

Инженер-нефтяник

№2'2009

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Выбор
породоразрушающего
инструмента

Предупреждение выноса
песка из пласта

Вопросы повышения
потенциала
горизонтальных
скважин

Оборудование и
технология
разобшения пластов

Тампонажные растворы
с короткими сроками
структурообразования

Актуальные вопросы
предупреждения
искривления вертикальных
скважин



G R O U P
I D S
INTELLECT DRILLING SERVICES

Интегрированный
буровой сервис



INTELLECT DRILLING SERVICES

Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: info@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru



СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъемностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

- проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- установка и ориентирование клина-отклонителя;
- собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43М) и электрическим (Губит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программы углубления скважины при бурении роторным способом и при использовании забойных двигателей;
- инженерное сопровождение программы углубления скважины с поставкой комплекта долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежного производства;
- отбор керна при роторном способе бурения и при использовании забойных двигателей усовершенствованными керноотборными снарядами;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ и проектов на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций



Значительное сокращение финансовых и материальных затрат при добыче нефти и газа, повышение эффективности разработки нефтегазовых месторождений является актуальной задачей, кардинальное решение которой может быть достигнуто только на основе технологий прорывного характера.

Разработка принципиально новых технологий нефтегазодобычи маловероятна в рамках профильных проектных и научно-исследовательских корпоративных центров, нацеленных на решение узкого круга текущих задач. Поиск и разработка необходимых для инновационного развития нефтегазовой отрасли России новых идей должен осуществляться на стыке технических дисциплин при участии специалистов широкого профиля. Такие идеи будут являться центрами «кристаллизации» наукоёмких технологий разработки месторождений углеводородов, которые могут быть положены в основу инновационных проектов. При этом эффективный выбор приоритетных задач может быть осуществлён в ходе дискуссии учёных и инженеров на страницах отраслевых научно-технических изданий.

Журнал «Инженер-нефтяник» осуществляет информационную поддержку пионерных идей, которые могут быть основой для создания принципиально новых технологий поиска, освоения и эксплуатации нефтегазовых месторождений. На страницах журнала регулярно публикуются статьи, в которых предлагаются для обсуждения нетрадиционные для нефтегазовой отрасли технико-технологические решения.

Редакционный и экспертный советы научно-технического журнала «Инженер-нефтяник» включают ведущих специалистов нефтегазовой отрасли, учёных отраслевых институтов и ВУЗов, которые не только выделяют и оценивают перспективные идеи, но и оказывают существенную помощь авторам в развитии плодотворных решений.

Учитывая, что формирование приоритетов инновационного характера возможно только на основе анализа тенденций развития нефтегазовой отрасли на страницах журнала «Инженер-нефтяник» созданы рубрики: история инженерных решений, забытые идеи, перспективные технологии.

Редакция приглашает учёных и специалистов нефтегазовой и смежных отраслей к активному и творческому обмену научно-технической информацией на страницах нашего журнала, что позволит своевременно учитывать в процессе создания новых технических решений и материалов, а также при проектировании промышленных объектов современные тенденции в развитии технологии добычи нефти и газа.

6

Разработка рациональной гаммы долот PDC производства ОАО «Волгабурмаш» для горно-геологических условий месторождений ОАО «Сургутнефтегаз

Иносаридзе Е.М., Марченко С.Ф., Величков С.В.

8

Предупреждение пескопроявления в добывающих скважинах

Хауке Юргенс, Зигфрид Невигер

10

Разработка комплекса технологического оборудования обсадных колонн для повышения качества крепи скважины и надёжности разобшения пластов

Цыбин А.А., Моржиц П.А., Цыбин С.А., Пантелеев А.В., Соломаткин А.А.

13

Вопросы применения цементных растворов с короткими сроками начала структурообразования

Курочкин Б.М., Бикбулатов Р.Р., Пиляев С.А., Зубарев Р.И., Андронов С.Н.

15

Проведение изоляционных работ в многозабойных скважинах

Курочкин Б.М., Петров В.В., Исаков В.С., Ахметшин Р.М.

18

Вопросы снижения эффективности горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин

Калинин А.Г.

20

Расчёт параметров траектории скважины на участке постоянной кривизны её ствола

Куликов В.В.

21

Устойчивость бурильной колонны как фактор искривления вертикальной скважины

Повалихин А.С., Солодкий К.М.

30

К 15-летию института СибНИПИ "Нефтяные горизонты" – пионера проектирования строительства горизонтальных скважин в Западной Сибири

Кульчицкий В.В.

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор

Литвиненко Владимир Стефанович - д.т.н., профессор, ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., начальник управления по бурению газовых и газоконденсатных скважин ОАО «Газпром»

Калинин Анатолий Георгиевич - д.т.н., профессор кафедры геологоразведочного бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа имени академика И.М.Губкина

Нечаев Владимир Иванович – генеральный директор ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»

Потапов Александр Григорьевич - д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»

Соловьёв Николай Владимирович - д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геологоразведочного бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Экспертный совет:

Строительство скважин – Ангелопуло Олег Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. академика И.М.Губкина

Разработка и эксплуатация месторождений – Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета)

Проектирование нефтепромысловых сооружений - Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. академика И.М.Губкина

Геология, геологоразведочные работы – Фортунатова Наталья Константиновна - д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Экология природной среды и охрана недр – Дёмин Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Проектирование нефтегазовых скважин, информационные технологии – Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адрес электронной почты: rovalihin@ids-corp.ru

Адрес сайта в Интернете: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, 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 и публикуются на правах рекламы.

Разработка рациональной гаммы долот PDC производства ОАО «Волгабурмаш» для горно-геологических условий месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»

Е.М. Иносаридзе Е.М. (главный инженер Сургутского УБР-1 ОАО «Сургутнефтегаз»),
С.Ф. Марченко (главный технолог Сургутского УБР-1 ОАО «Сургутнефтегаз»),
С.В. Величков (заместитель генерального директора по маркетингу ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»)

Приведен опыт выбора гаммы долот для бурения направленных скважин, а также показатели отработки долот типа PDC.

Ключевые слова: породоразрушающий инструмент, PDC, долото, бурголовка, скважина.

С целью выполнения производственных заданий по строительству скважин и достижения высоких технико-экономических показателей Сургутским Управлением буровых работ № 1 осуществляется работа по внедрению новой техники, передовых технологий в области породоразрушающего инструмента.

В 2008 году буровыми бригадами Сургутского УБР-1 пробурено 1 076 705 м горных пород, закончено бурением 94 горизонтальных (в том числе 13 скважин с ответвлением и 2 скважины-шурфы), 22 пологих, 229 наклонно направленных скважин (в том числе 13 углубленных с отбором керна) и одна наклонно направленная с ответвлением. Бурение производилось на Федоровском, Конитлорском, Русскинском, Родниковом, Яунлорском и Восточно-Сургутском месторождениях. Средняя глубина скважин составила 2808 м. При коммерческой скорости 7718 м/ст.-мес. достигнута средняя проходка на долото 2981,4 м и механическая скорость 28,5 м/ч.

Увеличены объемы бурения на кустах Восточно-Моховой площади, которые находятся в газонасыщенных зонах люлинворской свиты. Общая проходка на данной площади составит 214720 м (82 скважины). Четыре буровые бригады Сургутского УБР-1 перешагнули 100 000 рубеж по проходке.

В 2006 году достигнута проходка 1011 127 м. в 2007 году – 1079 743 м. При средней глубине скважин 2839 м, коммерческой скорости 7718 метров/ст.- месяц, проходка на долото составила 2258,86 м, а механическая скорость – 28,38 м/ч.

Программа бурения 2008 г. и 2009 г. по достижению проходки в 1200580 м и сдача Заказчику 417 скважин ставит перед УБР-1 новые технико-технологические задачи. Повышению технико-экономических показателей бурения и сокращению времени строительства скважин способствует правильный выбор гаммы породоразрушающего инструмента и улучшение режима отработки долот.

При строительстве скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» используется в основном породоразрушающий инструмент

отечественного производства: шарошечные и алмазные долота и бурголовки производства ОАО «Волгабурмаш» (г. Самара), алмазные долота и бурголовки производства ООО НПП «Буринтех» (г. Уфа). Долота импортного производства практически не применяются, тогда как до 2003 г. они составляли до 3% от общего количества породоразрушающего инструмента. Это стало возможным благодаря созданию отечественными предприятиями высокоэффективных долот, которые по соотношению цена/качества не только не уступают зарубежным аналогам, но и превосходят их. Следует отметить, что первые образцы долот режуще-скалывающего типа с поликристаллическими алмазными вставками, например, такие как 214,3FD255SA22, БИТ214,3М4-5, прошли промысловые испытания в буровых бригадах СУБР-1 и после реализации совместных решений по их технической доводке хорошо зарекомендовали себя в работе с КНБК.

На данный момент важными техническими направлениями в области породоразрушающего инструмента являются:

- использование заказанных шарошечных долот диаметром 393,7 мм при бурении под кондуктор на кустах Восточно-Моховой площади;

- применение долот диаметром 222,7 мм для шаблонировок ствола скважин перед спуском эксплуатационной колонны;

- использование долот типа PDC диаметром 220,7 мм для бурения под эксплуатационную колонну.

Бурение долотами PDC диаметром 220,7 мм позволяет увеличить кольцевое пространство между муфтами 168 мм эксплуатационной колонны и стенкой скважины, а также повысить проходку на долото и механическую скорость. Для расширения гаммы долот и калибраторов остро стал вопрос, заключающийся в увеличении внутреннего проходного сечения ЦКОД (при сборке низа кондуктора до 225 мм и под 168 мм колонну до 148 мм).

Большой опыт ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» и Сургутского УБР-1 нарабатан по разработке рекомендаций и выбору типа КНБК для бурения из кондуктора с использованием всей гаммы долот алмазного и шарошечного типа диаметром 215,9-222,3 мм с использованием имеющегося на вооружении парка гидравлических забойных двигателей. При этом особое внимание уделяется выбору гаммы долот и гидравлических забойных двигателей с повышенным моментом на валу и увеличенным ресурсом работы. Все скважины при бурении под кондуктор с глубиной его спуска 700-750 м по вертикали бурились с использованием долот PCD-295,3 мм фирмы «Буринтех» и «Волгабурмаш». Более высокая стойкость долот типа PDC производства «Волгабурмаш» по сравнению с долотами БИТ2-295,3М4, а также устойчивая работа КНБК при наборе параметров кривизны скважины послужили основанием для перехода на бурение долотами PDC «Волгабурмаш».

Таблица 1
Средние показатели отработки долот PDC в бригадах СУБР № 1

Тип долота	Кол-во долот	Сред. проходка на долото, м	Сред. время бурения, час	Сред. мех. скорость, м/ч
311,1 FD258SM- A-64	3	5854,67	136,89	42,77
295,3FD257SM-A47M	7	3431,3	99,68	34,4
220,7FD366SM-A80-02	21	3768	127,27	29,6
220,7FD366SM-A80-08	4	4468,25	151	29,6
215,9FD 368SM-A-59-07	3	3224,67	96,77	33,3
БИТ311,1BT-419HP	4	5176	110,83	46,7
БИТ295,3BT-419HP	4	2774	98,87	28,05
БИТ220,7BT-613УНР	27	3542,37	122,2	28,98
БИТ220,7BT-416У	1	3897	96,17	40,5
БИТ220,7BT-613 Н.30	3	3831,67	141	27,17

При бурении долотами PDC по сравнению с шарошечными долотами формируется более волнообразный профиль ствола скважины и для предупреждения брака при строительстве кондукторов необходимо строгое соблюдение действующего регламента и технологических рекомендаций по набору параметров кривизны.

Нами установлено, что при использовании долот типа PDC вибрационные нагрузки незначительно выше по сравнению с шарошечными долотами, и не могут привести к отказу телесистемы. Поэтому применение телесистем LWD-650 и LWD-350, имеющих в своем комплекте зонд резистивиметрии непосредственно из кондуктора (с разбуриванием ЦКОД и башмака) до вскрытия кровли пласта позволило сократить время строительства скважин и снизить затраты. Набор кривизны ствола скважины при бурении под кондуктор в зонах пересекающихся скважин старого фонда производили и будут производить в дальнейшем с применением забойных телесистем MWD-650 или заявленных нами в закуп телесистем СИБ 1-3 в сочетании с забойным двигателем ДРУ-240.

Использование долот типа PDC позволило увеличить механическую и коммерческую скорости бурения, а также проходку на долото. Однако, при длительных интервалах долбле-

ния не во всех случаях обеспечивается свободное прохождение КНБК без дополнительных затрат времени на проработку ствола в интервалах Покурской, Алымской и Баженовских свит, которые сложены неустойчивыми глинистыми породами склонными к кавернообразованию, осыпям стенок скважины. Спиралеобразный профиль ствола скважины приводит также к необходимости проработок ствола, которые за счёт дополнительных СПО увеличивают сроки строительства скважины от 6 до 8 часов.

С целью сокращения времени строительства скважин за счёт исключения проработок ствола ОАО «Волгабурмаш» разработан калибрующий стабилизатор, что позволило:

1. улучшить очистку ствола скважины от шлама;
2. сократить время подъема под окончательный каротаж;
3. свести к минимуму износ муфтовых частей бурильного инструмента;
4. сократить непроизводительное время, затрачиваемое на ликвидацию осложнений и аварий;
5. исключить желобообразование в стволе скважины и как следствие сведение к минимуму риска заклинивания бурильного инструмента;
6. получить качественный ствол скважины в зонах установки ЭЦН и перед спуском эксплуатационной колонны.

В настоящее время производится работа по совершенствованию конструкции калибрующего стабилизатора.

По программе бурения 2008 г. отработано 323 долота ОАО «Волгабурмаш» и 206 долот ООО НПО «Буринтех» диаметром 220,7 мм. В соответствии с проведенным анализом работы долот типа PDC за 4 квартал в Сургутском УБР-1 ОАО «Сургутнефтегаз», результаты которого приведены в таблице, показатели работы долот FD 220,7 мм по сравнению с долотами БИТ 220,7 мм по механической скорости выше по всем месторождениям.

Поэтому при бурении наклонных и горизонтальных участков скважин с профилем различной сложности целесообразно использовать долота 220,7FD366SM-A80-08. При бурении наклонно направленных скважин применение долота 220,7FD366SM-A80-08 будет осуществляться исходя из вида профиля скважины и типа забойного двигателя.

Предупреждение пескопроявления в добывающих скважинах

Хауке Юргенс, Зигфрид Невигер
(con-slot SCREENS Development & Trading Entwicklungs und Vertriebsgesellschaft mbH)

Предложены технические решения по предупреждению пескопроявления в добывающих скважинах.

Ключевые слова: пескопроявление, фильтр, эксплуатационная колонна, вынос песка.

На нефтегазовых месторождениях с терригенным коллектором уже на раннем этапе эксплуатации добывающих скважин наблюдаются нарушения прочностных свойств эксплуатационной колонны, причиной которых является пескопроявление.

При вторичном вскрытии продуктивного пласта путём перфорации обсадной колонны в интервале продуктивного пласта формируется участок с определённой плотностью и диаметром отверстий, через которые осуществляется приток пластового флюида. В зоне перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне имеет место турбулентный поток жидкости, разрушающий материал коллектора.

Вынос частиц коллектора сопровождается образованием каверны за эксплуатационной колонной. При этом часть эксплуатационной колонны, расположенная в продуктивном интервале, может подвергнуться серьёзной эрозии в результате выноса песка. Когда масштабная эрозия имеет место в сочетании с высокой осевой нагрузкой, могут происходить значительные разрушения, смятия и сдвиги части эксплуатационной колонны расположенной в продуктивном интервале или непосредственно примыкающей к последнему, что обычно приводит к потере скважины.

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. Кроме того, в горизонтальных скважинах в интервале максимальной депрессии на пласт, обычно в начале горизонтального участка, формируется каверна до зон ВНК и ГНК, что приводит к интенсивному обводнению продукции или прорыву газа в скважину.

Промысловая практика показывает, что предупреждение выноса песка должно быть осуществлено ещё до того, как продуктивный пласт серьёзно затронут пескопроявлением. При увеличении объёма выносимого песка становится всё труднее контролировать дальнейшее течение процесса выноса [1]. Поэтому первоначальные действия по контролю пескопроявления гораздо более эффективны, чем последующие ремонтно-восстановительные работы. Механизм пескопроявления является очень сложным, на него оказывает влияние весь процесс заканчивания скважины, начиная от первичного вскрытия пласта и до начала добычи. Отрицательное влияние факторов заканчивания связано с изменением напряженного состояния песчаного коллектора. Не вытесненный из застойных зон буровой раствор, оставшаяся на стенках скважины глинистая корка являются факторами, способствующими пескопроявлению, так как уменьшают внешние нагрузки на коллектор, способствуют

уменьшению радиальных, касательных напряжений в породе, контактных напряжений между зёрнами.

Методы борьбы с выносом песка можно подразделить на 4 группы:

- использование механических средств, создающих преграды для проникновения песка, например, щелевые и проволочные фильтры, устанавливаемые внутри обсадной колонны;
- гравийные фильтры, внутри обсадной колонны;
- гравийные фильтры, устанавливаемые за обсадной колонной, и в открытом стволе;
- химические методы укрепления песка путем закачки и продавливания в пласт жидкостей, формирующих цементацию его зёрен.

Наиболее широко распространенным методом борьбы с пескопроявлением является установка средств задержания песка – механических фильтров. В этих средствах наиболее важными конструктивными параметрами являются размеры щелей по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка. Размеры щелей желательнее проектировать так, чтобы обеспечивался эффект сводообразования и полное прекращение выноса песка при допустимой производительности скважины. Эта задача решается путем выбора оптимального соотношения размеров щелей и песка.

В практике строительства эксплуатационных скважин широко применение нашли проволочные фильтры. Ширина щели проволочных фильтров может быть доведена до 0,076 мм. Среди проволочных фильтров различают фильтры, в которых проволока намотана непосредственно на корпус, обычно в виде перфорированной трубы, и фильтры RBWWS с точечной сваркой по всем контактам, которые изготавливаются фирмой «con-slot SCREENS Development & Trading Entwicklungs und Vertriebsgesellschaft mbH» вот уже более чем 20 лет.

Фильтры RBWWS выполнены в виде равномерно расположенных по окружности несущих профилей 1 и обмотки 2 из проволоки профильного сечения с особенно острыми краями. Профили и проволока в точках соприкосновения привариваются на уникальном станке методом диффузионной сварки (рис. 1). Материалом профилей является высоколегированная сталь. Точечная диффузионная сварка очень прочная, что доказано в независимых лабораториях.

