	226	-30	208,5

Лучшие показатели по надежности и устойчивости имеет КНБК по четвертому варианту выполнения. Однако все варианты выполнения КНБК с двумя центраторами, один из которых является межсекционным, находятся в зоне неустойчивой работы. Кроме того, сравнивая таблицы 3 и 5 нетрудно убедиться, что у КНБК с двумя центраторами все показатели значительно хуже в сравнении с одноцентраторной КНБК.

Таблица 5. Оптимальные размеры КНБК на основе турбобура диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр нижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм
1	2,0	209,0	-	-
2	2,0	214,7	8,5	212
3	2,5	214,7	6,0	208

Дело в том, что в начале данного раздела мы жестко задали расстояние между центраторами, привязавшись к длине турбинной секции. Стационарные центраторы ограничивают возможности двухцентраторной схемы, не позволяют проектировать КНБК для различных условий бурения скважины.

В случае применения передвижных центраторов, которые можно устанавливать в любом месте на корпусе турбобура, появляется возможность реализации двухцентраторной схемы КНБК с длиной верхней секции меньшей или большей, чем длина турбинной секции.

При размещении верхнего центратора диаметром 208 мм на расстоянии 6 м от нижнего центратора диаметром 214 мм увеличивается надежность КНБК. Например, при указанных размерах верхней секции для КНБК с длиной нижней секции 1.5 м и 2.5 м показатель надежности составит -1 кг/° и $+1,5 \text{ кг/}^\circ$ соответственно. Следует отметить, что при длине нижней секции равной 2.5 м показатель надежности находится в положительной области.

Целесообразно сравнить жесткостные свойства одно- и двухцентраторных КНБК.

На рис.4 приведены зависимости отклоняющей силы на долоте от кривизны ствола скважины для одноцентраторной и двухцентраторной КНБК, основные размеры которых представлены в таблице 5.

Из графиков, приведенных на рис.4, следует, что жесткость КНБК как системы зависит от жесткости на изгиб турбобура и длины направляющей секции. Например, графики для одно- и

двухцентраторной КНБК с одинаковой длиной направляющей секции существенно не отличаются друг от друга.

Необходимо отметить, что радиальный зазор между корпусом турбобура и скважиной, который равен 10.45 мм при долоте диаметром 215.9 мм и турбобуре диаметром 195 мм, не позволяет использовать корпусные центраторы передвижного типа из-за низкой надежности самой конструкции центратора и перекрытия большей части кольцевого зазора корпусом центратора. Кроме того, высокая жесткость на изгиб турбобура при сравнительно небольшой величине кольцевого зазора ограничивает возможности двухцентраторной схемы компонования. Например, при длине верхней секции более 11 м оптимальных решений для КНБК с длиной нижней секции 2.5 не существует вообще. У турбобуров меньшего диаметра диапазон оптимальных решений, за счет большей длины верхней секции шире, а следовательно, у таких КНБК больше вариантов для проектирования.

Выводы:

1. Система показателей надежности стабилизации зенитного угла и устойчивости КНБК на проектной траектории позволяют выбрать расчетный вариант оптимальных размеров КНБК, соответствующий горно-геологическим условиям проводки конкретной скважины.

2. Проблема проводки прямолинейного интервала профиля ствола скважины в условиях Западной Сибири и аналогичных по геологическим условиям регионах является технологической задачей, в рамках которой должны быть решены следующие задачи:

- выбор рациональной схемы КНБК;
- минимизация гидроэрозии стенки скважины путем снижения скорости восходящего потока промывочной жидкости;
- минимизация изнашивания центраторов за счет совершенствования конструкции и применения новых износостойких материалов;
- нейтрализация возмущающей силы на долоте путем постоянного контактного взаимодействия наддолотного калибратора со стволом скважины.

3. Для оснащения искривляющих и стабилизирующих КНБК, оптимизированных по критерию равенство нулю отклоняющей силы, в некоторых случаях целесообразно применение калибраторов с рабочей поверхностью, имеющую обратную конусность, или калибраторы-расширители.

4. Включение в состав КНБК второго центратора позволит существенно уменьшить или исключить вообще влияние калибратора на работу КНБК.

Литература:

1. Повалихин А.С. «Выбор КНБК для проводки наклонно прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях», журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», ВНИИО-ЭНГ, № 12, 2005 г.

2. Повалихин А.С., Солодкий К.М. «Расчет и проектирование КНБК: программное обеспечение», журнал «Инженер-нефтяник», № 2, 2007 г.

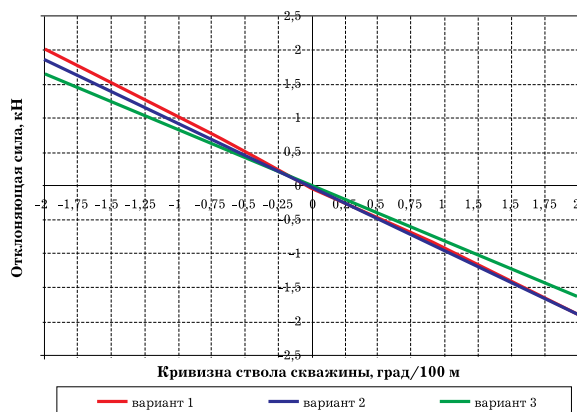


Рис. 4. Зависимость отклоняющей силы на долоте от кривизны ствола скважины для вариантов КНБК на основе турбобура ЗТ СШ-195:

- 1 – центратор 209 мм, направляющая секция 2 м;
- 2 – нижний центратор 214,7 мм, направляющая секция 2 м, верхний центратор 212 мм, верхняя секция 8,5 м;
- 3 – нижний центратор 214,7 мм, направляющая секция 2,5 м, верхний центратор 208 мм, верхняя секция 6 м;

Оперативное проектирование траектории бурения горизонтального ствола скважины

Ефремов С. А. (ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

В результате экспериментального изучения потока смеси нефти и воды в горизонтальном стволе скважины установлено, что при равном соотношении в строго горизонтальном стволе граница между фазами разделила поперечное сечение канала точно пополам. Скорости течения фаз были одинаковы, но когда канал имел наклон, то результаты оказались отличными и от того, что наблюдались при 90° . Например, при наклоне ствола в 88° , когда поток был направлен вверх, вода заняла примерно 80% поперечного сечения и текла медленно, а нефть двигалась быстро в оставшемся узком просвете поперечного сечения ствола. Наоборот при наклоне 92° , когда поток был направлен вниз, вода двигалась быстро, а нефть, занявшая большую (верхнюю) часть сечения модели ствола скважины, двигалась медленнее [1, 2].

Таким образом, хотя во всех случаях, независимо от угла наклона ствола скважины, соотношение расходов нефти и воды в потоке оставалось одним и тем же, по 50%, мгновенное, видимое, соотношение фаз в сечении ствола, или иначе их кажущееся объёмное содержание зависело от угла наклона трубы.

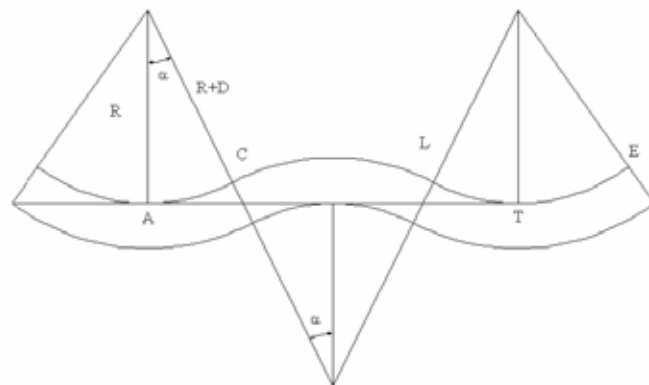
Полученные в эксперименте данные показали, что в реальных условиях, когда ствол горизонтальной скважины меняет угол и направление наклона, характер распределения фаз пластового флюида и их скоростей по сечению тоже меняется, а соотношение кажущихся объёмных фаз в большинстве случаев не соответствует реальному соотношению тех же фаз в продукции скважины. При значительных колебаниях в величине углов наклона ствола направление движения воды и нефти на определённых участках горизонтального ствола может меняться на противоположное относительно общего направления потока. При этом возникают и застойные зоны, обычно в нижней части и верхней частях прогиба ствола. Ещё более сложные ситуации возникают при высокой вязкости нефти.

