ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 1'2010

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Российскому государственному университету нефти и газа имени академика И.М.Губкина - 80 лет!

Новые области применения многозабойного бурения

Эксплуатация пескопроявляющих пластов

Пластовая энергия нефтегазовых залежей

Теория и практика разрушения горных пород

GROUP IDS
INTELLECT DRILLING SERVICES

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

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 грузоподъёмностью 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 (Гуобит-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

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

№1 2010г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

5 **Многозабойное бурение как метод создания внутрипластовых нефтепромысловых систем**
Повалихин А.С., Калинин А.Г.

11 **Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин**
Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Моллаев З.Х., Повалихин А.С., Еганьянц Р.Т.

23 **Пластовая энергия нефтегазовых залежей и её рациональное использование**
Иванников В.И.

25 **Актуальные вопросы перевода технической документации в нефтегазовой отрасли**
Орлов Н.А., Черниченко В. В.

27 **Механизмы, методы и способы разрушения горных пород в глубоком бурении шарошечными долотами**
Синев С.В.

33 **Механизм разрушения горной породы и определение составляющих сил её резания буровым инструментом, оснащённым алмазно-твёрдосплавными пластинами**
Соловьев Н.В., Исонкин А.М., Богданов Р.К., Шестаков С.И.

37 **Методика расчета резьбовых соединений утяжеленных бурильных труб и забойных двигателей**
Гержберг Ю.М., Чарков В.Д., Киршин В.И.

42 **Осевая опора забойного двигателя**
Полей Н.Л.

44 **Технические средства для бурения вертикальных скважин и предупреждения искривления ствола**
Солодкий К.М.

47 **Кафедре бурения РГУ нефти и газа – 80 лет**
Ангелопуло О.К., Кульчицкий В.В.

49 **Аннотации статей**

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 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 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»

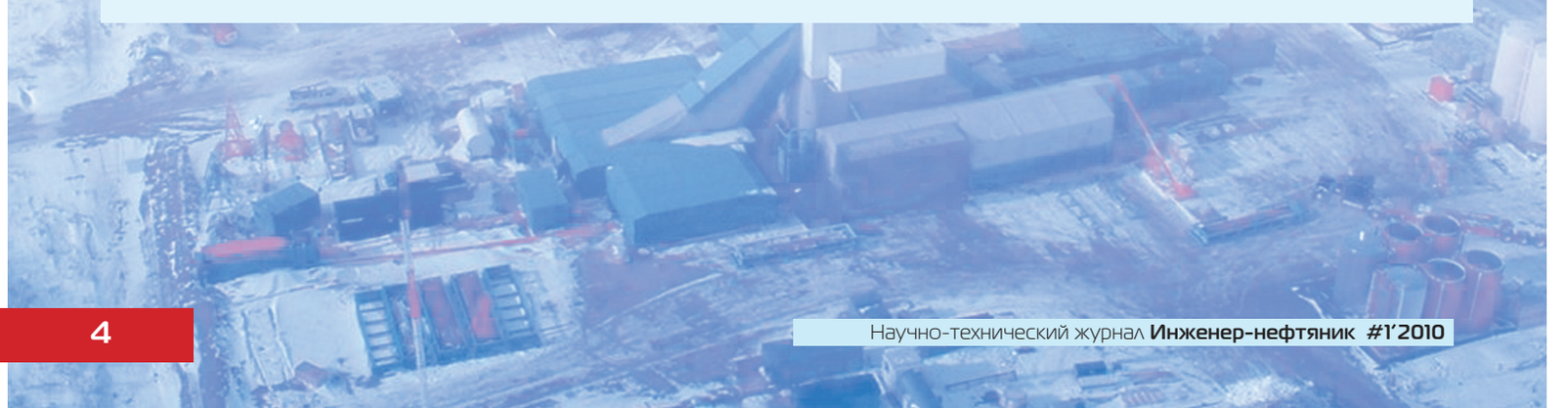
Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич
Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12
Адрес электронной почты: povalihin@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.



УДК 622.243.24

Многозабойное бурение как метод создания внутрипластовых нефтепромысловых систем

А.С. Повалихин - доктор техн. наук
(ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз)
А.Г. Калинин – доктор техн. наук, профессор
(Российский государственный геологоразведочный университет)

В 1951-1955 гг. по инициативе К.И.Коваленко и И.И.Вовченко на Карташёвском месторождении нефти (Стерлитамакская обл.) было пробурено несколько многозабойных скважин (МЗС). Экспериментальные работы по проектированию и строительству многозабойных скважин осуществлялись специалистами ВНИИбурнефть (с 1957 г. – ВНИИБТ) под руководством непосредственного разработчика технологии многозабойного бурения инженера А.М.Григоряна [1].

Ещё задолго до этого (в 1941 г.) разветвлять скважину для увеличения её производительности предложил Н.С. Тимофеев, но на тот момент времени эта идея не была реализована из-за отсутствия необходимого бурового инструмента.

Формы разветвления МЗС разрабатывались А.М.Григоряном совместно с В.А.Брагиным, К.И.Коваленко, Г.П.Ованесовым.

Первые две скважины (№ 59/45 и № 64/45) с тремя ответвлениями пробурены стандартными турбобурами длиной 7,8 м, которые не позволяли получить резкое искривление ствола. Поэтому ответвления были забурены на 300 м выше проектной глубины скважины, что по мере падения пластового давления ограничивало продолжительность эксплуатации скважины с помощью глубинно-насосного оборудования.

В 1952 г. была пробурена третья многозабойная скважина № 65/45 с использованием специальных коротких (длиной до 3,5 м) турбобуров, в разработке которых принимали участие М.Т.Гусман и Б.Д.Малкин. Скважина имела восемь ответвлений с максимальным расстоянием между крайними забоями до 300 м. Общая длина стволов скважины в три с лишним раза превышает её вертикальную глубину, почти 80% проходки пройдено непосредственно в продуктивном пласте. В процессе бурения скважины № 65/45 был успешно решен ряд совершенно новых для того времени технологических задач, возникших в связи с новой технологией бурения.

Помимо вопросов технологии проходки скважин нового типа с разветвлением стволов в продуктивном пласте были решены основные задачи процесса освоения, также не встречавшиеся до этого в нефтяной промышленности.

В скважине № 65/45 впервые были промыты и обработаны кислотой ответвления, тогда как в предыдущих многозабойных скважинах осваивался только основной ствол, а остальные оставались заполненными буровым раствором. Данная скважина в результате разветвления имела полезную протяженность в продуктивном пласте в 4,6 раза большую, чем обычная скважина на том же участке. После освоения и кислотной обработки всех стволов скважина № 65/45 сначала работала с установившимся дебитом, в три раза превысившим суммарный суточный дебит девяти окружающих вертикальных скважин. В среднем суточный дебит многозабойной скважины почти в 30 раз превысил средний суточный дебит каждый из девяти окружающих её скважин. При этом необходимо иметь в виду, что многозабойная скважина № 65/45 была пробурена на «истощённом» куполе массива в качестве уплотнения сетки разработки между давно эксплуатирующимися скважинами.

Рекордная многозабойная скважина № 66/45 (рис. 1) имела уже 10 резко искривленных ответвлений с радиусами кривизны до 80 м. При вертикальной глубине 600 м общая протяженность стволов скважины составила 1993 м, из которых 1760 м пройдено непосредственно в продуктивном пласте. Максимальное расстояние между крайними забоями равно 332 м. Скважина № 66/45 является выдающимся достижением в области многозабойного бурения не только для своего времени. Информация о результатах её строительства стала сенсацией в 1954 г. на IV Международном нефтяном конгрессе в Риме. При проходке этой скважины впервые в истории нефтяной промышленности были получены стволы, переходящие по дуге окружности с вертикального направления на горизонтальное с подъемом вверх. Стволы были проведены горизонтально вдоль слоя пласта мощностью 10 м на длину от 60 до 168 м. Самый длинный горизонтальный ствол общей длиной 260 м был пробурен в известняках средней крепости за 4 суток со всеми измерительными работами, т. е. со скоростью около 2000 м/ст.мес. Общая скорость бурения этой скважины составила 700 м/ст.мес., что выше плановой скорости, установленной в то время для обычных скважин в тех же условиях. Из девяти ответвлений скважины № 66/45 три ствола прошли горизонтально между рядами старых эксплуатационных скважин. По величине вскрытой этой скважиной полезной поверхности пласта данный метод приблизился к шахтному способу добычи нефти. При стоимости в 2,5 большей, чем обычная, скважина № 65/45 после освоения эксплуатировалась с дебитом, равным дебиту нескольких десятков соседних сравнительно высокопродуктивных скважин.

Таким образом, в процессе бурения 7 эксперименталь-

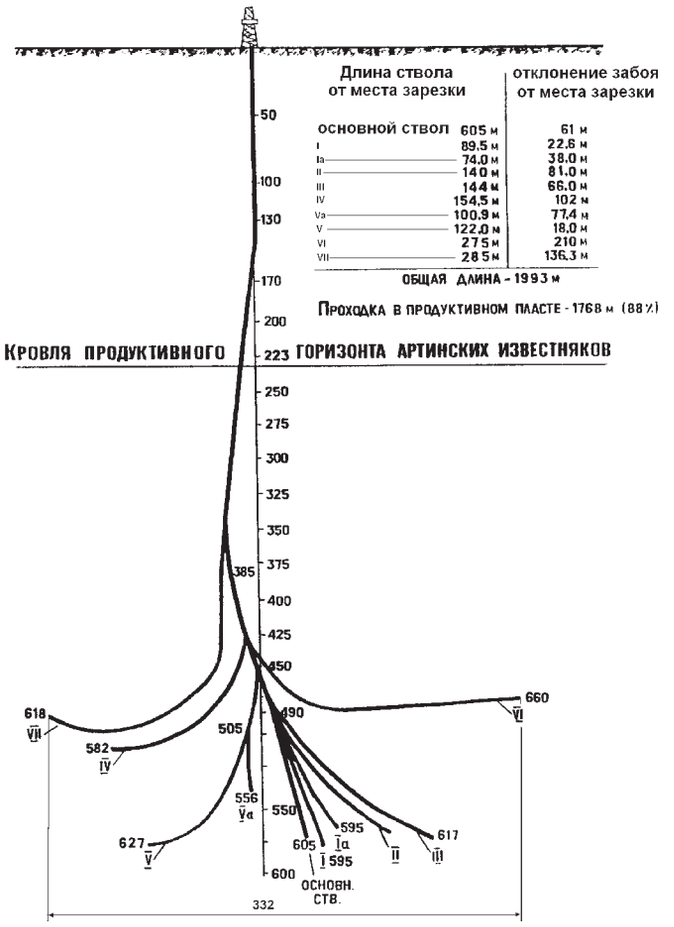


Рис. 1 Профиль многозабойной скважины № 66/45 (Карташёвское месторождение)

ных скважин (№№ 59/45, 64/45, 65/45, 66/45, 67/45, 68/45, 69/45) в 1952-1955 годах на Карташёвской площади треста Ишимбайнефть были созданы и отработаны основные технологические приемы многозабойно-горизонтального бурения.

В 1957-1958 гг. многозабойное бурение начинает осваиваться в сложных геолого-эксплуатационных условиях Предкарпатья на старом месторождении Польмины.

Большой объем сложных экспериментальных работ дал важные данные, которые позволили производить строительство МЗС в других нефтедобывающих регионах. В 1960-1961 гг. осуществлено бурение МЗС в продуктивном разрезе на Южно-Карской площади нефтепромыслового управления Черноморнефть (ПО «Краснодарнефтегаз»).

На основании результатов бурения и эксплуатации первых многозабойных и горизонтальных скважин разработаны технологические схемы МЗС для эксплуатации залежей нефти. Для литологически изолированных залежей, имеющих неравномерную проницаемость, может быть использована радиально-разветвлённая МЗС с пространственно расположенными радиальными ответвлениями (рис. 2).

Эксплуатация продуктивных пластов большой мощности может быть осуществлена с помощью радиально-разветвлённой МЗС, транспортно-дренажный ствол которой проводится в средней, наиболее продуктивной части продуктивной толщи, а боковые ответвления вскрывают нефтенасыщенные линзы и часто переслаивающиеся нефтенасыщенные слои песчаников изолированные от основной части пласта слоями глин (рис. 3 а).

Значительная часть месторождений России характеризуются низким фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, высокой расчлененностью разреза, пониженными значениями начальной нефтенасыщенности. Если наиболее продуктивной частью пласта является его верхняя часть, в которой размещается нефтеносный слой самой большой толщины, то в таких условиях может быть применена схема радиально-разветвленной МЗС, представленная на рис. 3 б. Эта схема радиально-разветвленной МЗС лишена недостатков горизонтальных и пологих скважин. Транспортно-дренажный горизонтальный ствол такой МЗС проведен в верхней части пласта в наиболее продуктивном слое, а ответвления вскрывают продуктивный пласт до его подошвы.

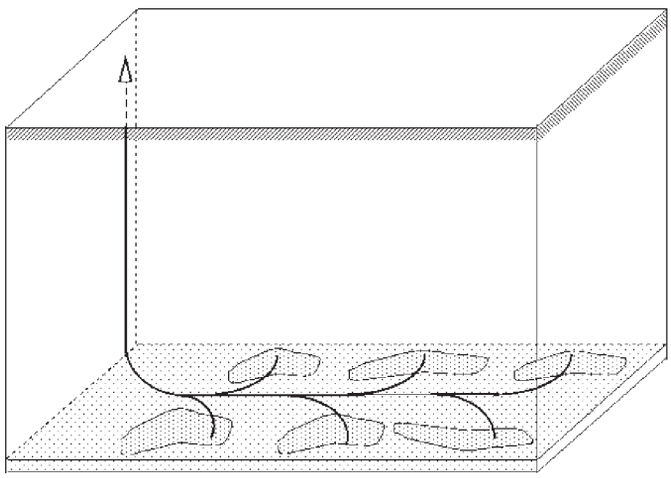


Рис. 2 Схема радиально-разветвленной МЗС для эксплуатации месторождений с литологически изолированными залежами

Радиально-разветвлённые МЗС могут быть использованы для эксплуатации маломощных (менее 5 м) нефтегазосодержащих пластов, имеющих сложную пространственную форму. Транспортный горизонтальный ствол расположен над кровлей пласта в устойчивых непроницаемых горных породах, а радиальные ответвления вскрывают пласт наклонно или вертикально. При этом радиальные ответвления могут эксплуатироваться совместно или поочередно (рис. 3 в).

Участки продуктивных пластов без подошвенной воды с газовой шапкой целесообразно вскрывать радиально-разветвленной МЗС, у которой транспортно-дренажный ствол проводится в нижней части продуктивной части пласта, а боковые ответвления вскрывают верхнюю часть продуктивной толщи до газонефтяного контакта (рис. 3 г).

Каждый из указанных выше типов МЗС может быть применен для других целей, например, для разрезания залежи при использовании в качестве нагнетательных скважин при блочном заводнении, для изоляции водоплавающих частей залежей и нефтяных зон нефтегазовых месторождений.

Большой вклад в теорию определения характера притока нефти и увеличения дебита для различных схем строительства горизонтальных скважин и МЗС внесли советские учёные В.И.Щуров, И.А.Чарный, А.М.Пирвердян, Ю.П.Борисов, В.П.Пилатовский, В.П.Табаков, В.П. Меркулов, М.М.Глоговский и др.

Учёными ВНИИнефть (А.А.Боксерман, А.Т.Горбунов, В.П.Табаков) разработаны технологические схемы МЗС для эксплуатации сложно построенных залежей тяжёлой нефти и природных битумов [2]. Специальные системы разработки с применением радиально-горизонтальных скважин с тепловым воздействием на пласт могут быть при определенных

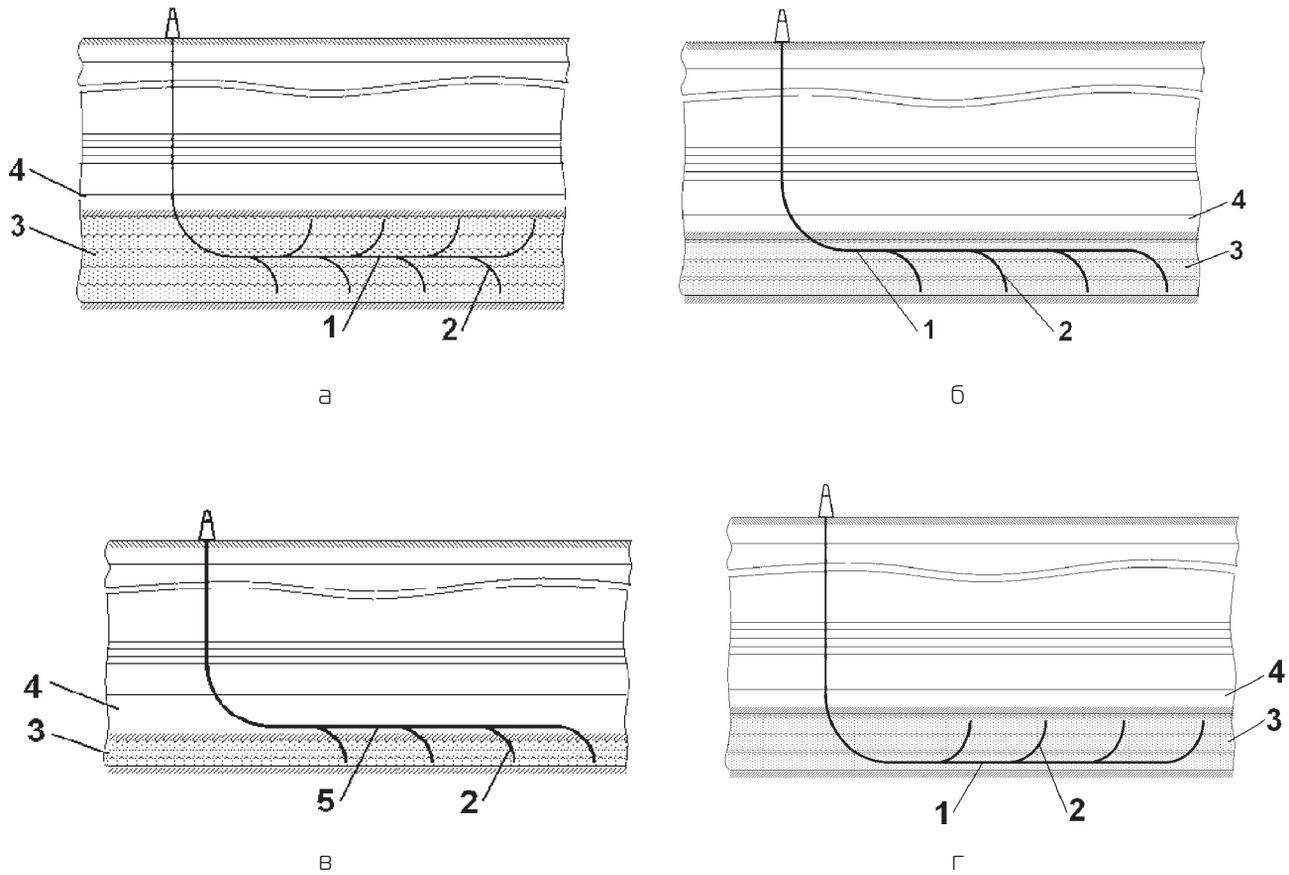


Рис. 3 Схемы радиально-разветвлённой МЗС
1- транспортно-дренажный горизонтальный ствол; 2 – боковое ответвление; 3 – продуктивный пласт; 4 – покрышка пласта; 5 – транспортный горизонтальный ствол

условиях хорошей альтернативной шахтной и термошахтной разработке высоковязкой нефти и битумов. Горизонтальные и пологие ответвления, пробуренные из основного горизонтального ствола МЗС, могут быть исходными элементами для новых более эффективных подземно-поверхностных систем эксплуатации.

На рис. 4 представлена схема МЗС для паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью. Радиальные ответвления размещены в вертикальной плоскости. Такая схема МЗС может быть использована для нефтяных залежей, имеющих большую (более 50 м) мощность. Возможны два варианта применения этой схемы: закачка теплоносителя осуществляется сверху вниз, как это показано на схеме и снизу вверх.

Схема нагнетательной МЗС для вертикального вытеснения нефти к горизонтальным эксплуатационным скважинам показана на рис. 5. Данную схему МЗС целесообразно применять в нефтяных пластах большой мощности с подошвенной водой.