Витки проволоки образуют спиральную щель с очень короткими параллельными, а затем расходящимися внутрь (под-



Рис. 1. Конструкция фильтра RBWWS

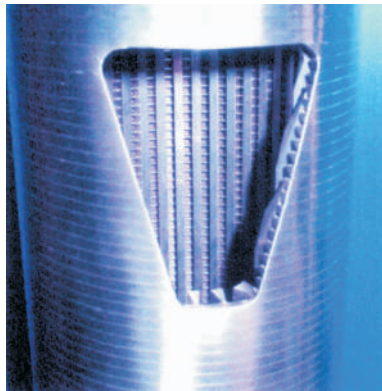


Рис. 2. Общий вид фильтра с вырезом.

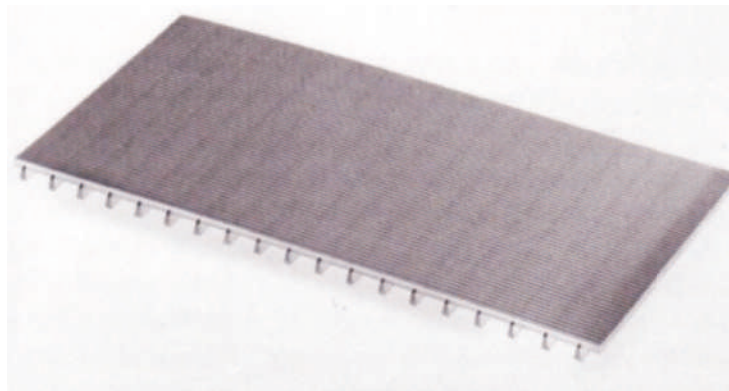


Рис. 3. Общий вид сита

резными) стенками. Частицы диаметром, равным половине ширины щели, имеют склонность заклиниваться или забиваться в виде устойчивых мостов и закупоривать щели с параллельными стенками. Расширяющиеся внутрь щели способны самоочищаться импульсом обратного потока.

Если мы, например, из таких фильтровых «корзин» (рис. 2) – она полуфабрикат без фланцев и т. д. – готовим плоские сита для других технологических нужд (см. рис.3), тогда процессы обработки чисто механические: разрезать, разогнуть, рихтовать в плоскости. Мы можем это делать надёжно – благодаря высокому качеству точечной сварки отрывы не наблюдаются.

Все механические и, что более важно, все гидравлические свойства фильтров и сит определяются очень точно ещё на стадии разработки. Основанием для этого является уникальная методика расчёта основных параметров фильтра RBWWS, разработанная специалистами Радиологического института технического Университета в Мюнхене, проверенных другими исследованиями и многолетней практикой. Созданная методика учитывает не только геометрические размеры профиля обмотки фильтра, но и их высоту, угол наклона и другие факторы.

На рис. 4 представлена группа кривых, которые являются результатом сравнительных испытаний фильтров разной конструкции и производителей относительно влияния на них причин эрозии. Предполагалось, что относительно «хрупкий» на внешний вид фильтр RBWWS особенно подвержен этому явлению.

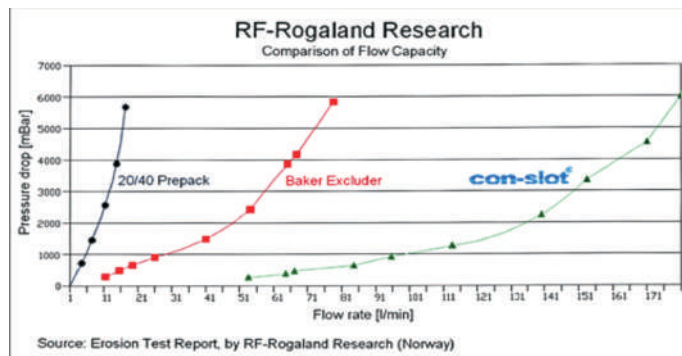


Рис. 4. Диаграммы сравнительных исследований, выполненных в институте Роголанд

Испытания проводились учёными из Научно-исследовательского Института Роголанд г. Ставангер (Норвегия). Результаты исследований опубликованы в материалах 17-ой Североевропейской Конференции по вопросам бурения (от 04 по 06 октября 1995 г.), а также в публикации SPE № 38178.

Испытания проводились по инициативе норвежских нефтяных компаний, которые и выбрали этот независимый институт. От всех фирм-изготовителей фильтров лишь три прислали свои фильтры.

Как следует из протокола испытания (см. на английском языке в на вебсайте www.con-slot.de) фильтр RBWWS после 50 дней испытаний ещё не имел никаких следов эрозии, а образец № 2 при перепаде давления 1,5 бар (проходит 41 л/мин жидкости с примесью 1% песка) показал эрозию в количестве 5 % материала уже через 7,6 часов.

Высокий перепад давления над фильтром является признаком высокого сопротивления потоку жидкости или газа, что приводит к турбулентному режиму течения. Из этого следует, что линейный участок кривых характеризуют ламинарный поток, точки перехода указывают на переходной режим, за которым параболические участки кривых документируют однозначно турбулентный поток.

Как следует из рис. 4, поток через фильтр № 1 переходит уже при объёме 1л/мин в турбулентность – то же самое случится с потоком через фильтр № 2, но только при объёме потока 41 л/мин. С этим связаны раннее проявление всех вредных явлений: вынос песка, эрозия, разрушение другого оборудования.

При фильтре № 3 RBWWS фирмы con-slot SCREENS Development & Trading Entwicklungs und Vertriebsgesellschaft mbH, на уровне 51л/мин лишь начинается заметный перепад давления. И только при 121 л/мин начинается медленный переход потока в турбулентный режим.

Таким образом, если сравнивать потоки на уровне перепада давления величины 1 бар, то есть пропускную способность трёх фильтров, можно увидеть, что имеем отношение 1:31:101. То есть фильтр № 3 - RBWWS работает ещё в ламинарном режиме при потоке, более в 3 раза больше чем через фильтр № 2 типа Baker Excluder Screen.

Таким образом, структура вокруг фильтра не «перемешивается», не выносятся песок, отсутствует эрозия, почти не наблюдаются повреждения на оборудовании (эксплуатационная колонна, насосы и другое). Углеводороды могут почти в естественных условиях двигаться в сторону фильтра в скважине. Тем более, что по нашим расчётам и измерениям фильтры

RBWWS имеют проницаемость несколько сот Дарси, а продуктивный горизонт редко имеет проницаемость выше 0,5 Дарси.

Всё это обеспечит более длительный срок эксплуатации скважин, другими словами: более высокий общий дебит.

Причина такого отличия в свойствах внешне похожих фильтров разных производителей, заключается в том, что традиционные фильтры имеют два контура: внешнюю обмотку из проволоки профильного сечения и перфорированный трубчатый корпус. Из этого следует, что их гидравлические свойства одинаковые, то есть подобные свойствам фильтра № 2 в этом тесте.

Другими словами, уже при относительно небольшой величине депрессии поток пластового флюида также как и при обычной перфорации переходит в турбулентность в зоне каналов трубчатого корпуса, что угрожает дальнейшей нормальной эксплуатации скважины. При этом имеет место вынос песка, эрозия, разрушение структуры горизонта, фильтра, эксплуатационной колонны, а также закупорка межконтурного зазора фильтра.

С помощью двухконтурных фильтров невозможно увеличить суточный и общий дебит скважины, ликвидировать причины выноса песка и других вредных явлений одновременно и даже независимо друг от друга.

Практика применения фильтров

RBWWS при выгодном для эксплуатации ламинарном потоке продукции суточный дебит в 2-3 раза выше, чем в соседних скважинах, оснащённых традиционными двухконтурными фильтрами.

Скважины, оборудованные фильтрами RBWWS по технологии заканчивания Formation Link®, имеют следующие экономические преимущества:

- открытая призабойная зона, что не требует обсадной трубы, цементирования, перфорации;
- применение только промывочной жидкости одного типа, без применения другой химической обработки приствольной части скважины;
- следовательно, заметное сокращение работ по заканчиванию скважины;
- фильтр может быть легко очищен импульсом обратного потока пластового флюида;
- фильтр практически открыт в течение всего срока эксплуатации скважины;
- дневной дебит скважины может быть увеличен в 2-3 раза;
- поток через него остаётся при соблюдении разумных ограничений ламинарным, что исключает выноса песка, эрозии, повреждения оборудования;
- почти не повреждённая структура продуктивного горизонта гарантирует более длительную эксплуатацию и вследствие этого более высокий общий дебит.

Для успешного применения фильтров

RBWWS требуются гранулометрический состав пласта в месте расположения скважины или по месторождению, если пласты имеют однородную структуру, какие имеются после разведывательных работ (или технологические условия для производственных процессов). Имея такие данные, по нашей методике определяются свойства оптимального фильтра – его конструкцию и необходимый материал.

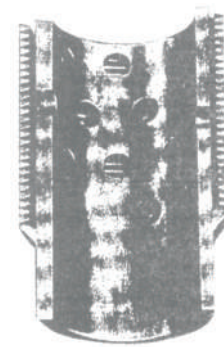


Рис. 5 Разрез двухконтурного фильтра

Литература

1. Близиюков В.Ю., Еганьянц Р.Т. Пескопроявление и предупреждение повреждения обсадных колонн в процессе эксплуатации скважины // Инженер нефтяник, № 2, 2008

Разработка комплекса технологического оборудования обсадных колонн для повышения качества крепи скважины и надёжности разобшения пластов

д.т.н. А.А. Цыбин, П.А. Моржиц, С.А. Цыбин, А.В. Пантелеев, А.А. Соломаткин (ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» Котовский филиал)

Приведены описания конструкций оборудования для цементирования обсадных колонн и разобшения пластов производства ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» Котовский филиал.

Ключевые слова: крепление скважин, разобшение пластов, заколонные газодоперетоки, двухступенчатое и манжетное цементирование, подвеска и цементирование хвостовика, пакер, секционный спуск колонны, металлический уплотнительный элемент.

Основными задачами крепления

скважин является создание надежного канала связи «пласт–устье скважины» и обеспечение качественного разобшения нефтяных, газовых и водоносных пластов, в т.ч. и с точки зрения охраны недр и окружающей среды [1].

Из-за большой разницы между плотностью тампонажного и бурового растворов на ряде месторождений России создаются благоприятные условия для возникновения гидроразрыва

пластов и поглощения тампонажных растворов в процессе цементирования. Применение облегченных тампонажных растворов не всегда позволяет обеспечить проектную высоту их подъема в заколонном пространстве.

Радикальным средством, гарантирующим высокое качество тампонажных работ в таких осложненных условиях, является применение гидравлических заколонных пакеров типа ПДМ с резинометаллическими (металлотросовыми) уплотнительными рукавами для двухступенчатого и манжетного цементирования обсадных колонн. Данные пакеры разработаны конструкторами ВНИИБТ под руководством проф. А.А. Гайворонского и после успешных промышленных испытаний, проведенных при креплении скважин на месторождениях Нижнего Поволжья, изготавливаются на бывшем Опытном заводе ВНИИБТ (г. Котово, Волгоградской области) с 80-х годов прошлого века.

Данные о промышленных испытаниях пакера ПДМВ-140 с резинометаллическим уплотнительным элементом конструкции венгерского завода «Таурус», проведенных при креплении одной из скважин Арчединского УБР в 1983 году, представлены в работе [2].

В настоящее время Котовский филиал ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» (бывший Опытный завод ВНИИБТ) имеет возможность изготавливать ежегодно сотни пакеров типа ПДМ различных типоразмеров для двухступенчатого и манжетного цементирования обсадных колонн диаметром от 140 до 178 мм.

Котовский филиал ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» является единственным в России заводом, который производит по разработанной во ВНИИБТ технической документации уникальное оборудование для крепления скважин и разобщения пластов, включающее гидравлические внутриколонные и заколонные пакеры с прочными, термостойкими металлическими уплотнительными элементами трубчатого типа из высокопластичных сплавов, имеющих относительное удлинение ~ 30%-40%.

В данной статье представлено краткое описание конструкций четырех устройств, разработанных для повышения качества крепления скважин и разобщения пластов.

1. Устройство типа УСЦ для ступенчатого цементирования обсадных колонн диаметром от 140 мм до 273 мм, эффективность которого выше «проходных» муфт типа МЦП, изготавливаемых ОАО «Тяжпрессмаш». Муф-

ты МЦП также были разработаны во ВНИИБТ, но их сняли с производства из-за сложности изготовления и очень высокой себестоимости.

Устройства типа УСЦ нашли широкое применение (производство более 100 штук в год) при ступенчатом цементировании обсадных колонн преимущественно в скважинах с глубиной свыше 3000 м на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» и др., где аналогичные по функциональному назначению муфты МЦП и МСЦ практически не применяются.

Устройство УСЦ для ступенчатого цементирования (рис. 1) состоит из корпуса 12 с циркуляционными отверстиями А и пробкой 16 для заполнения полости Г маслом, гильзы 11 с отверстиями А, Б, В, золотника 9 с разрезным фиксатором 10, уплотнительными кольцами 4, 8 и отверстиями А. Золотник расположен между корпусом 12 и гильзой 11 и удерживается от преждевременного сдвига кольцом 18 со срезными штифтами 5. В гильзе 11 установлена верхняя втулка 7 и нижняя втулка 13 с уплотнительными кольцами 6 на срезных винтах 3 и 17. Сверху и снизу корпуса 12 расположены переводники 1 и 15 с уплотнительными кольцами 2, 4 и резьбами по ГОСТ 632-80 или «Батресс» по ТУ 14-157-47-97 для соединения с обсадными трубами. В переводнике 15 на резьбе установлена упорная гайка 14.

Для цементирования обсадных колонн с применением устройства УСЦ используются пробки и патрубков с кольцом «стоп» от пакера типа ПДМ.

2. Устройство типа УСЦС 1 предназначено для спуска на бурильных трубах обсадных колонн диаметром 219, 245, 273 и 324 мм секциями, последующего цементирования каждой секции на весу и герметичного соединения секций между собой без проворота обсадной колонны.

Устройство УСЦС 1 (рис. 2) включает переводник 1 с уплотнительным кольцом 2 и замковой резьбой для соединения с колонной бурильных труб, корпус 12 с промывочными отверстиями Б, с левой трапециевидальной резьбой Г и нижней резьбой для соединения с верхней трубой нижней секции обсадной колонны, патрубок 7 с циркуляционными отверстиями В и уплотнительным кольцом 16, упор 4, установленный на патрубке 7 с помощью стопорного кольца 3, верхнюю втулку 5 с направляющей трубой 6 и уплотнительными кольцами 15, установленную в патрубке 7 на срезных винтах 14 (сечение А-А) и перекрывающую циркуляционные отверстия В, кольцо 9, установленное снизу на резьбе в корпусе 12, а также проточную цементировочную

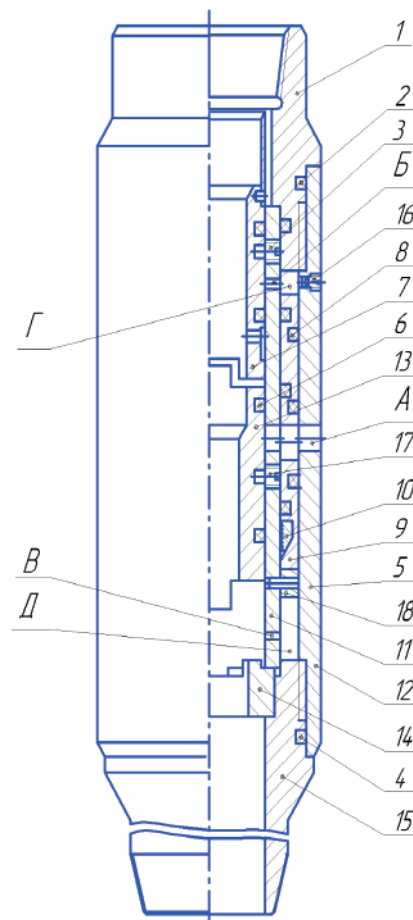


Рис. 1 Устройство УСЦ для ступенчатого цементирования обсадных колонн

пробку 11, установленную через кольцо 9 в корпусе 12 на срезных винтах 10.

Для секционного спуска и цементирования обсадных колонн с применением устройства УСЦС 1 используется комплект цементировочных пробок, включающий падающий шток (бомба), патрубок с кольцом «стоп», а также «стыковочный узел» (направление) для соединения секций в скважине.

3. Пакер внутриколонный гидравлический типа ПМПЦ.М с металлическим уплотнительным элементом трубчатого типа из высокопластичного сплава для подвески и цементирования хвостовиков диаметром 102, 114 и 127 мм (рис. 3).

Пакер ПМПЦ.М включает переводник 1 с замковой резьбы на левую трапециевидальную резьбу А, с уплотнительными кольцами и отверстиями Б, муфту 2, с уплотнительным кольцом, соединенную по левой резьбе А с переводником 1 и с корпусом 3, корпус 3 с клапанным узлом, состоящим из клапана 4, амортизатора 6, выполняющего роль пружины и уплотнителя, удерживающей пластины 5, проточную цементировочную пробку 8 (рис. 3 а) для

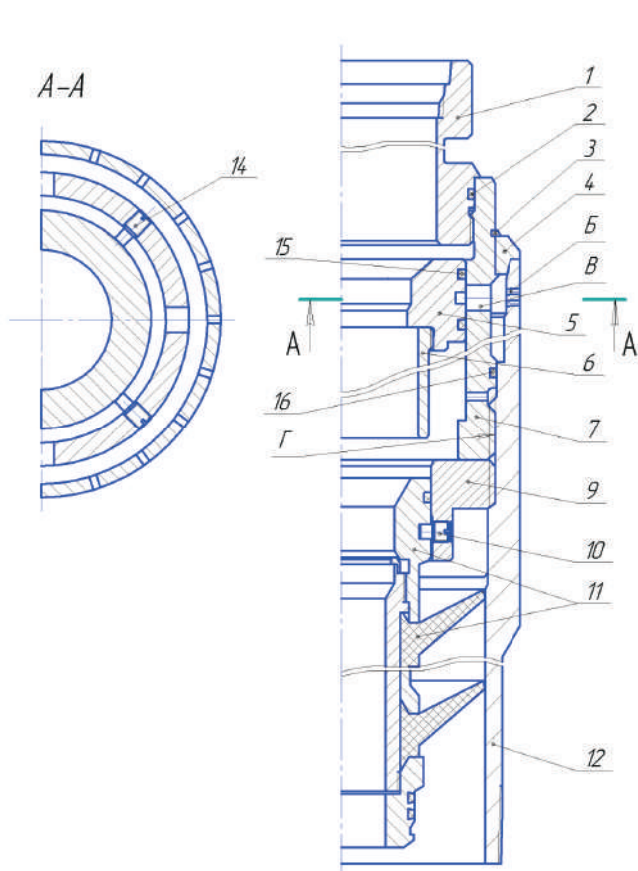


Рис. 2 Устройство УСЦС для секционного спуска и цементирования обсадных колонн

пакеров с цементованием хвостовика или втулки 13 с упорным кольцом 14 (рис.3 б) для пакеров без цементования хвостовика, установленных в переводнике 1 на срезных винтах 7, уплотнительный элемент 9, на котором установлены шпильки 10 и уплотнительные манжеты 11, переводник 12, установленный снизу на корпусе 3, поджимающий уплотнительный элемент 9, с резьбой для соединения с обсадными трубами.