В процессе проводки горизонтального ствола скважины решаются следующие основные задачи управления траекторией бурения:

- выведение ствола под заданным зенитным углом и азимутом в точку на кровле пласта или в самом продуктивном пласте с заданными координатами;
- проводка ствола в продуктивной части пласта при выполнении заданных проектом условий вскрытия пласта.

Обязательным условием решения указанных навигационных задач горизонтального бурения является точное знание глубины залегания кровли продуктивного пласта, геометрических параметров нефтесодержащей его части. Во многих случаях величина указанных параметров пласта, приведенная в проектной документации, не соответствует необходимой для целей горизонтального бурения точности. По указанной причине оператор осуществляет выведение ствола на горизонтальное направление только после получения от забойной телесистемы данных о пересечении кровли продуктивного пласта. Полученные данные «запаздывают» на величину, которая равна расстоянию датчиков телеметрической системы от долота. При этом глубина забоя скважины может располагаться ниже проектной траектории бурения в т. А (рис. 1). Следующим этапом бурения горизонтального ствола является вскрытие продуктивного пласта в соответствии с проектными условиями, что предполагает, в зависимости от его реальной (фактической) структуры изменения вертикальной глубины. При этом необходимо, для предупреждения образования интервалов искривления ствола, которые могут быть застойными зонами

накопления воды и газа, в процессе проводки горизонтального ствола величина амплитуды искривления ствола не должна превышать диаметра самой скважины.



AC, DE – режим скольжения; CD – режим вращения.

Рис.1 Схема проводки горизонтального ствола в продуктивном пласте.

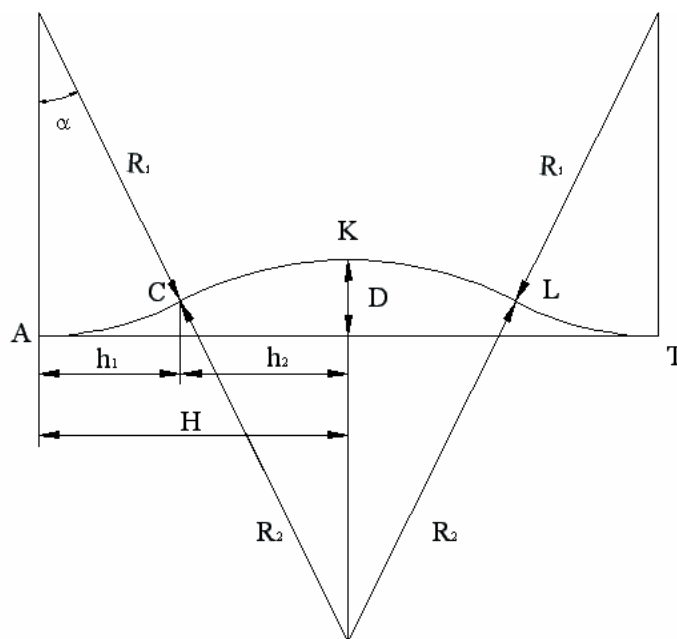


Рис. 2 Расчетная схема траектории бурения горизонтального ствола.

На рис 2 приведена расчётная схема проводки горизонтального ствола по изложенной схеме. В соответствии с данной расчётной схемой траектории бурения горизонтального ствола следуют системы уравнений где:

При $R_1 = R_2$; $h_1 = h_2$,

$$H = 2R \sin \alpha \quad (1)$$

$$D = 2R(1 - \cos \alpha) \quad (2)$$

из решения системы уравнений (1, 2):

$$\alpha = \arcsin \frac{\sqrt{D \cdot (4 \cdot R - D)}}{2R} \quad (3)$$

$$H = 2 \cdot \sqrt{D(R - D)} \quad (4)$$

$$h_2 = h_1 = \frac{H}{2} \quad (5)$$

При R1 R2,

$$H = R_1 \sin \alpha + R_2 \sin \alpha = (R_1 + R_2) \cdot \sin \alpha \quad (6)$$

$$D = R_1(1 - \cos \alpha) + R_2(1 - \cos \alpha) = (R_1 + R_2) \cdot (1 - \cos \alpha) \quad (7)$$

из решения системы уравнений (6, 7):

$$\alpha = \arcsin \frac{\sqrt{D \cdot [4 \cdot (R_1 + R_2) - D]}}{2 \cdot (R_1 + R_2)} \quad (8)$$

$$H = \sqrt{D \cdot [4 \cdot (R_1 + R_2) - D]} \quad (9)$$

$$h_1 = R_1 \sin \alpha \quad (10)$$

$$h_2 = R_2 \sin \alpha \quad (11)$$

где:
 H – длина интервала бурения, м;
 D – диаметр ствола, м;
 h_1, h_2 – интервал бурения в режиме скольжения и вращения соответственно, м;
 R_1, R_2 – радиусы кривизны соответствующие интервалам, м;
 α – угол наклона к горизонту, град.

Таким образом, на участке выведения длина интервала увеличения зенитного угла при бурении забойным двигателем-отклонителем в режиме ориентированного бурения должна соответствовать соотношению:

$$H \leq \sqrt{2 \cdot D \cdot (R - D)} \quad (12)$$

где: H – длина интервала бурения, м;
 D – диаметр долота, м;
 R – расчетный радиус искривления отклоняющей КНБК, м.

В таблице 1 представлены расчетные данные длины восходящего интервала бурения забойным двигателем-отклонителем с долотом диаметром 215,9 мм в зависимости от фактического радиуса кривизны ствола скважины, при которых исключается формирование водонефтяного сифона.

Таблица 1

Длина интервала бурения в горизонтальном участке

Расчетный радиус искривления отклоняющей КНБК, м (R)	50	100	150	200	250	300
Длина интервала бурения, м (S)	4,63	6,56	8,04	9,29	10,39	11,38

На рис. 3 представлены зависимости длины восходящего интервала бурения горизонтального интервала ствола от радиуса его кривизны для различных значений диаметра долота. Для средних значений радиуса кривизны длина интервала бурения восходящего интервала бурения колеблется в пределах 4-7 м, что меньше расстояния датчиков используемых телеметрических систем от забоя скважины. Таким образом, для эффективного управления траекторией бурения горизонтального ствола следует осуществлять бурение по большому радиусу кривизны или использовать телеметрические системы, блок датчиков у которых расположен на расстоянии не дальше 4 м от долота.

В таблице 2 приведены значения радиусов кривизны траектории бурения горизонтального ствола на участке проводки по продуктивному горизонту.

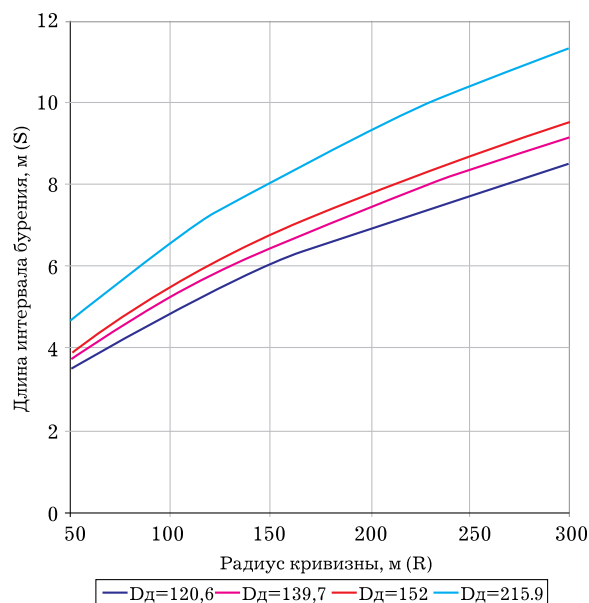


Рис. 3 Графики зависимости длины восходящего интервала бурения от радиуса кривизны, при различных диаметрах долота.