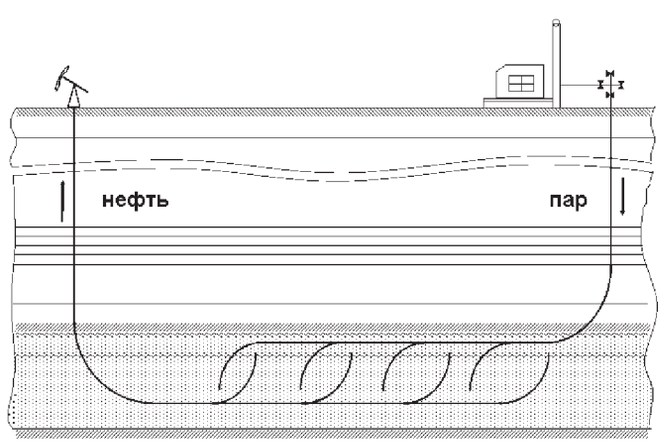


Рис. 4 Схема паротеплового воздействия на пласт

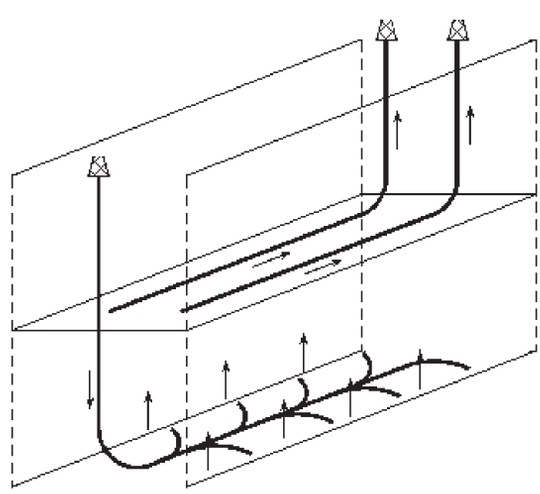


Рис. 5 Схема для вертикального вытеснения нефти

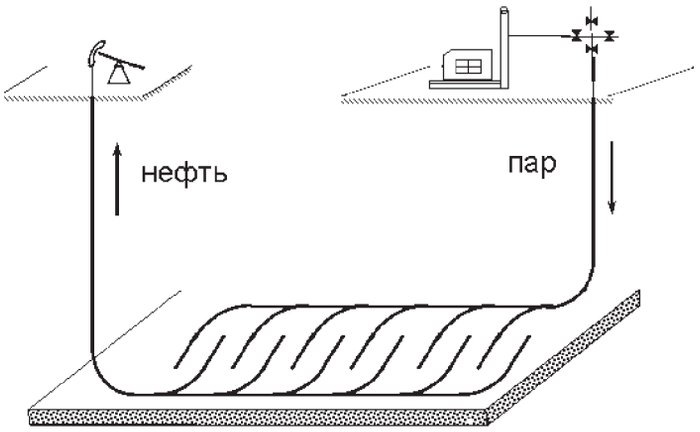


Рис. 6 Схема для паротеплового воздействия на пласт небольшой мощности

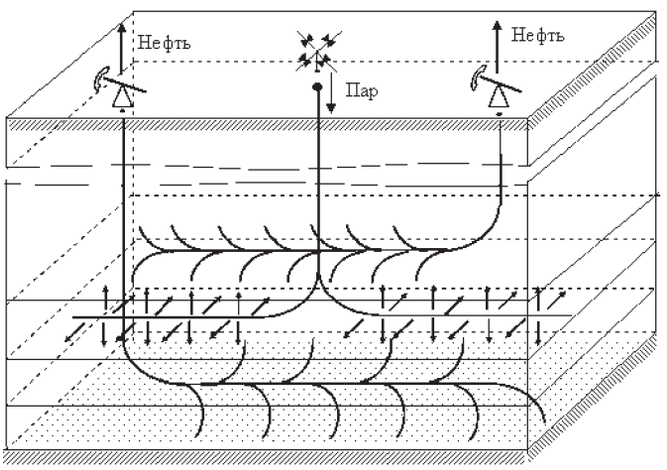


Рис. 7. Схема паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью большой мощности

Схема МЗС для паротеплового воздействия на пласт небольшой мощности с высоковязкой нефтью показана на рис. 6. Радиальные ответвления нагнетательной и эксплуатационной МЗС расположены в горизонтальной плоскости, причем радиальные ответвления нагнетательной МЗС располагаются между радиальными ответвлениями эксплуатационной МЗС.

Для паротеплового воздействия на пласт с высоковязкой нефтью большой мощности радиально-горизонтальные МЗС расположены в кровельной и подошвенной части пласта. В среднюю часть пласта через нагнетательные горизонтальные скважины закачивается пар. В качестве нагнетательной скважины может быть использована горизонтальная скважина или МЗС (рис. 7).

Многоствольное бурение значительно увеличило нефтедобычу на месторождениях, которые длительное время эксплуатировались густой сеткой вертикальных скважин и считались истощёнными. В процессе эксплуатации месторождений было отмечено, что вертикальные скважины, рядом с которыми пробурены МЗС с горизонтальными стволами, работают с большим дебитом, чем отдельно расположенные скважины. Таким образом, впервые было установлено, что боковые горизонтальные ответвления не только увеличивают поверхность фильтрации МЗС, но и расширяют зону дренирования соседних вертикальных эксплуатационных скважин [1].

Впервые использовать выявленный эффект для увеличения дебита вертикальных эксплуатационных скважин предложили инженеры ВНИИБТ А.М.Григорян и К.И.Коваленко [1]. В соответствии с предложением рядом со старыми вертикальными скважинами осуществляется закладка нескольких многозабойных скважин с горизонтальными боковыми ответвлениями, направленными в контур питания эксплуатационных скважин. Такие ответвления будут пересекать трещины или литологически изолированные области продуктивного пласта, и питать нефтью истощенную часть призабойной зоны эксплуатационных скважин.

Таким образом, упрощение системы обустройства месторождения и повышение эффективности работы куста добывающих скважин, многозабойной или одиночной вертикальной добывающей скважины можно осуществить за счет создания непосредственно в продуктивном пласте системы горизонтальных дренажных стволов. Строительство дренажных систем в продуктивном пласте позволит значительно расширить возможности и увеличить эффективность технологии горизонтального бурения. За счет дренажных стволов можно целенаправленно изменять проницаемость продуктивного пласта, что позволит осуществлять гидравлическую связь областей пласта разделенных литологическими экранами и перемычками.

Дренажная система добывающей скважины может быть сформирована в процессе её бурения [3]. Сущность технологии строительства скважины с дренажной системой, состоящей из горизонтальных стволов, иллюстрируется схемой, приведенной на рис. 8.

В процессе бурения с площадки 1 эксплуатационной

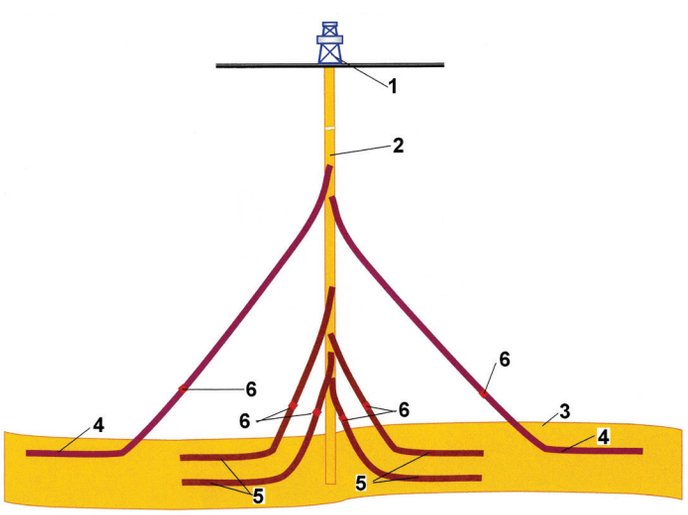


Рис. 8 Профиль скважины с дренажными и разведочными стволами
1 – буровая площадка;
2 –эксплуатационная скважина;
3 – продуктивный пласт;
4 – горизонтальный ствол основной дренажной системы;
5 – горизонтальный ствол дополнительной дренажной системы;
6 – пакер-пробка.

скважины 2 из её ствола последовательно забуривают горизонтальные стволы 4 основной дренажной системы и проводят их в продуктивном пласте 3 за контуром питания эксплуатационной скважины 2. После проведения геофизических исследований каждый горизонтальный ствол 4 изолируется путем установки цементного моста или с помощью пакер-пробки 6. На основании результатов геофизических исследований проектируют расположение горизонтальных стволов 5 дополнительной дренажной системы. В зависимости от структуры продуктивного пласта 3 может быть сформировано несколько дополнительных дренажных систем. Причем дренажные стволы могут быть расположены в продуктивном пласте как в одной плоскости, то есть, на одном уровне, так и на разных уровнях. В этом случае образуются ярусы дренажных стволов.

На рис. 8 горизонтальные стволы 5 образуют двухъярусную дополнительную дренажную систему.

Бурение эксплуатационной скважины 2 может быть приостановлено на уровне выше продуктивного пласта 3. Затем по описанной выше технологии формируют двухярусную дренажную систему из горизонтальных стволов 5. Полости горизонтальных стволов 5 выше продуктивного пласта 3 изолируют от полости эксплуатационной скважины 2 любым известным средством, в качестве которого могут быть использованы пробки 6 (заглушки) любых конструкций в том числе, например, съемные или разрушаемые. После чего эксплуатационную скважину 2 углубляют до вскрытия продуктивного пласта 3. Горизонтальные стволы 5 и полость эксплуатационной скважины 2 в зоне продуктивного пласта 3 в случае необходимости, могут быть гидравлически связаны путем разрыва пласта.

В горизонтальных стволах 5, расположенных в продуктивном пласте 3 могут быть установлены фильтры или размещен пористый олеофильный гидрофобный материал (на рис. 8 не показан).

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

Способ является альтернативой, а в некоторых случаях развитием технологии гидравлического разрыва пласта. Использование методов горизонтального бурения позволит в отличие от применяемой в настоящее время технологии гидроразрыва формировать систему каналов в пласте, которые будут пересекать литологические экраны, вскрывать изолированные области пласта.

Схема эксплуатационной скважины с системой дренажных горизонтальных стволов имеет общие признаки с многозабойной скважиной (см., например, рис. 1). Принципиальное отличие, которое определяет работу и эксплуатацию такой скважины, заключается в отсутствии прямой гидравлической связи дренажных стволов с эксплуатационной колонной. Скважины на участке месторождения с дренажными стволами эксплуатируются как обычные наклонные или вертикальные скважины. При этом исключаются все проблемы, свойственные МЗС: управление дебитом каждого ответвления, их обслуживание и ремонт, сложное и дорогостоящее внутрискважинное оборудование, отсутствие надёжной технологии эксплуатации. Кроме того, в такой скважине можно установить насосное оборудование на любом расстоянии от продуктивного пласта, а сама скважина может эксплуатироваться при сравнительно низкой депрессии, так как пласт с дренажными стволами имеет пониженное гидравлическое сопротивление.

Таким образом, добывающая скважина с системой дренажных стволов позволит осуществлять эксплуатацию нефтяного пласта при рациональном отборе нефти и существенно повысить нефтеотдачу коллектора. Данная технология может быть использована и для повышения дебита старых скважин.

Значительный экономический эффект от дренажных систем может быть получен на морских месторождениях нефти или газа, отличительной особенностью которых является ускоренный отбор продукции в связи с ограниченным сроком эксплуатации морских оснований и сооружений [4].

В условиях морского месторождения дренажные скважины не требуют строительства морских оснований и бурятся с бурового судна или самоподъемной буровой установки (СПБУ) в контур питания куста эксплуатационных скважин, расположенного на морском основании (рис. 9). Дренажные стволы в пределах пласта обустраиваются следующим образом: устанавливается фильтр, заколонные пакеры. В дренажных скважинах проводятся операции по установлению гидродинамической связи с призабойной зоной пласта соответствующей эксплуатационной скважины (гидравлический разрыв). После такой подготовки дренажного ствола скважина надежно изолируется цементным мостом выше продуктивного пласта, а раствор и обсадные трубы, расположенные выше цементного моста, извлекаются. В процессе эксплуатации месторождения горизонтальный ствол служит для внутрипластового дренажа флюида к контуру питания эксплуатационных скважин.

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

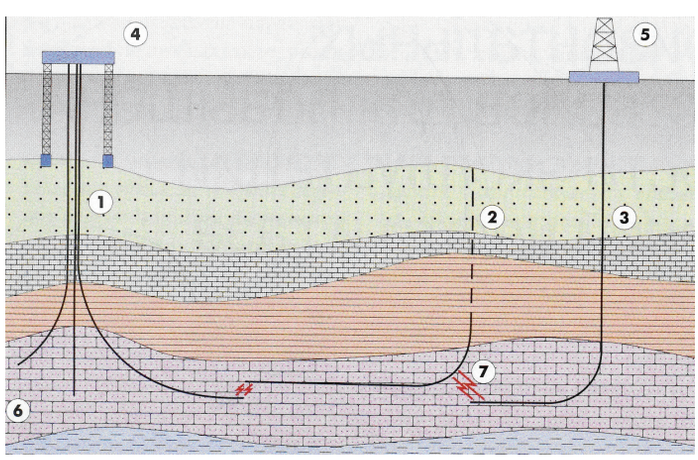


Рис. 9. Система эксплуатационных и дренажных скважин на морском месторождении.
1 – эксплуатационные скважины;
2 – скважина дренажной системы первой очереди;
3 – скважина дренажной системы второй очереди;
4 – куст эксплуатационных скважин на морском основании;
5 – буровое судно;
6 – продуктивный пласт;
7 – каналы гидроразрыва в продуктивном в пласте.

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

Для морского месторождения применение системы дренажных скважин только одной, первой очереди, позволит не менее чем в два раза сократить число морских оснований и количество эксплуатационных скважин при росте объема бурения всего на 25 % за счет, главным образом, наиболее легко буримых вертикальных интервалов [4].

Система разработки нефтегазовых месторождений, расположенных на морском шельфе, с помощью дренажных скважин имеет следующие преимущества:снижение капитальных затрат за счет сокращения на числа морских оснований;

- сокращение эксплуатационных затрат за счет сокращения количества эксплуатационных скважин;
- выравнивание темпов добычи по годам благодаря приросту площади питания эксплуатационных скважин за счет планомерного ввода дренажных скважин;
- щадящий режим эксплуатации скважин благодаря росту их продуктивности за счет увеличения площади питания и степени дренажа продуктивного пласта;
- возможность сезонного строительства дренажных скважин с СПБУ и буровых судов, что важно для месторождений шельфа северных морей;
- возможность использования отработанных дренажных скважин в качестве нагнетательных с высокой приемистостью и широким фронтом воздействия.

С помощью комбинации МЗС различного вида и технологии бурения горизонтальных дренажных стволов можно создать непосредственно в самом продуктивном пласте систему, которая будет осуществлять разделение пластового флюида на газ, воду и нефть, а также дренаж и транспорт нефти к добывающим скважинам, выполняя, таким образом, значительную часть функций наземного нефтепромыслового комплекса.

Применение технологии строительства внутрипластовых промысловых систем сократит количество добывающих и нагнетательных скважин, необходимых для эксплуатации месторождения, уменьшит площадь, отводимую под внутрипромысловые нефтепроводы, дороги, сооружения для первичной подготовки нефти.

В статье, по мнению авторов, поставлены важные для нефтегазовой отрасли вопросы, которые требуют обсуждения как специалистами в области бурения, так и эксплуатации нефтяных месторождений. Поэтому авторы призывают читателей принять участие в разработке этой проблемы с целью доведения её до практического использования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969. –190 с.

2. Отчёт о научно-исследовательской работе «Разработка научно-обоснованных схем эксплуатации нефтяных месторождений с помощью систем многозабойных скважин. Разработка типовых профилей многозабойных скважин для различных горно-геологических и эксплуатационных условий». – М.: ВНИИнефть, 1993. – 110 с.

3. Повалихин А.С., Калинин А.Г. Система дренажных стволов как способ увеличения дебита скважины и нефтеотдачи пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - № 6. с. 2-7

4. Повалихин А.С., Козлов А.В., Мессер А.Г., Лопатин Ю.С. Бурение горизонтальных дренажных стволов для повышения эффективности эксплуатации месторождений нефти и газа // «Бурение» (приложение «Нефть и капитал»), 2001. – М.: - № 2. – с. 39-43

УДК 622.24.05

Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин

В.Ю. Близнюков – доктор техн. наук, А.Г. Гилаев – аспирант,
Г.Г. Гилаев – доктор техн. наук, З.Х. Моллаев – канд. г-м наук,
А.С. Повалихин - доктор техн. наук, Р.Т. Еганьянц – канд. г-м наук

Введение

В районах, где из продуктивных горизонтов отбирают большие объёмы флюидов, формируются области оседания поверхности земли диаметром от нескольких десятков до нескольких сотен метров. При этом скорость оседания поверхности земли может колебаться от нескольких миллиметров до одного и более сантиметров в год.

Проведенные исследования процесса оседания земной поверхности позволили авторам работы [1] сделать следующие выводы:

1) процессы оседания пластов горной породы и смещения поверхности земли происходят при интенсивной разработке месторождений углеводородов;

2) оседание характерно для тех месторождений, где разрабатываемые пласты-коллекторы имеют суммарную толщину в несколько десятков метров и более;

3) оседание наблюдается над теми месторождениями, коллекторы которых сложены рыхлыми слабосцементированными песками или песчаниками, которые обычно переслаиваются с глинами, причем возраст продуктивных отложений обычно не старше эоцена;

4) процессы оседания в большей степени характерны для месторождений, находящихся на сравнительно небольшой глубине - порядка 2000-3000 м, и чем меньше будет глубина залегания объекта эксплуатации, тем быстрее будет распространяться процесс оседания до поверхности земли;

5) характерным при разработке большинства залежей нефти и газа является снижение пластового давления на 0,4-1,0 МПа за период менее десяти лет и на 20-30 МПа - от 10 до 20 лет. Так как продуктивные пласты неоднородны по своим коллекторским свойствам, то при отборе воды, нефти или газа пластовое давление, прежде всего, будет снижаться в более проницаемых коллекторах. Возникающий перепад давления между малопроницаемыми и высокопроницаемыми коллекторами является причиной миграции флюидов из низкопроницаемых пород в высокопроницаемые коллекторы, а следствием этой миграции флюидов является уплотнение горных пород.

Последствиями процесса оседаний земной поверхности при разработке месторождений жидких и газообразных полезных ископаемых являются:

1) уплотнение продуктивного пласта-коллектора и уменьшение его эффективной нефте- или газонасыщенной толщины;

2) закупорка пласта и ухудшение фильтрационных (гидродинамических) параметров;

3) заболачивание (для условий, аналогичных условиям Западной Сибири) ранее сухих территорий (трансгрессия болот) в результате снижения пластового давления; трансгрессия моря на прибрежные территории;

4) деформация и смятие обсадных колонн скважин и связанных с ними трубопроводов.

В скважинах на нефтяных месторождениях Сладковско-Морозовской группы Краснодарского края уже на ранней стадии эксплуатации продуктивных объектов чокракского яруса выявлено нарушение прочностных свойств эксплуатационной колонны. Проведенные авторами исследования позволили установить, что основными причинами нарушения обсадных эксплуатационных колонн на указанных месторождениях являются вынос песка из коллектора с образованием каверны в интервале продуктивного пласта и действие осевых сжимающих сил.

В данной и последующих статьях будут представлены для обсуждения результаты проведенных авторами исследований, а также разработанные мероприятия по предупреждению пескопроявления при строительстве и эксплуатации скважин.

Авторы предлагают специалистам нефтяных и газовых компаний принять участие в рассмотрении проблемы эксплуатации пескопроявляющих пластов.

Проблемная группа месторождений в тектоническом плане приурочена к северо-западному борту западно-кубанского прогиба, геологический разрез которых представлен мощными толщами глин с аномально-высокими поровыми давлениями (АВПД). Именно мощные толщи глин являются основной причиной развития АВПД. Аномально высокие поровые давления в глинах являются результатом того, что вода из мощной глинистой толщи не успевает отжиматься вверх по вертикали, в направлении общей разгрузки флюидов до равновесно-

го состояния, при котором поровые и пластовые давления становятся равными гидростатическому давлению воды.

При высоких поровых давлениях в глинах, вызванных большими сопротивлениями оттоку вверх по вертикали содержащих их флюидов, глины остаются недоуплотненными, а пористость их остается соответственно высокой, выше, чем в случае нормального уплотнения разреза. Недоуплотнению глин способствует высокая скорость их погружения и, соответственно, накопления осадков. Применительно к рассматриваемому району, при мощности четвертичных и плиоцен–миоценовых отложений до 3000 м и продолжительности их формирования 25 млн. лет, скорость погружения осадков составит 120 м/млн. лет. Это очень высокая скорость в сравнении с теми, которые наблюдаются на площадях с нормальными пластовыми и поровыми давлениями. Например, на многих площадях Западной Сибири отложения мощностью 3000 м, включающие породы мелового возраста, отлагались в течение чуть более 150 млн. лет. Скорость погружения осадков в этом случае составила 20 м/млн.лет, т.е. в 6 раз меньше, чем на площадях Сладковско-Морозовской группы. АВПД в таком разрезе (с нормальным уплотнением), если они присутствуют, являются источником других процессов.

С целью выяснения причин повреждения обсадных колонн нами были проведен анализ закономерностей распределения поровых и пластовых давлений по разрезу скважин на месторождениях Сладковско-Морозовской группы.

При формировании АВПД по разрезу толщ горных пород различные процессы и геологические факторы, действовавшие при формировании геологических и геофизических свойств разреза, накладываются на доминирующие факторы. Одним из таких распространенных факторов является процесс генерации углеводородов в глинистых нефтематеринских толщах.

Отличительной особенностью разреза скважин на анализируемых площадях является то, что потенциально-продуктивные песчаные горизонты, залегающие в мощной толще глин, имеют небольшие мощности (10÷15 м), характеризуются линзовидной формой залегания, частым чередованием глинистых и песчаных пропластков. В таких условиях начальные пластовые давления в коллекторах не могут превышать величины поровых давлений в глинах, так как пластовые давления являются результатом нагнетания в них поровых флюидов из глин. В естественных условиях надежного запечатывания коллекторов начальные пластовые давления должны быть равны поровым давлениям в глинах. Это очень важное положение, которое подчеркивается многими исследователями, занимающимися изучением закономерностей распределения АВПД.

Все косвенные методики определения пластовых давлений в коллекторах основаны на определении поровых давлений в глинах геофизическими методами исследования разреза скважин. При этом определяемые величины поровых давлений в глинах являются косвенным результатом. Прямая задача геофизических исследований разреза скважин – определение пористости глин, слагающих разрез скважин. Очевидно, что в тех случаях, когда пористость глин зависит только от степени их уплотнения в процессе погружения осадков, и когда геофизические методы однозначно отражают пористость глин, определенные таким способом поровые давления могут быть приняты равными действительным величинам поровых давлений в разрезе. В тех же случаях, когда величина пористости глин является результатом многих факторов, сопровождавших процесс диагенеза осадков при их погружении, будет наблюдаться расхождение между расчетными и фактическими величинами поровых давлений и пластовыми давлениями во вмещаемых коллекторах.