Для спуска, цементования и установки хвостовиков обсадных колонн с применением пакера ПМПЦ.М используются следующие комплектующие: пробка цементировочная для буровой колонны (при цементовании хвостовика) или падающий шток (бомба) с уплотнительным кольцом (хвостовик не цементуется), патрубок с кольцом «стоп» (при цементовании хвостовика), клапан обратный и направляющий башмак.

Впервые в отечественной промышленной практике пакер гидравлический-ПМП-114 с металлическим уплотнительным элементом был разработан ВНИИБТ в 1979 г. в рамках конкурса, объявленного руководством бывшего ПО «Юганскнефтегаз» (Кузоваткин Р.И., Усольцев А.В., Богданов В.Л.). Пакер ПМП-114, который был признан победителем этого конкурса, предназначен для крепления хвостовиками-фильтрами диаметром 114 мм продуктивных пластов группы «Ю» баженовской свиты в скважинах на Салымском месторождении.

Обсадные трубы хвостовика перфорировали перед спуском в скважину и подвешивали в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм без цементования с целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта. Подробности применения пакеров ПМП-114 при креплении скважин на Салымском месторождении изложены в работе [3]. Всего бывший Опытный завод ВНИИБТ изготовил и поставил заказчикам свыше 100 шт. пакеров ПМП-114

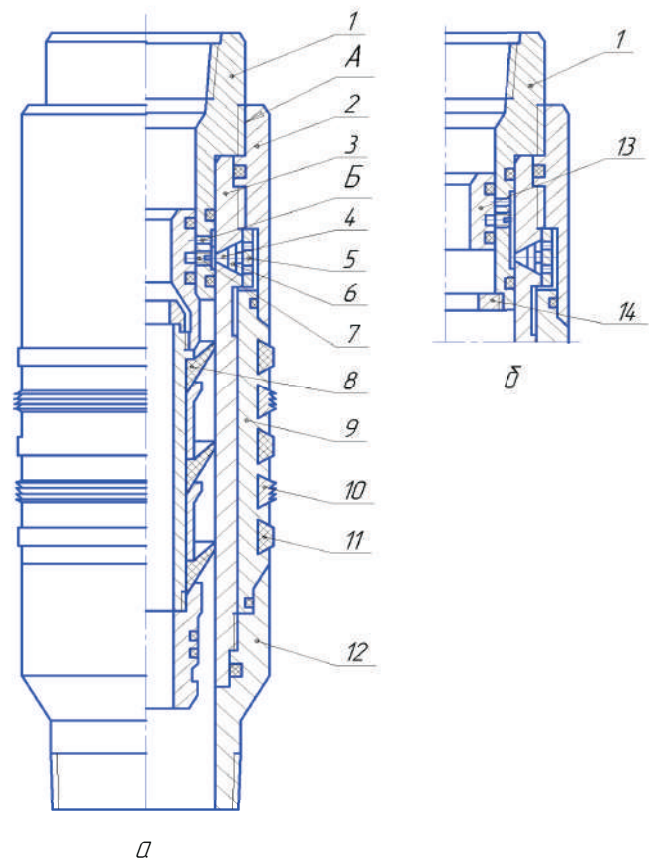


Рис. 3 Пакер гидравлический типа ПМПЦ.М для подвески и цементования хвостовиков

для подвески хвостовиков без цементования.

В последующем конструкторы ВНИИБТ разработали типоразмерный ряд (от 102 до 127 мм) модернизированного варианта ПМПЦ.М данного пакера. В отличие от пакеров типа ПХН, ПХЦЗ и других с резиновыми уплотнительными элементами, которые не обеспечивают надежную герметизацию «головы хвостовика», пакер типа ПМПЦ.М не имеет этого недостатка. В настоящее время пакеры типа ПМПЦ.М успешно применяются при подвеске хвостовиков со сплошным цементованием через башмак в глубоких высокотемпературных скважинах.

4. Пакер заколонный гидравлический типа ПРПЦ с металлическим уплотнительным элементом трубчатого типа из высокопластичного сплава в комплекте с циркуляционным клапаном для закачки тампонажных растворов.

Пакер ПРПЦ, предназначенный для манжетного цементования хвостовиков-фильтров, по сравнению с пакером типа ПГМЦ, оснащенным резинотканевым уплотнительным элементом, и с пакером типа ТОКС с полиуретановым уплотнительным элементом имеет преимущества в части прочности и термостойкости, а также в обеспечении целостности уплотнительного элемента в процессе спуска через боковое «окно» в обсадной колонне.

Схема заколонного гидравлического пакера типа ПРПЦ, включающего непосредственно пакер, а также циркуляционный клапан и седло под шар, дана на рис. 4 в исходном (А) и рабочем (Б) положениях, соответственно при закрытом и открытом клапане.

Пакер типа ПРПЦ разработан двух типоразмеров:

— ПРПЦ-102 наружным и внутренним диаметрами соответственно 116 мм и 87 мм для манжетного цементования хвостовика диаметром 102 мм в боковом стволе, пробуренным долотами диаметрами 123,8 мм или 139,7 мм соответственно из обсадных

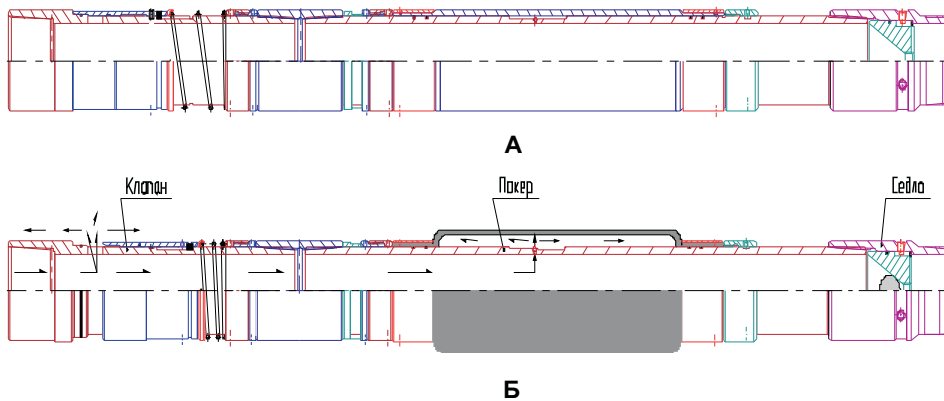


Рис. 4 Схема гидравлического пакера типа ПРПЦ для манжетного цементирования хвостовиков в исходном (А) и в рабочем (Б) положениях

колонн диаметром 146 мм или 168 мм;
— ПРПЦ-114 наружным и внутренним диаметрами соответственно 130 мм и 98 мм для манжетного цементирования хвостовика диаметром 114 мм в боковом стволе, пробуренным долотами диаметрами 139,7 мм или 149,0 мм соответственно из обсадных колонн диаметром 168 мм или 178 мм.

Пакеры типа ПРПЦ без циркуляционного клапана предназначены для разобщения пластов в боковом стволе скважины с целью предотвращения заколонных газоводоперетоков, а также могут быть установлены между участками фильтра хвостовика в продуктивном пласте для разделения его на несколько секций с целью предотвращения обводнения по всей длине вскрытого продуктивного пласта в горизонтальной скважине.

Пакеровка уплотнительных элементов пакеров типа ПРПЦ, установленных между фильтровыми участками хвостовика в продуктивном пласте, возможна толь-

ко с помощью специальных пакерующих устройств, например, типа УИР, разработанных в ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» и состоящих из двух пакеров и циркуляционного клапана между ними, для поинтервальной закачки различных растворов (кислотного, тампонажного и других) в заколонное пространство скважины.

Котовским филиалом изготавливаются пакерующие устройства типа УИР, предназначенные для ремонтно-изоляционных работ в хвостовиках и в обсадных колоннах диаметрами 102, 114, 146, 168, 178 и 219 мм.

Следует отметить, что в скважинах, где хвостовики-фильтры будут оборудованы заколонными гидравлическими пакерами типа ПРПЦ, при обводнении отдельных секций фильтра хвостовика, ремонтно-изоляционные работы должны проводиться с помощью пакерующих устройств типа УИР методом поинтервальной закачки тампонажных растворов в обводнённые интервалы между пакерами ПРПЦ.

Выводы:

1. ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» является разработчиком и изготовителем уникального оборудования для надежного крепления скважин и разобщения пластов.

2. Гидравлические пакеры типа ПМПЦ.М и ПРПЦ с металлическими уплотнительными элементами трубчатого типа из высокопластичных, прочных, термостойких сплавов могут найти широкое применение при креплении боковых стволов потайными обсадными колоннами (хвостовиками) и при разобщении пластов, в т.ч. в глубоких высокотемпературных скважинах.

Литература

1. А.А. Гайворонский, А.А. Цыбин Крепление скважин и разобщение пластов // М.: Недра, 1981, 367 стр.
2. А.А. Цыбин, А.А. Гайворонский, Н.Я. Берко, А.Н. Карпов Промысловые испытания пакера ПДМВ-140 с уплотнительным элементом конструкции «Таурус» (ВНР) // Нефтяное хозяйство, 1983, №8, стр. 56-58.
3. В.А. Галустянц, А.А. Гайворонский, А.А. Цыбин, Н.П. Соколов Крепление скважин потайными обсадными колоннами с применением пакера типа ПМП // Нефтяное хозяйство, 1982, №2, стр. 16-19.

Вопросы применения цементных растворов с короткими сроками начала структурообразования

к.т.н. Б.М. Курочкин (ВНИИБТ),
Р.Р.Бикбулатов, С.А. Пиляев, Р.И. Зубарев,
С.Н. Андронов (ОАО «Татнефть»)

Рассмотрены вопросы применения тампонажного раствора с коротким сроком схватывания для цементирования кондуктора.

Ключевые слова: цементный раствор, тиксотропия, кондуктор, водоотделение, водонабухающий полимер.

В настоящее время недооценивается эффективность применения цементных растворов с короткими сроками начала

структурообразования для цементирования кондукторов и направлений, спускаемых на небольшую глубину. Применение таких цементных растворов дает возможность практически сразу после окончания их продавки получить «структурированный» цементный стакан в затрубном пространстве, который обладает достаточно высокой закупори-

вающей способностью и предупреждает на ранней стадии твердения перетоки пластовых вод по заколонному пространству.

У цементных растворов с высокой тиксотропией изменен процесс структурообразования за счет изменения их рецептуры. Исследования процессов структурообразования с выделением плотных твердых тел из цементных растворов под влиянием самопроизвольных превращений или вследствие различных воздействий (термических, механических и т.п.) позволили установить наличие закономерностей образования коагуляционных структур, их переходов в конденсационно-кристаллизованные системы [1, 2]. Возникающие системы в цементном растворе имеют неоднородное хаотическое распространение частиц, но в полном энергетическом взаимодействии между собой. При этом отмечается, что изменения способа обработки системы при сохранении одного и того же количества твердой фазы может вызвать повышение или понижение прочности структуры коагуляционной системы.

Известно, например, что перемешивание цементного раствора в течение 60-120 минут сопровождается более ранним завершением индукционного периода и ускорением гидратации вяжущего составляющего, что обеспечивает более быстрое схватывание и твердение системы. Продолжительность первоначального перемешивания с 3 до 60 минут вызывает более резкое тепловыделение в этот период, чем в процессе последующего перемешивания (с 60 до 120 минут). Кроме времени перемешивания на гидратационный процесс влияет и его интенсивность. Представленная сложность протекания в цементном растворе коллоидно-химических явлений отражается на его кинетико-реологических и структурно-механических свойствах.

В работах [2, 3] подтверждается, что структуры, возникающие в дисперсии на различных этапах структурообразования, существенно отличаются. В процессе перемешивания образуются качественно иные, чем в статических условиях пространственные структуры, с более плотной упаковкой частиц, что находит подтверждение в вязкости суспензий и увеличении водоотделения.

В статических условиях твердеющий цементный раствор после смешения цемента с водой удерживает её в своей пространственной структуре. Однако перемешивание раствора в течение только 15-20 минут дает другой результат. После остановки отмечается резкое водо-

отделение. Дальнейшее перемешивание при остановках приводит к прекращению водоотделения и уменьшению растекаемости цементного раствора. Приведенные данные подтверждают, что в динамических условиях цементный раствор имеет другую седиментационно-равновесную структуру дисперсии, чем в статических условиях. При этом следует отметить особо важную роль количества воды, применяемой для затворения цемента, в формировании структуры цементного раствора во время его перемешивания в процессе приготовления или во время прокачки в скважине к объекту изоляции.

Специальное изменение водоцементного фактора у цементного раствора в процессе изоляционных работ позволяет планировать изменение его свойств при проведении операции в скважине.

Известен состав цементного раствора с повышенными тиксотропными свойствами за счет введения в него комплексного соединения, полученного как продукта реакции оксиэтилцеллюлозы с хлористым цирконием [4]. В последующем количество применяемых зарубежными фирмами добавок для повышения тиксотропии цементного раствора увеличилось.

ВНИИБТ разработал несколько добавок для этих целей. Наибольшее распространение получил водонабухающий полимер (ВНП), производимый ЗАО «Акрипол» при Саратовском филиале НИИполимер [5, 6]. Введение в цементный раствор водонабухающего полимера (ВНП), прежде всего, способствует увеличению концентрации твердой фазы цемента за счет отнятия воды в растворе. В результате происходит повышение тиксотропных свойств цементного раствора, которые характеризуются значительным повышением упругости и прочности образующейся структуры во время остановок прокачки во время операции по изоляции водоносных пластов. На этом этапе эффект достигается за счет сокращения срока начала структурообразования. ВНП отбирает часть воды затворения, происходит повышение концентрации цемента. При остановке прокачки цементного раствора частицы ВНП становятся дополнительными центрами ускорения коагуляции и структурообразования дисперсии.

Кроме ВНП были предложены добавки Сломель, ССС (сульфато-содовая смесь) и другие [6], которые также могут эффективно применяться в практике крепления обсадных колонн и при изоляционных работах в обсаженных скважинах при ликвидации перетоков вод по заколонному пространству. Наи-

больший эффект повышения тиксотропии у цементного раствора получается в случаях, когда добавки применяются в комплексе. Наиболее удобным оказался комплекс ВНП и Сломель. Данные приведены в таблице.

Необходимо отметить, что характер проявления тиксотропии отличается у цементов разных марок, прежде всего, в зависимости от длительности их сроков хранения.

Исследованиями по определению изменения давления в затрубном пространстве сразу после цементирования колонн [3] установлено, что сразу после окончания процесса гидростатическое давление столба цементного раствора снижается в результате гидратации с усадкой системы цемент-вода и проявления начала структурообразования. Преимущество применения тиксотропных цементных растворов, прежде всего в том, что при остановке прокачивания цементного раствора центры структурообразования при своей значительности по размерам кроме контактов между собой имеют контакт со стенками ствола и обсадных труб и начинают на них опираться. За короткое время происходит так называемое «зависание», но при котором происходит структурообразование, которое противодействует перетокам воды между пластами, а в трещинах и каналах ухода бурового раствора образуются перемычки из цементного геля.

Преимущество тиксотропного цемента как закупоривающего каналы состава в том, что он при движении жидкий, хорошо прокачивается при нагнетании, а при остановке за короткое время создает первоначальную гелевую структуру, которая только под воздействием достаточных усилий нарушается и раствор переходит в жидкое состояние. Это свойство тиксотропного цементного раствора используется при цементировании кондукторов и направлений. Короткие остановки в процессе прокачивания цементного раствора позволяют создать в поглощающих каналах гелевые блокирующие перемычки, которые при возобновлении прокачивания или их перекрытия или значительно уменьшат их приемистость, тем самым обеспечат повышение цементного стакана за колонной в поглощающей скважине [5].

Большим достоинством тиксотропных растворов является отсутствие усадки у цементного камня, по крайней мере, она не отмечается, что происходит обычно у цементных растворов при повышенной концентрации цемента. Для газовых скважин это одно из главных достоинств тиксотропных цементных раство-

ров.

К сложности процесса крепления обсадных колонн в виде зон поглощения можно отнести наличие кавернозных интервалов, содержащих шлам горой породы. Получить качественное цементирование в таких интервалах ствола трудно в вертикальных скважинах. В наклонных скважинах это становится еще сложнее из-за одностороннего прилегания колонны к стенке ствола.

В таких условиях качественную крепь можно обеспечить за счёт применения высокоструктурированных жидкостей при низких скоростях прокачки, т.к. создать турбулентный режим в стволе скважины с коэффициентом кавернозности 1,3-1,4 и более невозможно из-за гидроразрыва пластов и необходимости применения большого количества техники, чем принято в промышленной практике.

В условиях больших зазоров приобретает большое значение контроль за качеством применяемого цементного раствора, прежде всего за водоотделением, водоотдачей и структурными свойствами, которые подвержены в кавернах резким изменениям [7].

Таким требованиям наибольшей степени отвечает тиксотропный цементный раствор. У него понижена водоотдача, нулевой водоотстой, отсутствие усадки [5, 6].

При креплении скважин на месторождениях ОАО "Татнефть" применение тиксотропных цементных растворов имеет перспективу не только при креплении кондукторов в нефтяных скважинах, но и при бурении на битум, где конструкции скважин бывают сложнее.

Литература

1. Рахимкулов Р.Ш., Шарипова В.У., Янгирова И.З. Некоторые закономерности течения и загустевания цементных растворов в стационарном и нестационарном потоке // Труды БашНИПИнефть. Технология бурения нефтяных скважин. Уфа, 1974 г.
2. Бережной А.И., Зельцер П.Я., Муха А.Г. Электрические и механические методы воздействия при цементировании скважин // М. Недра, 1976 г.
3. Левайн Д.К. и др. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины // Нефть, газ и нефтехимия., № 10, 1980 г.
4. Патент США № 3804174, 1974 г.
5. Курочкин Б.М. Применение цементного раствора с высокой тиксотропией при ремонте скважин // Нефтяное хозяйство, № 6, 2001 г.
6. Курочкин Б.М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и КРС. М. ВНИИОЭНГ, 2008 г.
7. Курочкин Б.М., Видько С.Д., Алексеев М.В. Исследования изменения прочности твердеющего тампонажного раствора в кавернах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М. ВНИИОЭНГ, № 8, 1993 г.

Проведение изоляционных работ в многозабойных скважинах

к.т.н. Б.М. Курочкин, В.В. Петров (ВНИИБТ)
В.С. Исаков, Р.М. Ахметшин (ОАО «Татнефть»)

Приведено описание конструкции и технологии применения специального устройства для ремонтных работ в многозабойных скважинах.