Таблица 2

Таблица значений расчётной схемы

Диаметр долота, мм (Dд)	152	215,9	152	215,9
Радиус кривизны, м (R1)	190	190	190	190
Радиус кривизны, м (R2)	190	190	280	280
Длина интервала бурения, м, (H)	13,94	16,62	16,90	20,15
Угол наклона, град. (α)	1,62	1,93	1,45	1,74
Зенитный угол, град.	91,62	91,93	91,45	91,74

Из таблицы 2 следует, что для предупреждения образования искривленных участков ствола, которые могут быть местом водогазонефтяных сифонов при заданных в таблице 2 значениях радиуса кривизны интервалы бурения восходящих и нисходящих интервалов бурения ствола не должны быть больше 14-20 м.

Для получения оптимального дебита скважины траектория бурения её горизонтального участка может проектироваться с помощью выражений 1-8, которые позволяют рассчитать зенитный угол и длину интервала увеличения зенитного угла при бурении забойным двигателем-отклонителем в режиме ориентированного бурения.

Литература:

1. Р.А.Валиулин, Р.Ф.Шарафутдинов, Р.К.Яруллин, В.Я.Федоров, Н.Я.Медведев, Н.К.Глебачеева «Исследование многофазных потоков в горизонтальных скважинах», журнал «Нефтяное хозяйство», № 12, 2002 г.
2. С.М.Аксельрод «Исследование профиля потока в горизонтальных скважинах (по материалам американской печати)», журнал «Каротажник», № 5-6, 2005 г.

Количество подвижных струн талевых систем буровых установок

В.В. Куликов (РГГРУ)

Для уменьшения нагрузок при работе основных и вспомогательных лебедок на буровых установках могут применяться оснастки талевых систем (полиспастов) различных конструкций (рис. 1).

В технической литературе по различным прикладным направлениям механики и в буровой литературе, в частности, приводятся подробные расчеты талевых систем. Однако, строгое корректное аналитическое решение для нахождения числа подвижных струн талевых систем отсутствует, что вызывает необходимость поиска такого решения.

В зависимости от вида связи величины усилия в лебедочной ветви (струне) и нагрузки на крюк различают кратную и степенную талевые оснастки [4].

Для кратной талевой оснастки (рис. 1 а, б)

$$G_{кр} \approx m G_{л}, \quad (1)$$

где $G_{кр}$ – нагрузка на буровой крюк (элеватор) при подъеме, кН;

$G_{л}$ – усилие в лебедочной ветви каната при подъеме, кН;

m – число подвижных ветвей каната.

Для степенной талевой оснастки (рис. 1 в):

$$G_{кр} \approx 2^n G_{л} \quad (2)$$

или (рис. 1 г):

$$G_{кр} \approx 3^n G_{л} \quad (3)$$

В формулах (1), (2) и (3) не учитываются силы трения и угол наклона ветвей каната.

На основных буровых лебедках применяются только кратные талевые оснастки.

Рассмотрим произвольную кратную талевую оснастку с параллельными вертикальными ветвями, работающую на равномерный подъем бурового инструмента из скважины (на примере рисунка а).

В этом случае

$$G_{л} > G_1 > G_2 > \dots > G_n.$$

где G_n – усилие в неподвижной ветви, кН;

G_1, G_2 – усилия в подвижных ветвях каната, кН.

Тогда:

$$\frac{G_1}{G_{л}} = \eta_1; \frac{G_2}{G_1} = \eta_2; \dots \frac{G_n}{G_6} = \eta_7,$$

где $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_7$ – коэффициенты полезного действия (КПД) каждого из шкивов (блоков) талевой системы.

Из рис. 1 а следует:

$$G_{кр} = \sum_{i=1}^m G_i \quad (4)$$

где m – количество подвижных ветвей талевой оснастки;

i – порядковый номер подвижной ветви, $i=1, 2, \dots, m$;

G_i – усилие в подвижной ветви каната, кН.

Пусть

$$\eta_1 = \eta_2 = \dots = \eta_7 = \eta,$$

где η – КПД шкива (для шкива на подшипниках скольжения $\eta = 0,95 \div 0,96$, на подшипниках качения $\eta = 0,97 \div 0,98$) [1, 5].

Тогда

$$G_1 = G_{л} \cdot \eta, G_2 = G_1 \cdot \eta^2, \dots, G_6 = G_{л} \cdot \eta^6$$

$$G_i = G_{л} \cdot \eta^i \quad (5)$$

Подставив (5) в (4), получим:

$$G_{кр} = G_{л} \cdot (\eta + \eta^2 + \dots + \eta^m) \quad (6)$$

где в скобках сумма первых членов убывающей геометрической прогрессии со знаменателем η [2; 5].

Поэтому

$$G_{кр} = G_{л} \eta \frac{1 - \eta^m}{1 - \eta} \quad (7)$$

Обозначим КПД талевой системы η_c .

По определению КПД

$$\eta_c = \frac{G_{кр} \cdot S_{кр}}{G_{л} \cdot S_{л}},$$

где $S_{кр}$ и $S_{л}$ – перемещения крюка и лебедочной ветви соответственно, м.

Поскольку

$$\frac{S_{л}}{S_{кр}} = m, \quad \frac{S_{кр}}{S_{л}} = \frac{1}{m},$$

то

$$\eta_c = \frac{G_{кр}}{G_{л} m} \quad (8)$$

$$G_{л} = G_{лн} \cdot \lambda \quad (9)$$

где $G_{лн}$ – номинальная грузоподъемность лебедки, кН;

λ – коэффициент длительной перегрузки двигателя лебедки (для электродвигателей $\lambda = 1,3$; для двигателей внутреннего сгорания $\lambda = 1,1 \div 1,15$) [3].

Из (8) и (9) часто получают [3] некорректное выражение, приводящее к дробному ответу:

$$m = \frac{G_{кр}}{G_{лн} \cdot \lambda \cdot \eta_c}.$$

Учитывая то, что m – целое число, из (8) и (9) получим

$$m = \left[\frac{G_{кр}}{G_{лн} \cdot \lambda \cdot \eta_c} \right] + 1 \quad (10)$$

где квадратными скобками обозначена целая часть числа, заключенного в скобки, например, $[0,87] = 0$; $[2,1] = 2$; $[3,9] = 3$.

Решая совместно (8) и (7) получим

$$\eta_c = \frac{\eta \cdot (1 - \eta^m)}{m \cdot (1 - \eta)} \quad (11)$$

Система уравнений (10) и (11) приводит к выражению в неявной форме представления, решаемому методом итерации, что неудобно.

Однако, существует и явное решение.

Приравняв (8) и (11) с учетом (9) после логарифмирования и преобразования в явной форме окончательно получим:

$$m = \left\lceil \frac{\ln \left(1 - \frac{G_{кр}(1-\eta)}{G_{ан} \cdot \lambda \cdot \eta} \right)}{\ln \eta} \right\rceil + 1 \quad (12)$$

где квадратными скобками обозначена, как и в (10), целая часть числа.