Нами рассмотрены примеры определения поровых давлений в глинах, выполненные геофизическими службами, обслуживающими буровые работы на рассматриваемых площадях. Важное, с нашей точки зрения, замечание сделано в связи с тем, что на рисунках и графиках по определению поровых давлений в глинах кривая фактического изменения с глубиной удельного электросопротивления глин не имеет общих точек с линией нормального уплотнения. На одном из графиков (скважина № 6 3-М) разработчики проекта указывают на глубину 1130 м, на которой пересекаются линии фактического и нормального тренда электросопротивлений, как на глубину кровли зоны АВПД (рис. 1).

Между тем, в первую очередь большой опыт использования рассматриваемых методов за рубежом (У.Х. Фертль [2], 1980 г. и др.) показывает, что положение линии нормального уплотнения в разрезе скважины определяется по нескольким точкам, которые расположены на прямой линии (т.е. кровля зоны АВПД определяется не по одной точке на графике, а по интервалу разреза скважины) в полулогарифмической системе координат, где логарифмическая ось – ось удельных электросопротивлений. Отсутствие такой зоны не дает уверенности в том, что расчеты могут быть выполнены правильно.

Второе замечание, сделанное нами, заключается в том, что рассчитанные по данным удельных электросопротивлений величины поровых давлений значительно меньше замеренных величин пластовых давлений. Как указывалось выше, в условиях, при которых мощность коллекторов в кратное число раз меньше

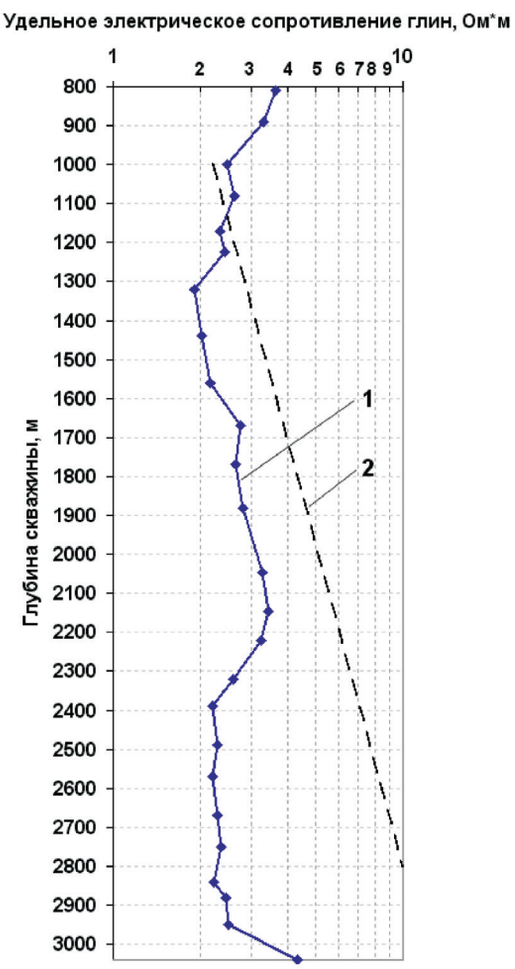


Рис. 1. Изменение с глубиной нормального и фактического удельного электросопротивление глин по разрезу скважины № 6 3-М.
1 – фактическое электросопротивление глин по разрезу скважины;
2 – электросопротивление глин при нормальном уплотнении разреза.

Таблица 1

Расчетные величины поровых давлений в глинах по разрезу скважин по данным акустического каротажа (величине Δt) методом эквивалентных глубин

Глубина скважины, м	Эквивалентная глубина скважины, м	Градиент горного давления на расчетной глубине, МПа/м	Градиент горного давления на эквивалентной глубине, МПа/м	Градиент порового давления на эквивалентной глубине, МПа/м	Расчетное поровое давление, МПа	Градиент порового давления, МПа/м
1	2	3	4	5	6	7
1900	1900	0,0218	0,0218	0,0105	20,00	0,0105
2200	1760	0,0219	0,0216	0,0105	28,64	0,0130
2400	320	0,0220	0,0185	0,0110	50,20	0,0209
2500	450	0,0221	0,0186	--"--	51,83	0,0207
2600	580	0,0222	0,0187	--"--	53,25	0,0205
2700	730	0,0223	0,0188	--"--	54,52	0,0202
2800	890	0,0224	0,0189	--"--	55,69	0,0199
2900	1050	0,0225	0,0190	--"--	56,85	0,0196
3000	1200	0,0226	0,0191	--"--	58,10	0,0194

мощности вмещающих их глин, поровые давления в глинах не могут быть меньше пластовых давлений в коллекторах. Тот факт, что указанная расчетная аномалия наблюдается практически по разрезу всех скважинах, говорит о том, что ошибку содержит сама методика расчетов.

По данным многих исследователей (У.Х. Фертль 1980, Ж.П. Муше и А.Митчелл [2, 3]) «акустический каротаж, позволяющий определять пористость глинистых сланцев, является одним из наиболее надежных методов идентификации недоуплотненных глин. Для его использования необходимо установить линию нормального уплотнения, причем предпочтительно это делать на региональной основе». На показания акустического каротажа относительно мало влияют вариации диаметра скважины, температура и соленость пластовых вод. Нами выполнены работы по определению поровых давлений в глинах по данным акустического каротажа. Результаты расчетов по определению поровых давлений в глинах в интервале 1900–3000 м сведены в табл. 1 и 2. Рассчитанные нами по данным акустического каротажа величины поровых давлений в глинах существенно превышают таковые, рассчитанные разработчиком проектов по данным удельных электросопротивлений горных пород.

Таблица 2

Расчетные величины поровых давлений в глинах по разрезу скважин по данным акустического каротажа по зависимости* между $\Delta t_{ан} - \Delta t_{нор}$ и градиентами пластовых давлений

Глубина скважины, м	$\Delta t_{ан}$, мсек/м	$\Delta t_{нор}$, мсек/м	$\Delta t_{ан} - \Delta t_{нор}$, мсек/м	Градиент порового давления расчет., МПа	Поровое давление, расчет., МПа
1	2	3	4	5	6
1900	397	397	0	0,0110	20,9
2200	400	377	23	0,0144	31,7
2400	500	365	135	0,0217	52,1
2500	488	361	127	0,0215	53,8
2600	480	355	125	0,0213	55,4
2700	470	350	120	0,0211	57,0
2800	457	345	112	0,0209	58,5
2900	447	342	105	0,0206	59,7
3000	437	337	100	0,0204	61,2

* Расчет выполнен по графической зависимости между $\Delta t_{ан} - \Delta t_{нор}$ и град. поровых давлений, заимствованной у У.Х. Фертля [2].

При определении закономерностей изменения пластового давления по разрезу скважин рассмотрены данные фактических замеров с целью определения закономерностей их распределения. Имеющиеся данные замеров пластовых давлений представлены в табл. 3. Всего на 10 площадях в 18 скважинах выполнено 20 замеров в пластах III-1, IV, IVa, V-1, V-2 и X чокракского яруса. Имеется явный дефицит замеренных величин пластовых давлений. Наибольшее количество замеров выполнено в пачке IV. Данные табл. 3 в виде точек давлений представлены на рис. 2, на который нанесена прямая линия поровых давлений в глинах, соответствующая средним данным табл. 1 и 2. Анализ распределения точек пластовых давлений на рассматриваемом рисунке показывает, что точки давлений пачки IV расположены на прямой линии. Эта линия проходит через точки давлений в скважинах № 2-М и 6 3-Б. Только точка давлений по скважине № 6 М лежит значительно левее прямой. С позиций практической целесообразности можно предположить, что давление в пачке IV в указанной скважине недовосстановлено.

Таким образом, установлено, что замеренные величины начальных пластовых давлений в пачке IV равны расчетным по данным акустического параметра Δt величинам поровых давлений в глинах.

В верхней части разреза скважин, в интервале 2400–2700 м линия пластовых давлений определена соединением точки пластовых давлений на глубине 2700 м с точкой поровых давлений на глубине 2400 м.

Пластовые давления, описываемые такой ломанной линией, приняты нами за максимально возможные пластовые давления в интервале бурения ствола скважины под эксплуатационную колонну и за расчетные величины наружных давлений при выборе прочностных характеристик эксплуатационных колонн (см. табл. 4).

Для предупреждения смятия обсадных, эксплуатационных колонн (ЭК) выбор прочностных характеристик обсадных труб осуществляют, исходя из наибольших наружных давлений, которые могут действовать на колонну в процессе разработки залежи с углеводородами. Нарушение прочностных характеристик ЭК на исследуемых площадях происходит в интервале открытого ствола (ниже промежуточной обсадной колонны) скважины. Для зацементированной зоны открытого ствола наружное давление на колонну после ОЗЦ определяют согласно п. 2.7 действующей «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» с учетом пластового и горного давлений. При отсутствии их влияния

Таблица 3
Замеренные величины начальных пластовых давлений

№№ скв	Альт. + удл. м	Интервал залегания пачки, м	Интервал испытания, м	$H_{прив}$, м	$P_{пл}$, МП	$K_{ан}$	Индекс пачки	Глубина кровли чокрак. яруса, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Площадь С								
6	3,6	2459-2469	2459-2464	2461	46,8	1,90	V-2	2179
9,2	6,2 + 157	2585-2591	2422-2426*	2424*	45,3	1,86	V-2	2180
15	5,9	2355-2376	2360-2368	2364	43,3	1,83	V-2	2082
Площадь Ю-С								
1	20,4	2422-2441	2422-2425	2424	49,5	2,04	V-1	2398
2	6,5	2616-2625	2609-2618	2614	50,7	1,94	V-2	2380
Площадь В								
1	5,2	2759-2787	2759-2762	2760	54,3	1,98	X	2472
	-"-	2675-2683	2675-2682	2678	49,5	1,83	V-2	-"-
2	5,9	2602-2608	2601-2608	2605	49,5	1,88	V-1	2304
Площадь 3-М								
1	27,3	2896-2914	2901-2903	2902	58,2	2,02	IV	2738
1бис	122	2990-3003	2996-2997	2884*	56,9	1,98	IV	2802
2	6,9	2986-3006	2986-2988	2987	58,9	1,97	V	2690
Площадь М								
2	5,4	2793-2804	2793-2801	2797	57,9	2,07	IV	2613
6	5,7	2827-2841	2828-2840	2834	53,0	1,87	IV	2644
6	5,7	2757-2766	2757-2765	2761	53,6	1,94	III-1	--«--
10	6,5	2726-2749	2744-2749	2746	54.7*	1,99	III-1	2588

Примечание: скважины № 9 бис С, № 1 бис 3-М и № 10 М имеют наклонно направленный ствол. По ним глубина $H_{прив}$ в колонке 5 приведена по вертикали. $K_{ан}$ – коэффициент аномальности.

Таблица 3 (окончание)
Замеренные величины начальных пластовых давлений

№№ скв	Альт. + удл. м	Интервал залегания пачки, м	Интервал испытания, м	$Н_{прив}$, м	$Р_{пл}$, МП	$К_{ан}$	Индекс пачки	Глубина кровли чокрак. яруса, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Площадь Ю-М								
1	8,9	2846-2854	2847-2851	2849	56,2	1,98	IV	2655
Площадь З-Б								
6	7,5	2890-2897	2890-2898	2894	59,2	2,05	IV	2736
Площадь З-Мч								
1	7,0	2916-2922	2917-2922	2920	58,4	2,02	IV	2758
Площадь В-Ч								
2	9,8	2943-2947	2943-2947	2945	59,2	2,01	IV	2722
Площадь Т								
1	6,0	2952-2958	2952-2955	2953	58,5	1,99	IVa	2762

наружное давление определяется по п. 2.6, в соответствии с которым оно равно сумме гидростатических давлений: бурового раствора над уровнем цементного камня и столба жидкости (воды) удельным весом 1100 кг/м^3, в интервале расположения цементного камня.

Основанием для учета пластового давления является проницаемость цементного камня даже в случае удовлетворительного качества цементирования ЭК. При некачественном цементировании, отсутствии плотного контакта цементного камня с обсадной трубой и наличии участков не вытесненного бурового раствора контакт пластовой жидкости с ЭК становится непосредственным, более полным и всесторонним. Однако и в случае качественного цементирования и хорошего сцепления, плотного контакта цементного камня с обсадной трубой пластовая жидкость проникает в поры цементного камня и непосредственно контактирует с обсадной колонной. Даже при низкой пористости пласта и цементного камня поверхность контакта пластовой жидкости с обсадной колонной равна всей внутренней поверхности цементного камня, контактирующего с обсадной колонной в интервале залегания пласта. На проблемных площадях некачественное цементирование ЭК наблюдается почти во всех скважинах. Следствием этого являются заколонные газонефтеводоперетоки с высокими давлениями на устье. Таким образом, в рассматриваемом случае пластовое давление может обоснованно приниматься в качестве наружного давления, действующего на ЭК в интервале открытого ствола скважины. Градиенты пластовых и равные им поровых давлений по разрезу скважин представлены на рис. 3.

Типовая конструкция скважин включает следующие обсадные колонны:

- кондуктор диаметром 324 мм спускается на глубину 950–1050 м для изоляции четвертичных и верхнесреднеплиоценовых отложений с нормальными пластовыми давлениями и установки противовыбросового оборудования;
- промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 2400–2600 м для изоляции верхней части миоценовых отложений и зоны АВПД, и обеспечения безопасных условий бурения под эксплуатационную колонну;
- эксплуатационная колонна диаметром 140 мм спускается на глубину 2500–3000 м для изоляции чокракских и верхней части майкопских отложений, а также для обеспечения условий испытания и разработки потенциально продуктивных горизонтов.

Интервал ствола скважины при бурении под ЭК составляет в среднем 500 м и представлен отложениями караганского, чокракского и майкопского ярусов с аномально-высокими пластовыми и поровыми давлениями. Потенциально продуктивными являются объекты чокракского яруса, сложенные песками и песчаниками разной степени уплотненности и сцементированности.

При расчете ЭК как элемента длительно действующих сооружений на момент окончания эксплуатации скважины внутренние давления принимаются минимальными. Учитывая значительный газонефтяной фактор во всех скважинах, можно (и целесообразно) рассчитывать ЭК на полное опорожнение, т.е. принимать внутренние давления равными нулю. Такой подход является также справедливым, учитывая, что почти все рассматриваемые скважины являются поисково-разведочными.

При выборе наружных давлений необходимо учитывать также следующее. Потенциально продуктивные объекты чокракского яруса представлены запечатанными линзовидными пластами ограниченной ёмкости, в которых пластовые давления интенсивно уменьшаются по мере отбора из них жидкости в процессе добычи углеводородов.

Таблица 4
Наибольшие величины пластовых давлений в интервале бурения под эксплуатационную колонну, принимаемые для расчета и выбора прочностных свойств эксплуатационных колонн

Глубина, м	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	3100
Пластовое давление, МПа	50,8	52,8	54,7	56,5	58,0	59,3	60,7	62,6
Градиент РПЛ, 10^{-2} МПа/м	2,12	2,11	2,10	2,09	2,07	2,05	2,02	2,02

Однако такое уменьшение пластовых давлений в линзовидно-залегающих коллекторах, залежах, практически не отражается на величине поровых давлений в мощных толщах перекрывающих и подстилающих их глин. Процесс формирования переходных зон мощностью до первых единиц и десятков метров на контакте границ залежи и глинистой покрышки и выравнивания давлений протекает так медленно, что его невозможно учесть за короткое время эксплуатации месторождений. Исходя из этого, по мере разработки залежей, при расчете на смятие упрощаются условия выбора типоразмеров труб для ЭК в интервале перфорации – сминающие давления уменьшаются. Для секций труб выше и ниже интервала перфорации условия расчета труб не изменяются и, как для первых скважин с начальными пластовыми давлениями, определяются величинами поровых давлений в глинах. Можно сделать вывод, что в скважинах с нарушениями ЭК, после падения пластовых давлений, наиболее слабым местом из расчета на смятие являлись не трубы в интервале перфорации, а секции труб, расположенные выше и ниже интервала перфорации.

В табл. 5 представлены исходные данные и расчетные величины наружных давлений на ЭК по составному столбу бурового и цементного растворов за ЭК в соответствии с п. 2.6. инструкции для 20 скважин рассматриваемых месторождений. Сравнение этих величин (данные колонки 8) с данными установленных нами величин пластовых давлений в разделе 6 (колонка 9) на одной и той же глубине (середина интервала перфорации объекта) показывает следующее. Расчетные по формуле п. 2.6 величины наружных давлений на ЭК (данные колонки 8) существенно (от 3,5 МПа по скважине № 5 3-Б до 13,5 МПа по скважине № 2 Ю-М) меньше величин пластовых давлений на одних и тех же глубинах, и, поэтому, не могут быть приняты для расчета и выбора труб ЭК в качестве наибольших наружных давлений.

Рассмотрим теперь степень участия горного давления в формировании наружных сминающих давлений. Напряженное состояние горных пород вокруг ствола скважины в настоящее время описываются следующей системой уравнений С.Г. Лехницкого [4, 5]:

$$\sigma_{ZP} = -\lambda \cdot Z$$

$$\sigma_{rP} = (\lambda \cdot \gamma - \gamma_1) \cdot Z \cdot \left(\frac{r_C}{r}\right)^2 - \lambda \cdot \gamma \cdot Z \qquad (1)$$

$$\sigma_{\theta P} = -(\lambda \cdot \gamma - \gamma_1) \cdot Z \cdot \left(\frac{r_C}{r}\right)^2 - \lambda \cdot \gamma \cdot Z$$

где σ_{zp}, σ_{rp}, $\sigma_{\theta p}$ – напряжение горных пород в расчетной точке вокруг ствола скважины, соответственно, вертикальное, радиальное и тангенциальное, кг/см^2;

Z – глубина скважины по вертикали, см;

γ – удельный вес горных пород, кг/см^3;

γ_1 – удельный вес жидкости, заполняющий скважину, кг/см^3;

λ – коэффициент разгрузки горного давления;

r_c – радиус ствола скважины, см;

r – расстояние от расчетной точки до оси ствола скважины по горизонтали, см.