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы, РИР, многозабойная скважина, отклоняющий узел.

В настоящее время имеется большой фонд скважин ожидающих проведения ремонтных работ. В большинстве случаев причина остановки скважин заключается в обводнённости продукции из-за притока пластовых вод из близлежащих водоносных пластов и негерметичность обсадных колонн в интервалах водоносных пластов, в которых обычно проводят резкое изменение траектории ствола скважины.

Восстановление и реконструкция скважин на старых месторождениях становится в последнее время дешевле, чем бурение скважин на вновь открытых, но удаленных нефтяных регионах.

Интенсивное развитие технологий ремонтно-восстановительных работ с применением методов повышения нефтеотдачи пластов является одним из самых важных факторов повышения эффективности работы отрасли, когда

основные нефтяные месторождения России находятся на поздней стадии разработки, а новых месторождений с достаточно развитой инфраструктурой нет.

Общий объем РИР (ремонтно-изоляционных работ) на старых месторождениях достаточно большой. Их основная доля приходится на многоствольные скважины, прежде всего на скважины с горизонтальными стволами и боковыми ответвлениями.

В настоящее время известна технология проведения многозабойных скважин с несколькими ответвлениями из основного горизонтального ствола или последовательного бурения дополнительных стволов, направленных вверх, вниз и в противоположные по азимуту стороны, как правило, не более 3-4. Характерным примером может служить бурение скважины № 8249 ГР на площади Ново-Елховская (ОАО «Татнефть»), которая имеет дополнительные стволы, направленные вверх и в противоположные стороны [1].

На рис. 1 приведен профиль этой скважины. Дополнительные стволы бурились с интенсивностью искривления $4-6^{\circ}/10\text{м}$ в интервале изменения зенитных углов с разворотом азимута по восходящему профилю. Изменение зенитного угла ствола производили в диапазоне $70-10^{\circ}$ с разворотом азимута влево или вправо.

РИР в многозабойных скважинах является сложным в осуществлении технологическим процессом, не только в части правильного выбора тампонажного материала, соот-

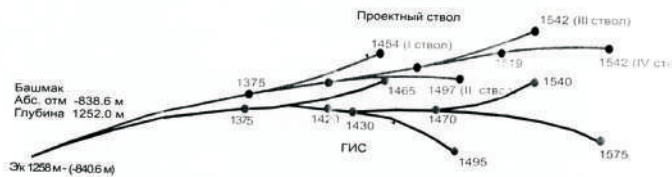


Рис. 1. Горизонтальная проекция многозабойной скважины № 8249 МЗ на Ново-Елховском месторождении

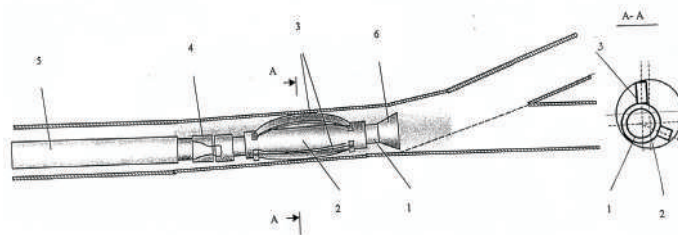


Рис. 2 Устройство для отклонения нижнего конца колонны труб 1 - корпус устройства, 2 - сменная втулка, 3 - упругоцентрирующие планки, 4- шарнирная муфта, 5 - насосно-компрессорные трубы, 6- воронка.

ветствующего характеристике изолируемой зоны.

Несколько открытых стволов в скважине определяют существенные трудности при оценке каждого из них по вкладу в общий дебит и обводненность продукции.

Проведение РИР на месторождениях с малодобитными нефтесодержащими скважинами становится эффективным только тогда, когда удаётся свести к минимуму денежные затраты, которые приходятся на вспомогательные работы, связанные, например, с ориентированным спуском обсадных колонн в ответвления от основного ствола.

При выполнении РИР в многозабойных скважинах довольно часто возникают проблемы с попаданием колонны изоляционных труб в запланированный к изоляции боковой ствол. В этих случаях наиболее целесообразными могли бы оказаться технологические решения с применением специальных устройств.

В промышленной практике для отклонения направляющей нижней трубы изоляционной колонны часто используется пружинный отклоняющий узел.

В этой связи представляет интерес устройство с отклоняющими элементами – упругими центрирующими планками, установленными на его корпусе [2], которые заранее ориентируют траекторию движения открытого конца труб по горизонтальному стволу.

Устройство состоит из корпуса 1 (рис. 2), на котором имеется сменная втулка 2 с расположенными на ней двумя упругими опорно-центрирующими планками 3, установленные под углом, равным углу между плоскостями в которых располагаются основной ствол и боковой ствол, шарнирной муфты 4 для соединения с колонной насосно-компрессорных труб 5 и воронкой 6.

На рис. 2 показана сечение варианта расположения упорно-центрирующих планок устройства для прохождения в боковые ответвления из основного горизонтального ствола. При выполнении работ в каждом конкретном случае устанавливается определенная сменная втулка с учетом угла поворота бокового ствола из основного. При спуске в основном стволе устройство идет при контакте с той стороной основного горизонтального ствола, где пробурен дополнительный ствол. При подходе к интервалу разветвления устройство за счет отклоняющего действия планок обеспечит движение колонны в боковой ствол.

В обычной практике ответвления от основного горизонтального ствола проводятся под углом 90° или 120° .

При проведении работ в горизонтальном стволе, пробуренном в горных породах с низкой прочностью, могут быть некоторые аномально расширенные интервалы ствола. В таких случаях в компоновку спускаемых труб могут включаться несколько отклоняющих устройств.

Проведение изоляционных работ в многоствольных скважинах отличаются большей сложностью технологического

процесса.

При каждой операции РИР приходится отсекают часть дополнительных стволов от основного, чтобы провести целенаправленную закачку изоляционных материалов в намеченный ствол или интервал.

Для отсекания пластов и стволов в многоствольных скважинах ВНИИБТ разработал и внедрил несколько составов на основе водонабухающего полимера (ВНП), отличающихся своими компонентами [3].

ВНП изготавливается ЗАО «Акрипол» (г. Саратов) на основе полимера АК 639 в порошкообразном виде. Для отдельных изоляционных работ он поставляется специально в виде полупродуктов – гелевых частиц и частиц пласт-геля. Порошкообразный ВНП имеет свойство расширяться со временем в пресной воде в 80-100 раз, в пластовой воде до 40-50 раз по объему. Процесс набухания и расширения не зависит от пластового давления.

Основные компоненты состава:

- водная дисперсия ВНП (порошок),
- крупные частицы пласт – геля (ПГ),
- наполнители.

Водная дисперсия с ВНП приготавливается на технической пресной воде с концентрацией порошка 1-1,5%. Пласт-гель (ПГ) получают на стадии высушивания на 30-40% продукта – геля.

Для проведения установки отсекающих мостов ПГ поставляется ЗАО «Акрипол» одновременно с порошковым ВНП. Используется ПГ в виде плотных гелевых частиц размером до 2-3 см, что обеспечивает нормальную его прокачку агрегатом ЦА-320. Концентрацию ПГ в водной дисперсии ВНП рекомендуется соблюдать в диапазоне 1-5%. Степень набухания ПГ в водной дисперсии ВНП в 1,5 раза ниже, чем в пресной воде. Процесс набухания частиц ПГ происходит замедленно, что дает возможность довести отсекающий состав до запланированной глубины и получить максимальную плотность геля.

При установке мостов для отсекания расположенных ниже пластов или стволов необходимо учитывать плотность жидкости, заполняющей скважину и плотность пластовой воды в изолируемом интервале.

В практике при установке отсекающих мостов в интервале нефтяных пластов наиболее подходящими наполнителями оказались мел, резиновая крошка, мраморная крошка. При установке мостов напротив водоносных пластов рекомендуется применять бентонитовый порошок в пределах 3-5%.

Применение отсекающих мостов на основе ВНП перед РИР во многих случаях позволяет избежать таких операций, как, например, предварительный намыв песка в интервале перфорации.

Установку мостов с использованием ВНП рекомендуется применять при приемистости отсекающего интервала не более $2 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Таблица 1

Скорость об/мин	300	200	100	60	30
Вязкость, Пз	184	121	61	37	19

Преимущество применяемых составов на основе ВВП заключается в сокращении сроков подготовительных работ к РИР, а в случаях применения колтюбинга – предупреждение аварийных ситуаций [3, 4].

Во многих случаях на месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации, РИР проводятся в скважинах с низкопроницаемыми продуктивными пластами.

Имеющийся опыт проведения изоляционных работ в горизонтальных скважинах дает возможность рекомендовать технологическую схему проведения РИР с применением буферного профилактического слоя на основе ВВП и гидрофобного полимерного тампонажного состава (ГПТС). Проведенные нами опытные работы по применению профилактического слоя на основе нефти и нефтенабухающего полимера типа ДСТ показали высокую адгезию состава, который в случае его прорыва при освоении скважин трудно удаляется. Поэтому в дальнейшем при РИР в горизонтальных скважинах применялся ВВП. Если работы ведутся в обводненном горизонтальном или боковом стволе слой с образовавшейся фильтрационной коркой из ВВП защищает недренированные водой интервалы и направляет основной тампонажный материал в размытые водой каналы. При этом имеется дополнительный положительный фактор – дисперсия из ВВП имеет низкое сопротивление выходу из нефтяного пласта и высокое из водоносного пласта. Из-за больших размеров частиц пласт-геля и наполнителей в водной дисперсии ВВП глубокого проникновения состава в проницаемый коллектор не происходит.

ГПТС готовится на Ярославском заводе «Ярсинтез». Отличительными признаками на современном этапе для ГПТС являются следующие свойства:

- состав гидрофобен,
- основной отвердитель для горячих скважин – вода, для холодных скважин вводится добавка.

По своим реологическим свойствам ГПТС позволяет его применять не только через НКТ, но и через гибкие трубы с небольшим разбавлением дизельным топливом или керосином [3, 4]. При-

менение ГПТС в «горячих» скважинах способствует его свойство понижать вязкость при повышении температуры во время закачки по трубам. При изменении температуры с +20°C до +70°C в течение 0,5 ч эффективная вязкость снижается с 0,9 Пз до 0,35 Пз.

После отверждения состав представляет собой резиноподобный материал с гидрофобными свойствами. При длительном контакте с нефтью отмечается по поверхности набухший слой. ГПТС применяется при изоляционных работах при ликвидации перетоков за обсадными колоннами, изоляции пластов. Низкая плотность ГПТС позволяет применять его в газовых скважинах, газовых хранилищах с использованием свойства всплытия, как менее плотного материала в водной среде. Плотность - 875 кг/м³.

ГПТС для холодных скважин имеет следующие свойства: вязкость условная по ВЗ-248 (сопло 4 мм) при температуре +20°C в диапазоне 50-60 с, жизнеспособность композиции после ввода отвердителя может регулироваться отвердителем в диапазоне 8-24 ч.

В таблице приведены измерения вязкости состава при температуре +20°C на вискозиметре ФАН при различных скоростях вращения на приборе.

Технология изоляционных работ в горизонтальных скважинах с использованием ГПТС имеет большую перспективу не только в части изоляции боковых ответвлений, но и для ликвидации нарушений обсадных колонн, в интервалах вырезания «окон», в интервалах резкого искривления ствола в обсаженных интервалах, где за короткие сроки эксплуатации нарушается целостность резьбовых соединений обсадных труб.

Выводы:

1. Анализ РИР, проводимых в настоящее время в многоствольных скважинах показал, что необходимо учитывать некоторые особенности в подготовке скважин к изоляционным работам, т.к. в некоторых случаях приходится устанавливать отсекающие мосты не только в основном горизонтальном или наклонно направленном

стволе, но и в отдельных ответвлениях от основного ствола.

2. При проведении работ по установке отсекающих мостов и РИР в многозабойных скважинах применение специальных направляющих устройств может сократить расходы времени и средств.

3. Опыт проведения изоляционных работ в горизонтальных скважинах и работ по установке отсекающих мостов с применением ВВП и ГПТС позволит сократить затраты производительного времени

4. Учитывая характерные технологические особенности составов на основе ВВП, а также состава ГПТС с пониженной концентрацией полимера можно предлагать их широкому применению гибкими трубами в осложненных условиях при проведении РИР в многозабойных скважинах.

Литература

1. Р. Хисамов, Р. Ибатуллин, Р. Фазлыев Строительство и эксплуатация многозабойных скважин // Бурение и нефть, 7-8, 2005, с. 28-30
2. Патент на полезную модель №65093 Устройство для проведения РИР в многоствольной горизонтальной скважине. Б.И. №21, 2007 г.
3. Курочкин Б.М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин // М. Изд-во ВНИИОЭНГ, 2009 г.
4. Курочкин Б.М. Разработки для применения при заканчивании скважин и ликвидации негерметичности в заколонном пространстве // Бурение и нефть. №12, 2008 г.

Вопросы снижения эффективности горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин

д.т.н., профессор А.Г. Калинин (кафедра разведочного бурения РГГРУ)

Рассмотрено влияние радиуса кривизны ствола на обводнение продукции горизонтальной скважины.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, буровой раствор, искривленный ствол, обводнение.

В настоящее время к технологиям, позволяющим повысить дебит скважины и нефтегазоотдачу продуктивного горизонта, относятся, главным образом, горизонтальное и разветленно-горизонтальное бурение.

Вскрытие продуктивной толщи горизонтальными стволами расширяет площадь фильтрации, позволяет снизить депрессию на пласт, что уменьшает риск обводнения продукции в процессе эксплуатации скважины [1]. В настоящее время почти все нефтегазодобывающие страны перешли на строительство различного вида горизонтальных скважин.

В процессе эксплуатации таких скважин было установлено, что со временем происходит поступление воды в приствольную зону пласта, особенно в интервале искривленной части ствола скважины. В связи с этим нами произведено аналитическое исследование этого вопроса [2]. Если будут установлены причины обводнения скважины, то можно разработать способы и средства борьбы с этим отрицательным явлением.

Известно, что напряженное состояние горных пород формирующихся под воздействием геостатического (горного) давления, отличается весьма сложным характером. Если рассмотреть элементарный объем горной породы на некотором расстоянии от ствола скважины, то он находится в равновесно-напряженном состоянии. В тоже время проходка ствола скважины в массиве горных пород сопровождается существенным нарушением поля напряжений в приствольной части пласта и увеличением напряженного состояния её стенок.

В процессе углубления ствол скважины заполнен циркулирующим буровым раствором с плотностью значительно ниже плотности горных пород. На открытой поверхности стенок скважины проявляется действие сил бокового распора (рис. 1), которые вызывают деформацию горных пород в окрестностях ствола скважины и могут приводить к разрушению стенки ствола. В результате контакта горной породы с инородной средой, например, буровым раствором развиваются физико-химические процессы на границе раздела: осмотические явления, поверхностная гидратация, растворение, капиллярное проникновение и др.

В некоторых горных породах они могут вызывать заметное изменение их агрегатного состояния, снижение сил внутреннего сцепления и, в итоге, могут существенно изменить свойства горных пород в окрестностях ствола скважины по сравнению с первоначальными в естествен-

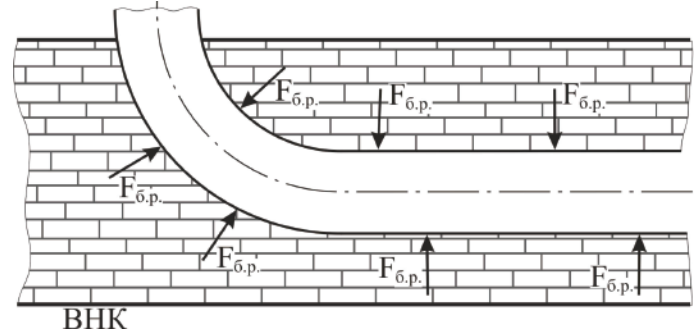


Рис. 1 Схема действия сил бокового распора на искривленный ствол скважины

ном залегании.

Разупрочнению горных пород, слагающих стенку ствола скважины, способствует развитие усталостных явлений, происходящих под воздействием гидродинамических ударов и переменного давления при производстве спуско-подъемных операций. При циркуляции бурового раствора по стволу нарушается температурный режим горных пород в стенках скважины, что также вызывает появление дополнительных напряжений. Наконец, на контакте пла-

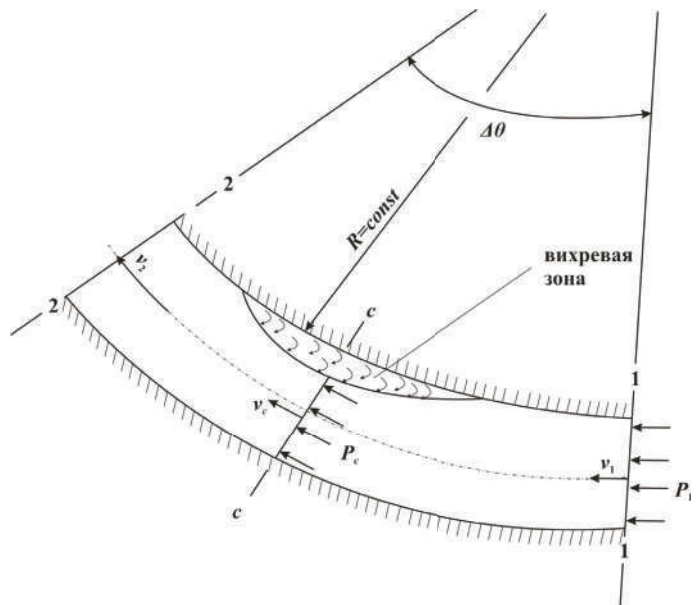


Рис.2 Схема отрыва восходящего потока от верхней стенки скважины:

$c - c$ – сжатое сечение; v_c, P_c – скорость и избыточное давление в сжатом сечении соответственно; P_1 – избыточное, давление в сечении 1 – 1; v_1, v_2 – скорости потока в сечениях 1 – 1 и 2 – 2 соответственно.

стовых флюидов с буровым раствором наблюдаются длительные или кратковременные нарушения гидродинамического равновесия, и в таких случаях подвижная среда (жидкость или газ) под действием разности давлений будет легко перемещаться в область пониженного давления. Все нарушения равновесного состояния в окрестностях ствола скважины и на её стенках неблагоприятно сказываются на целостности массива горных пород.

Поэтому в любом случае вода будет проникать в продуктивную часть пласта, но с различной интенсивностью, которая определяется положением горизонтального ствола в пласте.

В тоже время практикой установлены и другие причины (более действенные) проникновения воды в продуктивный горизонт.