Полученное аналитическое уравнение (12) позволяет оперативно определить необходимое количество подвижных ветвей кратной талевой оснастки буровой установки с параллельными вертикальными струнами, не прибегая к итерационным методам решения и табличным значениям величины КПД талевой системы.

Пример. Пусть $G_{кр} = 100$ кН, $G_{ан} = 26$ кН, $\lambda = 1,3$ (электродвигатель), $\eta = 0,98$ (шкивы на подшипниках качения).

Тогда

$$m = \left\lceil \frac{\ln \left(1 - \frac{100 \cdot (1 - 0,98)}{26 \cdot 1,3 \cdot 0,98} \right)}{\ln 0,98} \right\rceil + 1 = [3,08] + 1 = 3 + 1 = 4$$

Литература

1. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. М.: Недра, 1988. 501 с.
2. Зайцев В.В., Рыжков В.В., Сканив М.И. Элементарная математика. Повторительный курс. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Наука, 1974. 591с.
3. Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Г. Буровые машины и механизмы. М.: Недра, 1981. 448с.
4. Крайнев А.Ф. Словарь-справочник по механизмам. 2-е изд., перераб.и доп. М.:Машиностроение, 1987. 560с.
5. Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин. М.: Недра, 1986. 368с.

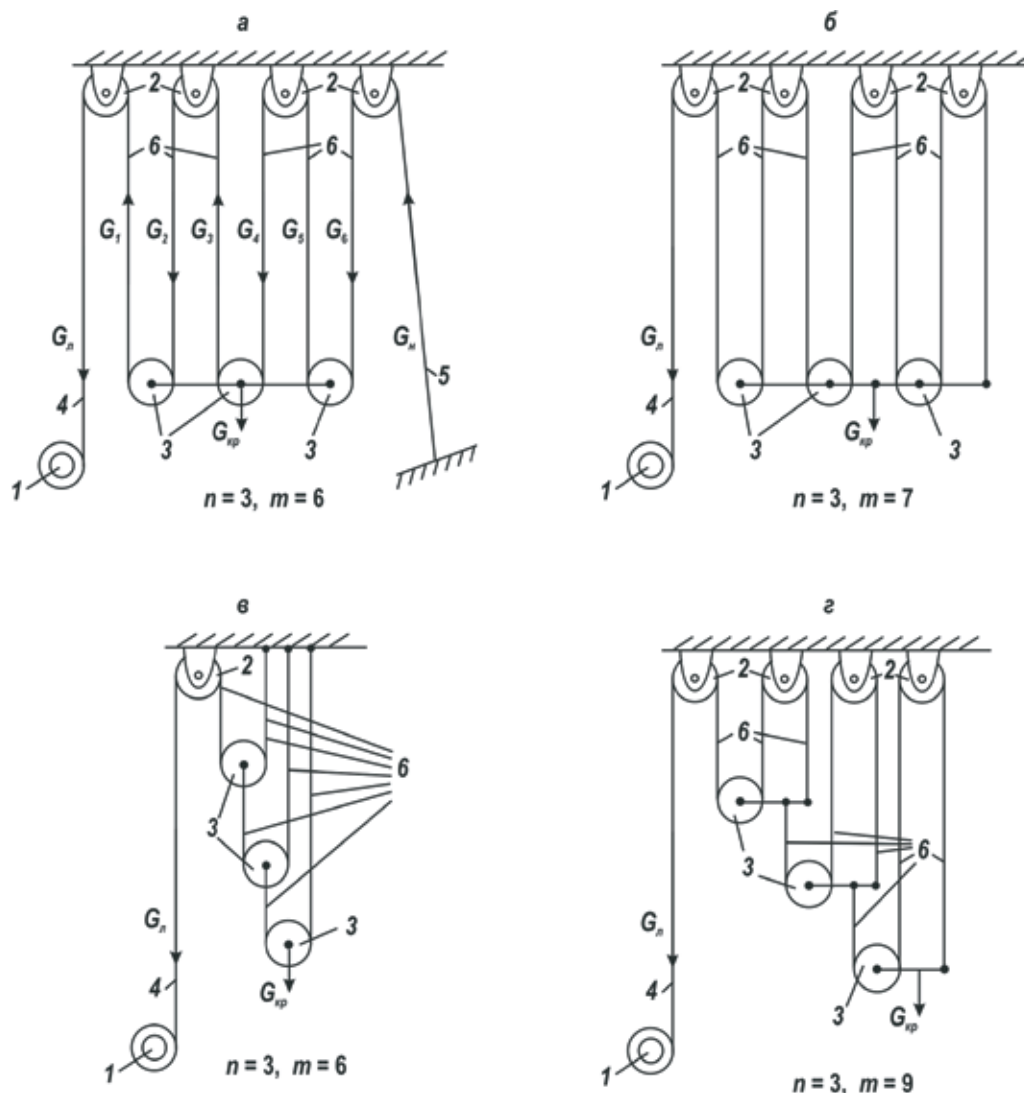


Рис. 1 Условные схемы оснасток талевых систем (без учета рациональных последовательностей оснасток)

а и б – кратные талевые оснастки; в, г – степенные талевые оснастки;

$G_{л}$ – усилие в лебедочной ветви каната при подъеме; $G_{кр}$ – нагрузка на буровой крюк (элеватор) при подъеме; $G_{н}$ – усилие в неподвижной ветви; $G_1, G_2, \dots, G_6$ – усилия в подвижных ветвях каната; n – число подвижных шкивов; m – число подвижных ветвей каната; 1 – барабан лебедки; 2 – неподвижный шкив; 3 – подвижный шкив; 4 – лебедочная (ходовая) ветвь каната; 5 – неподвижная ветвь каната; 6 – подвижная ветвь каната

Расчёт транспортирования шлама в скважине восходящим потоком промывочной жидкости

В.В.Куликов (РГГРУ)

Рассмотрим падение единичной частицы шлама в неподвижной ньютоновской жидкости (воде, воздухе). Форму частицы примем шаровой, а объем – равным объему реальной частицы, имеющей плотность $\rho_{ш}$ большую плотности жидкости ρ . Падение такой частицы является ускоренным [5].

Уравнение движения шлама:

$$m \frac{dv}{d\tau} = m v \frac{dv}{ds} = F - F_A - F_C, \quad (1)$$

где m – масса частицы, кг;

v – скорость шлама относительно жидкости, м/с;

τ – время падения, с;

S – путь шлама в жидкости, м;

F – сила тяжести, Н;

F_A – подъемная сила Архимеда, Н;

F_C – сила лобового сопротивления движению частицы шлама в жидкости, Н.

$$F = mg, \quad (2)$$

$$F_A = mg \frac{\rho}{\rho_{ш}}, \quad (3)$$

$$F_C = 0,5 \cdot c \cdot f \cdot \rho \cdot v^2, \quad (4)$$

где g – ускорение силы тяжести, м/с²;

c – коэффициент силы лобового сопротивления;

f – площадь проекции частицы шлама на направление, нормальное ее перемещению, м².

Подставляя в уравнение (1) движения зависимости (2) ÷ (4), после интегрирования и преобразований получим

$$v = v_{\infty} \cdot \text{th} \left(\tau \cdot \sqrt{\frac{3g}{4d} \cdot c \cdot \frac{\rho}{\rho_{ш}} \left(1 - \frac{\rho}{\rho_{ш}} \right)} \right) = v_{\infty} \cdot \sqrt{1 - \exp \left(-s \cdot \frac{3c}{2d} \cdot \frac{\rho}{\rho_{ш}} \right)} \quad (5)$$

где v_{∞} – предельное значение скорости частицы шлама относительно жидкости, м/с;

d – диаметр частицы, м;

th – гиперболический тангенс;

$\exp$ – экспоненциальная функция.