Коэффициент λ бокового горного давления зависит от

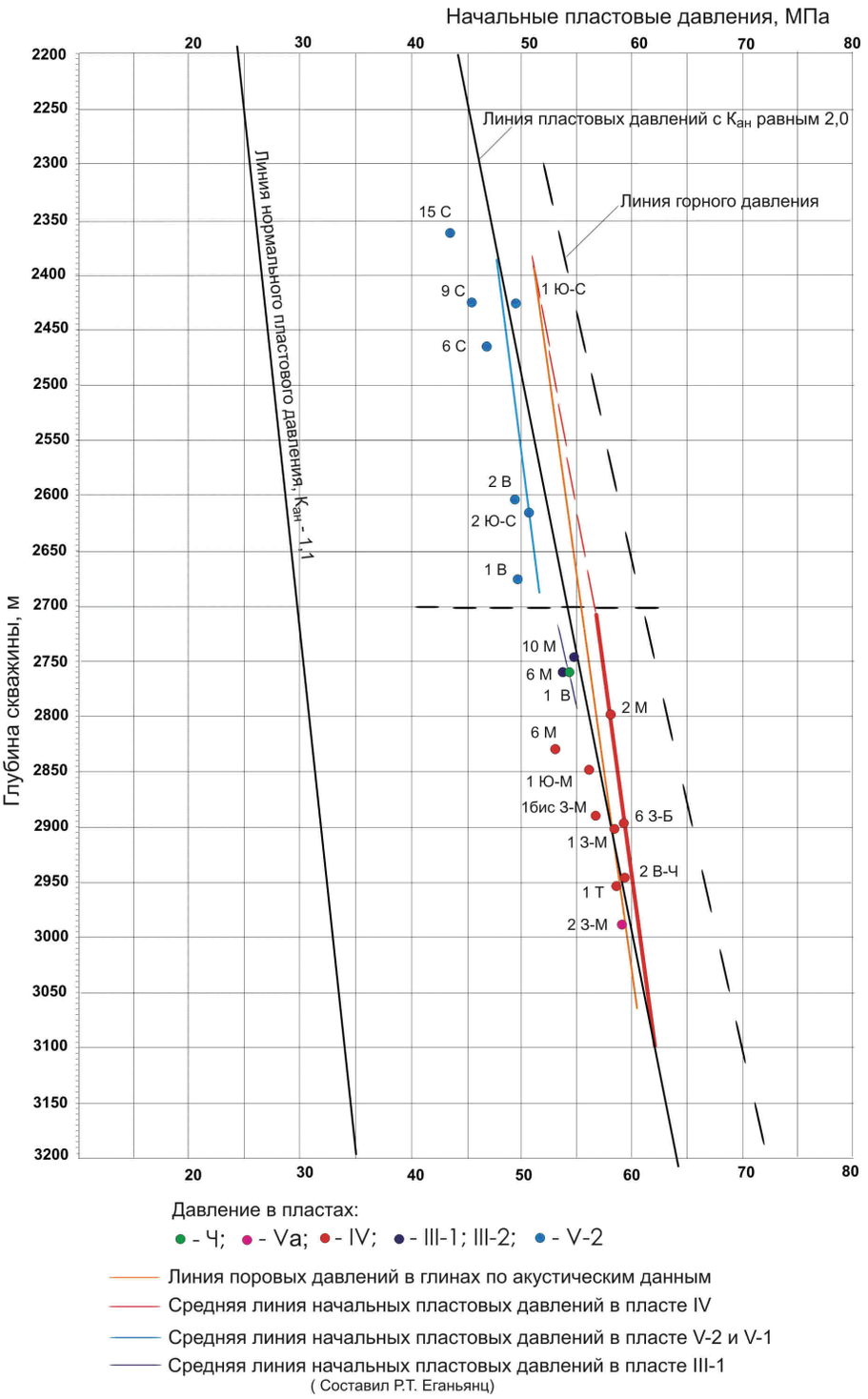


Рис. 2. Распределение начальных пластовых и поровых давлений по разрезу скважин

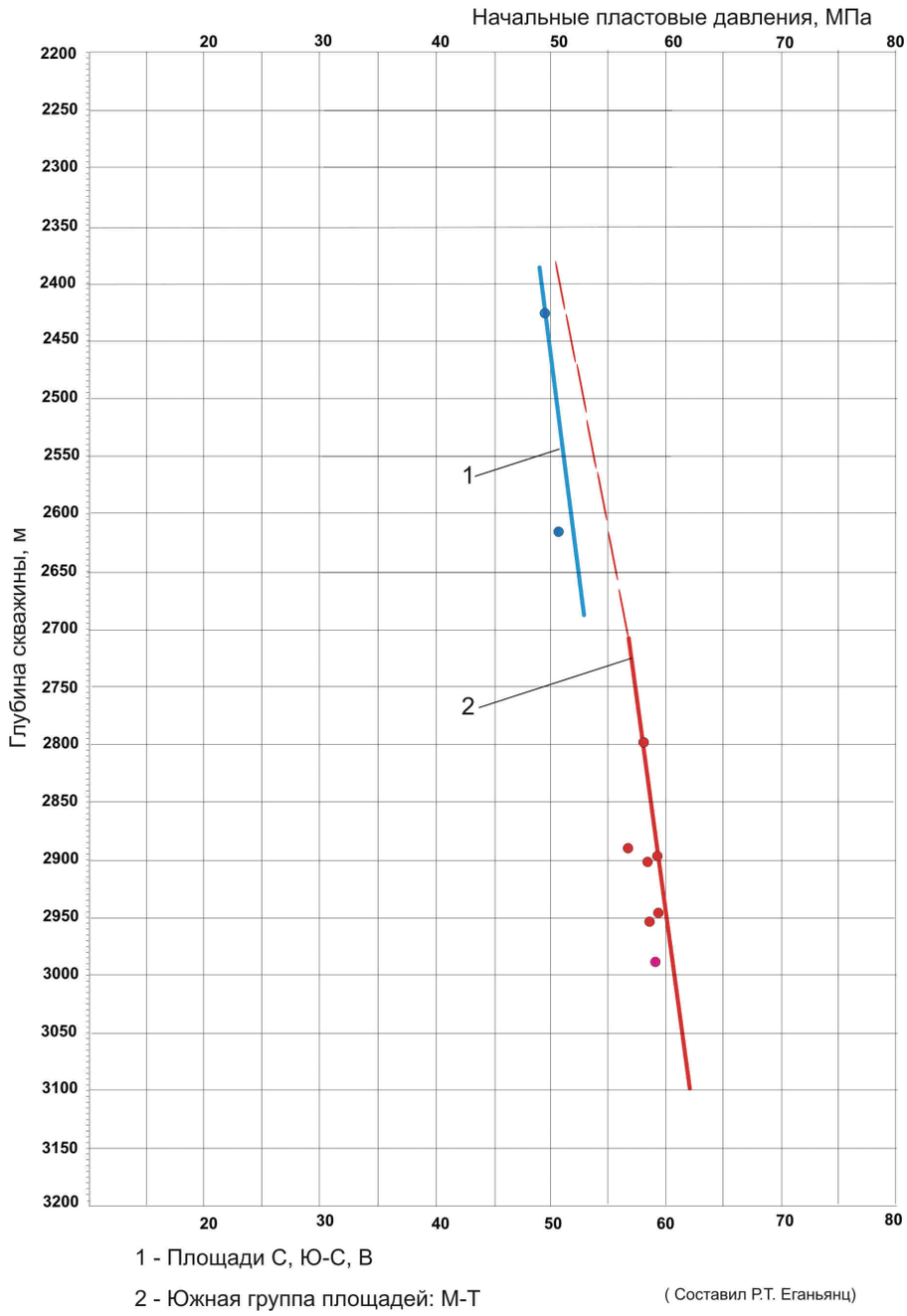


Рис. 3. Начальные пластовые давления по разрезу скважин

величины коэффициента μ Пуассона, и определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{\mu}{1-\mu} \qquad (2)$$

При выводе системы уравнения (1) горный массив представляется сплошной средой, упругой и изотропной. Такие условия хорошо коррелируются со свойствами глинистых горных пород.

Для определения величины μ для глинистых пород, воспользуемся известными данными. Для глинистых пород величина коэффициента Пуассона по данным [5] изменяется в интервале: 0,25÷0,35 для плотных глин и 0,38÷0,45 для пластичных глин. Относительно широкие границы величины μ для глин приводятся в работе [6]: 0,35÷0,5. Эти величины, по всей вероятности, относятся к пластичным глинам, так как на той же стр. 17 указанного источника рассматриваемая величина μ для аргиллитов (0,24÷0,28) и глинистых сланцев (0,25÷0,40) в одной и той же таблице приводится в разных колонках.

Отметим, что величина μ равная 0,5 является теоретически наибольшей величиной коэффициента Пуассона и может быть принята для идеально пластичных глин в бассейне седиментации, не подвергнутых какому-либо уплотнению. Как указывалось выше, по данным описания кернов глины чокракского яруса в основном являются плотными. Отметим также, что в процессе бурения скважин не отмечено ни одного случая посадки бурильного инструмента в процессе его спуска в скважину после полного подъема бурильного инструмента, а также после выполнения полного комплекса ГИС. Приведенные данные дают основание сделать нам вывод, что для горно-геологических условий бурения скважин на площадях наибольшей величиной для μ, которую можно принять, является величина 0,45.

Определим величину радиальных напряжений на стенке скважины при величине μ равной 0,45 и r равном r_c. Подставляя указанные величины в формулу (1) для радиальных напряжений, получим величину $-\gamma_1 Z$. При $-\gamma_1 Z$ меньше бокового горного давления устойчивость стенок скважины обеспечивается за счет концентрации напряжений на её поверхности. Напряжения вглубь массива при r больше r_c возрастают до наибольшей величины – $\lambda\gamma z$. Эта величина является предельной, до которой возрастают давления на крепь стенки скважины при релаксации горных пород со временем. По формуле (2) для случая μ, равном 0,45, получим, что λ равняется 0,82 (0,45/0,55). Следовательно, величина бокового горного давления равна $0{,}82P_r$. При среднем удельном весе горных пород 2260 кг/м^3 величина градиента бокового горного давления составит $0{,}82 \times 2260 = 1{,}853 \cdot 10^{-2}$ МПа/м, что меньше, чем градиенты наибольших величин установленных нами для чокракских отложений поровых и пластовых давлений ($2{,}0–2{,}13 \cdot 10^{-2}$ МПа/м).

Таким образом, выполненные нами анализ и расчеты показывают, что установленные пластовые (поровые) давления в интервале залегания чокракского яруса превышают величины бокового горного давления. Они также превышают давления на ЭК в открытом стволе, определяемые по формуле 2.6 «Инструкции ...» [7]. Поэтому, при выборе прочностных свойств обсадных труб для ЭК из расчета на смятие, в качестве наибольших наружных сминающих давлений необходимо принять пластовые и поровые давления в интервале залегания пород чокракского яруса.

Таблица 5 Величины наружных давлений на эксплуатационную колонну ЭК (по формуле (2.6) «Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», Москва, 1997 г.)

№№ скв	$H_{ср.}$ фильтра, м	$H_{ц.}$, м	$\Delta H_{ц.}$, м	$\gamma_{б.р.}$, кг/м^3	$P_{б.р.}$, МПа	$\Delta P_{ц.р.}$, МПа	$P_{б.р.} + \Delta P_{ц.р.}$, МПа	$P_{пл.}$, МПА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Площадь Ю-С								
2	2622	1799	823	2030	36,5	9,1	45,6	52,0
Площадь М								
2	2797	2200	597	2050	45,1	6,6	51,7	58,1
5	2839	1966	883	2080	40,9	9,7	50,6	58,6
6	2762	1570	1192	2120	33,3	13,1	46,4	57,5
Площадь Ю-М								
2	2848	1425	1423	2110	30,1	15,7	45,8	59,3
4	2821	2131	690	2100	44,8	7,6	52,4	58,3
Площадь З-М								
2	2858	2003	855	2110	42,3	9,4	51,7	58,8
3	3002	2194	808	2090	45,9	8,9	54,8	60,8
5	2922	2218	704	2110	46,8	7,7	54,5	59,5
6	2865	1990	875	2080	41,4	9,6	51,0	58,8
7	2871	2126	745	2100	44,7	8,2	52,9	59,0
Площадь З-Б								
4	2881	2164	717	2140	46,3	7,9	54,2	59,1
5	2895	2358	537	2120	50,0	5,9	55,9	59,4
6	2894	1880	1014	2120	39,9	11,2	51,1	59,4
7	2809	2299	510	2110	48,5	5,6	54,1	58,2
9	2874	2053	821	2100	43,1	9,0	52,1	59,1
Площадь З-Мч								
1	2919	2034	885	2120	43,1	9,7	52,8	59,7
2	2855	1932	923	2120	41,0	10,1	51,1	58,8
Площадь Т								
1	2954	2340	614	2120	49,6	6,8	56,4	60,2
Площадь В-Ч								
5	3005	1967	1038	2020	39,7	11,4	51,1	60,8

Примечание: 1 – Давление, создаваемое цементным раствором-камнем (колонка 6) определяется

произведением высоты цементного камня (колонка 4) на удельный вес жидкости 1100 кг/м^3;

2 – В колонке 8 приводится суммарная величина наружного давления, создаваемая столбом бурового раствора (над цементным камнем) и давлением жидкости в порах цементного камня;

3 – В колонке 9 приводится величина наружного давления на ЭК, которые взяты с линии пластовых давлений на рис. 2;

4 – В колонках: 3 – высота подъема цементного раствора за ЭК; 5 – удельный вес бурового раствора над цементным камнем; 6 и 7 – давления создаваемые столбом бурового и цементного растворов, соответственно; 2 – глубина расположения фильтра.

В табл. 6 представлены данные по наружным давлениям на ЭК в интервале открытого ствола скважины (колонки 3-4). В колонке 3 приводятся принятые при расчетах наружные избыточные давления по проекту на строительство скважин. В колонке 4 - установленные нами пластовые и поровые давления в отложениях чокракского яруса, которые принимаются в качестве наибольших наружных сминающих давлений. В колонках 5 и 6, приводятся, соответственно, фактические типоразмеры установленных в скважине типоразмеров обсадных труб ЭК, и критические давления смятия этих труб по [7]. Следует обратить внимание, что по многим скважинам указанная таблица содержит данные по двум интервалам. Нижний включает интервал перфорации, в котором установлены относительно прочные трубы, а верхний интервал до глубины башмака промежуточной колонны состоит из менее прочных труб.

При сравнении данных колонок 3 и 4 обращает на себя внимание низкий уровень величин наружных избыточных давлений по проекту на строительство скважин в сравнении с расчётными данными. Исключение составляют скважины №№ 1 и 2 Ю-С, 2-М и № 1-Т. Если принять наружные избыточные давления равными проектным данным, то во всех случаях (для всех скважин и всех интервалов) $К_{ЗАП}$ прочности на смятие больше единицы. Наиболее слабыми по расчетной величине $К_{ЗАП}$ равной 1,07 – являются ЭК в скважинах 1 3-М и 7 3-Б. В четырех скважинах (№ 9бис М, №№ 1 Ю-М, 2 Ю-М и № 2 3-М) величина КЗАП превысил 2,0.

Учитывая, что в процессе эксплуатации скважин ни в одной из них наружные избыточные давления на ЭК не были доведены до наибольшей, расчетной по проекту величины, то, соответственно, ни в одной из них не должно было наблюдаться нарушение прочности ЭК в интервале перфорации.

Коэффициенты запаса на смятие для тех же типоразмеров труб, но для наружных избыточных давлений на ЭК, по нашим данным существенно меньше проектных величин. Наибольшая величина $К_{ЗАП}$ достигает 1,69 в скважинах № 1 и 2 Ю-М. Однако по данным колонки 8 в семи скважинах (№№ 1, 2 и 4 3-М, № 7 3-Б, № 2 3-М, №№ 2 и 4 Т) величина $К_{ЗАП}$ оказалась меньше 1,0. Наименьшая расчетная величина $К_{ЗАП}$ равная 0,85, по отчетным данным наблюдается в скважине № 1 3-М. Следовательно, в указанных семи скважинах на последней стадии их эксплуатации должно наблюдаться смятие ЭК под действием наружных избыточных давлений. При этом, в двух скважинах (№ 2 3-М и № 4 Т) низкие $К_{ЗАП}$ выделяются для верхних секций ЭК. Отметим, что это закономерное явление, так как по проекту во многих случаях верхние секции собираются из менее прочных труб, в соответствии с необоснованно заниженными (по нашим представлениям) величинами наружных избыточных давлений на ЭК в этой части разреза скважин.

Из рассмотренных выше семи скважин в трех (скважины № 1 3-М, № 7 3-Б и № 2 Т) наиболее низкие величины $К_{ЗАП}$, как по проектным данным, так и по проведенному расчёту, вызваны тем, что в скважинах установлены трубы 140х9,2Л исполнения «Б» с овальностью 0,01 с критическим давлением смятия 53,9 МПа по ГОСТ 632-80. Из последних трех скважин только одна – № 7 3-Б находится в списке из девяти скважин с нарушенными в открытом стволе, в области перфорации ЭК. По остальным восьми скважинам с нарушениями ЭК в пределах эксплуатационного объекта величины $К_{ЗАП}$ на смятие превышают установленные инструкцией [7]. Следовательно, нарушения прочности колонн под действием высоких наружных избыточных давлений не могли происходить.

Рассмотрим отдельно данные по скважинам с нарушениями ЭК, представленные в табл. 7. Эта таблица содержит данные по текущим пластовым давлениям и депрессиям на разрабатываемый пласт на момент регистрации нарушения ЭК в области перфорации, а также данные по интервалу выше области перфорации, но с другим, менее прочным составом труб ЭК. По этим данным нами рассчитаны текущие забойные давления (колонка 7) и текущие наружные избыточные давления, представленные в колонке 11, которые определяются как разница между начальными пластовыми давлениями и текущими забойными давлениями. Текущее забойное давление определяется как разность между текущим пластовым давлением и депрессией на пласт во время работы скважины. При расчете наружных избыточных давлений для труб верхней секции учитывались давления, создаваемые в скважине столбом добываемой жидкости в интервале от зоны перфорации до нижней трубы верхней секции.

В связи с тем, что текущие пластовые давления, как правило, значительно меньше начальных пластовых давлений, текущий коэффициент запаса прочности ЭК нами определялся относительно поровых давлений в контактирующих с коллекторами глинах. Величины указанных поровых давлений приняты равными начальным пластовым давлениям в коллекторах по данным рис. 3. Отметим еще раз, что, как мы указывали ранее, текущие пластовые давления, по величине значительно меньшие начальных пластовых давлений, не могут создавать достаточно высокие для смятия обсадных труб наружные избыточные давления. Это важное замечание тем более имеет смысл, что по данным табл. 7 в большинстве случаев установленная глубина нарушения колонны на несколько метров выше зоны перфорации. Рассчитанные $К_{ЗАП}$ прочности на смятие для труб в области перфорации и для труб верхней секции с относительно меньшей прочностью, представлены в колонке 13 рассматриваемой таблицы. Эти величины значительно, по ряду скважин в кратное число раз, превышают допускаемые «Инструкцией...» [7] величины. Обратим также внимание на следующий факт. В скважинах, в которых в открытом стволе трубы ЭК представлены двумя секциями, коэффициент запаса на смятие для труб верхней секции значительно меньше, чем для труб нижней секции. Следовательно, зона выше области перфорации является потенциально наиболее слабой зоной из условия прочности труб на смятие. Однако не установлено ни одного случая нарушения прочности ЭК в этой зоне.

Таблица 6 Условия расчета и прочностные свойства ЭК в открытом стволе

№№ скв	Интервал крепления, м	Наружное (пластовое) давление, МПа		Типоразмер труб	$P_{см}$, МПа	$K_{зап.}$, по проекту	$K_{зап.}$, по расчёту
1	2	3	4	5	6	7	8
Площадь Ю-С							
1	2249-2528	47,8	49,5	140 х10,5Л	733	1.53	1,48
2	2411-2681	47,8	51,5	140 х10,5Л	733	1.53	1,42
Площадь М							
2	2537-3010	62,0	60,9	168 х 10,59 Р110	699	1,13	1,15
5	2600-2888	48,0	59,2	140 х 9,17 Р110	764	1,59	1,29
9бис	2807-3027	46,8	61,2	127 х 12,7S	100,1	2,14	1,63
11	0-2900	48,0	59,4	140 х 9,17 Р110	76,4	1,62	1,29
Площадь Ю-М							
1	2595-2900	46,4	59,4	140 х 10,5 Р110	100,1	2,16	1,69
2	2660-2902	48,0	59,4	140 х 10,5 Р110	100,1	2,09	1,69
4	2604-2916	46,6	59,6	140 х 10,5Л	73,3	1,57	1,23
Площадь З-М							
1	0-3168	50,5	63,0	140 х 9,2Л	53,9	1,07	0,85
1бис	2464-3022	47,6	61,0	127 х 9,2Л	69,2	1,45	1,13
2	2951-3060	49,8	61,5	140 х 10,54 Р110	100,1	2,01	1,63
	2420-2951	48,0	60,1	140 х 9,2Л	58,8	1,23	0,98
3	2708-3130	51,0	62,8	140 х 10,5Л	73,3	1,44	1,17
	2480-2708	40,3	56,8	140 х 9,2Л	58,8	1,46	1,04
4	2438-3073	51,0	62,2	140 х 9,2Л	58,8	1,15	0,95
5	2834-3092	51,0	61,9	140 х 10,5Л	73,3	1,44	1,18
	2490-2834	40,3	58,5	140 х 9,2Л	58,8	1,46	1,01
6	2814-3050	51,0	61,4	140 х 10,5Л	73,3	1,44	1,19
	2498-2814	40,3	58,2	140 х 9,2Л	58,8	1,46	1,01
7	2650-2924	51,0	59,5	140 х 10,5Л	73,3	1,44	1,23
	2395-2650	40,3	55,6	140 х 9,2Л	58,8	1,46	1,06

Таким образом, можно сделать вывод, что высокие (по нашим расчётам) по сравнению с проектными значениями наружные избыточные давления на фактически спущенные в скважину трубы ЭК не могут быть причиной нарушения их прочности в области перфорации скважины.

Таблица 6 (окончание) Условия расчета и прочностные свойства ЭК в открытом стволе

№№ скв	Интервал крепления, м	Наружное (пластовое) давление, МПа		Типоразмер труб	$P_{см}$, МПа	$К_{зап.}$, по проекту	$К_{зап.}$, по расчёту
1	2	3	4	5	6	7	8
Площадь З-Б							
4	2600-3020	49,2	61,0	140 х 10,5Л	73,3	1,49	1,20
	2400-2600	39,4	54,5	140 х 9,2Л	58,8	1,49	1,09
5	2840-3046	47,6	61,3	140 х 9,17 Р110	76,4	1,64	1,25
	2400-2840	нет данных	58,5	140 х 10,5 Р110	100,1		1,71
6	2428-2981	48,0	60,5	140 х 9,17 Р110	76,4	1,59	1,26
7	2395-2922	50,5	59,5	140 х 9,2Л	53,9	1,07	0,91
9	2772-2968	47,8	60,3	140 х 10,5Л	73,3	1,53	1,22
	2390-2772	45,5	57,7	140 х 9,2Л	58,8	1,29	1,02
10 бис	2410-3015	47,6	60,9	127 х 9,2Л	69,2	1,45	1,14
Площадь З-М							
1	2527-3022	48,0	61,0	140 х 9,17 Р110	77,9	1,62	1,25
2	2481-3060	51,3	61,5	140 х 9,2Л	58,8	1,15	0,96
Площадь В-Ч							
5	2715-3050	50,5	61,4	140 х 10,5Л	73,3	1,45	1,19
Площадь Т							
1	2600-3065	59,5	61,6	140 х 10,5 Р110	100,1	1,68	1,63
4	2960-3199	51,0	64,0	140 х 10,5Л	73,3	1,44	1,15
	2530-2960	40,3	60,1	140 х 9,2Л	58,8	1,46	0,98

Примечание:

1) - Коэффициент запаса прочности обсадных труб на смятие соответствует п. 2.21 «Инструкции...» [7] для секций труб в пределах эксплуатационного объекта принимается равным 1.0-1.3; для остальных секций – 1.0;

2) - Наружные давления на ЭК приняты согласно данных кривой пластовых давлений на рис. 2.

3) - Данные колонок 2, 3, 5, 6, 7 приняты по данным дел скважин;

4) - В колонке 8 приводится коэффициент запаса прочности труб при наружных избыточных давлениях по нашим данным.

5) - Наружные избыточные давления для труб верхней секции определены для глубины перехода типоразмеров труб.

6) - Наружные давления, приводимые в колонке 4, приняты равными пластовым давлениям на расчетной глубине и равны наружным избыточным давлениям. Скважины рассчитываются на полное опорожнение на конечной стадии эксплуатации.