Действительно при искривлении ствола в зоне продуктивного горизонта нижняя часть искривленного ствола находится в растянутом состоянии, что ведет к большей раскрытости трещин или пор горной породы, находящейся на этом участке и способствует проникновению воды в скважину (рис. 2). В тоже время известно, что силовое воздействие потока промывочной жидкости на стенки скважины вызывается как весом столба жидкости (статическая составляющая давления) так и потерей давления на трение при движении жидкости на пути от места воздействия до устья скважины (динамическая составляющая давления) [2]. Силовое воздействие на стенку скважины особенно значительно при высокой скорости движения жидкости и малом радиусе кривизны ствола скважины.

Со стороны восходящего потока бурового раствора на нижнюю стенку ствола в месте его искривления из-за изменения импульса потока жидкости

действует суммарная сила давления:

$$\sum F = F + F_k$$

где F и F_k – силы давления жидкости на стенку скважины в кольцевом пространстве и колонне труб, соответственно.

Расчеты показывают, что суммарная сила давления может достигать 100-1000 кН и более [2].

При движении восходящего потока бурового раствора в месте искривления ствола скважины возможен также отрыв потока от верхней стенки ствола с образованием вихревой зоны (рис. 2).

Скорость V_c движения бурового раствора в сжатом сечении С-С выше, а давление P_c меньше, чем в сечении 1-1.

Деформация горных пород под воздействием сил давления $\sum F$ и перепада давления $\Delta P = P_{пл} - P_c$ ($P_{пл}$ – пластовое давление) может привести к проникновению пластового флюида (воды) в ствол скважины в месте ее искривления (рис. 3).

Таким образом, суммарная сила давления на горную породу, возникающая от взаимного воздействия растягивающих усилий по нижней стенке искривленного ствола, восходящего потока в кольцевом пространстве и нисходящего потока в колонне буровых труб, будет деформировать горную породу пласта, создавая возможность проникновения воды из водонефтяного контакта внутрь продуктивного пласта и, следовательно, в скважину. Этот процесс в основном наблюдается в искривленной части ствола горизонтальной скважины, которая находится в пределах продуктивного горизонта. При этом, чем меньше радиус кривизны ствола скважины в пределах продуктивного пласта, тем интенсивнее деформация горной породы этой части ствола и, поэтому, должен наблюдаться более интенсивный приток воды в породу коллектора и далее в скважину.

Способствовать указанному явлению может также образование пониженного давления (вихревой зоны) на участке искривления ствола скважины, вызывающее депрессионное воздействие на коллектор.

Таким образом, необходимо входить в продуктивный пласт с меньшей интенсивностью искривления ствола с целью снижения деформации горной породы и депрессии на пласт или завершать набор зенитного угла до входа в продуктивный горизонт (рис. 4). Необходимо также предупреждать формирование локальных искривлений горизонтального ствола, чтобы не создавать значительную деформацию горной породы [3].

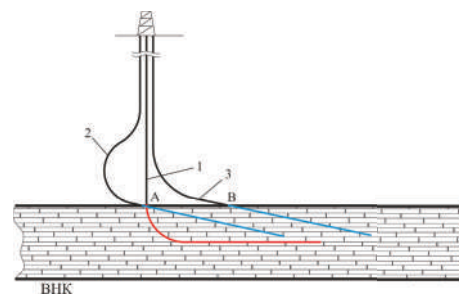


Рис.4 Схема вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом
1 – искривление ствола после вскрытия кровли продуктивного пласта;
2, 3 – искривление ствола перед вскрытием кровли продуктивного пласта;
A, B – точки вскрытия пласта.

Проблема, поднятая в этой статье, требует дальнейшей проработки профильными специалистами нефтегазовой отрасли.

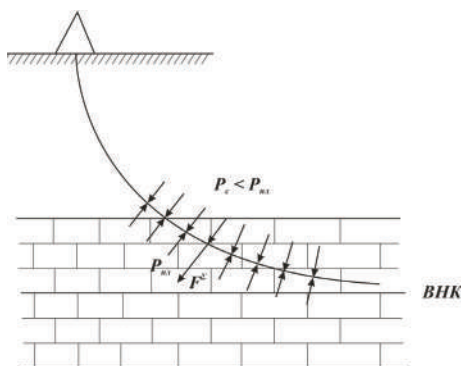


Рис.3 Схема давлений и сил на участке искривления скважины.

Литература

1. Калинин А.Г. Состояние и перспективы развития технологий бурения разведочных скважин на нефть и газ // Разведка и охрана недр, № 8, август, 2008
2. Куликов В.В., Калинин А.Г. Гидромеханика потока промывочной жидкости в местах локального искривления ствола скважины // Инженер-нефтяник, № 3, 2008.
3. Повалихин А.С. Актуальные вопросы технологии проводки наклонно направленных скважин по проектному профилю // Инженер-нефтяник, № 2, 2008.

Расчёт параметров траектории скважины на участке постоянной кривизны её ствола

К.Т.Н., В.В.Куликов
(профессор кафедры разведочного бурения РГГРУ)

Приведена методика расчёта искривленного интервала профиля направленной скважины, а также числовые примеры.

Ключевые слова: инклинометрические измерения, общий угол искривления, параметры траектории

При дискретных инклинометрических измерениях геометрических характеристик пространственного положения скважины, а также при проектировании искусственного искривления на некотором участке траектории и в других подобных случаях возникает необходимость расчетной прогнозной оценки конечных параметров траектории. Исходными начальными параметрами при этом выступают известные (измеренные, рассчитанные) значения

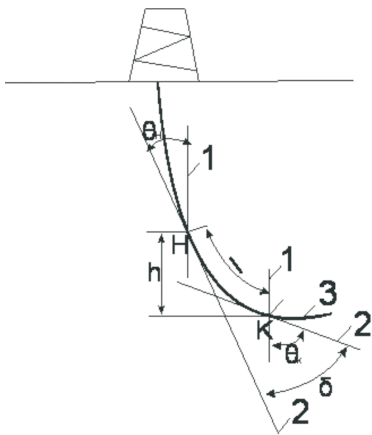


Рис 1 Профиль ствола скважины
1 – вертикаль; 2 – касательная к оси скважины в точке; 3 – скважина;
H, K – начальная и конечная точка участка ствола скважины, постоянной кривизны соответственно; θ_n, θ_k – начальное и конечное значение зенитного угла скважины соответственно; h, l – вертикальная проекция и длина участка ствола скважины постоянной кривизны соответственно; δ – общий угол искривления.

зенитного и азимутального углов. При постоянной кривизне участка скважины между начальной и конечной точками (рис.1) трассы (т.е. при известной интенсивности или задаваемой кривизне искусственного искривления) эта задача вполне разрешима, причем в наиболее строгой (“классической”) аналитической форме.

Однако, такое решение не получило должного освещения и распространения в учебных, научных и в производственных работах по направленному бурению скважин. Рассмотрим данное решение на примерах зенитного (в вертикальной плоскости) и пространственного (в произвольно расположенной в пространстве плоскости) искривления участка скважины.

Для участка дифференциально малой длины:

$$dh = dl \cdot \cos\theta, \quad (1)$$

где h, l – вертикальная проекция и длина участка ствола скважины постоянной кривизны соответственно, м;
 θ – зенитный угол скважины, рад.

Кривизна участка скважины между точками H и K:

$$k = d\delta/dl, \quad (2)$$

где k – кривизна, m^{-1} ;
 δ – общий угол искривления, рад.
Общий угол искривления был предложен (как понятие) Г. Вудсом и А. Лубинским [1]. Наиболее строгая (“классическая”) аналитическая зависимость для его нахождения при пространственном искривлении скважины имеет вид [3]:

$$\cos \delta = \cos \theta_n \cdot \cos \theta_k + \sin \theta_n \cdot \sin \theta_k \cdot \cos \Delta\alpha, \quad (3)$$

где δ – общий угол искривления, рад.;

θ_k, θ_n – начальное и конечное значение зенитного угла соответственно, рад.;

$\Delta\alpha = \alpha_k - \alpha_n$ – приращение азимутального угла скважины, рад.;

α_k, α_n – начальное и конечное значение азимутального угла соответственно, рад.

При зенитном искривлении скважины $\Delta\alpha = 0$ ($\alpha_n = \alpha_k = \alpha = \text{const}$) и уравнение (3) имеет вид:

$$\cos \delta = \cos \Delta\theta, \quad (4)$$

где $\Delta\theta = \theta_k - \theta_n$ – приращение

зенитного угла скважины, рад.

Следовательно, при отсутствии азимутального искривления:

$$\delta = \Delta\theta. \quad (5)$$

Тогда (2) примет вид:

$$k = d\theta/dl. \quad (6)$$

При совместном решении (1) и (6), имеем:

$$dh = \frac{1}{k} \cdot \cos \theta \cdot d\theta, \quad (7)$$

Интегрируя (7) в пределах от 0 до h и от θ_n до θ_k соответственно, получим известные решения [2]:

$$h = \frac{1}{k} \cdot \int_{\theta_n}^{\theta_k} \cos \theta \cdot d\theta, \quad (8)$$

$$h = \frac{1}{k} (\sin \theta_k - \sin \theta_n). \quad (9)$$

Или, переходя далее во всех зависимостях к более удобной, градусной, мере углов:

$$h = \frac{57,3}{J} \cdot (\sin \theta_k - \sin \theta_n), \quad (10)$$

где J – интенсивность искривления ствола скважины, град./м;

$$J = 57,3(\text{град./рад}) \cdot k(m^{-1});$$

$$1 \text{ рад} \approx 57,3^\circ.$$

Откуда для участка зенитного искривления скважины

$$\theta_k = \arcsin\left(\frac{h \cdot J}{57,3} + \sin \theta_n\right). \quad (11)$$

Длину участка можно представить в следующем виде [2]:

$$l = \frac{\Delta\theta}{J} = \frac{\theta_k - \theta_n}{J} \quad (12)$$

Тогда

$$l = \frac{\arcsin\left(\frac{h \cdot J}{57,3} + \sin \theta_n\right) - \theta_n}{J} \quad (13)$$

При одновременном изменении и зенитного, и азимутального углов, для участка с постоянной кривизной справедлива зависимость (3). При искусственном искривлении скважины общий угол искривления в (3) можно представить в следующем виде:

$$\delta = J \cdot l \quad (14)$$

Заменим в (3) $\cos \theta_k$ и $\sin \theta_k$ тождественными выражениями:

$$\cos \theta_k = \frac{1 - \operatorname{tg}^2(\theta_k/2)}{1 + \operatorname{tg}^2(\theta_k/2)} \quad (15)$$

$$\sin \theta_k = \frac{2 \cdot \operatorname{tg}(\theta_k/2)}{1 + \operatorname{tg}^2(\theta_k/2)} \quad (16)$$

После преобразований (3), получим квадратное уравнение:

$$(\cos(J \cdot l) + \cos \theta_n) \cdot \operatorname{tg}^2(\theta_k/2) - 2 \sin \theta_n \cdot \cos \Delta \alpha \cdot \operatorname{tg}(\theta_k/2) + \cos(J \cdot l) - \cos \theta_n = 0 \quad (17)$$

Решая (17), в наиболее общей форме представления, получим:

$$\theta_k = 2 \cdot \operatorname{arctg} \frac{\sin \theta_n \cdot \cos \Delta \alpha + \sqrt{\sin^2(J \cdot l) - \sin^2 \theta_n \cdot \sin^2 \Delta \alpha}}{\cos \theta_n + \cos(J \cdot l)} \quad (18)$$

Если азимутальный угол неизменен ($\Delta \alpha = 0$), то

$$\theta_k = 2 \cdot \operatorname{arctg} \frac{\sin \theta_n + \sin(J \cdot l)}{\cos \theta_n + \cos(J \cdot l)} \quad (19)$$

При необходимости прогнозирования параметров траектории наклонно направленных скважин, имеющих сложную пространственную конфигурацию, полученные выше решения для одноинтервального профиля можно обобщить на n – интервальный профиль [3; 4].

Рассмотрим использование полученных зависимостей на численных примерах.

1. Пусть $h = 100$ м, $J = 0,05$ град./м, $\theta_n = 8^\circ$, азимутальный угол неизменен. Тогда по уравнениям (11) – (13):

$$\theta_k = \arcsin \left(\frac{100 \cdot 0,05}{57,3} + \sin 8^\circ \right) = 13,09^\circ$$

$$l = \frac{13,09 - 8}{0,05} = 101,8 \text{ м.}$$

2. Пусть $J = 0,05$ град./м, $\theta_n = 8^\circ$, $l = 101,8$ м, азимутальный угол неизменен. Тогда по уравнению (19):

$$\theta_k = 2 \cdot \operatorname{arctg} \frac{\sin 8^\circ + \sin(0,05 \cdot 101,8)}{\cos 8^\circ + \cos(0,05 \cdot 101,8)} = 13,09^\circ$$

3. Пусть $J = 0,05$ град./м, $\theta_n = 8^\circ$, $l = 101,8$ м, $\Delta \alpha = 15^\circ$.

Воспользуемся формулой (18):

$$\theta_k = 2 \cdot \operatorname{arctg} \frac{\sin 8^\circ \cdot \cos 15^\circ + \sqrt{\sin^2(0,05 \cdot 101,8) - \sin^2 8^\circ \cdot \sin^2 15^\circ}}{\cos 8^\circ + \cos(0,05 \cdot 101,8)} = 12,38^\circ$$

Проверочная подстановка $\theta_k = 12,38^\circ$ в уравнение (3) дает ответ: $\delta = 5,086^\circ$.

Следовательно, $J = \frac{5,086}{101,8} = 0,05$ град./м

(исходное значение).

Литература

1. Вудс Г., Лубинский А. // Искривление скважин при бурении. М.: Гостоптехиздат, 1960.
2. Зиненко В. П. // Направленное бурение: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1990. 152 с.
3. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. // Естественное и искусственное искривление скважин: Учебное пособие для вузов. М. – Ижевск: НИЦ “Регулярная и хаотическая динамика”; Институт компьютерных исследований, 2006. 640 с.
4. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. // Профили направленных скважин и компоновки низа бурительных колонн. М.: Недра, 1995. 303с.

Устойчивость бурительной колонны как фактор искривления вертикальной скважины

д.т.н. А.С.Повалихин, к.т.н. К.М.Солодкий
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

Рассмотрены актуальные вопросы бурения вертикальных скважин с помощью компоновок низа бурительной колонны.

Ключевые слова: устойчивость бурительной колонны, КНБК, продольный изгиб, упругие системы, критические условия

Вопросы искривления скважин достаточно подробно рассмотрены в технической литературе, проведены теоре-

тические, экспериментальные и промышленные исследования, разработаны технологические инструкции и регламенты, однако актуальность данной темы не снижается, а в некоторых нефтегазодобывающих регионах задачи предупреждения искривления вертикального ствола требуют своего решения.

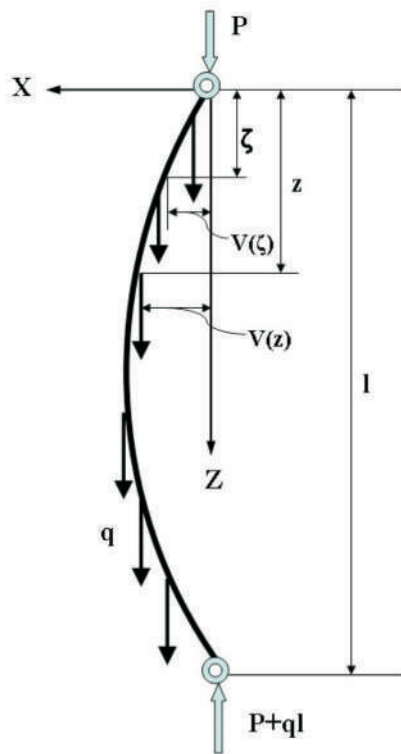


Рис. 1 Принятая Эйлером схема сил действующих на стержень
 P – сжимающая сила на верхнем конце стойки; l – длина стержня; q – интенсивность распределённой нагрузки; z – координата текущего сечения стержня, прогиб которого при продольном изгибе равен $v(z)$; ζ – абсцисса текущего сечения, изменяющаяся в пределах $[0; z]$

В данной статье авторы сочли необходимым изложить историю вопроса, кратко рассмотреть решения, полученные на разных этапах специалистами в области предупреждения искривления вертикальных скважин. Ретроспективный анализ работ отечественных и зарубежных исследователей позволит специалистам, занимающимся вопросами бурения не только вертикальных скважин, но и направленным бурением вообще, глубже понять механизм поведения бурильной колонны при проводке наклонных и горизонтальных скважин. Кроме того, вопросы предупреждения искривления вертикального ствола актуальны при бурении наклонных и горизонтальных скважин, вертикальный интервал которых предназначен для размещения обсадных колонн большого диаметра и, следовательно,

должен соответствовать жёстким требованиям, предъявляемым к кривизне ствола.

Общее искривление вертикального ствола может вызываться техническими, технологическими и геологическими причинами:

- геологические (анизотропность горных пород, перемежаемость горных пород различной твердости, угол наклона пластов, тектонические нарушения, слоистость, сланцеватость и трещиноватость горных пород, устойчивости горных пород);

- технические (эксцентричное соединение элементов КНБК, наличие изгиба, овальности утяжелённых бурильных труб, радиальный люфт вала забойного двигателя, повреждения долота, абразивный износ опорно-центрирующих элементов в процессе бурения);

- технологические (потеря устойчивости КНБК в процессе бурения, неправильный выбор типа компоновки бурильной колонны, применение режима бурения, не учитывающего конструкцию КНБК, использование промывочной жидкости, способствующей размыву стенок скважины и снижению степени их устойчивости, геометрия направляющего участка ствола скважины).

Важнейшим технологическим фактором является продольная устойчивость расположенной над долотом бурильной колонны. При потере устойчивости бурильной колонны на долоте появляется отклоняющая сила, под действием которой долото будет разрушать забой скважины под углом к оси скважины и фрезеровать стенку ствола, что приведёт к искривлению скважины.

Основоположником теории устойчивости и форм равновесия упругих систем является механик и математик, член Петербургской Академии наук Леонард Эйлер (1708-1783 г.г.).

Эйлер рассматривал (1744-1757 г.г.) устойчивость вертикально расположенного висячего стержня с шарнирными опорами, нагруженного осевой сжимающей силой (рис. 1). При этом шарнирные опоры ограничивают поперечное смещение концов стержня.

Вместе с авторами работы [1] проследим за выкладками Эйлера.