Скорость падения частицы относительно жидкости, согласно (5), возрастает по мере падения. Лишь в пределе при $\tau \rightarrow \infty$ (или при $s \rightarrow \infty$)

$v \rightarrow v_{\infty}$ [5].

Однако при оценке условий удаления шлама по стволу скважины восходящим потоком ньютоновской жидкости пользоваться строгим решением (5) неудобно. Кроме того, по мере падения частицы ее ускорение стремится к нулю, а скорость относительно движения к некоторой предельной величине v_{∞} . Поэтому, как правило, в буровых расчетах промывки с целью их упрощения вводится условное понятие "скорость витания" ("гидравлическая крупность").

Под скоростью витания v_{∞} понимается условная скорость равномерного падения тела в неограниченной неподвижной жидкости.

Если восходящему потоку сообщить скорость витания, то тело, находящееся в потоке, зависнет (остановится) на некотором уровне. Это зависание и называют витанием.

$$v_{\infty} = \sqrt{\frac{2(F - F_A)}{\rho c f}} = \sqrt{\frac{4g}{3c} d \frac{\rho_{ш} - \rho}{\rho}} \quad (6)$$

Уравнение (6) обычно называют формулой Риттингера. Характер изменения коэффициента лобового сопротивления в зависимости от величины числа Рейнольдса Re при обтекании шарообразной частицы экспериментально изучался многими исследователями [4]. При $Re \approx 2 \cdot 10^5$ наблюдается кризис обтекания: резко уменьшается значение коэффициента лобового сопротивления.

Изменение коэффициента c при докризисном обтекании ($Re < 2 \cdot 10^5$), характерном для условий выноса шлама из скважины, хорошо аппроксимируется уравнением [1]:

$$c = \frac{24}{Re} + 0,67 \sqrt{c} \quad (7)$$

При обтекании шарообразной частицы:

$$Re = \frac{v_{\infty} \cdot d}{\mu} \quad (8)$$

При течении ньютоновской или бингамовской жидкости в кольцевом зазоре скважины

$$Re = \frac{M \cdot d_{\infty}}{f_1 \left(\mu + \frac{\tau_0 \cdot d_{\infty}}{6v_1} \right)} \quad (9)$$

где M – расход промывочной жидкости, м³/с;

d_{∞} – эквивалентный диаметр кольцевого пространства, м;

f_1 – площадь поперечного сечения кольцевого зазора, м²;

μ – абсолютная вязкость промывочной жидкости, Па·с;

τ_0 – начальное напряжение сдвига очистного агента (для ньютоновских жидкостей $\tau_0 = 0$, для бингамовских $\tau_0 > 0$), Па;

v_1 – скорость восходящего потока в кольцевом пространстве скважины, м/с.

$$M = \rho Q = \rho v_1 f_1 \quad (10)$$

где Q – объемный расход промывочной жидкости, м³/с.

Для кольцевых потоков очистного агента можно приближенно принять [3]:

$$d_{\infty} = 0,82(D_1 - d_1) \quad (11)$$

где D_1 и d_1 – больший и меньший диаметры кольцевого потока соответственно.

Абсолютную вязкость воды можно рассчитать по формуле Паузея [1]:

$$\mu = \frac{0,00179}{1 + 0,0337t_0 + 0,00022t_0^2} \quad (12)$$

Подставляя (6) в (7) и преобразуя результат получим для ньютоновской жидкости:

$$\mu = \frac{0,00179}{1 + 0,0337t_0 + 0,00022t_0^2} \quad (14)$$

В работе [2] показано, что для определения величины c при движении шлама в бингамовской жидкости (глинистом растворе) можно воспользоваться опытными формулами для ньютоновской жидкости (воды, воздуха), если в последних величину Re заменить на так называемый модифицированный критерий Рейнольдса Re^* :

$$Re^* = \frac{Re}{1 + \frac{\tau_0 \cdot d}{3v_{\infty} \cdot \mu}} \quad (15)$$

Тогда подставляя (6) в (8), а результат – в (15) и заменяя в (7) Re на Re^* , после преобразований окончательно получим:

$$c = \left(\frac{\frac{36\mu}{d^{1.5} \cdot \sqrt{3\rho g(\rho_m - \rho)}} + 0,67}{1 - \frac{6\tau_0}{g \cdot d(\rho_m - \rho)}} \right)^2 \quad (16)$$

Выражение (16) справедливо как для ньютоновских, так и для бингамовских жидкостей.

Но, в отличие от ньютоновской, в бингамовской жидкости может тонуть не каждая тяжелая ($\rho_{\text{ш}} > \rho$) частица шлама. По этой причине уравнения (6) и (16) справедливы для равномерного падения шлама в бингамовской жидкости только при выполнении следующего неравенства [3]:

$$6\tau_0 < gd(\rho_m - \rho) \quad (17)$$

При

$$6\tau_0 \geq gd(\rho_m - \rho) \quad (18)$$

частица шлама перемещаться относительно бингамовской жидкости не будет. Следовательно, в этом случае уравнение (6) неправомерно, $v_{\text{в}}=0$.

Следует учитывать, что шлам, движущийся вблизи оси восходящего потока, может перемещаться вверх со скоростью, большей, чем средняя скорость жидкости v_1 [3].

Предлагаемый расчет условия транспортирования шлама восходящим потоком очистного агента должен выполняться в следующей последовательности.

1. Для ньютоновской жидкости ($\tau_0=0$) по (16) определяется величина коэффициента силы лобового сопротивления. По (6) вычисляется скорость витания. Затем рассчитывается необходимая скорость восходящего потока в кольцевом пространстве наибольшего сечения:

$$v_1 = \frac{1+k}{\cos\theta} v_{\text{в}}, \quad (19)$$

где k – опытный коэффициент ($k \geq 0,1-0,3$);

θ – среднее значение зенитного угла скважины, рад.;

$v_1 \cos\theta$ – вертикальная составляющая скорости очистного агента, м/с.

Расход очистного агента принимается таким, чтобы он обеспечивал не только транспортирование шлама по стволу скважины (исходя из скорости, определенной по уравнению (19)), но и очистку забоя, охлаждение инструмента и пр.

2. Для бингамовской жидкости ($\tau_0>0$) при выполнении неравенства (17) расчет аналогичен таковому для ньютоновской жидкости. Если справедливо выражение (18), то $v_{\text{в}}=0$. Расход очистного агента в этом случае определяется не условием удаления шлама (оно заведомо выполняется), а иными условиями (очистка забоя, охлаждение и пр.).

Количество шлама, находящегося в потоке, особенно в глубоких скважинах, может быть весьма значительным. Работу по перемещению очистного агента, обогащенного шламом, выполняет буровой насос (компрессор). Давление, вызываемое весом шлама, входит слагаемым в величину давления, развиваемого насосом (компрессором) и должно учитываться при выборе последнего, а также при расчете давления на забое скважины.

Величина давления, вызываемого собственно весом шлама переменна во времени и зависит от ряда показателей: механической скорости бурения $v_{\text{м}}$, площади забоя скважины $f_{\text{з}}$, массового расхода M и скорости v_1 очистного агента, плотности шлама $\rho_{\text{ш}}$, а также зенитного угла θ и длины ствола скважины L .

Обозначим механическое (или техническое) давление, расходуемое на перемещение шлама по стволу скважины $P_{\text{ш}}$. Примем при этом, что поток жидкости тратит часть своей мощности только на изменение потенциальной энергии положения шлама.

Тогда

$$N = P_{\text{ш}} Q = M_{\text{ш}} g L_{\text{ш}} \cos\theta, \quad (20)$$

где N – мощность потока жидкости, развивающей давление $P_{\text{ш}}$, Вт

$M_{\text{ш}}$ – массовый расход шлама, транспортируемого по стволу скважины, $\text{м}^3/\text{с}$;

$L_{\text{ш}} \cos\theta$ – путь, проходимый шламом по вертикали, м.