Таблица 7

Проверка прочностных свойств ЭК на площадях Сладковско-Морозовской группы в интервале открытого ствола скважины (Скважины с нарушенной прочностью ЭК)

№ скв	Интервал открытого ствола, м	Интервал перфорации, м	Глубина нарушения, м	Дата появления мех. примесей	Типоразмер труб	$P_{пл}$ текущее, МПа	Депрессия на пласт, МПа	$P_{заб.}$, МПа	$P_{пл.нач.}$, МПа	$P_{нар. изб.}$, МПа	$P_{см}$, МПа	$K_{зап.}$ текущий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Площадь З-М												
3	2708-3130	2945-3004	2937.5	12.08.03	140 х 10,5Л	43,14	26,41	16,73	59,75	43,02	73,3	1,70
	2408-2708				140 х 9,2Л				56,5	38,6	58,8	1,52
5	2834-3092	2919-2925	2925	30.08.03	140 х 10,5Л	46,74	22,16	24,58	59,6	35,02	73,3	2,09
	2490-2834				140 х 9,2Л				58,5	34,4	58,8	1,71
Площадь Ю-М												
4	2604-2916	2809-2812,6; 2818-2824	2816	03.05.03	140 х 10,5Л	18,74	2,27	16,47	58,2	41,73	73,3	1,76
Площадь З-Б												
7	2395-2922	2864,8-2868,8	2863,8	01.12.01	140 х 9,2Л	45,35	0,7	44,65	58,9	14,25	53,9	3,78
9	2772-2968	2802,8-2806,6; 2872-2875	2864,6	нет данных	140 х 10,5Л	нет данных	нет данных	нет данных	58,9	-	73,3	1,25*
	2390-2772				140 х 9,2Л				57,6	-	58,8	1.02*
10	2410-3015	2947-2954,8	2939,8	27.04.04	127 х 9,2Л	14,53	0,92	13,61	59,8	46,2	69,2	1,50
Площадь З-М												
1	2527-3022	2916,8-2921,6	нет данных	23.07.03	140 х 9,17 Р110	38,61	19,37	19,24	59,6	40,4	77,9	1,93
Площадь Т												
1	2600-3065	2951,5-2955,5	нет данных	22.02.01	140 х 105 Р110	53,87	21,5	32,37	60,0	27,6	100,1	3,63
4	2960-3139	3067,6-3072	3063,5	19.04.04	140 х 10,5Л	29,29	5,45	23,84	61,5	37,7	73,3	1,94
	2530-2960				140 х 92Л				60,2	36,8	58,8	1,60

Примечание:

1 - Величины $P_{ПЛ}$ (колонка 11) считаны с линии пластовых давлений на рис.2.

2 - Внутренние давления в ЭК на глубине перехода прочностных свойств ЭК определены как разность между $P_{ЗАБ}$ в интервале перфорации и давлением столба флюида в ЭК между указанными отметками.

ЛИТЕРАТУРА

1. Давыдов А.В., Куренков О.В. Мониторинг пластового давления по наблюдениям за смещением поверхности земли над разрабатываемыми залежами углеводородов. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2003. – 83 с.
2. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. - М.: Недра, 1980. –398 с.
3. Муше Ж.-П., Митчелл А. Аномальные пластовые давления в процессе бурения: Происхождение-прогнозирование-выявление-оценка (техн. руководство). – М.: Недра, 1991.- 287 с.
4. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин. – М.: Недра, 1985. – 181 с.
5. Спивак А.И., Попов А.Н. Механика горных пород. - М.. «Недра», 1975. - 200 с.
6. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. - М.: Недра, 1986. - 165 с.
7. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, 1997 г.

УДК 622.276.1/.4

Пластовая энергия нефтегазовых залежей и её рациональное использование

Иванников В.И. – доктор техн. наук
(ОАО «Газ-Ойл»)

Жидкости и газы в пластовых условиях находятся под действием природных сил, заставляющих нефть и газ двигаться к забоям эксплуатационных скважин или же, наоборот, удерживающих нефть в порах пласта. Энергия, аккумулированная в пласте, за счет которой происходят естественные процессы вытеснения нефти из пласта, зависит от пластовых условий и рассеивается в зависимости от истории и режима эксплуатации залежи.

Активными пластовыми силами являются объемные силы, силы статического давления, и силы статического поверхностного натяжения на границах раздела фаз [1]. Движение нефти при вскрытии залежи скважинами осуществляется: под давлением внутреннего газа (находящегося в свободном состоянии или выделяющегося из нефти); под давлением газовой шапки; под напором массы контурной воды или напором контурной воды в результате упругого расширения горной породы и воды; под действием силы тяжести. При преобладающем проявлении одного из названных источников энергии соответственно различают следующие режимы эксплуатации нефтяных залежей: режим растворенного газа; газонапорный; водонапорный; упруговодонапорный; гравитационный.

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии являются давление, под которым находится газ в пласте и напор краевых пластовых вод. Соответственно различают газовый и упруговодогазонапорный режимы работы залежи.

Внутреннее давление газов (составной части флюидного состава залежи углеводородов), служит той основной силой, которая перемещает нефть в пласте, преодолевая капиллярное сопротивление, а также в скважинах, заставляя их фонтанировать. Фонтанный режим эксплуатации продуктивного объекта является наиболее экономичным и коммерчески привлекательным способом. Он непосредственно связан с газовым фактором, т.е. обусловлен давлением внутреннего газа или газовой шапки. Их наличие свидетельствует о герметичности залежи или её «свежести», когда газ ещё не утрачен вследствие тектонических нарушений ловушки, или диффузионной проницаемости покрышки пласта. Примером может служить канадское месторождение тяжелой нефти Атабаска, которое когда-то было огромным скоплением легкой нефти с газовой шапкой.

Даже небольшое удлинение периода фонтанной добычи дает большой экономический эффект. Чтобы реализовать такую возможность, прежде всего, следует обратиться к рассмотрению негативной стороны фонтанирования скважин. Нефтяной пласт с запасенной газовой фазой, (независимо от того растворен газ в нефти или нет до вскрытия пласта) после запуска скважин на фонтанирование подвергается опережающей дегазации. Последнее обусловлено тем, что в градиентной зоне стока газ переходит в микропузырьковое (обособленное) состояние и опережает выход нефти в скважину. Затем, за счёт скольжения газовой фазы в лифтовой колонне (особенно при стержневом режиме течения газожидкостной смеси) он ещё более обгоняет нефть на выносе из скважины. Таким образом, происходит дегазация объекта добычи, в результате которой в продуктивных пластах остается до 70% нефти. При этом на месторождении образуются участки пласта с не извлекаемой нефтью, заключенные, как правило, в матричной емкости коллектора. Поэтому неудивительно, что коэффициент нефтеотдачи пластов не превышает 0,2-0,3.

Есть ли научно-техническое решение этой проблемы? В настоящее время – есть!

Основная задача при фонтанном способе эксплуатации продуктивного объекта заключается в обеспечении выноса максимального количества нефти из пласта на поверхность при минимальном расходе попутного газа. Эту задачу оптимально решает применение гирляндной системы преобразователей потока (ГСПП). Установка штуцеров лишь регулирует противодавление на пласт (изменяет граничные условия фонтанирования), независимо от места установки штуцера (на устье или на забое). Кроме того штуцирование не ликвидирует скольжение газовой фазы относительно жидкости внутри лифтовой колонны при восходящем потоке газожидкостной смеси (ГСЖ), т.е. не предотвращает опережающий вынос газа из скважин.

Главное достоинство системы ГСПП состоит в том, что она принудительно (с заданной периодичностью) преобразует хаотичный восходящий поток нефти и газа в поршневой режим движения ГЖС. Это дает возможность наряду со штуцированием резко (в 2-5 раз) снизить расход попутного газа из пласта и одновременно увеличить (до 30% к исходному) добычу жидкой фазы.

На рис. 1 а, б, в показаны три варианта фонтанной эксплуатации объекта нефтегазовой добычи:

а) лифтовая (фонтанная) колонна оснащена устьевым штуцером;

б) лифтовая колонна оснащена забойным штуцером;

в) лифтовая колонна оснащена системой ГСПП.

На рис.2 представлены графики изменения во времени удельного расхода газа, необходимого для подъема жидкости, газового фактора, забойного давления и дебита скважины. Пересечение кривой удельного расхода (V_0) газа и кривой газового фактора ($G_{эф}$) соответствует тому времени, когда скважина должна прекратить фонтанирование.

Переход от фонтанной добычи на механизированную добычу нефти и закачка воды для вытеснения нефти и поддержания пластового давления весьма дорогое мероприятие по капитальным и текущим затратам. В этой связи сбережение пластовой энергии в виде запасенного природного газа трудно переоценить.

Вот некоторые данные о результатах промысловых испытаний системы ГСПП.

На Крайнем Севере (о. Колгуев) добывающие скважины на Песчаноозерской площади, оснащенные ГСПП, снизили вынос попутного газа в 2-3 раза. Мешающим явлением для нормальной работы ГСПП оказалось вечная мерзлота, т.к. верхние устройства в лифтовой колонне забивались льдом по причине замерзания капельной пластовой воды, входящей в состав продукции.

На крайнем юге (Узбекистан) на месторождении Кокдумалак системой ГСПП были оснащены 10 добывающих скважин, работающих фонтаном. Вот пример одной из них, где правильно спланировали расстановку устройств (см. табл.).

Показатели	До установки ГСПП	После установки ГСПП
Щтуцер, мм	7	7
Удельный вес нефти, г/см^3	0,812	0,825
Газовый фактор, м^3/т	2080	1068
Дебит нефти, т/сут	59,5	82,8
Обводнённость, %	3,0	0,3
Трубное давление, атм.	278	260
Обводнённость, %	3,0	0,3
Трубное давление, атм.	278	260

Следует также отметить, что всё выше указанное полностью относится и к газлифтному способу добычи нефти, с той лишь разницей, если газ на забой из пласта не поступает, то для подъема жидкости необходимо подавать его извне, т.е. с поверхности.

Пополнение упругой пластовой энергии можно осуществлять за счет рекуперации газовой фазы, поставляемой в залежь либо путем закачки газа через систему законтурных или внутриконтурных нагнетательных скважин, либо возврата попутных газов, после их отделения от нефти. Это наиболее разумный способ повышения коэффициента извлечения нефти.

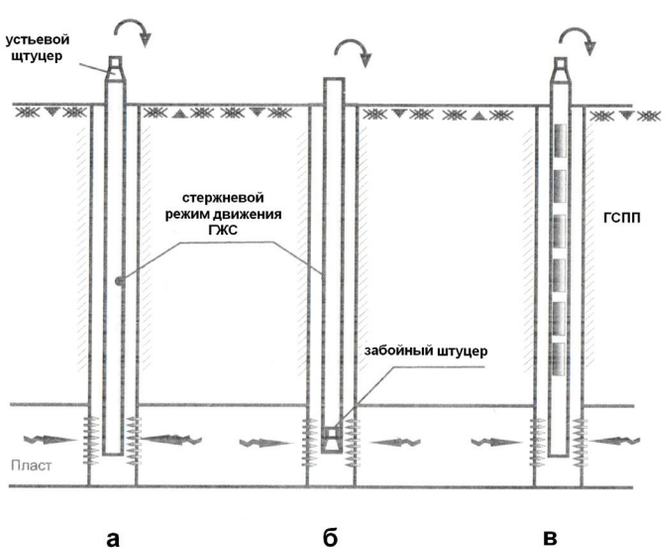


Рис. 1 Варианты оборудования скважин при фонтанном способе добычи нефти

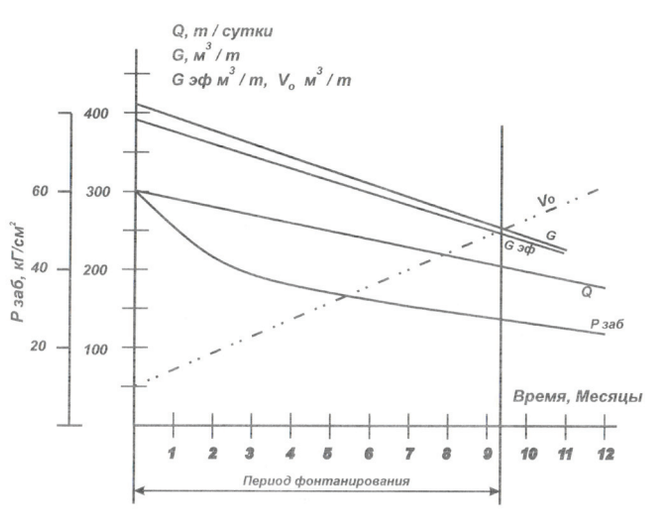


Рис. 2 Изменение во времени дебита (Q) скважины, забойного давления ($P_{ЗАБ}$), газовых факторов (G, $G_{ЭФ}$) и потребного удельного расхода (V_0).

Закачка вод в подошвенные или законтурные зоны, которая проводится сейчас повсеместно, дает, к сожалению, много негативных последствия, хотя и обеспечивает известный прирост добычи нефти. Вода или специальные растворы (включая полимерные композиции) при заводнении залежи идут по путям наименьшего гидравлического сопротивления (в основном по сети трещин) разрезают продуктивный пласт на части и блокируют зоны, представленные матричной ёмкостью коллектора.

Рекуперация попутного газа и вообще газовое вытеснение (в частности CO_2), должна быть неотъемлемой составляющей частью разработки нефтяных месторождений. К сожалению, пока в погоне за дешевизной добычи мы оставляем в недрах огромное количество нефти.

Эффект газового вытеснения можно продемонстрировать на примере залежи Майль Сикс (Перу), где максимальная суммарная нефтеотдача в комплексе с гравитационным дренированием составила 60% от начального содержания нефти в пласте.

Пластовые данные залежи Майль Сикс:

- средняя удельная проницаемость, дарси.....0,30
- средняя углеводородная пористость.....0.1625
- средняя водонасыщенность породы.....0.35
- средний угол падения пласта .....$17^0 30'$
- средняя площадь поперечного сечения пласта, $м^2$.....115041
- вязкость пластового газа, спз 1,32
- относительный удельный вес пластовой нефти, $г/см^3$...0,78
- относительный удельный вес пластового газа, $г/см^3$....0,08
- пластовая температура, C^0 45,5
- абсолютное среднее пластовое давление, $кг/см^2$ 57,8
- средний расход нагнетательного агента, $м^3$/сутки (пластовых).....1823
- коэффициент пластового объема нефти, $м^3/м^3$ (товарной нефти).....1,25
- растворимость газа при абсолютном давлении 57,8 $кг/см^2$, $нм^3/м^3$ (товарной нефти) 71,23
- коэффициент девиации газа 0,74

В 1933 г. на данном месторождении поддерживали пластовое давление, нагнетая обратно в газовую шапку залежи не только весь добытый, но и дополнительное количество газа. В результате пластовое давление поддерживали в пределах 13,6 $кг/см^2$ от первоначального значения.

Таким образом, результаты опытно-промышленного применения ГСПП дают основание сделать вывод, что на вновь вводимых в разработку месторождениях с высоким газовым фактором, например, Ванкорском использование такой системы позволит увеличить период фонтанного режима добычи нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте (перевод с английского). – М.: Гостоптехиздат – 1961. - 570 с.

УДК 651.926

Актуальные вопросы перевода технической документации в нефтегазовой отрасли

Н.А.Орлов - канд. техн. наук, В.В.Черниченко
(ООО «Тетран»)

Многие исследователи (С. Зубков, Э. Тоффлер, К. Ясперс и др.) полагают, что сегодня человечество переживает не столько кризис, сколько закономерные изменения практически во всех аспектах деятельности. Причиной подобных изменений служит переход количества накопленных научно-технических достижений в качество – меняются способы

и технологии производства товаров и услуг. Это, в свою очередь, влечет за собой новые изменения, как в экономическом, так и в иных областях устройстве общества. Поскольку экономика явно «перерастает» масштабы отдельного государства, глобализация экономической деятельности, введение мировых стандартов на производство продукции, унифицированных норм для тех или иных видов деятельности и все возрастающая степень международного разделения труда становятся планово-ожидаемыми явлениями.

По мнению К. Ясперса [6], технику следует рассматривать как новый фактор формирования мировой истории. Э. Тоффлер [5] рассматривает происходящие в мире глобальные изменения как одну из технологических волн, радикально меняющих не только экономику, но и культуру общества в целом. Любопытно, что обучение, призванное обеспечить человеку возможность интеграции в общество, Э. Тоффлер считает одной из важнейших сфер деятельности. По его мнению, система образования должна не только претерпеть значительные изменения, но и сменить статус – стать экспортной отраслью.

С целью характеристики происходящих изменений в обществе и вызываемых ими возможных сложностей С.А. Зубковым [1] вводится понятие «постиндустриальная парадигма».

Рассматривая с учетом вышеизложенного перспективы развития техники и технологии в нефтегазовой сфере, представляется возможным сделать несколько интересных наблюдений. Сегодня технический прогресс идет по двум направлениям. Одно из них достаточно очевидно – это создание принципиально новых изделий и технологий. С другой же стороны значительное количество инноваций представляет собой уже существующие технические решения, возможно усовершенствованные, но измененные применением информационных технологий. В качестве примеров можно упомянуть возрастающую роль телеметрии при бурении и эксплуатации горизонтальных и многозабойных скважин, создание подводных комплексов для добычи нефти и газа, а в сфере управления и принятия решений – создание и функционирование дистанционных центров управления. При изготовлении и обслуживании подобной техники все большую роль будут играть специалисты по электронике, а операторам потребуются значительные навыки работы с программными продуктами, разработанными для узкоспециальных задач в той или иной области. Это один из аспектов проблемы.

Второй аспект заключается в следующем. Учитывая все возрастающую международную интеграцию в сфере экономики, а также тот факт, что значительная часть нефтегазового оборудования сегодня производится за рубежом, возникает вопрос коммуникации. Иначе говоря, владения иностранным языком на уровне, необходимом для производственной деятельности.

Сразу оговоримся, что речь идет не об изучении иностранного языка вообще, а о весьма специфических аспектах его применения именно в технической сфере. При этом вопрос распадается на две части.

Первая часть – уровень знаний и навыков производственного персонала. Для общего представления стоит взглянуть хотя бы на клавиатуру наших компьютеров, мобильных устройств и т. д. Ну невозможно же, в самом-то деле, соскоблить с них все надписи на английском и заменить русскими! А команды и сигналы, возникающие на экранах при работе со сложными программами? А надписи на грузовых упаковках? Между тем здесь речь идет о специальных жаргонах, частичных сокращениях слов и аббревиатурах. По нашим наблюдениям, их не так много, как кажется, но они весьма специфичны. Представляется, что вопросы разработки учебных пособий и методик обучения в этой области могут являться предметом отдельных исследований.

Вторая часть – непосредственно технический перевод. Здесь следует отметить значительные изменения в самом характере переводимых материалов. Если раньше чаще всего переводили статьи из научных журналов и трансакций инженерных обществ, то сегодня основную массу материалов составляет техническая документация – описания техники и технологий, инструкции по монтажу, пуско-наладке, эксплуатации и ремонту современных технических средств и комплексов.

Если в первом варианте ошибки в переводах, по крайней мере, не влекли за собой фатальных последствий, то сегодня они чреваты техническими происшествиями, техногенными катастрофами и человеческими жертвами. Это не считая последствий ошибок при переводе контрактных и финансовых документов. Особенно в такой высокотехнологичной отрасли, как нефтегазовая.

Трудности перевода возрастают пропорционально. О том, что нефтегазовая область является вообще одной из самых трудных для перевода по причине большого числа задействованных научно-технических дисциплин и обилия специальной лексики, сказано уже немало [2, 3, 4]. Усложняет ситуацию еще и то, что во многих случаях приходится иметь дело с узкоспециальными аббревиатурами и терминологией, отличающимися от общеупотребительных и, естественно, не отраженных ни в одном словаре. Стоит ли удивляться, что за последние несколько лет в мире введено, по крайней мере, три стандарта на выполнение письменных технических переводов – это американский стандарт ASTM F2575-06, европейский стандарт EN 15038:2006 и на территории Германии стандарт DIN. Все документы направлены, в конечном счете, на повышение качества технических переводов.

Однако, несмотря на востребованность квалифицированных переводчиков нефтегазового профиля, имеется устойчивый дефицит подобных специалистов. Из нескольких десятков переводчиков, работавших с нашей компанией, таких насчитывается всего несколько! Имея договор с одним из московских языковых вузов, мы организовали практику студентов-переводчиков старших курсов. Результаты оказались более чем скромными – практиканты не только не смогли перевести или отредактировать реальные технические тексты, но и не имели представления об инструментах и методах работы современного переводчика. Это заставляет всерьез задуматься над вышеприведенными положениями Э.Тоффлера.

По нашему опыту, как чистому переводчику, так и инженеру с хорошим знанием языка все равно требуется не менее полугода для адаптации к современным методам и средствам перевода. Проблема здесь в том, что чистый переводчик, как правило, не может понять специфику процесса и правильно передать технический смысл, а инженер зачастую путается в грамматической конструкции фразы, что тоже приводит к искажениям и ошибкам.

Между тем извечный вопрос о том, какие переводчики успешнее справляются в технической сфере, сегодня может получить довольно простое решение. Оно основано на тех же самых тенденциях использования информационных технологий, что и во всех остальных отраслях. Подобный подход сейчас применяется большинством переводческих компаний.

Суть этого подхода заключается в развитии определенных навыков применения компьютерных средств и

поисковых технологий для целей перевода. Обычно этот комплекс включает как минимум следующее.

Во-первых, умение работать в общеупотребительных форматах – Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft PowerPoint, PDF и т.д. Навык необходим для работы в форматах, в которых документация представлена заказчиком.

Во-вторых, выбирается специализация и происходит ознакомление с технологиями, процессами и аппаратами (для неспециалиста).

В-третьих, просмотр всех доступных источников на иностранном языке и составление глоссариев как общеупотребительных, так и узкоспециальных терминов и сокращений, относящихся к данной области (в нашем случае это нефтегазовая тематика).

Далее – владение методикой поиска информации в Интернете: по сайтам заказчика, по поисковым системам, по специальным электронным словарям (последние часто включают новейшие аббревиатуры, термины, фирменные названия, корпоративную лексику и др.)

И, наконец, умение работать со специальными программами – SDL Trados, Transit, Alchemy Catalyst, De Ja Vu, WinFast, Felix Editor и т.д., значительно ускоряющими и облегчающими перевод. Сегодня знание данных программ часто является решающим для успешной работы переводчика.

Таким образом, по нашим наблюдениям, вышеупомянутым комплексом навыков на должном уровне владеют лишь специалисты и переводчики, работавшие в фирмах и обученные на рабочем месте. Какие-либо общепринятые методики в настоящее время отсутствуют, о систематической подготовке и переподготовке специалистов нам практически ничего не известно.