Элемент $q \cdot d\zeta$ распределённой нагрузки вызывает в сечении с абсциссой z изгибающий момент - $q \cdot d\zeta \cdot [v(z) - v(\zeta)]$. Полный изгибающий момент в данном сечении равен сумме моментов всех сил, расположенных между верхним концом стержня и рассматриваемым сечением.

$$M(z) = - \int_0^z q \cdot [v(z) - v(\zeta)] d\zeta - P \cdot v(z) \quad (1)$$

С другой стороны, принимая во внимание, что прогибы стержня по сравнению с его длиной малы, для получения уравнению изогнутой оси Эйлер воспользовался приближённым уравнением для кривизны:

$$M(z) = EJ \frac{d^2 v}{dz^2} \quad (2)$$

При этом интегро-дифференциальное уравнение изогнутой оси стержня принимает вид:

$$EJ \frac{d^2 v}{dz^2} + q \cdot \int_0^z [v(z) - v(\zeta)] d\zeta + P \cdot v(z) = 0 \quad (3)$$

После преобразования интеграла, входящего в уравнение (3) получается уравнение:

$$EJ \frac{d^2 v}{dz^2} + q \cdot \int_0^z \zeta \cdot \frac{dv}{d\zeta} d\zeta + P \cdot v(z) = 0 \quad (4)$$

После дифференцирования уравнения (4) по координате z получим:

$$EJ \cdot \frac{d^3 v}{dz^3} + q \cdot z \cdot \frac{dv}{dz} + P \cdot \frac{dv}{dz} = 0 \quad (5)$$

Следует отметить, что уравнение (5) непосредственно следует из выражения для поперечной силы Q . Однако во времена Эйлера это выражение не было известно (дифференциальная зависимость

$$Q = \frac{dM}{dz}$$

между изгибающим моментом и поперечной силой была установлена лишь в середине XIX столетия).

Уравнение (5) имеет третий порядок, и поэтому его решение будет содержать три постоянные. Уже здесь обнаруживается парадоксальность уравнения (5), так как решение должно удовлетворять четырём граничным условиям:

$$\begin{aligned} v &= 0 \\ \frac{d^2v}{dz^2} &= 0 \end{aligned} \quad (6)$$

при $v=0$ и $z=l$.

Очевидно, что невозможно удовлетворить всем четырём условиям, так как в нашем распоряжении имеются лишь три постоянные. Такое несоответствие числа граничных условий задачи и числа постоянных свидетельствует о неправильности основного уравнения (5).

Эйлер не обратил сначала внимание на указанное несоответствие и продолжал решение, опустив последнее из граничных условий (6). Это решение было ошибочным, хотя и приводило к верному значению критической силы $P_{кр}$ в предельном случае, когда $q=0$.

В 1778 г. Эйлер вновь обратился к проблеме продольного изгиба. В рассмотренной выше задаче он принял, что в верхнем сечении сжимающей силы P нет, и исследовал решение дифференциального уравнения:

$$EJ \cdot \frac{d^3v}{dz^3} + q \cdot z \cdot \frac{dv}{dz} = 0 \quad (7)$$

На этот раз допущенная при составлении уравнения ошибка оказалась самым чувствительным образом, а именно, получилось, что ни при каких значениях распределённой нагрузки q не существует никаких форм равновесия, кроме прямолинейной формы. Отсюда Эйлер заключил, что такой стержень вообще не может потерять устойчивости.

Этот противоречащий здравому смыслу результат вызвал сомнение у

самого Эйлера, впоследствии он выступил с критикой своей работы. В последующих публикациях (1778 г.) Эйлер полностью разъяснил ошибку. Он заметил, что при составлении выражения (3) пропущен момент, создаваемый горизонтальной составляющей реакции (N) верхней и нижней опор стержня (рис. 2).

Если $q=0$, то горизонтальных реакций, в самом деле, не будет, однако в случае $q \neq 0$ появление горизонтальных реакций неизбежно следует из условий равновесия всей стойки (рис. 2). Поэтому, если учесть момент ($N \cdot l$) горизонтальной реакции, то вместо уравнения (5) получится правильное дифференциальное уравнение:

$$EJ \cdot \frac{d^3v}{dz^3} + q \cdot z \cdot \frac{dv}{dz} = N \quad (8)$$

Поскольку величина N неизвестна, то её можно рассматривать как четвертую постоянную – ту, которой раньше не хватало для удовлетворения всем граничным условиям задачи.

Дальнейшее решение Эйлер искал в виде степенного ряда. Хотя в выкладки Эйлера вкралась ошибка чисто вычислительного характера, однако результат опроверг прежний вывод о неограниченной устойчивости стержня, нагруженного продольной распределённой силой.

Правильное решение задачи, поставленной Эйлером, спустя полтора года (в 1913 г.) было найдено академиком СССР Александром Николаевичем Динником:

$$L_{кр} = 2.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}} \quad (9)$$

Подробный анализ работ Эйлера по теории продольного изгиба был сделан в 1938 г. профессором Ленинградского политехнического института Евгением Леопольдовичем Николаи (1880-1950) [2].

В его статье, где подробно изложена приведенная задача, есть следующие слова: «Парадокс, с таким блеском разъяснённый Эйлером ..., поучителен и заслуживает внимания. Разрешение этого парадокса состоит, как мы видим, в том простом замечании, что если свобода перемещения концов стержня в поперечном направлении стеснена какими-либо условиями, то к концам стержня должны быть приложены соответствующие поперечные реакции. Это обстоятельство упускается иногда из

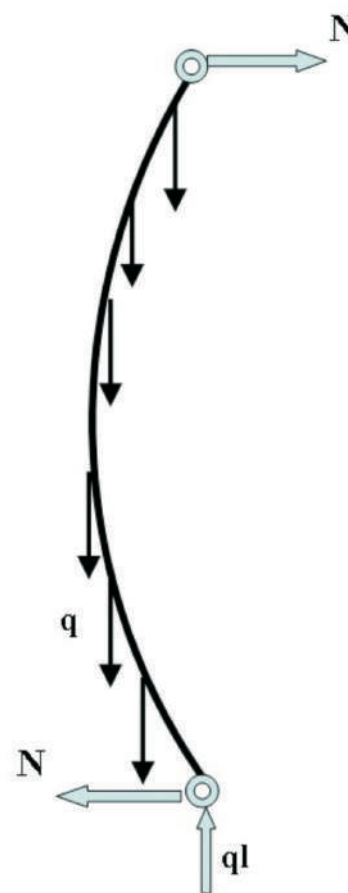


Рис. 2 Схема стержня с шарнирно-опёртыми концами, нагруженного продольной распределённой нагрузкой

виду. С ошибкой, первоначально допущенной Эйлером в мемуаре 1757 г. и разъяснённой им в 1778 г., мы неоднократно встречаемся вновь в истории теории устойчивости упругих систем. Так, в задаче об устойчивости стержня, подвергающегося одновременно сжатию и кручению, мы находим эту же погрешность в работах Гринхилла и Граммеля».

Вопросами равновесия и форм упругой оси буровой колонны в вертикальном стволе скважины длительное время занимались советские и зарубежные учёные: Балицкий В.П., Барский И.Л., Григулецкий В.Г., Виллерс Ф.А., Зарипов Г.Г., Лубинский А., Песляк Ю.А., Пырвулеску Н., Саркисов Г.М., Сароян А.Е., Сесюнин Н.А., Солодкий К.М., Станишевский К.С., Фёдоров А.Ф. и др..

Ф.А.Виллерсом рассмотрены случаи потери устойчивости буровой колонны различных условий закрепления верх-

него и нижнего её концов и соотношений сжатой и растянутой частей.

В исследованиях Ф.А.Виллера предполагается, что из всей длины (L) бурильной колонны только часть длиной (LB) находится в сжатом состоянии, а остальная часть испытывает растягивающие нагрузки, причём длина всей колонны выражается в единицах, пропорциональных величине сжатой части. Ф.А.Виллерс получил ряд значений критических длин в зависимости от длины растянутой части бурильной колонны и условий закрепления её концов, в том числе и случай, полученный А.Н.Динником:

$$L_B = K \cdot \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}} \quad (10)$$

где K – коэффициент продольного изгиба бурильной колонны, зависящий от условий закрепления концов бурильной колонны и длины (B) её сжатой части (см. табл.);

EJ – жёсткость бурильных труб на изгиб, кН•м²;

q – вес единицы длины бурильной трубы, кН/м.

Исследования Ф.А.Виллера ограничиваются критическими условиями. На практике нагрузки значительно превышают критические значения, однако проведенные аналитические исследования имели большое значение для развития дальнейших исследований устойчивости бурильной колонны в вертикальном стволе. Впервые была применена схема исследования, в которой имеется практически бесконечный растянутый участок и были получены значения критических длин при различных схемах закрепления концов бурильной колонны. Было показано, что при L/B→∞ величина критической длины бурильной колонны не зависит от условий закрепления её верхнего конца. Схема исследования устойчивости бурильной колонны, предложенная Ф.А.Виллерсом, рассматривает бурильную колонну как стержень практически бесконечной длины, что является её основным достоинством.

Дальнейшее развитие схема исследования невращающейся бурильной колонны получила в целом ряде аналитических и экспериментальных работ, проведенных в пятидесятых-семидесятых годах прошлого века.

Экспериментальные исследования устойчивости бурильной колонны провел Н.Пырвулеску [3]. Модель бурильной колонны представляла собой длинную пружину из тонкой стальной про-

Значения коэффициента K продольного изгиба

Условия закрепления концов бурильной колонны	Критическая длина колонны при общей длине колонны				
	1/2B	B	3/2B	2B	L/B→∞
Оба конца защемлены		4.15	3.77	3.54	
Нижний конец защемлён. Верхний имеет шарнирную опору		3.78	3.54	3.39	
Верхний конец защемлён. Нижний имеет шарнирную опору		3.10	2.60	2.35	
Оба конца имеют шарнирную опору	3.59	2.64	2.28	2.15	
Верхний конец защемлён или имеет шарнирную опору, нижний конец имеет возможность свободно перемещаться в горизонтальном направлении					1.02
Верхний конец защемлён или имеет шарнирную опору, нижний конец имеет шарнирную опору					1.88
Верхний конец защемлён или имеет шарнирную опору, нижний конец защемлён					3.09

волоки, верхний конец которой жестко заделан, а нижний имеет шарнирную опору. При исследовании воспроизводилось только геометрическое подобие длины колонны бурильных труб.

Значения коэффициентов продольного изгиба, полученные Н.Пырвулеску для различных соотношений L/B, согласуются с данными Ф.А.Виллера и А.Н.Динника (вся бурильная колонна сжата) для случаев различного закрепления концов бурильной колонны. Н.Пырвулеску на основании проведенных исследований принимает закрепление нижнего конца бурильной колонны шарнирным.

Интерес представляет полученное экспериментальным путём значение коэффициента K→2 для условия L/B→∞. Принимая во внимание, что нагрузка на долото почти всегда превышает значение критической нагрузки первого порядка Н.Пырвулеску рассматривает плоскостной изгиб бурильной колонны, ограниченный стенкой скважины, с несколькими полуволнами.

Исследования Н.Пырвулеску ограничиваются рассмотрением плоскостного изгиба, причём делается допущение существования шарниров в точках перегиба упругой оси бурильной колонны.

Противоречивость предложенных методик расчета колонны бурильных труб на устойчивость объясняется различием исходных условий и допуще-

ний. Основным недостатком методик является принятие плоскостной, а не пространственной формы изгиба бурильной колонны. Авторы полагают, что плоскостная форма изгиба сохраняется даже при нагрузках на долото, превышающих вторую и третью критические. Однако проведенные в последствие экспериментальные исследования формы упругой оси бурильной колонны в условиях взаимодействия со стволом скважины, показали, что её ось представляет собой спираль переменного шага.

К началу пятидесятых годов относится аналитическое исследование продольного изгиба бурильной колонны, которое было проведено А. Лубинским [4, 5].

Схема исследования (рис. 3 г, д) основана на предположении, что бурильная колонна не вращается или вращается вокруг собственной оси. В схеме учитывается взаимодействие сжатой и растянутой частей колонны и ее взаимодействие со стенкой скважины. Дифференциальное уравнение изогнутой оси бурильной колонны имеет вид:

$$EJ \frac{d^3 Y}{dX^3} + q \cdot X \cdot \frac{dY}{dX} + F = 0 \quad (11)$$

где q – вес единицы длины буриль-

ной колонны в промывочной жидкости; F, P – горизонтальная и вертикальная составляющие реакции забоя соответственно.

За ось X принята ось скважины. Начало координат берётся в нейтральном сечении.

Уравнение (11) с помощью масштабных преобразований приводится к безразмерному виду:

$$\frac{d^3y}{dx^3} + x \cdot \frac{dy}{dx} + c = 0 \quad (12)$$

За масштаб длины принята величина:

$$m = \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}} \quad (13)$$

Используя граничные условия (в безразмерном виде): $\frac{d^2y}{dx^2} = 0$ при

$x=x_1$; $x=x_2$ и $y=0$ на верхнем и нижнем концах бурильной колонны А.Лубинским было найдено (в пределах изменения $-6 < x_1 < 0$), что при $x_1=0$, $x_2=2.65$, а при $x_1=-6$, $x_2=1.94$. Ясно, что полученные значения являются коэффициентами продольного изгиба при различных длинах растянутого участка. Таким образом, полученные А.Лубинским значения критических длин хорошо согласуются с результатами других исследователей.

Согласно А. Лубинскому, критические условия второго порядка наступают тогда, когда расстояние от нейтрального сечения до долота x_2 равно

3,75 безразмерных единиц. Расстояние между нейтральным сечением и точкой касания при этом равно 2,34 безразмерных единицы. Когда расстояние от нейтрального сечения до долота x_2 равно 4,22 безразмерных единицы, появляется вторая точка касания. Точка касания первой полуволны смещается и расположена на расстоянии 3,1 безразмерных единиц от нейтрального сечения. Вторая полуволна касается стенки скважины на расстоянии 0,02 безразмерных единиц ниже нейтрального сечения. Исследования, работы бурильной колонны, проведенные А. Лубинским для нагрузок, превышающих критическую нагрузку первого порядка, базируются на том положении, что формирование упругой оси происходит в плоскости. В дальнейшем, А. Лубинский, понимая, что такая схема исследования носит искусственный характер, рассматривает колонну насосно-компрессорных труб, которая претерпевает спиральный изгиб [4].

В целом исследования продольного изгиба бурильной колонны, проведенные А.Лубинским, внесли большой вклад в изучение работы бурильной колонны.

Заслуживает внимания схема исследования устойчивости бурильной колонны, которая была проведена на модели П. В. Балицким. Схема экспериментального исследования устойчивости бурильной колонны имеет следующие особенности:

- деформация модели бурильной колонны ограничена стенками модели скважины;
- исследуемые пределы осевых нагрузок, т. е. длин сжатой части буриль-

ной колонны, охватывают большинство случаев бурения;

- упругая линия бурильной колонны исследуется при совместном действии сил собственного веса и реактивного момента, приложенного к нижнему ее концу;

- учитывается влияние сил трения на формирование упругой линии колонны.

В результате исследований экспериментально подтверждены теоретические выводы об образовании упругой линии двойкой кривизны только под действием осевых сил. В данном случае ось колонны представляет винтовую спираль переменного шага. Форма оси в растянутой части колонны и на участке от нижнего конца колонны до точки касания не изучалась.

Критическая длина бурильной колонны, а следовательно, и форма её упругой оси в значительной степени зависят от условий закрепления её нижнего конца. Рассмотренные аналитические и экспериментальные исследования произведены только для жёсткого и шарнирного закрепления нижнего конца бурильной колонны, причём стенка скважины считалась идеальной цилиндрической вертикальной поверхностью.

В реальных условиях над долотом располагается компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК), включающая забойный двигатель, УБТ, опорно-центрирующие элементы. При этом в случае потери устойчивости расположенной выше бурильной колонны к верхнему концу КНБК будет приложен изгибающий момент, который может существенно влиять на направление бурения и, следовательно, должен учитываться при расчёте и проектировании КНБК. Таким образом, бурильная колонна и КНБК находятся в упругом взаимодействии. Следовательно, возникает задача потери устойчивости бурильной колонны для случая упругого закрепления её нижнего конца.

Исследование изгиба бурильной колонны при упругом взаимодействии с КНБК было проведено учёными ВНИИБТ К.М. Солодким и А.Ф. Фёдоровым [6]. В расчётной схеме (рис. 4) приняты следующие допущения:

1. Ствол скважины вертикальный.
2. Колонна имеет сжатую и растянутую части, не вращается или вращается только вокруг собственной оси.
3. Начало координат находится в нейтральном сечении, положение которого зависит только от веса сжатой части колонны в промывочной жидкости.

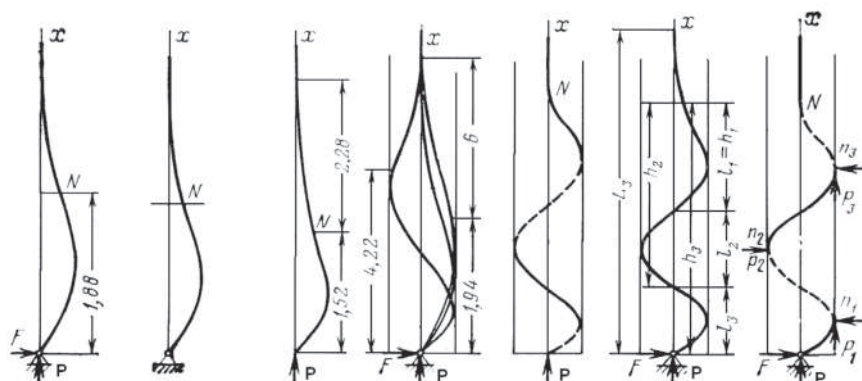


Рис. 3 Схемы исследования устойчивости бурильной колонны в вертикальном стволе скважины
а – Ф.Вилмерса; б – Г. Саркисова; в – К.Станишевского; г, д – А.Лубинского; е – Н.Пырвулеску; ж - П.В.Балицкого

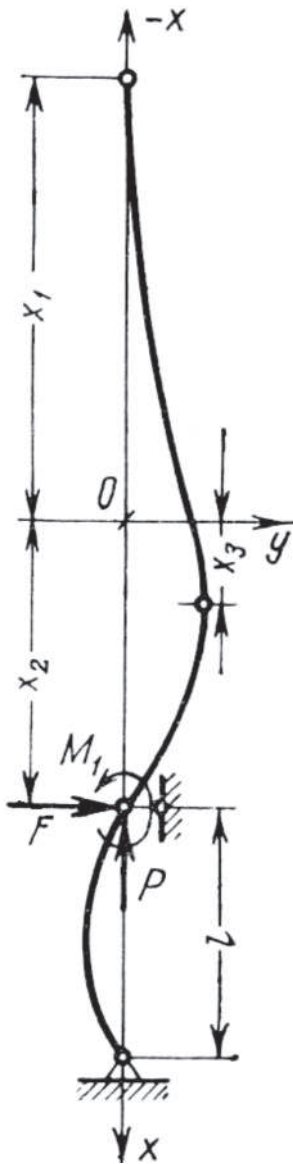


Рис. 4 Расчётная схема устойчивости буровой колонны при упругом закреплении нижнего конца X_1 — длина растянутой части буровой колонны; X_2 — длина сжатой части буровой колонны; X_3 — расстояние от нейтрального сечения до точки максимального прогиба колонны; P — осевая реакция, приложенная к нижнему концу буровой колонны и равная по величине весу сжатой части колонны; M_1 — реактивный изгибающий момент; F — боковая реакция на опоре (центрирующем элементе, расположенном на верхнем конце КНБК); EJ_1 — жесткость на изгиб буровой колонны; q_1 — вес единицы длины буровой колонны в промысловой жидкости; l — длина жесткой КНБК; EJ — жесткость на изгиб основы КНБК; q — вес единицы длины КНБК в промысловой жидкости

Величина реактивного изгибающего момента $M_1 = -\alpha_1 \cdot \Phi$, где Φ — угол поворота нижнего конца буровой колонны; α_1 — коэффициент защемления, который равен реактивному моменту при повороте нижнего конца буровой колонны на угол, равный единице.