С учетом (10) уравнение (20) примет вид:

$$P_{\text{ш}} = \frac{M_{\text{ш}}}{M} \rho g L_{\text{ш}} \cos\theta \quad (21)$$

За время τ шлам пройдет вдоль скважины путь $L_{\text{ш}}$, а очистный агент – L :

$$\tau = \frac{L_{\text{ш}}}{v_{\text{ш.нр}}} = \frac{L}{v_1}, \quad (22)$$

где $v_{\text{ш.нр}}$ – продольная (вдоль оси скважины) скорость перемещения шлама.

Но

$$v_{\text{ш.нр}} = \frac{v_{\text{ш}}}{\cos\theta}, \quad (23)$$

$$v_{\text{ш}} = v_1 \cos\theta - v_{\text{в}}, \quad (24)$$

где $v_{\text{ш}}$ – вертикальная составляющая скорости перемещения шлама, м/с.

После подстановки (23) и (24) в (22) получим:

$$L_{\text{ш}} = L \left(1 - \frac{v_{\text{в}}}{v_1 \cos\theta} \right) \quad (25)$$

Следовательно, для скважины, состоящей из n участков движения длиной L_i , имеющих разные площади поперечных сечений f_i в результате совместного решения (21) и (25) имеем:

$$P_{\text{ш}} = \sum_{i=1}^n \frac{M_{\text{ш}}}{M} \left(1 - \frac{v_{\text{в}}}{v_i \cos\theta} \right) \rho g L_i \cos\theta \quad (26)$$

где v_i – скорость очистного агента на участке движения, м/с. Массовый расход транспортируемого шлама:

$$M_{\text{ш}} = \rho_{\text{ш}} v_{\text{ш}} f_{\text{з}} \quad (27)$$

В случае газообразного очистного агента в (26) v_i и ρ – средние значения скорости и плотности газа на участке движения.

Решая совместно (22) ÷ (24) определим время, затрачиваемое на транспортирование шлама восходящим потоком от забоя к устью скважины:

$$\tau = \sum_{i=1}^n \frac{\rho L_i f_i}{M - \rho \frac{v_{\text{в}} f_i}{\cos\theta}} \quad (28)$$

Представленные зависимости позволяют произвести предварительную оценку показателей транспортирования шлама восходящим потоком очистного агента.

Литература

1. Альтшуль А.Д., Животовский Л.С., Иванов Л.П. Гидравлика и аэродинамика: Учеб. для вузов. – М.: Стройиздат, 1987, 414 с.
2. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. – М.: Недра, 1991, 216 с.
3. Маковой Н. Гидравлика бурения. – М.: Недра, 1986, 536 с.
4. Седов Л.И. Методы подобия и размерности в механике. – 10-е изд., доп. – М.: Наука, 1987, 432 с.
5. Тарг С.М. Краткий курс теоретической механики: Учеб. для вузов. – 11-е изд., испр. – М.: Высш. шк., 1995, 416 с.



Развитие бурового дела (продолжение)

профессор А.Г.Калинин
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

1918 г. Учреждена Московская горная академия, на базе которой в 1930 г. было создано шесть самостоятельных институтов, в том числе Московский геологоразведочный институт (МГРИ) – центр учебно-методической работы по геологоразведочному образованию.

1922 г. На нефтепромыслах России интенсивно осваивается способ вращательного бурения с промывкой ствола.

1922 г. Появляется много печатных работ, посвящённых естественному искривлению скважин и техническим средствам для предупреждения искривления.

1922 г. Инженер М.А.Капелюшников (впоследствии член-корр. АН СССР) изобрёл турболопастной забойный гидродвигатель для вращательного бу-

рения – одноступенчатый турбобур с редуктором. Позднее под руководством П.П.Шумилова инженеры Э.И.Тагиев, Р.А.Иоаннесян, М.Т.Гусман создали современный безредукторный многоступенчатый и секционный турбобуры, получившие широкое распространение в мировой практике бурения.

1922 г. В Курской губернии (Щигровский район) пробурена первая скважина до железистых кварцитов, которая подтвердила связь наблюдаемой магнитной аномалии с наличием железных руд. В качестве бурового мастера, а затем прораба буровых работ в бурении скважины принимал участие Б.И.Воздвиженский, впоследствии – крупный ученый в области разведочного бурения, один из основоположников бурового дела в нашей стране, выдающийся педагог высшей школы.

1923 г. Начало буровых работ в Норильске при разведке медно-никелевого

месторождения под руководством Н.Н.Урванцева. Использовался шведский буровой станок фирмы "Вирт" вначале с ручным приводом, потом для привода приспособили лодочный шведский мотор. Применялись коронки, армированные черными алмазами карбонадо. Промывка ствола осуществлялась водой с добавкой до 10% соли.

1923 г. Начало применения колонкового твердосплавного бурения в СССР.

1923 г. Применен барит для утяжеления бурового раствора.

1924 г. В.М.Крейтер проводит первые опыты по дробовому бурению в Кизеловском угольном бассейне.

1924 г. Издан курс "Ударное бурение" профессора Н.С.Успенского.

1924 г. По приглашению советского правительства группа специалистов из Германии внедряет на Балеysком золоторудном месторождении в Забайкалье

технологии бурения с использованием станков Крелиус.

1925 г. Предложен автомат подачи долота М.М.Скворцова.

1925 г. Изобретение самоочищающихся шарошек долота..

1925 г. При разведке Тас-Адырского месторождения в Казахстане пробурен ряд наклонных скважин под углом 62° к горизонту.

1925-1926 гг. При разведке Садонского месторождения в Северной Осетии производилось алмазное бурение наклонных скважин под углом $70-75^\circ$ к горизонту.

1925-1926 гг. На Сормовском заводе начато изготовление ударно-канатных станков по типу американских станков Кийстон.

1926 г. Развёрнуты крупные геологоразведочные работы в Восточном Забайкалье, в Нерчинском округе. Начальником Нерчинской ГРП был известный геолог В.М.Крейтер. Руководителем горно-буровых работ был назначен Б.И.Воздвиженский. Под его руководством осуществлялось бурение скважин на месторождениях Акатуй, Лангачи, Када, Кличка, Горный Зерентуй, Воздвиженское и др. При этом применялось алмазное, а затем дробовое бурение.

1927 г. Впервые в России на Ижорском заводе было начато производство буровых станков КА-300, труб, насосов, двигателей ("Ижорец") и вспомогательного инструмента для разведочного бурения скважин глубиной до 300 м. Буровой станок был разработан по образцу зарубежного Крелиус, имел рычажную подачу, легко разбирался на небольшие узлы, что позволяло транспортировать его в труднодоступных условиях.

1927 г. В Кузбассе под руководством Ф.А.Шамшева начались разведочные работы с использованием отечественного бурового оборудования Ижорского завода.

1927 г. По инициативе В.М.Крейтера и Б.И.Воздвиженского применено дробовое бурение при разведке полиметаллических месторождений Забайкалья. Дальнейшее совершенствование и развитие дробового бурения связано с деятельностью Ф.А.Шамшева, С.А.Волкова, В.П.Любимова, И.П.Кузнецова, М.В.Витторфа, Е.В.Боровского и др.

1927 г. Годовой объём механического колонкового бурения достиг 20 300 м. Парк буровых станков был представлен 35 импортными станками; скорость бурения не превышала 90 м/станко-мес.

1928 г. В.М.Крейтером подготовлено и издано руководство по дробовому бурению, которое широко использовалось в практике и оказало большое влияние на последующие разработки в технологии разведочного бурения.

1928 г. Совет труда и обороны СССР принял решение об организации треста

"Сахалиннефть". Добыта первая промышленная нефть на месторождении Оха.