Для скорейшего решения проблем с техническим переводом целесообразно готовить корпоративных переводчиков под профиль конкретной компании. В свете все возрастающей потребности в технических переводах любое обсуждение указанных проблем с возможными выводами и предложениями представляло бы несомненный интерес для нефтегазовой отрасли России.

ЛИТЕРАТУРА

1 Зубков С. А. Взаимосвязь политики, науки и техники в условиях техногенной цивилизации. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора философских наук. – Москва. - 2006

2. Масловский Е. К. Актуальные проблемы научно-технического перевода. http://lingvoda.ru/transforum/articles/maslovsky_a1.asp

3. Особенности перевода технических терминов с английского языка на примере нефтегазовой отрасли. Бюро переводов «Лингвистика». http://www.lingvistica.ru/articles/4.html

4. Технический перевод в нефтегазовой отрасли. Бюро переводов «Золотая лань». http://www.golden-translation.ru/oilgas

5. Тоффлер Э. Третья волна. - М.: ООО "Издательство АСТ", - 2002. – 776 с.

6. Ясперс К. Смысл и назначение истории. - М.: Политиздат, - 1991. – 527 с.

УДК 622.23.01

Механизмы, методы и способы разрушения горных пород в глубоком бурении (часть I)

Синёв С.В. – канд. техн. наук

Изучение процессов разрушения горных пород в глубоком бурении изначально опиралось на классическую схему разрушения, принятую в геологоразведочном и горнорудном бурении. Разрушение в глубоком бурении претерпевает наложение условий глубокой скважины, изменение среды, в которой ведется разрушение, существенное ограничение такого параметра физико-механических свойств пород как твердость, обусловленное тем, что, в основном, разбуриваются породы осадочного комплекса и расширение параметра пластичности, обусловленного значительной разницей глубины залегания той или иной породы.

Разрушение горной породы под рабочим органом шарошечного долота происходит путём её раздавливания с нарушением структуры и отделением фрагментов породы от массива по образуемым в процессе нагружения магистральным трещинам без нарушения её структуры. Последнее принято называть объемным разрушением, а при наличии дополнительной обнаженной поверхности – сколом. Оба вида разрушения присущи двум методам разрушения: вдавливанию и сдвигу, к которому относится и фрезерование. Разрушение сдвигом здесь не рассматривается, поскольку ему посвящено очень много работ и оно, практически, не отличается от разрушения вдавливанием с той лишь разницей, что реализуется при наличии дополнительной обнаженной поверхности и достигается при однократном приложении нагрузки. Объемное разрушение может происходить как при

однократном воздействии инструмента на горную породу, так и многократном - усталостном.

1. Объемное разрушение горных пород.

Экспериментальными исследованиями Л.А.Шрейнера [14] с последующими уточнениями Р.М.Эйгелеса [15], при вдавливании вооружения установлены три стадии разрушения горной породы:

– упругая деформация;

– остаточная деформация;

– отделение части породы от массива.

Разрушение начинается в зоне контакта зуба при сравнительно малой нагрузке и имеет характер хрупкого отрыва в площадках, перпендикулярных к свободной поверхности полупространства. Образуется кольцевая трещина отрыва, охватывающая кольцевую площадку. Для таких пород, как кварцит, доломиты, песчаники, некоторые известняки и другие, дальнейшее развитие трещины происходит вдоль траектории главных нормальных растягивающих напряжений в виде расходящегося кругового конуса. Коническая трещина разделяет верхнюю часть полупространства на усеченную полость и окружающую его консоль. Заключительная стадия – отделение консоли передачей на нее части давления зуба через материал конуса. Это так называемый первый механизм разрушения (рис.1 а).

Консоль отделяется не обязательно кольцом в полном объеме. Отделение может быть сегментарным, поскольку явление дилатансии, заключающееся в увеличении объема горной породы при сжатии за счет появления микротрещин по данным [9] может носить реверсивный характер со сменой знака приращения как продольных, так и поперечных деформаций (рис. 2). Неровность поверхности забоя скважины может приводить к аналогичным последствиям. В сильно сжатом (дилатированном) состоянии породы деформируются с образованием периодических мезотрещинных структур с их восстановлением и «залечиванием» трещин после снятия нагрузки.

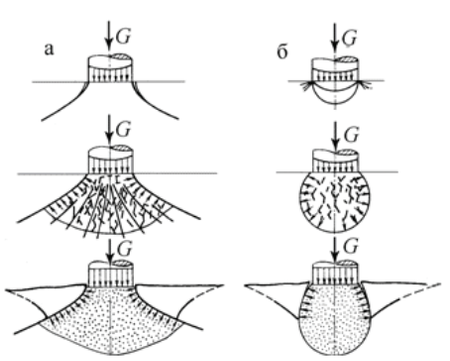


Рис. 1. Первый (а) и второй (б) механизмы разрушения горных пород

Рис. 2. Распределение приращения объемных деформаций (2) по периметру образца горной породы (1) при одноосном сжатии (аргиллит).

В целом ряде горных пород первый механизм разрушения, начав развиваться, затухает и процесс отделения частицы породы от массива идет по второму механизму. Причиной затухания может быть наличие дифференциального давления, формирования на забое гребенок (трекинг) и воротников. В последних случаях консоль механически удерживается от вылома.

В первом механизме разрушения в процессе формирования конической трещины под индентором часто образуется тонкий реструктурированный слой горной породы, как это будет показано несколько позже. В работе [10] толщина такого слоя составляет 0,12 мм (рис. 3), хотя в [4] особенностью остаточной деформации в ядре сжатия считается дилатансионное уплотнение раздробленной породы в верхней его части и дилатансионного разрыхления породы в нижней.

Во втором механизме (рис.1 б) при малых нагрузках область необратимых деформаций локализуется вблизи контура площадки с развитием вглубь массива при увеличении нагрузки. Далее, как при первом механизме, полупространство разделяется на предразрушенное ядро и окружающую его упругую консоль, отделение которой от массива, при определенных условиях, является определяющей для скорости бурения. В этом случае характеристика процесса разрушения $G(z)$, где G – нагрузка на зуб и z – его перемещение, состоит из трех участков: упругого линейного, нелинейного, который соответствует необратимой деформации конуса или ядра предразрушения, и участка резкого уменьшения G, соответствующего отделению консоли от массива (рис. 4). При дальнейшем внедрении зуба в породу, после отделения консоли, процесс качественно повторяется, образуя второй и последующие скачки. С увеличением скорости нагружения кривые $G(z)$ имеют более высокие

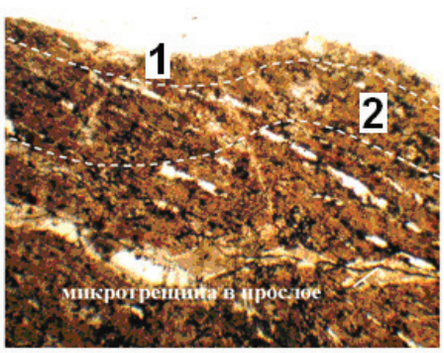


Рис. 3. Зона предразрушения в образце анизотропной породы: 1 - область разрушенной породы (до 0,12 мм); 2 - область пластических деформаций (до 0,42 мм). Увеличение в 57 раз. (микротрещина на глубине 0,7-0,9 мм)

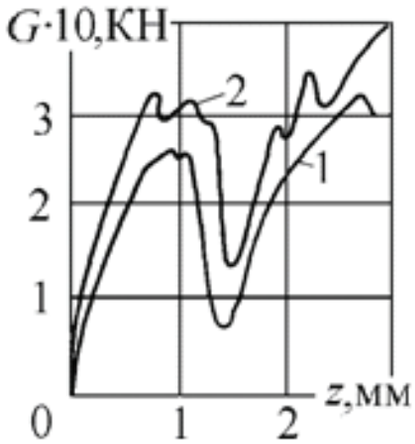


Рис. 4. Зависимость силы сопротивления породы от глубины внедрения зуба с площадкой 5 на 10 мм в атмосферных условиях для крепкого известняка при скорости соударения: 1 – 0,4 м/с; 2 – 2,0 м/с

пики скачков и большую крутизну упругих участков. Внешнее давление на консоль при дифференциальном давлении осложняет ее выход, что приводит к увеличению нагрузок, необходимых для реализации скачка.

Пластическое разрушение заменяет хрупкое, причем доминирующую роль начинают играть касательные напряжения вместо растягивающих, а горная порода, которая в атмосферных условиях разрушается по первому механизму, в условиях глубокой скважины разрушается по второму. Дальнейшее увеличение всестороннего сжатия способствует уменьшению глубины ядра предразрушения с увеличением его диаметра. Для формирования ядра необходимо увеличение нагрузки на зуб, причем это увеличение различно для разных горных пород. Таким образом, с увеличением всестороннего давления объем предразрушенной области уменьшается, но характер этой стадии разрушения остается аналогичным второму механизму при атмосферных условиях. В заключительной стадии всестороннее сжатие ведет к качественному изменению характера разрушения. Дифференциальное давление значительно подавляет процесс вылома консоли, при этом зуб долота глубоко внедряется в породу, так что вокруг него и под ним развивается небольшая зона разрушенной породы и происходит отделение консоли. Это третий механизм разрушения, который требует значительной нагрузки, правда и размер выломанной консоли много больше, поскольку трещина формируется на большей глубине (рис. 5).

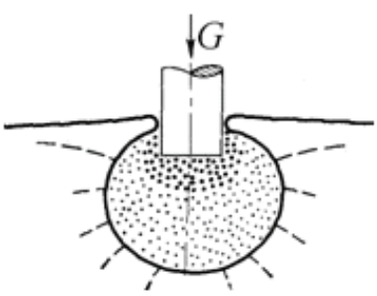


Рис. 5.Схема третьего механизма разрушения горных пород

2. Усталостное разрушение горных пород.

Под усталостной прочностью понимается сопротивляемость горных пород многократно повторяющейся нагрузке при напряжениях, меньших предела твердости. Усталостный вид разрушения характеризуется появлением постоянно развивающихся невидимых трещин, которые выходят на поверхность, и приводят к разрушению зоны контакта вдавливаемого элемента (зуба долота или индентора) с горной породой.

Восприимчивость горных пород к повторно-переменным нагрузкам, показывает во сколько раз можно снижать давление в точке соприкосновения зубьев долота и породы (по сравнению с твердостью) при проектировании осевой нагрузки на долото.

Л.И.Шрейнером и Н.Н.Павловой впервые обращено внимание на то, что во многих породах контактное давление, передаваемое от зуба долота, меньше их твердости, но бурение идет успешно, причем на дневную поверхность выносятся достаточно большие обломки разбуриваемого материала. Характер разрушения (многократность ударов до разрушения) – усталостный, а по виду разрушенных обломков (большие куски) – объемный. Здесь уместно подметить, что термин «разрушение» в бурении весьма условен, поскольку более 90% породы отделяется в виде обломков, в то время как само разрушение, с нарушением межкристаллических связей и структуры, происходит по формирующимся трещинам и в областях раздавливания горных пород.

При проведении экспериментов на модернизированном склероскопе Шоора, где свободно падающий груз с индентором фиксировался в высшей точке подскока после удара, улавливался лишь момент начала разрушения в зоне удара, при котором высота отскока резко падает. В силу отсутствия видимых выколов, этот момент характеризует собой поглощение кинетической энергии индентора на образование трещин. По полученным результатам строились кривые в координатах «удельная работа удара – число ударов». Для разных пород отношение удельной работы удара, соответствующей пределу усталости, к удельной энергии удара, при которой разрушение происходит после первого удара, равно 1/21–1/29. По мнению Б.А.Жлобинского, наряду с другими недостатками существенным является то, что окончание опыта характеризовалось моментом образования трещины под индентором, в то время как в натурных условиях усталостное разрушение сопровождается выколом и выносом с забоя значительных объемов породы. Пределы же усталостного разрушения горных пород при испытании на копре составляют 1/11–1/15.

В результате устранения ряда недостатков и наработке методики проведения экспериментов Б.А.Жлобинский получил усталостную кривую для горной породы (рис. 6), в координатах $P(N)$, где величина контактного давления, отсекаемая на оси ординат, и является пределом усталости при ударном вдавливании. Эта зависимость построена по аналогии с так называемой кривой Вёллера, которая строится в координатах «разрушающее напряжение–число циклов нагружения» при исследовании металлов на усталостную прочность. Точка кривой, при которой материал разрушается, соответствует пределу прочности, а точка наибольшего напряжения, которое уже не вызывает разрушение при определенном числе циклов (10^7–10^8 циклов) названа «базой» испытаний.

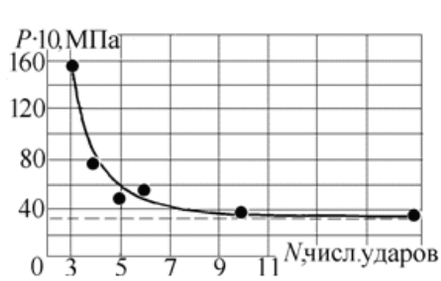


Рис. 6. Усталостная кривая для известняка пелитоморфной структуры ($p_ш$ = 158 · 10 МПа, k = 2,4)

В отличие от кривой Вёллера, при построении усталостных кривых для горных пород, эти кривые захватывают левый участок в 15–20 циклов, поскольку, по мнению [5] в процессе бурения, на забое скважины большего числа циклов нагружения в одну и ту же точку не бывает.

3. Разрушение горных пород вооружением шарошек долота.

Принимая во внимание уровень скоростей проходки и размеры выносимого шлама, в практике бурения количество ударов зуба долота в одну точку ограничивается по [5] 8-10-ю оборотами долота. Попадание же в одну точку 3–18 раз, да еще по площади всего забоя по [5] и [15] вообще маловероятно, поскольку создатели долот размещают вооружение таким образом, чтобы вероятность попадания зуба в одну точку дважды была минимальна – способ борьбы с образованием на забое «реек» и «воротников». Усталостное разрушение, в классическом его понимании, в бурении скважин практически отсутствует.

В процессе бурения долотами типа «К», «ОК» по всей площади забоя в осевом направлении приповерхностной области формируются рассредоточенные микротрещины, которые сращиваются с новыми соседними в структурные дефекты горной породы. Повторное воздействие вооружения на микротрещиноватую, частично реструктурированную породу сопровождается объемным разрушением по плоскостям микротрещин и накопленных дефектов. В долотах типа «С» и «Т» аналогичные процессы протекают под периферийным вооружением. Это касается усталостного разрушения. Объемного разрушения породы с однократным приложением нагрузки по третьему механизму разрушения при оптимальном размещении вооружения по рабочей поверхности долота [15] также невозможно добиться. По данным сотрудников школы Р.М.Эйгелеса [7] для достижения объемного разрушения в забойных условиях требуется нагрузка, которая в 2–4 раза превышает нагрузку, реализуемую при бурении. Об этом неоднократно упомянуто и в [5].

Динамическая составляющая нагрузки на долото по результатам работы на стенде СВД-1000, где нагружение производится пневматикой, составляет 15÷20%. Симонянц Л. Е. вывел эмпирическую зависимость динамической нагрузки $G_д$ от частоты вращения долота n в степени 2/3 (а не 1-ой степени по Н.И.Шацову и в степени 1/3 по В.С.Федорову) и в степени 1/3 от статической нагрузки $G_{ст}$, что хорошо согласуется с данными П.В.Балицкого. В эмпирической формуле значение степени n для разных нагрузок меняется в пределах 0,908–0,585 в зависимости от диаметра применяемых бурильных труб. Максимально возможная динамическая нагрузка при «абсолютно твердом забое» достигает $2G_{ст}$, а в отдельных случаях $2{,}75G_{ст}$, причем она растет с увеличением диаметра долота. Это стандартная ситуация при бурении крепких горных пород. В процессе отработки опытных долот на карьерах Докучаевского флюсо-доломитного завода отмечалась устойчивая вибрация станка 2СБШ-200 весом 42÷10 КН с амплитудой в 50 мм при нагрузке на долото 20 · 10 КН и частоте вращения 150 мин$^{-1}$. Для пород осадочного комплекса динамическая составляющая значительно меньше, кроме отдельных случаев обусловленных работой бурильного инструмента. Динамическая составляющая, полученная по экспериментальным данным [5], также невелика (рис. 7). Как видно из рис. 7, динамическая составляющая при частотах вращения свыше 150–200 мин$^{-1}$ изменяется от 20% при 8÷10 КН статической нагрузки до 50% при нагрузке в 2÷10 КН. Как видно даже такого уровня нагрузки также недостаточно для реализации объемного разрушения.

Тем не менее, и усталостное и одноактное объемное разрушение могут иметь место в процессе бурения. Скорее всего, виды разрушения чередуются и это чередование обусловлено перераспределением нагрузки по всему вооружению долота. В [2] экспериментально установлена одна из особенностей работы трёхшарошечного долота, заключающаяся в том, что распределение нагрузки во времени между зубьями венцов каждой из шарошек весьма неравномерно. В ряде случаев имеют место эксцессы, при которых одна из шарошек, не вращаясь, вовсе не вступает в контакт с забоем. Распределение нагрузки чередуется между всеми зубьями и двумя, тремя в текущий момент. Мгновенная максимальная нагрузка на зубьях ведущего венца может достигать 85% всей нагрузки на долото. Здесь следует оговориться, что эксперименты проведены на стальном забое и это не идеальная модель взаимодействия долота с забоем. Кроме того в бурении шарошечными долотами значимую роль играет эффект сдвига (резания) или, как отдельные исследователи называют, – скалывания, а весь процесс шарошечного бурения – разрушение дробяще-скалывающего действия. Этот эффект достигается за счет скольжения вооружения долота по забою в радиальном и тангенциальном направлении. Радиальное скольжение, как малозначимое в процессе разрушения при строгом вращении долота вокруг своей оси рассматривать не будем. Рассмотрим положительное тангенциальное скольжение, практически, постоянная величина которого задается положительным смещением осей шарошек в плане, и отрицательное, определяющееся величиной вылета вооружения за плоскость чистого качения конусов шарошек и положением мгновенной оси вращения шарошки в рассматриваемый момент, чем объясняется непостоянство этой величины. На рис. 8 приведена схема разрушения пород при положительном (а) и отрицательном (б) тангенциальном скольжении элементов вооружения долота (пунктиром показано положение зуба в начале взаимодействия с поверхностью забоя). При достаточной величине отрицательного скольжения скалываемая область II может соединиться с областью разрушения предыдущим зубом I, без формирования рейки.

Опуская вопрос формирования забоя в кавернозном стволе скважины, а каверны, исходя из анализа профилей более 50 скважин, образуются одновременно с забоем, рассмотрим формирование забоя и призабойной зоны скважины при бурении натурными долотами на стенде ЗиФ-1200,

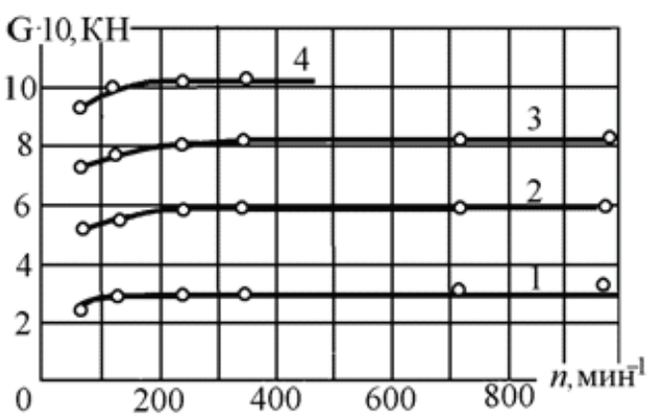


Рис. 7. Экспериментальные зависимости общей нагрузки от частоты вращения долота при статических нагрузках: 1 - 2·10 КН; 2 - 4·10 КН; 3 - 6·10 КН; 4 - 8·10 КН

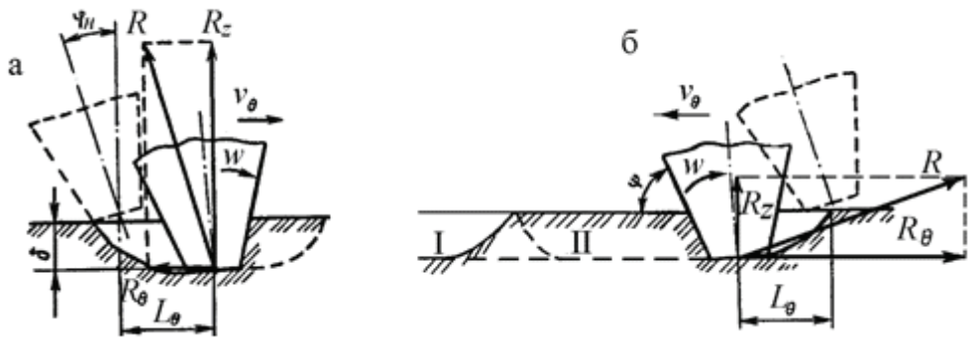


Рис. 8.Схема работы элемента долота при положительном (а) и отрицательном (б) тангенциальном скольжении: R_z и R_Θ – нормальная и тангенциальная составляющая реакции забоя R; L_Θ – тангенциальное скольжение со скоростью v_Θ; δ – глубина внедрения зуба; w – угловая скорость венца; $\varphi_н$ – угол начала взаимодействия зуба с забоем; I – область выкола породы предыдущим зубом; II – область ожидаемого выкола

бурении со станка 2СБШ-200, а также с учетом описания фотографий забоев глубоких скважин при бурении с продувкой воздухом, представленных в [12]. Во всех случаях образование периферийной рейки, отмеченное еще [1, 5, 11], а также [3] начинается с образования рейки на стенке скважины периферийным вооружением долота с последующим переходом рейки на забой. Поэтому надежное зацепление периферийного вооружения с рейкой на стенке и периферии забоя фиксирует мгновенную ось вращения шарошки именно на этом уровне относительно плоскости чистого качения и определяет, как утверждают в [3], закон движения шарошек, включая величину и направление тангенциального скольжения элементов вооружения. Эта фиксация переносит положение нулевой отметки на рис. 9а, заимствованном из [13], на периферию долота (рис. 9б), резко увеличивая отрицательное скольжение основного вооружения.