Наличие постоянного изгибающего момента M_1 на нижнем конце буровой колонны не влияет на значение перерезывающей силы вдоль её оси, поэтому дифференциальное уравнение упругой оси колонны после повышения его порядка совпадает с уравнением, которое приводится в исследовании А.Лубинского.

Критические длины были найдены в безразмерном виде при значениях $-10 \leq x_1 \leq 0$ и коэффициента защемления α от 0 до ∞ . При $x_1 = -10$ (шарнирное закрепление нижнего конца буровой колонны) критическая длина $x_2 = 1,825$, а при защемленном нижнем конце $x_1 = 3,324$. При $x_1 = 6$, $x_2 = 1,939$, т.е. совпадает с результатом А. Лубинского для шарнирного закрепления нижнего конца, и $x_2 = 3,41$ — для жесткого закрепления.

При $x_1 = 0$, $x_2 = 2,65$ для шарнирного закрепления нижнего и верхнего концов колонны, что совпадает с результатами, которые были получены А. Динником и А. Лубинским.

Зависимость критических длин x_2 от коэффициента защемления α при практически бесконечной длине растянутой части показана на рис. 5, из которого видно, что при малых значениях α_1 критическая длина x_2 резко возрастает, а затем плавно приближается к своему асимптотическому пределу — критической длине для жесткого закрепления нижнего конца. При α_1 свыше 6 значения x_2 изменяются весьма мало с

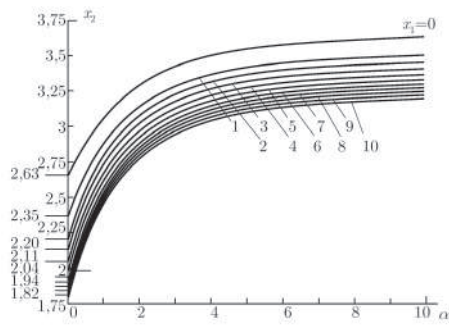


Рис. 5 Зависимость критических длин X_2 от коэффициента α_1 защемления при различной длине длины растянутой части X_1 (от 0 до 10)

изменением α_1 .

За масштаб длины в исследованиях

$$\text{принята величина } m_1 = \sqrt[3]{\frac{EJ_1}{q_1}}.$$

Особый интерес вызывает закономерность изменения изгибающего момента на нижнем, конце буровой колонны в зависимости от коэффициента α_1 защемления. Зависимость коэффициента изгибающего момента i от α_1 для $x_1 = 6$ показана на рис. 6.

Из графика на рис. 6 следует, что при $\alpha_1 > 6$ изгибающий момент на нижнем конце буровой колонны изменяется незначительно, тогда как для меньших значений α_1 изгибающий момент растёт очень резко. Установленная закономерность позволяет определить область существования жёстких ($\alpha_1 > 6$) и маятниковых ($0 < \alpha_1 < 6$) КНБК.

Коэффициент α_1 защемления может быть выражен через длину (l) и жёсткость (EJ) КНБК [8]:

$$\alpha_1 = \frac{3 \cdot EJ}{l} \quad (14)$$

В безразмерном виде коэффициент защемления α_1 может быть представлен следующим образом:

$$\alpha_1 = \frac{3 \cdot m}{l} \quad (15)$$

$$\text{где } m = \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}}$$

Исходя из зависимости (рис. 6) и

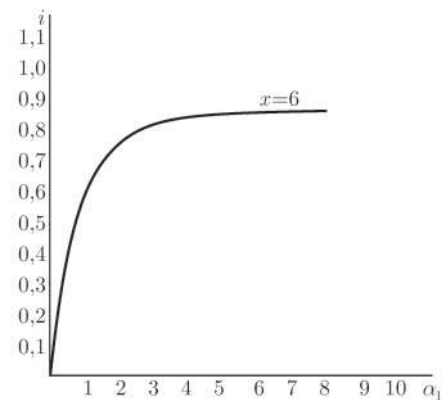


Рис. 6 Зависимость коэффициента i изгибающего момента на нижнем конце буровой колонны от коэффициента α_1 защемления

выражения (15), максимальная длина (l) жёсткой КНБК для данной расчётной схемы равна $l_{\max} = m/2$.

Проведенные аналитические исследования позволяют определить критические длины буровой колонны для различных условий закрепления её нижнего конца и характер изменения изгибающего момента на нижнем ее конце, что дает возможность оценить его влияние на работу расположенной ниже КНБК. Однако на практике бурение производят с нагрузками, которые превышают критическую. По этой причине, необходимо рассмотреть поведение буровой колонны в условиях ее взаимодействия со стенкой скважины и определить величину изгибающего момента на нижнем ее конце для различных условий его закрепления при более высоких осевых нагрузках в условиях формирования упругой оси колонны в виде линии двойной кривизны.

Экспериментальное исследование устойчивости буровой колонны в условиях её взаимодействия со стенкой ствола скважины при упругом закреплении нижнего конца проведены К.М.Солодким (ВНИИБТ) [7] на стенде в МИНХ и ГП имени академика И.М.Губкина в 1969-1970 гг.

За основу была взята конструкция стенда, разработанная П.В.Балицким. Исходя из общей высоты стенда 36 м и получения наибольшей длины сжатой части исследуемой колонны при длине растянутой части не менее 6 м, в качестве экспериментальных буровых колонн были выбраны стальные трубы с наружным диаметром 10,3; 8 и 5 мм. Выбор материала обусловлен также тем, что стальные трубы, как правило, требуют минимума затрат для их предварительной правки для того, чтобы исследуемая колонна была возможно ближе к идеальной.

Секции труб длиной 3.0-3.5 м тщательно правились и соединялись встык с помощью ниппелей, что позволяло создать условия взаимодействия труб со стенками скважины близкими к условиям работы УБТ.

Для имитации ствола скважины использовали трубы из оргстекла с внутренним диаметром 26; 45 и 53 мм. Коэффициент трения стали по оргстеклу равен 0,2. Все эксперименты были проделаны только для этого случая и представлены в безразмерном виде.

Формы упругой оси колонны при различных величинах нагрузки P измеряли с помощью индуктивных датчиков перемещения следующим образом. Когда на верхний датчик действует полный вес колонны, а ниже силоизмерительное устройство не нагружено, призмы датчиков перемещения доводились до касания с колонной.

Показания датчиков на вторичном приборе в этом случае принимали за условный нуль. Затем призмы датчиков отводили от исследуемой колонны. С помощью разгрузочного устройства часть веса колонны передавали на нижнее силоизмерительное устройство до момента потери устойчивости, который фиксировали по резкому увеличению прогиба колонны в нижней ее части. В этот момент нагружение модели колонны буровой колонны прекращали.

Разница в показаниях датчиков перемещения в каждом узле измерения прогиба давала величину двух составляющих прогиба в данной точке колонны в перпендикулярных вертикальных плоскостях, по которым вычислялся общий прогиб.

По прогибам, полученным в каждой отдельной точке колонны, строилась форма ее упругой линии. Затем призмы датчиков снова отводили от колонны и производили дальнейшее её нагружение.

Для практических условий на рис. 7 (а) представлены формы изогнутых осей в виде коэффициента прогиба:

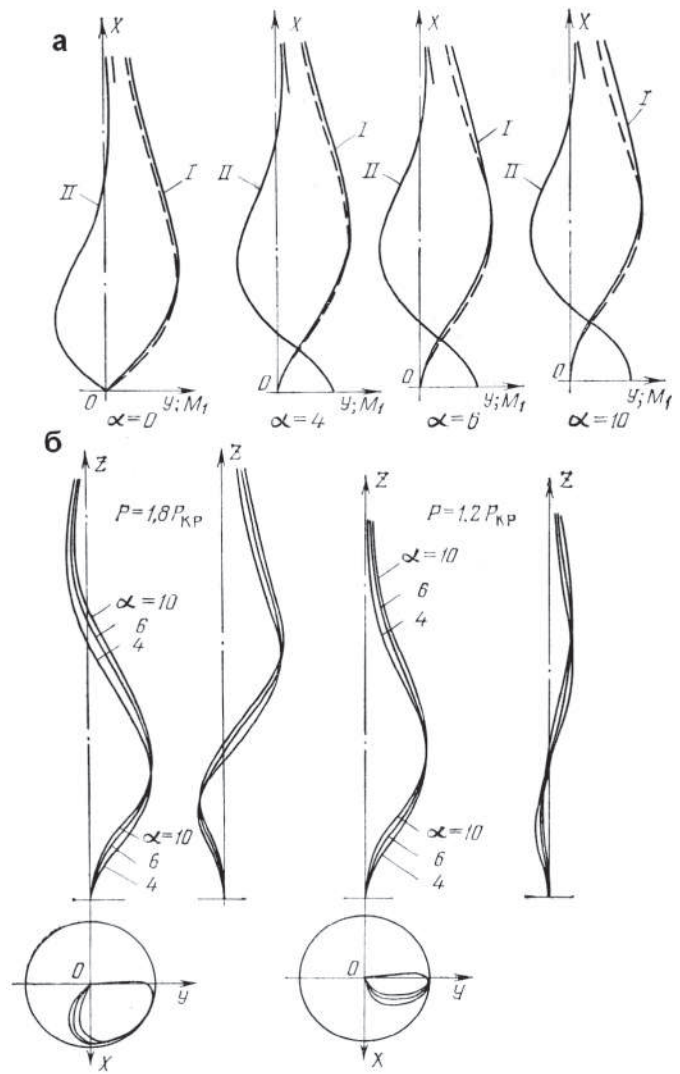


Рис. 7 Формы упругой оси модели буровой колонны для критических (а) и закритических (б) осевых нагрузках, полученные в экспериментальных условиях

$$h = y \cdot \frac{m_1}{r_1}$$

по экспериментальным данным (рис. 7а кривые I, пунктирные) и для сравнения приведены коэффициенты прогиба, полученные аналитическим путем (рис. 7, а, кривые II, сплошные). Здесь же нанесены кривые изгибающих моментов в виде коэффициента изгибающего момента:

$$i = \frac{d^2 y}{dx^2} \cdot \frac{m_1}{r_1}$$

полученных также аналитическим путем (рис. 7а, кривые II). В процессе экспериментов было установлено, что изгиб колонны при потере устойчивости происходит в плоскости, поэтому для удобства сравнения аналитических и экспериментальных данных ось ординат обозначена через X. Несмотря на то, что зазор между колонной и стенкой

скважины достигал значительной величины ($r_1/m_1 = 0,00919$), что соответствует, например, УБТ диаметром 203 мм, которые имеют максимальный прогиб $Y = 0,18$ м, кривые коэффициентов прогиба, построенные для различных зазоров, практически совпадают друг с другом. Кривые коэффициента прогиба, приведенные на рис. 7а, построены для всех зазоров способом наименьших квадратов. Значения коэффициентов прогиба, полученные экспериментальным путем, отличаются от значений, полученных аналитическим путем, на 3—4% в большую сторону на участке от нижнего конца колонны до точки касания. В растянутой части колонны эти значения меньше на 10—15%. Это объясняется тем, что колонна, которая исследуется в экспериментальных условиях, теряет устойчивость несколько ранее, вследствие начальных несовершенств, чем идеальная колонна, которая рассматривается в аналитической постановке задачи.

Дальнейшее увеличение осевой нагрузки приводит к тому, что после касания колонны со стенкой скважины начинается формирование ее упругой оси в виде линии двойной кривизны. На рис. 7б показана упругая ось колонны для $P = 1,2P_{кр}$ и $P = 1,8P_{кр}$ при $\alpha = 4$; $\alpha = 6$; $\alpha = 10$ в проекциях на вертикальные плоскости ZOX, ZOY и горизонтальную плоскость XOY.

Для определения изгибающего момента, действующего на нижний конец буровой колонны, узлы измерения прогиба были размещены через 0,2 безразмерных единиц для каждой экспериментальной колонны на участке от ее нижнего конца до точки касания. Было установлено, что в диапазоне использованных осевых нагрузок участок колонны от ее нижнего конца до точки касания изгибается практически в одной плоскости. По значениям прогибов были получены формы упругой оси буровой колонны. Затем по имеющимся прогибам для одинаковых коэффициентов зажима способом наименьших квадратов были получены

$$\text{коэффициенты прогиба } h = y \cdot \frac{m_1}{r_1},$$

а затем путём численного дифференцирования по четырём точкам определён коэффициент изгибающего

$$\text{момента } i = \frac{d^2h}{dx^2} \text{ на нижнем конце}$$

колонны.

Результаты аналитических и экспе-

риментальных исследований устойчивости невращающейся буровой колонны в вертикальном стволе скважины были использованы при разработке методики расчёта жёстких КНБК для предупреждения искривления вертикальных скважин. Схема расчёта жёсткой КНБК представлена на рис. 8.

Основная задача при использовании жёстких КНБК — обеспечение минимального отклонения скважины от вертикали при заданном режиме бурения и обеспечение ровного ствола. Это достигается рациональным размещением опорно-центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих её поперечное перемещение.

КНБК в процессе бурения может перекашиваться в стволе скважины. Это обусловлено наличием зазоров между центрирующими (калибрующими) элементами и стенкой скважины. В результате ось долота отклоняется от вертикали на угол $\Phi_{пер}$ (рис. 8). Кроме того, КНБК под действием осевой нагрузки, изгибающего момента, приложенного к верхнему её концу, теряет прямолинейную форму и изгибается, в результате чего угол перекаса долота относительно вертикали увеличивается на угол $\Phi_{пр}$. Этот угол обусловлен потерей прямолинейной формы устойчивости КНБК под действием указанных выше факторов и называется углом прогиба.

Следовательно, общий угол поворота нижнего конца компоновки равен сумме этих двух углов:

$$\Phi_{общ} = \Phi_{пр} + \Phi_{пер}$$

В случае установки непосредственно над долотом калибратора фрезерующая способность долота сводится к минимуму и поэтому главным фактором, который определяет отклонение ствола скважины от вертикали, является общий угол поворота нижнего конца компоновки.

Следовательно, основной задачей при расчёте жёсткой КНБК для бурения вертикальной скважины является нахождение такой длины l , при которой общий угол поворота $\Phi_{общ}$ был бы минимальным при любом сочетании технологических факторов.

Как отмечалось выше, искривление скважин происходит, когда КНБК, жестко связанная с долотом, прогибается и перекашивается в стволе скважины под влиянием различных нагрузок (см. рис. 8). Изгибающий момент передается на компоновку только при жестком соединении с вышележащей частью буровой колонны. Поэтому для предупреждения искривления скважин жесткое соединение предложено заменить шарнирным [7]. Конструкторами

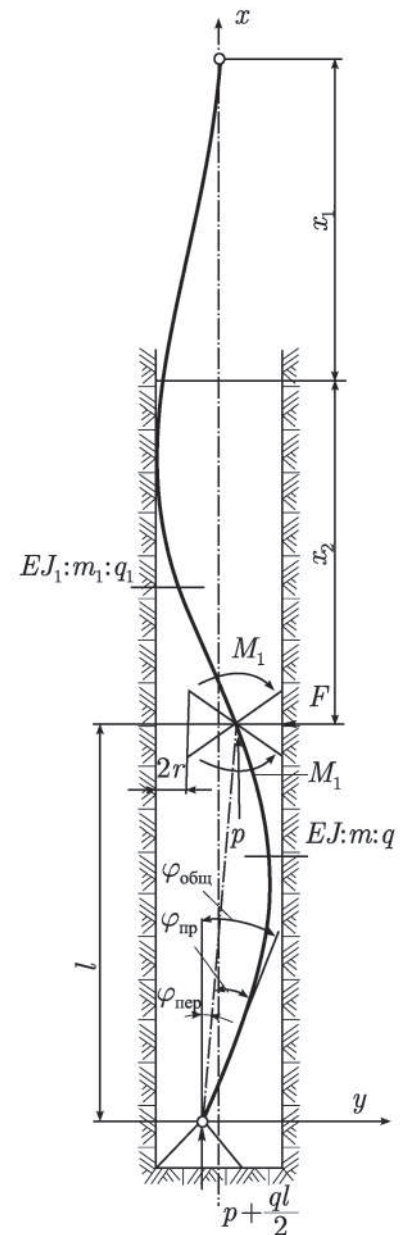


Рис. 8 Схема расчёта жёсткой КНБК X_1 — длина растянутой части буровой колонны; X_2 — длина сжатой части буровой колонны; X_3 — расстояние от нейтрального сечения до точки максимального прогиба колонны; P — осевая реакция, приложенная к нижнему концу буровой колонны и равная по величине весу сжатой части колонны; M_1 — реактивный изгибающий момент; F — боковая реакция на опоре (центрирующем элементе, расположенном на верхнем конце КНБК); EJ_1 — жесткость на изгиб буровой колонны; q_1 — вес единицы длины буровой колонны в промывочной жидкости; l — длина жёсткой КНБК; EJ — жесткость на изгиб основы КНБК; q — вес единицы длины КНБК в промывочной жидкости

ВНИИБТ разработан центратор с шарниром (рис. 9), который устанавливается над КНБК [7]. При использовании центратора с шарниром на верхнюю часть КНБК передается не изгибающий момент, а сила, направленная под углом к оси скважины. Эта сила в шарнире раскладывается на горизонтальную и вертикальную составляющую. Действие горизонтальной составляющей нейтрализуется реакцией стенок скважины, а за счет вертикальной осуществляется нагрузка на долото. При этом расчет КНБК значительно упрощается.

Длина КНБК от долота до места установки центратора находится из соотношения:

$$l = \pi \cdot \sqrt{\frac{EJ}{P_d}} \quad (17)$$

где l — длина КНБК от долота до места установки шарнирного устройства, м;

P_d — нагрузка на долото, кН;

EJ — жёсткость на изгиб основы КНБК (УБТ или забойный двигатель), кН.