1929 г. Начало широкого производства отечественных буровых станков КА-300 и КА-500 вначале на Ижорском и позднее (1933 г.) на Свердловском заводах. С 1933 г. ежегодный выпуск достигал 3000 станков. Модернизированный станок КАМ-500 имел трёхскоростную коробку передач, разработанную горно-буровым сектором ЦНИГРИ (Ленинград).

1929 г. Начало интенсивного применения колонкового бурения на Урале, в Сибири, Казахстане, Кривом Роге, Кузбассе, Донбассе, на Курской магнитной аномалии.

1929 г. Организован первый в СССР отраслевой нефтяной геологоразведочный институт (НГРИ), переименованный в 1947 г. во Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), а в 1991 г. – во Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт. Первыми директорами и научными руководителями были академик С.И.Миронов и член-корр. АН СССР К.Р.Чепиков.

1929 г. Л.А.Куликом применены буровые скважины при глубинном исследовании наносов в местах предполагаемого падения Тунгусского метеорита. Буровым мастером А.Афонским были пробурены три скважины глубиной до 34 м. При этом использовались комплекты для ручного бурения.

1929 г. Московский "Электрозавод" впервые в стране выпустил твёрдый сплав – "победит": металлокерамический сплав из смеси порошков карбида вольфрама (90%) и кобальта (10%). Основоположником современной металлокерамики является русский ученый П.Г.Соболевский. Для армирования буровых коронок применялись в основном восьмигранные резцы диаметром 5 мм.

1929 г. На Ижорском заводе начато производство чугуночной дробы для буровых работ.

1930 г. При разведке железных руд для Магнитогорского завода на горе Магнитная за полтора месяца было пробурено около 6000 м скважина. В работе находилось 60 буровых станков КА-300 и Крелиус АВ.

1930 г. Группой сотрудников ЦНИГРИ под руководством Ф.А.Шамшева пробурена первая наклонно направленная скважина на Курской магнитной аномалии.

1930 г. Проведена первая всесоюзная буровая конференция (г. Ленинград), посвящённая развитию разведочного бурения с целью поисков и разведки различных полезных ископаемых.

1931 г. Основан и начал (с июля) выходить журнал "Разведка недр", освещающий основные проблемы и дости-

жения в области разведки полезных ископаемых. Среди многообразия тем публикуемых статей одной из главных являлась обеспечение геологоразведочных соответствующей техникой. "Техника решает всё!" – под этим лозунгом печатались статьи пионеров бурового дела И.А.Уткина, И.Воздвиженского, Н.И.Куличихина, В.М.Крейтера, Ф.А.Шамшева, К.Г.Володченко. С 1954 г. журнал под названием "Разведка и охрана недр" стал органом Министерства геологии и охраны недр.

1931 г. При доразведке Джетыгайринского месторождения в Казахстане из подземных горных выработок были пробурены полого-наклонные скважины дробовым способом коронками диаметром 85 мм с углом наклона $6-17^\circ$ к горизонту.

1931 г. Первое применение гидродинамического тормоза для лебедки.

1931 г. Начаты буровые работы в районах Горной Шории, Хакасии, на Алтае, Кузнецком Алатау, Саянах при разведке рудных месторождений Таштагола, Шерегеша, Шалыма, Ташелги, Теи и др.

1931-1932 гг. Под руководством Н.И.Куличихина "Бурводстрой" начал проектирование и выпуск отечественных ударно-канатных станков УА-75, УА-150 и бурового инструмента для ударного бурения на воду.

1931-1936 гг. Е.Ф.Эпштейн теоретически обосновал ударно-вращательный способ бурения и его преимущества по сравнению с вращательным способом при бурении в твёрдых породах.

1932 г. Издана книга В.Г.Ключанского "Алмазное бурение" (в двух томах).

1932 г. Г.А.Любимовым впервые разработана и испытана объёмная ротационная машина, используемая в качестве бурового забойного двигателя.

1932 г. Начало использования подшипников качения в опорах шарошечных долот.

1932 г. На нефтепромыслах Азербайджана и Северного Кавказа получен первый миллиард кубических метровпутного (нефтяного) газа.

1933 г. Вышел из печати написанный Ф.А.Шамшевым первый в нашей стране "Курс разведочного бурения" (пособие для вузов).

1933 г. При строительстве Московского метрополитена начали использовать наклонно направленные замораживающие скважины.

1933 г. Впервые в мировой практике А.М.Игнатьевым создана самозатачивающаяся твердосплавная коронка. Позднее были разработаны самозатачивающиеся коронки с игольчатыми (К.П.Бандурко) и тонкопластинчатыми (М.И.Койфман) резцами.

1933-1934 гг. В Баку на бухте им. Ильича пробурена наклонная скважина роторным способом.

1934 г. Успешно пробурена вертикально наклонная скважина с большим смещением забоя в заданном направлении на Старогрозненском нефтяном месторождении.

1934 г. Н.С.Тимофеев предложил и осуществил новый способ сооружения морских стационарных платформ на бурозаливных трубчатых сваях. Для этого в морском дне бурили шурф-скважину глубиной в несколько метров, устанавливали в нее трубчатую сваю и заливали ее цементным раствором. Первая такая платформа была сооружена в 450 км от о. Артём в Каспийском море.

1934 г. При Главном геологоразведочном управлении создано бюро реконструкции техники разведки под руководством инженера С.И.Кузнецова. Бюро работало над созданием малогабаритного турбобура диаметром 76 мм, гидроударника, двойных колонковых труб, передвижных жилых и производственных сооружений для геологоразведки.

1934 г. При бурении нефтяных скважин в нашей стране ударный способ повсеместно заменён роторным и широкое распространение получил электропривод.

1935 г. Проведена Всесоюзная конференция по реконструкции техники разведки и развитию технологии разведочного бурения при активном участии В. М. Крейтера, Б. И. Воздвиженского (МГРИ), И. А. Уткина, Ф. А. Шамшева, К. Г. Володченко (ЛГИ), Е. Ф. Эпштейна (ДГИ), В. П. Любимова (СГИ). Конференция наметила дальнейшие пути развития техники и технологии разведочного бурения на твёрдые полезные ископаемые и воду.

1935 г. Опубликована книга Б. И. Воздвиженского "Дробовое бурение", предназначенная в качестве руководства для техникумов-буровиков, инженеров геологоразведочных предприятий.

1935 г. Начато производство бурового станка КАМ-500 с трёхскоростной коробкой передач.

1935–1937 гг. Горно-буровым сектором ЦНИГРИ проведены первые опыты по созданию отечественных мелкоалмазных буровых коронок. Опытные образцы коронок с алмазами сорта борт зернистостью около 10 шт/кар в сочетании с зёрнами твёрдого сплава при бурении трещиноватых крепких пород показали хорошие результаты по стойкости и скорости бурения. Дальнейшие работы были прерваны войной.

1935 г. Начато отечественное производство и широкое внедрение шарошечных долот.

1935 г. Изобретение трехшарошечного долота со смещенными осями шарошек.

1935 г. Д. Д. Барканом опубликованы первые сведения о вибробурении мелких скважин. Разработкой и совершенствованием вибропогружателей за-

нимались О. А. Савинов, А. Я. Лускин, Б. Н. Татаринов.

1935 г. Впервые М.И.Гейманом начато бурение наклонно направленной скважины на месторождении Марданяна (Азербайджан) с использованием турбобура М. А. Капелюшника и искривлённой трубы. За каждый спуск турбобура происходил набор кривизны от 1,5 до 3°.

1936 г. В ЦНИГРИ создан первый буровой станок ГБС-Р-600 с гидродвигателем, позволяющим плавно регулировать частоту вращения бурового снаряда (разработчики: П. А. Куле и М. О. Иванов).