Более того, если, например, «ведущей» шарошкой (рис. 9б), формирующей рейку, является вторая шарошка с минимальным тангенциальным скольжением на периферии, то, сваливаясь в эту рейку своей периферией, первая шарошка теряет положительное скольжение, увеличивая отрицательное скольжение основного вооружения. Третья шарошка, наоборот, теряет уровень отрицательного тангенциального скольжения. Варианты могут быть самые различные, но в итоге, при наличии периферийной рейки, кривые на рис. 9б сольются в одну, обеспечивая тем самым одинаковое для трех шарошек отрицательное тангенциальное скольжение.

Такова схема формирования забоя шарошкой в комплексе, в которой не требуются запредельные нагрузки на долото для реализации объемного разрушения породы. Основное вооружение за счет тангенциального, чаще отрицательного, скольжения за 1–2 оборота долота сдвигает (срезает, скалывает) слой породы под основным вооружением (с возможным образованием рейки, если шаг основного вооружения далек от оптимального), приводя к его зависанию на периферийном вооружении. Концентрация нагрузки на периферии забоя способствует объемному её разрушению. При этой схеме углубление скважины за один оборот соответствует углублению при объемном разрушении, примерно со скоростью 5 м/ч с частотой вращения долота в 60 мин$^{-1}$.

Дискретность перемещения забоя наблюдается не только при числе оборотов долота 2 и более, но и в ходе одного оборота при объемном разрушении породы. Это хорошо иллюстрируется осциллограммой процесса разбуривания мрамора в стендовых условиях долотом 214 мм с нагрузкой 10÷10 КН в [8] (см. рис. 10).

К причинам такой дискретности можно отнести неравномерность вращения шарошек, а наличие трех равных областей отсутствия углубления (I, II, III на рис. 10) наилучшим образом согласуется с количеством шарошек. Перемещение каждой шарошки до местоположения предыдущей создает условия объемного разрушения и дискретного продвижения забоя на границах указанных областей. Сами же авторы, не уделяя внимания этой дискретности, отмечают пульсирующий характер углубления, объясняя его контактом с забоем одного или двух зубьев одновременно и наличием трех шарошек.

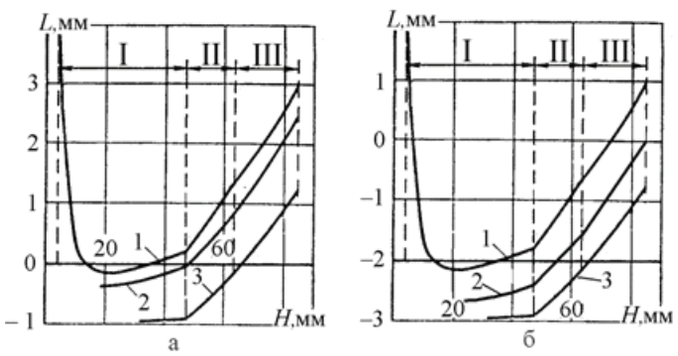


Рис. 9. График распределения тангенциального скольжения по высоте 1, 2, 3 шарошек долота «С»: а – при δ = 1 мм; б – при периферийной рейке, формируемой на забое «ведущей» второй шарошкой (I, II, III – номера конусов шарошек)

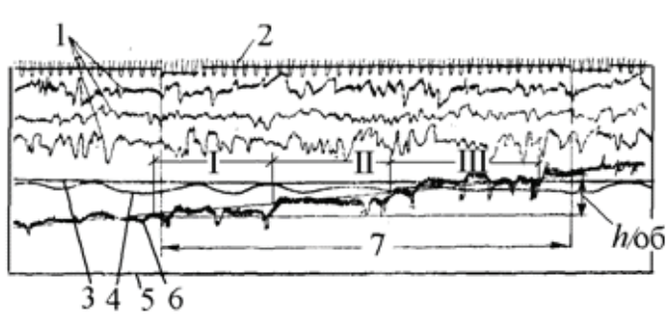


Рис. 10. Осциллограмма работы долота:
1 – вращение шарошек; 2 – отметки времени; 3 – момент; 4 – нагрузка; 5 – нулевая линия; 6 – углубление долота; 7 – один оборот долота; h/об – углубление за оборот (I, II, III – области с отсутствием углубления)

Рис.11. Зубки с односторонней выборкой

Рис. 12. Зубки фирмы Hughes

В забойных условиях на глубине свыше 2500 м, где скорость бурения снижается до 0,5–1,5 м/ч, на дискретное перемещение долота требуется 5–6 оборотов. С учетом конструкции долота и других условий процесса бурения количество оборотов может быть и большим при безальтернативном сохранении принципа формирования и продвижения забоя.

Что касается вооружения, то в [3] отмечается угнетающее действие отрицательного скольжения на зону разрушения породы надвигающейся на нее гранью зуба. Для устранения этого недостатка в [13] предлагают использовать наклоненный зуб. В практике долотостроения эта проблема решается односторонней выборкой грани определенного радиуса у используемых зубков (рис. 11) Наилучшим же решением могут считаться зубки со смещенной площадкой контакта (см. рис. 12), которые не имеют концентраторов напряжений в виде односторонних выборок. Они применяются в комплектации основного вооружения шарошечных долот. Вооружение периферийного и первого венца первой шарошки, находящееся в плане на одной плоскости, комплектуется обычными зубками (рис. 13).

Рис. 13. Вооружение долота ATJ-11 фирмы Hughes

Необходимо помнить, что мгновенная ось вращения шарошки имеет свойство перемещаться от периферийного вооружения к основному параллельно плоскости чистого качения шарошек. А так как основное вооружение разных шарошек долота находится на различном удалении от плоскости чистого качения, то и мгновенная ось вращения, в ходе бурения, смещается на разный уровень удаления от этой плоскости.

В ступенчатых долотах и долотах с периферийной ступенькой рациональных размеров, у которых на периферии забоя рейка вообще не формируется, мгновенная ось вращения и вовсе не поднимается к периферии.

Что касается рационального размещения вооружения и его формы, то этот вопрос широко освещен в литературе, включая диссертационные работы известных конструкторов и исследователей, начиная с 1943 года, А.Ф.Егерева, А.С.Мокшина, Т.Г.Агошашвили, В.Н.Позднышева, В.Н.Виноградова, В.И.Зайцева, А.А.Перегудова, Ю.Е.Владиславлева, И.А.Остроушко и многих других. В одной из первых работ [6] рассмотрено влияние на эффект разрушения наличия соседней лунки. Утверждается, что удельный расход энергии при оптимальном шаге в 2–3 раза меньше удельного расхода при самостоятельном выколе. Правда, в последующих своих работах Е.И.Королько данный вопрос больше не поднимал. Следует отметить, что наиболее полно размещение вооружения по всему забою рассмотрен Р.М.Эйгелесом [15].

Выводы

1. Усталостное разрушение горных пород, в классическом его виде, в процессе бурения скважин не реализуется.

2. При бурении долотами типа «К», «ОК» в приповерхностной области забоя формируются рассредоточенные микротрещины, сращивающиеся с соседними в структурные дефекты горной породы. Последующее воздействие вооружения на микротрещиноватую, частично реструктурированную породу вызывает объемное разрушение по плоскостям микротрещин и накопленных дефектов.

3. Объемное разрушение горной породы с однократным приложением нагрузки недостижимо поскольку в забойных условиях для этого требуется нагрузка в 2÷4 раза превышающая применяемую в реальном бурении.

4. Динамическая составляющая нагрузки на долото в стендовых условиях составляет 15–20%, а в промысловых — от 15 до 50%, в зависимости от твердости разбуриваемых пород и частоты вращения долота.

5. При используемой схеме формирования забоя шарошечным долотом в комплексе для реализации объемного разрушения породы запредельные нагрузки на долото не требуются. За 1–2 оборота долота сдвигается (срезается, скалывается) слой породы под основным вооружением, приводя к его зависанию на периферийном вооружении. Концентрация нагрузки на периферии забоя обеспечивает объемное её разрушение.

6. Дискретное перемещение забоя может иметь место не только после 2х и более оборотов долота, но и в ходе одного оборота при объемном разрушении породы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агошашвили Т.Г. Эффективность разрушения упруго-пластичных пород трех шарошечными долотами (труды ВНИИБТ, вып.21). - М.: «Недра», - 1969. с 17 28.
2. Блинков О.Г. Пути повышения эффективности работы буровых шарошечных долот. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – М. - 2007.
3. Головкин С.А., Попов А.Н., Самоходов Ю.И. Виды разрушения вооружения шарошечных долот типа МЗ (тезисы докладов четвертой всесоюзной научно-технической конференции «Разрушение горных пород при бурении скважин»). - М.: Миннефтепром, - 1986. с. 154–156.
4. Евсеев В.Д. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин (Сб. Проблемы геологии и освоения недр. Секция 9. Бурение нефтяных и газовых скважин). – Томск: Томский политехнический университет, - 2007. с. 442-443.
5. Жлобинский Б.А. Динамическое разрушение горных пород при вдавливании. – М.: Недра, - 1970. - 152 с.
6. Королько Е.И. К вопросу определения оптимального шага разрушения призматических зубьев в венце шарошки (Труды ВНИИБТ. вып. I). - М.: ВНИИБТ, - 1958.
7. Левина А.Б. и др. Методика динамических испытаний натурных зубков шарошечных долот и механизм их взаимодействия с горными породами (тезисы докладов четвертой всесоюзной научно-технической конференции «Разрушение горных пород при бурении скважин). – М.: Миннефтепром, - 1986. - с 69–71.
8. Мокшин А.С., Владиславлев Ю.Е., Комм Э.Л. Шарошечные долота. М.: Недра, - 1971. – 214 с.
9. Опанасюк А.А. Исследование закономерностей деформирования горных пород в предразрушающей области нагружения. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидат технических наук. – Владивосток: - 2006.
10. Пушмин П.С. Обоснование модели алмазной коронки на основе исследования механики разрушения твердых анизотропных пород. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидат технических наук. – Томск: – 2006 .
11. Симонянц Л.Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика для бурения. - М.: Недра, - 1966. - 228 с.
12. Семак Г.Г., Яремейчук Р.С., Струс Я.М. Изучение ствола скважины при бурении с продувкой воздухом методом фотографирования // Нефтяное хозяйство. – М.: 1972. - № 2. - с 62–64.
13. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. - М.: Недра, - 1986. - 208 с.
14. Шрейнер Л.А. и др. Механические и абразивные свойства горных пород. - М.: Гостоптехиздат, - 1958. - 202 с.
15. Эйгелес Р.М., Стрекалова Р.В. Расчет и оптимизация процессов бурения скважин. - М.: Недра, - 1977. - 200 с.

УДК 622.243.051; 531.781

Механизм разрушения горной породы и определение составляющих сил её резания буровым инструментом, оснащённым алмазно-твёрдосплавными пластинами

Н.В. Соловьев – д-р. техн. наук
Российский государственный геологоразведочный университет
А.М.Исонкин – канд. техн. наук, Р.К. Богданов – канд. техн. наук,
С.И. Шестаков – канд. техн. наук
Институт сверхтвердых материалов НАН Украины

Практика бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые показывает, что не может существовать один универсальный породоразрушающий инструмент, способный обеспечить высокие результаты при бурении в породах с различными физико-механическими свойствами.

Применительно к конкретным категориям пород разрабатываются инструменты, оснащенные определенными сверхтвердыми материалами. Так, для бурения мягких пород (I – V категория по буримости) используется инструмент, оснащенный твердосплавными элементами. Для бурения пород средней твердости (VI – VIII категория по буримости) используется инструмент, оснащенный крупными природными и поликристаллическими СА. В твердых породах (IX – XI категория по буримости) используется инструмент, оснащенный мелкими природными и высокопрочными монокристаллическими СА.

Для повышения эффективности использования поликристаллических алмазов в буровом инструменте в Институте сверхтвердых материалов НАН Украины (ИСМ) разработан ряд способов спекания при высоких температурах алмазно-твердосплавных пластин (АТП), обладающих повышенной твердостью и ударной вязкостью. Это позволяет применять буровой инструмент, оснащенный АТП, в тех условиях, где не обеспечивается достаточная износостойкость твердосплавного инструмента, а мелкоалмазные коронки хотя и обладают высокой износостойкостью, но не обеспечивают достаточно высокой скорости бурения в осадочных породах.

На механизм работы и износа инструмента из АТП нет единых взглядов. Однако проведенные в этой области исследования позволяют выделить основные закономерности, помогающие осуществить выбор и разработку оптимального инструмента для различных условий.

Механизм работы алмазного резца в пластичной породе существенно отличается от механизма работы алмазной импрегнированной коронки. При внедрении резца в пластичную породу выкол не образуется. Вначале идут упругие, а затем остаточные пластические деформации. Глубина и ширина разрушаемой зоны совпадает с глубиной и шириной внедряемого алмазного резца. Отделяемые путем сдвига частицы пластичных пород из-за малой внутренней энергии при сжатии уплотняются и образуют наросты. В связи с образованием нароста и трением породы о породу сила трения на торцевой и боковых поверхностях резца увеличивается из-за упругих деформаций и упругого восстановления поверхности резания. Площадь контакта возрастает с накоплением породы перед алмазным резцом. Для предотвращения воздействия накапливаемой породы на корпус торца коронки и предупреждения прижога необходимо большее выступание резца. Величина выступания примерно в 15÷25 раз должна превышать расчетную величину съема на резец.

Больше проявляется разница в физической природе сил, действующих на торцевой и передней поверхностях. Разрушение породы путем сдвига осуществляется только передней поверхностью. Вместо попеременного дробления и скалывания в отдельных точках контакта режущей кромки с породой при резании с большим съемом высокопластичной породы действует постоянная нагрузка [2].

Тангенциальная нагрузка увеличивается, стабилизируется и сохраняется, примерно на одном уровне, испытывая незначительные колебания при вибрации. В результате снижается угроза скалывания резца. В связи с пониженной твердостью отдельных частиц породы снижается интенсивность микроскалывания по режущей кромке. Резец начинает изнашиваться, в основном, за счет трения. В этих условиях создается благоприятная возможность использования крупных алмазов с меньшим пределом прочности, но зато с большим выступанием.

Выполненный ранее параметрический анализ конечно-элементной модели [4] дает возможность провести исследования по определению составляющих сил резания породы пластинами АТП.

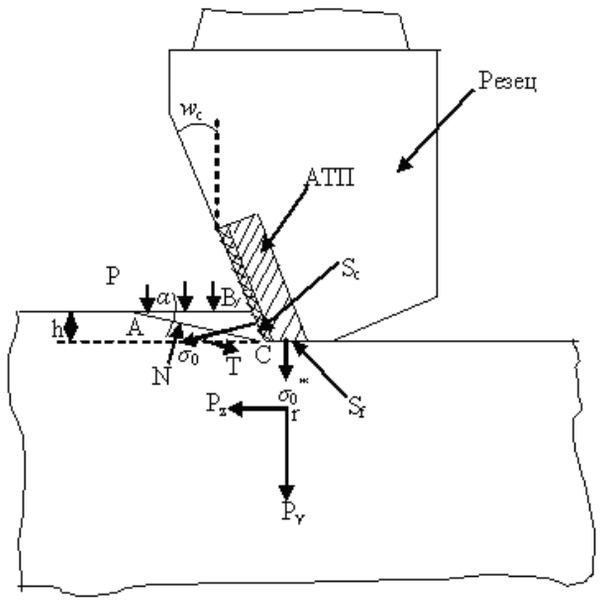


Рис. 1. Расчетная схема контактного взаимодействия резца с АТП с горной породой

Расчетная схема задачи представлена на рис. 1. Поскольку торцевая поверхность АТП представляет собой круг диаметра D, то средняя ширина резания изменяется с глубиной резания *h*. Так как *h* практически всегда значительно меньше по сравнению с D, ширину резания можно считать пропорциональной *h*.

Напряжения, действующие в обломке породы треугольной формы в момент времени, предшествующий его отрыву от массива породы, рассчитываются, исходя из баланса всех действующих на него сил (рис. 1). Обломок породы ABC ограничен поверхностью контакта передней грани резца с породой, плоской поверхностью породы на забое и поверхностью прямолинейной трещины, которая начинается в нижней части режущей кромки АТП и выходит на свободную поверхность породы под углом α.

$$\alpha = \pi / 4 - (\phi_p + \theta_f - w_c)/2 \qquad (1)$$

где: w_c - так называемый угол резания, равный для рассматриваемой конструкции резца - 20^0, Φ_p – угол внутреннего трения, θ_f - эффективный угол трения между резцом и частично раздробленной породой. Следует отметить, что его значение значительно меньше значения коэффициента трения материала резца по монолитной породе и изменяется в диапазоне от 8 до 13^0. [1, 8].

При работе долота с АТП нормальные и тангенциальные напряжения *r* действуют на обеих режущих поверхностях резца – на передней поверхности площадью S_c и на изнашиваемой плоской площадке площадью S_f. На каждой из указанной поверхности принимается, что тангенциальное напряжение связано с нормальным напряжением σ по закону внешнего контактного трения Кулона

$$r = \sigma tg\theta_f \qquad (2)$$

Выполненное ранее исследование особенностей контактного взаимодействия долот режущего типа с породами

средней крепости показали, что изменение нормального напряжения на изнашиваемой плоской площадке резца с АТП происходит следующим образом. При внедрении резца в породу на постоянную глубину h под долотом формируется зона сжатия, порода деформируется и позади режущей кромки долота формируется зона растягивающих напряжений, приводящая к появлению так называемой подъемной силы, действующей на поверхности обломков породы. По мере износа долота эта подъемная сила все более и более уменьшается, тогда, как увеличиваются нормальные напряжения, действующие на границе контакта между изнашиваемой плоской площадкой вставки и породой. При этом среднее напряжение σ_0^* на изнашиваемой плоской площадке пропорционально нормальному напряжению на передней поверхности резца, т.е.

$$\sigma_0^* = g\sigma_0 \qquad (3)$$

где: g - константа, близкая к единице.

В этом случае есть все основания предположить, что отделение обломка ABC от основного массива породы начинается тогда, когда соотношение между нормальным N и касательным T напряжениями, развивающиеся на поверхности разрушения удовлетворяют критерию Кулона–Мора [3, 7]

$$T = C_p + Ntg(\varphi_p) \qquad (4)$$

где: C_p и Φ_p – соответственно сопротивление сдвигу и угол внутреннего трения для породы при давлении в скважине создаваемом буровым раствором, равным нулю. Принимается также, что напряжения, возникающие на стенке ствола скважины, не оказывают решающего влияния на процессы образования и удаления обломков породы.

Рассматривая статическое равновесие обломка породы треугольной формы, можно определить нормальное напряжение σ_0 на поверхности S_c. Интегрирование нормального и тангенциального напряжений вдоль поверхности контакта резца долота с породой, проведенное по аналогии с [6], позволяет получить выражение для горизонтальной F_z и вертикальной F_y составляющих максимальной результирующей силы, необходимых для резания породы и имеющих смысл соответственно срезывающей и осевой сил

$$F_z = F_0(1 + S\frac{\sin\theta_f}{\cos a}) \qquad (5)$$

$$F_y = F_0(1 + S\frac{\cos\theta_f}{\cos a})tga, \qquad (6)$$

где: $S = \frac{S_f}{S_c}$, $\quad S_c = \frac{4}{3}H\sqrt{DH - H^2}$, $\quad H = \frac{h}{\cos w_c}$,

S_f - площадь изнашиваемой плоской площадки АТП, равная 0 для несработанной АТП.

Анализируя формулы (5) и (6), можно отметить, что в первом случае сдвигающая сила слагается из двух составляющих: из силы F_0, необходимой для хрупкого разрушения породы и силы трения, обусловленной нормальным давлением, распределенным на изнашиваемой плоской площадке. Во втором случае осевая сила складывается из силы $F_0 \cdot tg\ a$, определяемой прочностью породы на растяжение, и осевого усилия, определяемого как произведение площади S_f изнашиваемой площадки и нормального давления в зоне контакта с породой.

Эффективное сопротивление породы срезающему давлению долота F_0 также определяется суммой двух членов и пропорционально заглублению резца в породу

$$F_0 = \left[R(\phi_p)C_p + Q(\phi_p)\right]h^{3/2} \qquad (7)$$

Отметим, что пропорциональность срезающего давления F_0 параметру h в степени 3/2 обусловлена изменением ширины режущей поверхности АТП по мере увеличения глубины резания. Входящие в уравнения (7) коэффициенты пропорциональности $R(\Phi_p)$ и $Q(\Phi_p)$, являются функциями угла внутреннего трения породы и определяются как

$$R(\phi_p) = 2\sqrt{D}\cos(\theta_f - w_c)\frac{\cos(\phi_p)}{\sin^2[\pi/4 - (\phi_p + \theta_f)/2]}, \qquad (8)$$

$$Q(\phi_p) = R(\phi_p)\frac{[1 + tgw_c tg(\pi/4 - (\phi_p + \theta_f)/2)][\cos(\theta_f - w_c) + \cos\phi_p)]}{2\cos(\phi_p)} \qquad (9)$$

С ростом значения угла внутреннего трения коэффициенты $R(\Phi_p)$ и $Q(\Phi_p)$, возрастают и в области больших Φ_p, как следует из рис. 2, имеют близкие значения. При этом возрастание коэффициента $Q(\Phi_p)$ с ростом Φ_p обусловлено увеличением площади верхней поверхности срезаемого обломка породы.

Используя полученные зависимости коэффициентов R и Q от угла внутреннего трения Φ_p, а также значение силы F_0, определим нормальные и тангенциальные составляющие максимальной результирующей силы, необходимой для резания породы. Расчеты проведем для глубины резания h, изменяющейся от 0 до 1 мм. Согласно [2] принимаем сопротивление сдвигу и угол внутреннего трения песчаника Торезского месторождения, равными соответственно 30 МПа и 14^0. Используя указанные характеристики материала в качестве исходных, и принимая во внимание результаты испытания блоков песчаника при различных глубинах резания, путем варьирования значений эффективного коэффициента трения θ_f было установлено, что наилучшее соответствие расчетных и экспериментальных данных достигается при θ_f = 10,5.