Нижний участок колонны, ограниченный шарнирным центратором, при любых нагрузках на долото соответствует стержню, находящемуся под действием только продольной сжимающей силы.

Выводы

1. Аналитические и экспериментальные исследования устойчивости невращающейся буровой колонны с упругим закреплением нижнего конца в вертикальном стволе скважины явились существенным вкладом в разработку теории работы КНБК и технических средств для предупреждения искривления вертикальных скважин.

2. В результате проведенных исследований были получены новые значения критических длин буровой колонны для упругого закрепления её нижнего конца, а также определена область существования КНБК для предупреждения искривления скважины как жёстких систем.

3. На основе экспериментальных исследований изучен процесс формирования упругой оси невращающейся буровой колонны в условиях её взаимодействия с КНБК и стенкой ствола скважины.

4. Результаты исследований могут найти применение в современной практике бурения вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин при разработке новых технологий и технических средств.

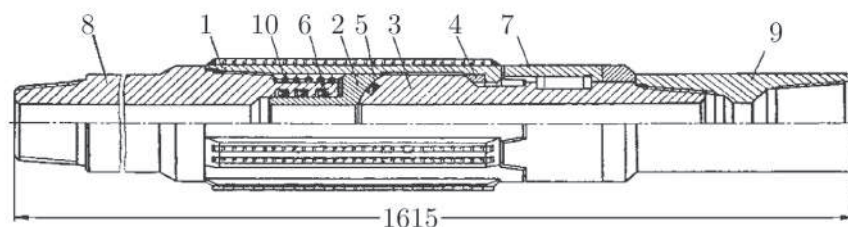


Рис. 9 Центратор с шарниром

1 — корпус с центрирующими элементами; 2 — сферическое упорное кольцо; 3 — шарнир; 4 — кольцо; 5, 6 — уплотнения; 7 — кулачковая муфта; 8, 9 — нижний и верхний переводники; 10 — пружина

Литература

1. Пановко Я.Г., Губанова И.И. Устойчивость и колебания упругих систем, «Наука», М., 1967, с.12-17
2. Николаи Е.Л. Труды по механике, М., 1955.
3. Пырвулеску Н. Применение утяжелённых буровых труб для бурения скважин, М., ВИНТИ, 1967, с. 35.
4. Lubinski A., Althouse W., Logan I., Helical buckling of tubing sealed in packers. Drilling and production practice. 1957, p. 32-38
5. Lubinski A., Woods G. Factors affecting the angle of inclination and dog-legging in rotary bore hole. Drilling and production practice, 1953, p. 65-74
6. А.Г.Калинин, В.М.Беляев, А.Ф.Фёдоров, К.М.Солодкий, В.П.Красицкий Исследование устойчивости буровой колонны для различных случаев закрепления её нижнего конца, М., ВИЭМС (экспресс-информация), № 12, 1972
7. В.М.Беляев, А.Г.Калинин, К.М.Солодкий, А.Ф.Фёдоров Расчёт компоновок нижней части буровой колонны, М., Недра. 1977, с.186
8. С.П.Тимошенко Устойчивость упругих систем, ОГИЗ-ГОСТЕХИЗДАТ, 1946

К 15-летию института СибНИПИ "Нефтяные горизонты" – пионера проектирования строительства горизонтальных скважин в Западной Сибири

д.т.н., академик РАН В.В.Кульчицкий
(генеральный директор СибНИПИ «Нефтяные горизонты», зам.
заведующего кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин
РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина)

*Представлены итоги 15-летней работы института
СибНИПИ "Нефтяные горизонты" и перспективы
его развития*

Ключевые слова: проектный институт, рабочий проект, документация, СибНИПИ, нефтяные горизонты.

Первый, созданный в новых экономических условиях в Среднем Приобье, Сибирский научно-исследовательский и проектный институт «Нефтяные горизонты» успешно на конкурентной основе выпускает высокого качества проектную продукцию с использованием современных автоматизированных систем проектирования строительства скважин, компьютерных программ сметных и экологических расчетов, АРМ Супервайзера.

Сибирский научно-исследовательский и проектный институт «Нефтяные горизонты» своим появлением обязан прорывным отечественным технологиям разработки месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами и свободой предпринимательской деятельности.

За 15 лет СибНИПИ «Нефтяные горизонты», ориентированный на создание и применение российского оборудования, технологий и программного продукта для проектирования и технико-технологического сопровождения строительства скважин, разработки месторождений нефти и газа, создал 280 проектов на строительство скважин. Ретроспектива разработанных институтом проектов отражает прогресс развития техники и технологий строительства скважин вообще и горизонтальных скважин в частности.

С переходом к новой экономической системе возникли благоприятные условия для разработки проектов на конкурентной основе. Техничко-технологическое сопровождение инжиниринговым предприятием "Горизонт-Сервис" строительства пионерных горизонтальных скважин в начале 90-х годов прошлого столетия на Самотлорском, Нивагальском, Приобском, Приразломном, Ефремовском и других месторождениях требовало разработки проектов, которые в отсутствие регламентов и стандартов на этот вид работ служили методической основой строительства горизонтальных скважин. А от качества проектной продукции и правильного выполнения её требований к строительству скважин зависел успех внедрения технологий разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами. Горизонт-Сервис сформировал отдел проектирования и приступил к разработке проектов, по которым осуществил

техничко-технологическое сопровождение строительства экспериментальных горизонтальных скважин на месторождениях нефтегазовых компаний Черногорнефть, Нижневартовскнефтегаз, ЛУКОЙЛ Западная Сибирь, ЮКОС.

Впервые с 1992 г. в главы рабочих проектов: «Геофизические работы», «Конструкция скважины», «Буровые растворы», «Углубление», «Освоение скважины» стали закладывать применение отечественных компьютеризированных станций геолого-технических исследований, забойных телеметрических систем со станциями управления, автономных геофизических комплексов, спускаемых на бурильных трубах, специальных отклонителей для горизонтального бурения, технологий формирования ствола скважины и выноса шлама, безглинистых буровых растворов на основе полимеров, противопесочных фильтров, новых технологий освоения скважин (например, свабиrowание), новую организацию буровых работ. Много внимания стали уделять разделу «Охрана окружающей природной среды и недр».

Разрабатываемая региональными институтами проектная документация на основе регламентов для обычных наклонно направленных скважин не соответствовала жестким требованиям технологии бурения горизонтальных скважин, завывались расходы материалов и оборудования, сроки строительства, отсутствовали разделы, связанные со спецификой строительства, не обеспечивался авторский надзор за ходом строительства скважин с оценкой соответствия фактических данных проектным. В результате выпускались проекты, содержащие большую вероятность риска осложнений и неудач.

11 апреля 1994 г. в городе Нижневартовске на базе отдела проектирования ЗАО «Горизонт-Сервис» создан Сибирский научно-исследовательский и проектный институт «Нефтяные горизонты» с представительствами в гг. Нефтеюганске, Когалыме и Тарко-Сале. Тематикой института, помимо разработки проектов, стало исследование результатов строительства горизонтальных скважин по отечественным технологиям. Это не только повысило качество разрабатываемых проектов, но и послужило основой технических требований к конструированию телеметрических систем, геофизических комплексов, технологий заканчивания горизонтальных стволов противопесочными фильтрами, производство которых с участием института организовано научно-производственным предприятием «Самарские горизонты».

Коллектив СибНИПИ «Нефтяные горизонты» своим трудом пропагандировал внедрение технологий разработки месторождений скважинами с отдаленным забоем и горизонтальным окончанием, восстановления скважин боковыми горизонтальными стволами.

В период работы над уникальным проектом по опыт-

ному участку, включающему 12 горизонтальных скважин, институт вошел в состав координационного совета АООТ «Черногорнефть» по проблемам добычи нефти из залежей с трудноизвлекаемыми запасами с использованием горизонтальных скважин. В процессе работы этого совета были заложены научно-практические основы освоения пласта «рябчик», содержащего до одного миллиарда тонн геологических запасов нефти. Образцом наиболее сложных проектных работ, выполненных институтом, является самый крупный в России куст № 2042 из 12 горизонтальных скважин на опытном участке пласта «рябчик» Самотлорского месторождения. Данный куст построен в 1996 г. по радиально-лучевой схеме с длиной каждого горизонтального ствола 500 м. При реализации этого проекта впервые апробированы отечественные геонавигационные технологии, объединяющие в единый комплекс три информационные системы: компьютеризированную станцию геолого-технологических исследований; забойную телеметрическую систему с электромагнитным каналом связи; автономный аппаратурно-методический комплекс для геофизических исследований на бурильных трубах.

12-летний период эксплуатации опытного участка доказал целесообразность освоения трудноизвлекаемых запасов нефти пласта «рябчик» Самотлорского месторождения системой горизонтальных скважин. Это даёт практически столетнюю перспективу добычи нефти, а значит и развития города Нижневартовска – колыбели разработки месторождений горизонтальными скважинами в Западной Сибири.

В середине 90-х годов по проектам института построено несколько десятков скважин с отдаленным до 2,5 км забоем на Мамонтовском, Южном, Покамасовском и Мегионском месторождениях. Необходимость строительства таких скважин продиктована труднотупностью залежей нефти, расположенных под природоохранными зонами, промышленными объектами и городской инфраструктурой. Разбурен участок Мамонтовского месторождения, находящийся под городом Пытьях. Построены десять скважин под водоохранную зону озера Неримлор Нонг-Еганского месторождения. На Южном месторождении благодаря таким скважинам количество кустовых оснований уменьшилось в 2 раза, построена скважина с рекордным в Западной Сибири отдалением забоя 2539 м.

При строительстве горизонталь-

ной скважины № 826 Нонг-Еганского месторождения впервые использован закрытый сетчатый многослойный фильтр-экран, предотвращающий вынос песка и повышающий надежность внутрискважинного и нефтепромыслового оборудования. Дебит при длине горизонтального ствола 407 м в 3 раза превысил дебита соседних скважин.

По проекту, разработанному СибНИПИ «Нефтяные горизонты», на Восточно-Таркосалинском нефтегазоконденсатном месторождении построена глубокая горизонтальная скважина в условиях большого пластового давления и температуры. Для реализации такого проекта в НПП «Самарские горизонты» создана телеметрическая система, позволяющая работать в экстремальных термобарических условиях. Первый отечественный опыт увенчался успехом, успешный ввод в эксплуатацию скважины № 1231 подтвердил правильность проектных решений и открыл массовое строительство глубоких горизонтальных скважин.

СибНИПИ «Нефтяные горизонты» стоял у истоков отечественного бурового супервайзинга: в 1993-1994 гг. при строительстве скважин на Южном месторождении для нефтяной компании «Магма» осуществлялся не авторский надзор, а круглосуточный супервайзинг за качеством выполнения проектов на строительство скважин высококвалифицированными инженерами-буровиками.

Проектная и супервайзинговая деятельность института СибНИПИ «Нефтяные горизонты» способствует пропагандированию технологий строительства пологих и горизонтальных скважин и радикальному изменению взглядов нефтяников и газовиков Западной Сибири на принципы разработки месторождений углеводородов. Десятки пионерных горизонтальных скважин, построенных по рабочим проектам института, обеспечили не только 3-5-кратное увеличение дебитов нефти и газа, но и сделали рентабельной разработку ме-

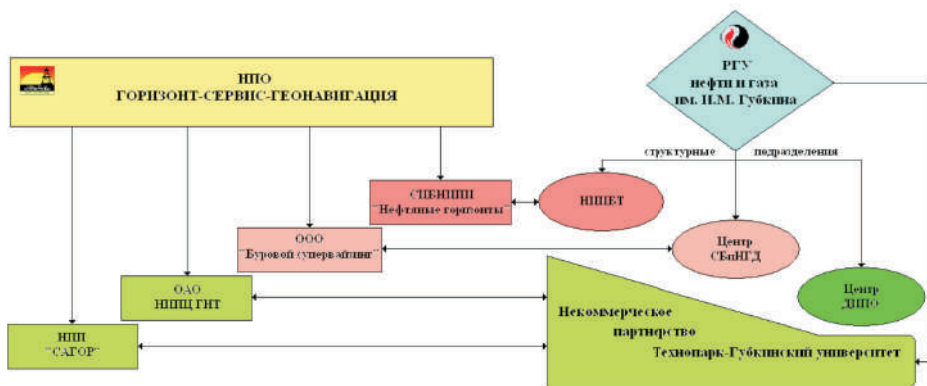
сторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, увеличили период безводной эксплуатации скважин, сократили количество построенных скважин, уменьшили число кустовых оснований, протяженность дорог, линий электропередач, трубопроводов, коммуникаций и тем самым снизили техногенное воздействие на окружающую природную среду.

Достиженные результаты стали возможными благодаря сплоченному коллективу института, постоянному совершенствованию, творческому поиску, в том числе новых форм взаимодействия с научно-исследовательскими организациями, сервисными предприятиями и образовательными учреждениями.

Институт СибНИПИ «Нефтяные горизонты» органично вписался в учебно-научно-проектную и образовательную структуру РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Оказывает проектно-методическую помощь в формировании проектного подразделения кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, направив главного инженера проектов Айгуныя Валерия Вагинаковича. Специалисты института участвуют в разработке совместных проектов. Молодой специалист, выпускник Губкинского университета Рюмин Юрий Геннадьевич стал высококлассным проектантом, связавшим свою судьбу с СибНИПИ «Нефтяные горизонты» и городом нефтяников Нижневартовском.

По разработанным СибНИПИ «Нефтяные горизонты» рабочим проектам и регламентам успешно построены сотни наклонно направленных и горизонтальных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин на десятках месторождений нефтегазовых компаний «ТНК ВР», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «ЮКОС», «СИДАНКО», «Славнефть», «Пурнефтегазгеология».

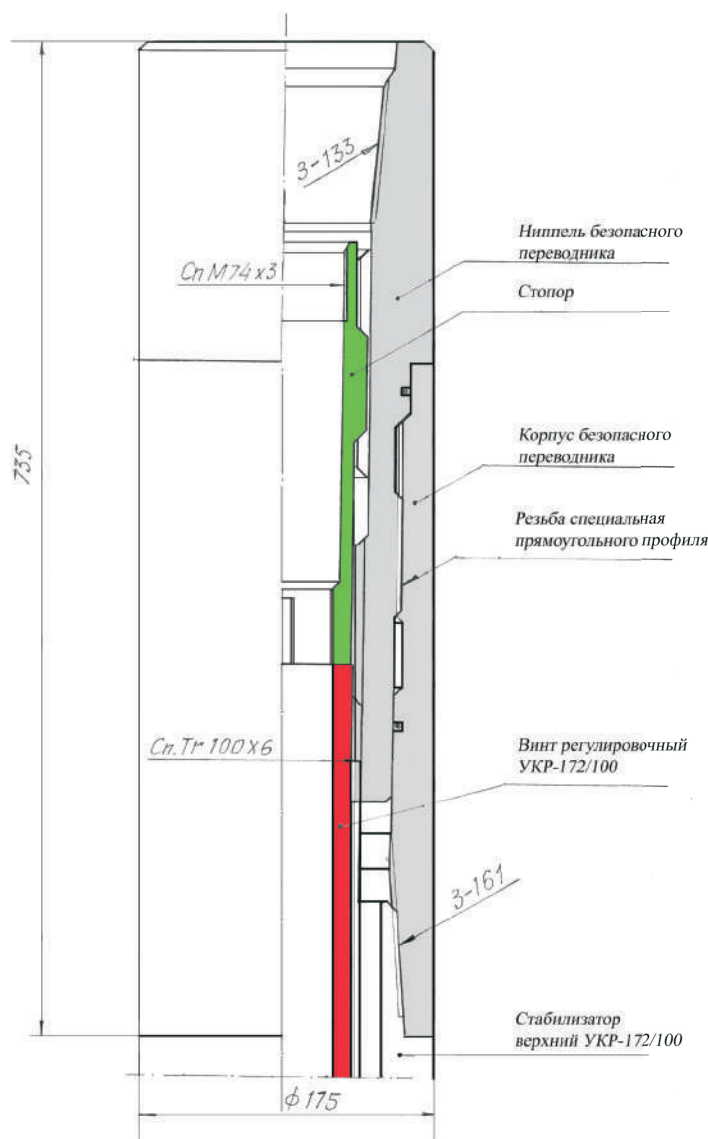
В настоящее время институт СибНИПИ «Нефтяные горизонты» совместно с Научно-исследовательским институтом буровых технологий РГУ нефти и газа



им. И.М.Губкина создает информационную систему технико-технологического надзора строительства скважин. Целостная многоуровневая автоматизированная система обеспечивает обмен информацией между структурами проектирования, строительства и эксплуатации скважин. Информация, полученная при строительстве предыдущей скважины разрабатываемого месторождения, используется для строительства последующих скважин, обеспечивая корректировку рабочего проекта. Проект становится пополняемым, гибко настраиваемым, опираясь на современные компьютерные технологии.

Как говорит главный инженер института СибНИПИ «Нефтяные горизонты» Олег Александрович Бобров – продолжатель дела своего отца-знатного нефтяника, одного из пионеров освоения Мегионской нефти: «Нижневартовская земля прирастает не только нефтью, но и прекрасными коллективами, которые на протяжении многих лет славят наш город!»

Безопасный переводник для керноприемного устройства УКР-172/100 «Кембрий». Отбор керна при современных требованиях



В аварийных ситуациях (прихватах, заклинках и др.) при работе с керноприемным устройством УКР 172/100 «Кембрий», не оснащенного безопасным переводником, как у всех импортных устройств аналогичного назначения, ликвидация аварии осложнена наличием в устройстве обратного клапана и керна в керноприемной трубе.

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» разработан безопасный переводник для серийного керноприемного устройства УКР 172/100 «Кембрий».

Безопасный переводник предназначен для извлечения керноприемной части устройства, (керноприемных труб с керном, шаровой подвески с обратным клапаном, регулировочного винта) в случае аварийной ситуации в скважине с бурильной головкой и корпусом устройства (прихвата, заклинивания и др.). Использование безопасного переводника не требует изменения конструкции керноприемного устройства.



Изготовитель

ООО « Ай Ди Эс Дриллинг» Москва.

Тел. (495) 543-91-16 (17).

Факс: (495) 543-96-12

E-mail:kochukov@ids-corp.ru

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

povalihin@ids-corp.ru; povalihin1@yandex.ru;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы — в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ — Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel — отдельными файлами от текста;
- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;
- адрес электронной почты каждого автора;
- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.

5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.

6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.

7. Список литературы.

8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (A , I , d , h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (γ , \sin , \exp , \lim), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
- в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.

Наиболее полная картина отраслевых технологий

Инженер-нефтяник
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

**В 2009 году через Агентство Роспечать открывается
подписка на научно-технический журнал «Инженер-нефтяник» -
наш подписной индекс - 35836**

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