1936 г. Выпущена первая самоходная буровая установка АВБ-3-100 для бурения неглубоких скважин конструкции А. Г. Мамедзаде.

1936 г. Под руководством А. М. Победина для исследования морского дна сооружена плавучая буровая установка: на баркасе "Геолог" смонтировали буровой станок КА-300. С его помощью впервые в геологической практике была составлена геологическая карта морского дна в районе Мардакянского морского поднятия. Плавучая разведочная буровая установка успешно использовалась до 1939 г.

1936 г. М. М. Цукуровым (Донбасс) предложены твердосплавные коронки со ступенчатым расположением резцов.

1937 г. Впервые в СССР на о. Артём было применено "кустовое бурение" на одном основании трёх скважин, причём одна из них была пробурена вертикально.

1937–1938 гг. Впервые в мировой практике был разработан электробур для вращательного бурения – забойный электродвигатель на переменном токе. Разработчики: А. П. Островский, И. М. Ратман, Н. В. Александров, Н. Г. Григорян, А. А. Богданов и др.

1938 г. В Южной Африке пробурена самая глубокая (3240 м) в мире скважина алмазного бурения при разведке золотоносных кремнистых конгломератов.

1938 г. В МГРИ по инициативе В. М. Крейтера организована аспирантура по технике и технологии разведки, одним из первых аспирантов которой был С. А. Волков, впоследствии – заслуженный деятель науки и техники РСФСР, который внёс существенный вклад в развитие бурения в стране.

1938 г. Опубликована книга Н. И. Куличихина и Б. И. Воздвиженского "Разведочное дело", которая Главным управлением учебных заведений НКТП была утверждена в качестве учебника для геологоразведочных вузов.

1938 г. Издана книга "Методы, приборы и служба исследования буровых скважин" Н. О. Якоби – одного из первых в России специалистов по направленному бурению, своевременно предсказавшего большое практическое

значение направленно-искривлённых и многозабойных скважин, автора первых рекомендаций по предупреждению естественного искривления скважин, методики графического построения искривлённых скважин, разработчика различных инклинометров.

1939 г. Опубликована монография проф. ДГИ Е. Ф. Эпштейна "Теория бурения – резания горных пород", оказавшая значительное влияние на последующие теоретические и экспериментальные исследования в области вращательного бурения.

1940 г. Годовой объём бурения скважин на твёрдые полезные ископаемые в СССР составил 979 тыс. м.

1940 г. Под руководством П. П. Шумилова создан многоступенчатый безредукторный турбобур, работа над которым была начата в 1935 г. Турбобур успешно конкурировал с роторным бурением.

1940 г. В Баку пробурена первая скважина с помощью электробура, спускаемого на бурильных трубах (конструкторы: Н. В. Александров, А. П. Островский и др.).

1941 г. Начало промышленного применения электробурения в СССР.

1941 г. В Баку около Биби-Айбат пробурена первая в мировой практике наклонная скважина турбинным способом с использованием многоступенчатого безредукторного турбобура.

1944 г. Начало работ по обновлению бурового оборудования в СССР Комитетом по делам геологии при СНК СССР. Под руководством Г. К. Волосюка были организованы бригады высококвалифицированных специалистов (Г. Н. Бородин, Б. И. Воздвиженский, А. О. Верчеба, К. Г. Володченко, Е. Г. Меерсон, И. А. Уткин, Ф. А. Шамшев), которые составили перспективный план модернизации буровой техники, разработали технические условия на новый стандарт обсадных, бурильных и колонковых труб и коронок, типоразмерный ряд буровых станков для колонкового бурения скважин глубиной 75, 150, 300, 600, и 1200 м при разведке месторождений твёрдых полезных ископаемых.

1944 г. Вышел в свет капитальный труд проф. Н. И. Шацова "Бурение нефтяных скважин" (в 2-х томах, 4-х книгах).

1944 г. Открыто Туймазинское месторождение девонской нефти в Башкирии.

1944–1946 гг. А. Н. Шаньгиным и Х. И. Бугаевым проведено аналитическое исследование работы низа бурильной колонны, в результате чего был предложен "кривой переводник" и создан отклонитель эксцентричного типа, получивший в дальнейшем широкое распространение в практике наклонно направленного бурения нефтяных и газовых скважин.



INTELLECT DRILLING SERVICES

- Разработка, экспертиза и сопровождение проектов на строительство скважин
- Бурение боковых стволов при капитальном ремонте скважин
- Инженерное сопровождение направленного бурения
- Долотный сервис

ООО "Интеллект Дриллинг Сервисиз" (IDS), предлагает сотрудничество по следующим основным направлениям:

- сопровождение направленного бурения и бурения боковых стволов;
- технологические процессы отработки долот, отбора керна, гидравлических забойных двигателей (ГЗД);
- разработка, экспертиза и управление проектами по строительству и ремонту скважин;
- бурение боковых (вторых) стволов с выходом через обсадную колонну при капитальном ремонте (КРС) скважин собственными мобильными буровыми установками (МБУ).

Наши высококвалифицированные специалисты обладают достаточным опытом для организации и проведения работ по строительству эксплуатационных и разведочных скважин.

Имея в своем распоряжении: мобильные буровые установки (МБУ) г/п. 125 тонн, широкую гамму породоразрушающего инструмента, забойные гидравлические двигатели, современные телеметрические системы для управления положением забоя скважины в процессе бурения. Компания успешно выполняет

работы по проводке скважин, в том числе: инженерное сопровождение направленного бурения, включая горизонтальные участки ствола скважин; отработку долот; отбор керна; разработку проектов на строительство скважин.

IDS выполняет сервисные работы в регионах: Западной Сибири, Якутии, о.Сахалин, Оренбургской области и Тимано-Печерской провинции.

За годы работы IDS зарекомендовала себя как надежный партнер, среди наших ключевых клиентов ведущие нефтедобывающие компании: ОАО Роснефть, ОАО Газпром, ОАО ТНК-ВР Холдинг, ООО Юралс Энерджи, ОАО ЛУКОЙЛ, ОАО Усинскгеонефть, ООО ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗДОБЫЧА.

Внедрена Политика в области промышленной безопасности и охраны труда. Создана и успешно функционирует Система управления в области промышленной безопасности и охраны труда, которая построена в соответствии с требованиями Российского Законодательства и Международных стандартов.

Уважаемые коллеги!

Если вы обладаете актуальным материалом, представляющим интерес для аудитории журнала – приглашаем вас стать нашим автором!

Для ускорения публикации ваших статей просим принять к сведению:

1. Редакция принимает к рассмотрению материалы в электронном виде. Прислать статью (рекламу и другие материалы) можно по электронной почте: povalihin@ids-corp.ru

2. Требования к материалам:

- Текстовый материал - в формате Word.
- Формулы - в программе Microsoft Equation 3.0., встроенные в документ.
- Таблицы и графики - в формате Excel.
- Иллюстрации, рисунки, фотографии - в виде исходных файлов, разрешением не менее 300 пикселей на дюйм.
- Названия файлов должны соответствовать их позициям в тексте (например: "tabl1.xls", "risunok2.jpg", "foto3.tiff").

3. И, пожалуйста, не забывайте предоставлять сведения о себе:

- Фамилию, имя, отчество (ФИО) - полностью,
- Место работы и должность,
- Контактные телефоны (служебный и домашний),
- Адрес электронной почты для переписки,
- Адрес для рассылки авторских экземпляров журнала,
- Фотографию.

4. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная.

С уважением,

Научный редактор А.С.Повалихин

Инженер-нефтяник
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Актуальные технологии для нефтегазового комплекса



Наиболее полная картина отраслевых технологий

Инженер-нефтяник
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

С 2007 года издаётся отраслевой научно-технический журнал «Инженер-нефтяник»

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116

Факс: (495) 543 9612