Зависимости нормальной P_y и тангенциальной P_z составных сил резания от глубины реза h, полученные согласно предложенного инженерного подхода, приведены

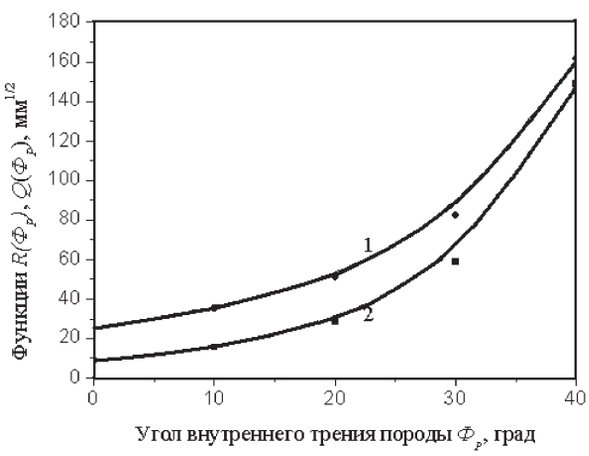


Рис. 2. Зависимость коэффициентов R (1) и Q (2) от величины угла внутреннего трения породы Φ_p.

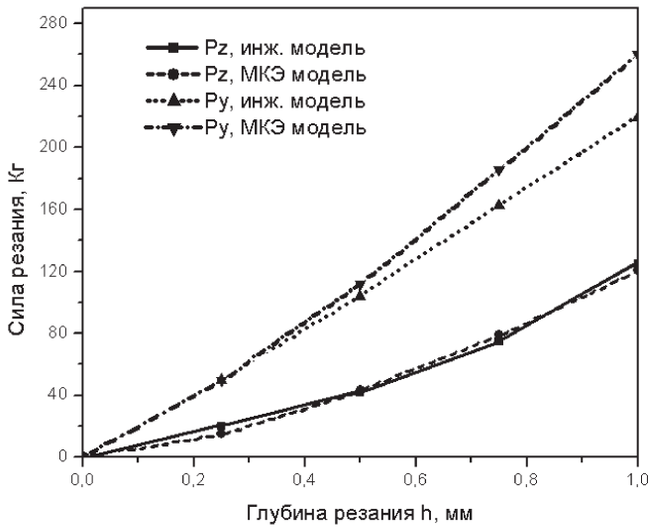


Рис. 3. Зависимости составляющих сил резания P_y и P_z от глубины резания, полученные согласно конечно-элементной модели и инженерного подхода для АТП с лыской

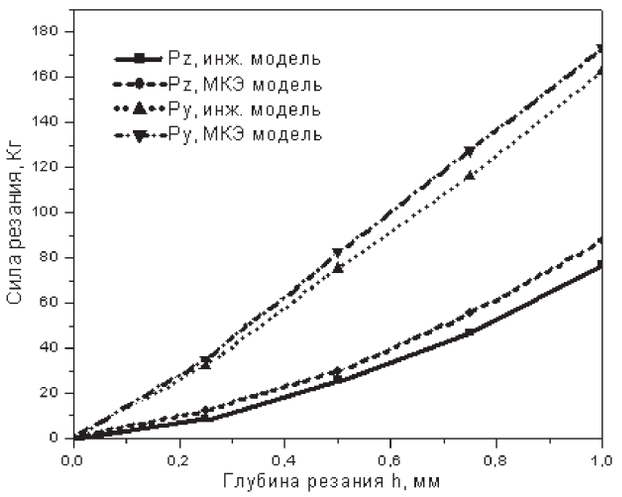


Рис. 4. Зависимости составляющих сил резания P_y и P_z от глубины резания, полученные согласно конечно-элементной модели и инженерного подхода для круглой АТП

соответственно на рис. 3 и рис. 4. Приведенные на этих же рисунках аналогичные зависимости, полученные согласно конечно-элементной модели, свидетельствуют о хорошем соответствии результатов расчетов, которые для круглой АТП практически совпадают, а для АТП с лыской отличаются не более чем на 15% для случая ее максимального заглубления в породу.

Кроме того, видно, что обе составляющие монотонно возрастают с увеличением глубины резания. Вместе с тем, в случае АТП с лыской эта зависимость практически линейна, тогда как для круглой АТП она является скорее параболической. Это вполне естественно, поскольку площадь контакта, а следовательно, и объем разрушаемой породы в последнем случае возрастает нелинейно с ростом h. Полученные абсолютные значения усилий резания удовлетворительно согласуются с экспериментальными данными, что дает основания для вывода о возможности применения данного метода для анализа процесса резания горной породы инструментом с АТП [5].

Таким образом, разработаный метод и полученные с его помощью результаты дают возможность прогнозировать действующие в процессе эксплуатации на резец с АТП нагрузки и сократить целый ряд традиционных трудоемких в области горной механики экспериментов, направленных на разработку нового или совершенствование уже существующего породоразрушающего инструмента.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каталог механических свойств горных пород при широкой вариации видов напря-женного состояния и скорости деформирования. - Л.: Всесоюзный НИИ горной геомеханики маркшейдеровского дела, - 1976.- 176 с.

2. Киселев А.Т. Оценка эффективности вращательно-ударного бурения алмазными и твердосплавными коронками // Технология бурения геологоразведочных скважин с использованием прогрессивных методов. - М.: ВПО "Союзгеотехника", - 1983.- с.20-35.

3. Писаренко Г.С. Лебедев А.А. Деформирование и прочность материалов при сложном напряженном состоянии - Киев: Наук. думка, - 1976.- 415 с.

4. Свешников И.А., Мишнаевский Л.Л. Теоретические исследования разрушения горных пород при бурении. - Киев: ИСМ АНУССР, - 1991. - 40 с.

5. И.А.Свешников, О.Г.Драганчук, С.Д.Заболотный, С.Ф.Беспалов, Э.Д.Скляров, А.М.Исонкин, Р.К.Богданов Экспериментальное моделирование работы инструмента по забою прочной трещиноватой породы // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения (сборник научных трудов ИСМ им.В.Н.Бакуля НАН Украины Вып. 8) - Киев:, - 2005. - с. 39-42

6. Селломи Х., Фэрхерст К., Дельяк Э. Влияние напряжений в горной породе и давления бурового раствора на скорость проходки для долот с поликристаллическими алмазными вставками // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: Пер. с англ. / Под. ред. В.Морию.- М.: Мир, - 1994.-416 с.

7. Altiero N.J., Sikarskie D.L. Fracture initiation in elastic analysis brittle materials having non-linear fracture envelopes // Int. J. Fracture. – 1975.-V 11.- P.- 431-440.

8. Hoek E., Bieniawski Z.T. Brittle fracture propagation in rock under compression // International Journal of Fracture Mechanics.- 1985, Vol. 1.- P. 137-155.

УДК 622.243.922.054.32

Методика расчета резьбовых соединений утяжеленных бурильных труб и забойных двигателей

Ю.М. Гержберг – канд. техн. наук, В.Д. Чарков
(ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»),
В.И. Киршин – канд. техн. наук
(ОАО «Газпром»)

Определение напряженного состояния замковых резьбовых соединений (ЗРС) утяжеленных бурильных труб (УБТ), условий их безаварийной работы в компоновках низа бурильной колонны (КНБК) разного назначения при различных режимах бурения позволяют не только существенно снизить поломки бурильного инструмента, но и уменьшить затраты на прокат УБТ.

В большинстве случаев исследования работы резьбовых соединений на выносливость при вращении с изгибом и статических нагрузках осуществлялись на стендах с использованием натурных образцов изделий. Такие работы осуществлялись за рубежом фирмами «Армко стил», «Юз тул», «Юнайтед стейтс стил» и другими, в России – прежде всего ВНИИБТ. Эти исследования дали основополагающую информацию о напряженном состоянии и работоспособности ЗРС и, в конечном счете, определили современные стандарты на эти резьбы, требования к технологии их изготовления.

Вместе с тем широкая современная гамма замковых резьбовых соединений утяжеленных бурильных труб, изготавливаемых по стандартам России и США, разнообразные условия создания нагрузки на трубы, отличающиеся характеристики стали затрудняют получение более детальных и достоверных рекомендаций по их эксплуатации экспериментальными методами. Осуществление широкомасштабных стендовых исследований для этих задач требует значительных затрат, оцениваемых в сотни миллионов долларов.

Современные методы прочностных расчетов по пределу выносливости с использованием ЭВМ таких сложных по конфигурации деталей, как конические упорные замковые резьбовые соединения, позволяют с достаточной для практики точностью решить ряд важных для проектирования и эксплуатации бурильных колонн задач:

- определить напряженное состояние замковых резьбовых соединений УБТ и забойных двигателей в наиболее опасных сечениях и, в конечном счете, коэффициенты запаса прочности по усталости по этим сечениям;
- сравнить эксплуатационные качества разных типоразмеров резьбы, используемых для труб одинакового наружного диаметра и разработать рекомендации по выбору оптимального типа резьбы для труб с конкретным наружным и внутренним диаметром;
- определить допустимые условия работы разных типов КНБК по напряженному состоянию резьбовых соединений в искривленных скважинах или при форсированных режимах бурения.

Основные нагрузки, действующие в резьбовом соединении в процессе работы КНБК:

- растяжение ниппельной части от предварительной затяжки резьбы с определенным распределением осевой нагрузки по длине ниппеля;
- изгиб оси УБТ под воздействием кривизны оси скважины, нагрузки на долото и вращения бурильной колонны;
- переменные нагрузки, возникающие при вибрации низа бурильной колонны.

Влияние вибраций низа бурильной колонны на напряженное состояние ЗРС рассматривается крайне редко и может быть учтено коэффициентом запаса прочности. Это обусловлено тем, что основной целью расчетов резьбовых соединений является выбор наиболее прочной стандартной резьбы при заданных размерах труб и её прочностная проверка для конкретных условий работы. В настоящем исследовании вибрация бурильной колонны не рассматривается. Вместе с тем при необходимости влияние вибраций низа бурильной колонны на её деформацию и напряжения может быть учтено в программе расчетов КНБК и их резьбовых соединений путем введения коэффициента динамичности к величине нагрузки на долото (реакции забоя на долото).

При экспериментальных исследованиях для проекта сверхглубокого бурения «Мохол» [1] было показано, что предельные напряжения изгиба в гладких образцах сталей, используемых при изготовлении бурильных труб, в 2-3 раза больше, чем в образцах с концентраторами напряжений. В связи с большим количеством факторов, влияющих на работоспособность ЗРС, необходимо определить критерии для оценки их работоспособности при бурении скважин.

Нередко для оценки работоспособности резьбового соединения используется момент сопротивления изгибу в его опасных сечениях. При этом указывается необходимость определенного соотношения момента сопротивления в опасных сечениях муфты и ниппеля [2, 3]. По этому признаку разработаны таблицы для выбора оптимальных резьбовых соединений при заданном сечении трубы. Следует отметить, что этот параметр совершенно недостаточен для обоснованного выбора наиболее работоспособного ЗРС из нескольких возможных вариантов.

Для обоснованного определения приемлемых условий работы ЗРС следует выделить два критерия:

- удовлетворение условиям прочности путем соблюдения нормативного коэффициента запаса прочности;

- обеспечение герметичности резьбового соединения при заданном перепаде давления между каналом труб и затрубным пространством.

Последний критерий оценивается условиями обеспечения герметичности стыков ЗРС при изгибе компоновки с сохранением определенного контактного давления на этом стыке, не меньшем перепада давления между каналом труб и затрубным пространством (при расчетах с учетом коэффициента запаса 1,4-1,6 этот перепад принимается в размере 15 МПа).

Для прочностных расчетов выделяются характерные сечения ЗРС, данные по которым можно найти в соответствующих Стандартах, например [4]. Такими характерными сечениями, по которым можно выполнять достоверные расчеты напряженного состояния ЗРС, являются (рис. 1):

- сечение I-I по разгрузочной канавке ниппеля (при ее отсутствии – по основанию ниппеля);
- сечение II-II по первой нитке резьбы ниппеля;
- сечение IY-IY по зарезьбовой разгрузочной канавке муфты.

Помимо этих сечений может быть выделено «среднее» сечение III-III между основанием и малым конусом ниппеля. Разрушение по этому сечению одновременно ниппельной и муфтовой части ЗРС обычно наблюдается только при значительном абразивном износе профиля резьбы, смятии витков резьбы. Достоверная формализация расчета по «среднему» сечению резьбового соединения в настоящее время затруднена не только из-за отсутствия соответствующей методики, но и в связи с неопределенной информацией по уровню абразивного износа профиля резьбы. Разрыв муфты по образующей на ее поверхности в зоне первых витков резьбы рассчитывается, например, с использованием зависимости [2, формула IY.18]). Причиной такого разрушения может быть совместное действия радиального давления от натяга и изгиба оси труб. В реальных условиях опасность такого вида разрушения резьбового соединения появляется только при большом абразивном износе профиля резьбы, когда увеличивается соотношение радиального давления к величине натяга.

Для оценки работоспособности ЗРС при работе КНБК в скважине в условиях изгиба используется такой параметр, как наибольшая кривизна оси компоновки, при которой еще соблюдается нормативный коэффициент запаса прочности. При прочностном расчете ЗРС рассматривается напряженное состояние узла по нескольким сечениям. Поэтому предельные условия работы КНБК определяются минимально допустимой кривизной оси труб, удовлетворяющей условиям соблюдения прочности по всем выделенным сечениям.

При прочностных расчетах по усталости резьбовых соединений КНБК необходимо также учесть влияние на предел выносливости таких факторов, как концентрация напряжений в местах резкого изменения геометрической формы поверхности детали, размер детали, качество обработки поверхности резьбы и её упрочнение, влияние агрессивной среды. Интегральный коэффициент запаса прочности должен учитывать не только величину и соотношение постоянных и переменных нормальных напряжений, но и предел выносливости, откорректированный с учетом вышеуказанных факторов.

Влияние касательных напряжений от кручения на работу ЗРС незначительно, поэтому в данной методике они не учитываются. Основным условием нормального напряженного состояния УБТ является соответствие коэффициента запаса прочности по нормативному (для бурильной колонны – 1.5).

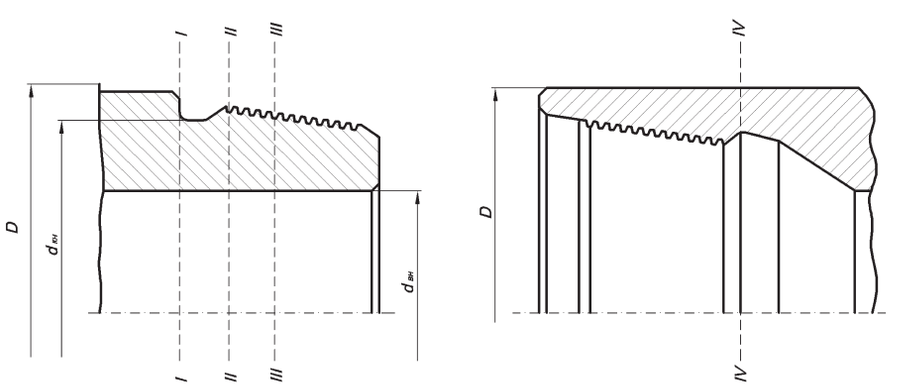


Рис. 1 – Характерные сечения резьбового соединения

Предел выносливости в расчетном сечении РЗС утяжелённых бурильных труб определяется по формуле [5, формула 11.1]:

$$\sigma_{-1D} = \frac{\sigma_{-1}}{K_{\sigma_D}}; \qquad K_{\sigma_D} = \left(\frac{K_\sigma}{\varepsilon_\sigma} + \frac{1}{\beta} - 1\right)\cdot\frac{1}{\beta_{упр}}; \qquad (1)$$

где σ_{-1} - предел выносливости стандартного образца при симметричном цикле [5, формула 7]:

$$\sigma_{-1} = (0.55 - 0.0001\cdot\sigma_в)\cdot\sigma_в \qquad (2)$$

$\sigma_в$ - среднее значение предела прочности (в МПа) легированной стали данной марки. Для УБТ с номинальным диаметром до 175 мм $\sigma_в$ не менее 965,2 МПа, от 178 мм $\sigma_в$ не менее 930,7 МПа [4, Приложение Г]

K_σ - коэффициент концентрации напряжений детали;

ε_σ - масштабный фактор (коэффициент влияния абсолютных размеров поперечного сечения);

β - коэффициент влияния качества обработки поверхности. При коррозионных воздействиях вместо β следует подставлять $\beta_{кор}$;

$\beta_{упр}$ - коэффициент упрочнения поверхностного слоя.

При равномерном распределении механических свойств по сечению и отсутствии существенных остаточных напряжений отношение K_σ определяется по формуле:

$$K_\sigma = \frac{(1+\Theta_{гл}^{-\nu_\sigma})\cdot\alpha_\sigma}{(1+\Theta^{-\nu_\sigma})}, \qquad (3)$$

где α_σ - теоретический коэффициент концентрации напряжений,

$\Theta_{гл} = \left(\frac{d_{гл}}{7.5}\right)^2$ - значение относительного критерия подобия усталостного разрушения для гладкого (без концентрации напряжений) образца диаметром $d_{гл.}$ в мм, Θ - относительный критерий подобия детали.

$\Theta = \frac{1}{88.3}\cdot\frac{L}{\overline{G}}$, параметр $L = \pi d$.

d - диаметр расчетного сечения,

$\overline{G}$ - относительный градиент напряжения,

ν_0 - коэффициент чувствительности металла к концентрации напряжений и масштабному фактору: $\nu_0 = 0{,}211 - 0{,}000143\cdot\sigma_в$ при $\sigma_в \leq 1300$ МПа.

Относительный градиент $\overline{G}$ напряжения при изгибе определяется по следующим зависимостям, приведенным в источнике [6, табл. 1]:

а) для сечений ниппельной и муфтовой разгрузочных канавок

$$\overline{G} = \frac{2.3}{\rho} + \frac{2}{d} \quad \text{при} \quad \frac{D}{d} \geq 1.5 \quad \text{и}$$

$$\overline{G} = \frac{2.3(1+\varphi)}{\rho} + \frac{2}{d} \quad \text{при} \quad \frac{D}{d} < 1.5;$$

б) для сечения впадины первой полной нитки резьбы ниппеля

$$\overline{G} = \frac{2}{\rho} + \frac{2}{d} \quad \text{при} \quad \frac{D}{d} \geq 1.5 \quad \text{и}$$

$$\overline{G} = \frac{2 \cdot (1+\varphi)}{\rho} + \frac{2}{d} \quad \text{при} \quad \frac{D}{d} < 1.5,$$

где $\varphi = \dfrac{1}{4 \cdot \sqrt{\dfrac{t}{\rho} + 2}}$,

ρ - радиус закругления галтели или впадины резьбы,

D - наружный диаметр УБТ,

$$t = \frac{(D-d)}{2}$$

Теоретический коэффициент концентрации напряжений α_σ определяется по следующим зависимостям:

- в сечениях разгрузочных канавок ниппеля и муфты [6, формула 25]:

$$\alpha_\sigma = 1 + \frac{1}{\sqrt{\dfrac{0.62}{\left(\dfrac{t}{\rho}\right)} + 5.80 \cdot \dfrac{\left(1+\dfrac{a}{\rho}\right)^2}{\left(\dfrac{a}{\rho}\right)^3} + \dfrac{0.2}{\left(\dfrac{t}{\rho}\right)^3} \cdot \dfrac{\left(\dfrac{a}{\rho}\right)}{\left(\dfrac{a}{\rho}+\dfrac{t}{\rho}\right)}}}$$

- в сечении впадины резьбы [6, с. 50]:

$$\alpha_\sigma = 1 + \frac{(\alpha_{j\sigma}-1)\cdot(\alpha_{i\sigma}-1)}{\sqrt{(\alpha_{j\sigma}-1)^2 + (\alpha_{i\sigma}-1)^2}}$$

где $\alpha_{j\sigma} = 1 + 2 \cdot \sqrt{\dfrac{t}{\rho}}$;

$$\alpha_{i\sigma} = \frac{3}{4N} \cdot \left(\sqrt{\frac{a}{\rho}+1}+1\right) \cdot \left[3\frac{a}{\rho} - \left(1-\frac{2}{m}\right) \cdot \sqrt{\frac{a}{\rho}+1} + 4 + \frac{1}{m}\right];$$

$$N = 3 \cdot \left(\frac{a}{\rho}+1\right) + \left(1+\frac{4}{m}\right) \cdot \sqrt{\frac{a}{\rho}+1} + \frac{1+\dfrac{1}{m}}{1+\sqrt{\dfrac{a}{\rho}+1}};$$

$$\frac{1}{m} = 0.3; \qquad a = \frac{d}{2}.$$

Масштабный фактор ε_σ определяется по формуле [6, формула 12]:

$$\varepsilon_\sigma = 0.5 \cdot (1 + \Theta_{гл}^{-\nu_\sigma})$$

Все поправочные коэффициенты, входящие в (1), определены для симметричного цикла изменения напряжений. При постоянных нагрузках они близки к единице и, как правило, не учитываются. В табл. 1 приведены данные о поправочных коэффициентах, вычисленных для некоторых распространенных типоразмеров УБТ (от 165 до 229 мм) и ЗРС. Как видно из этой таблицы масштабный фактор в выбранном диапазоне диаметров УБТ незначительно влияет на поправочные коэффициенты. Наиболее значимыми являются факторы концентрации напряжения и упрочнения резьбы.

При асимметричном цикле изменения напряжений в расчетных сечениях замкового соединения УБТ коэффициент $K_{\sigma D}$ относится только к переменной части цикла напряжений, т.е. к амплитуде цикла σ_a и коэффициент запаса прочности (КЗП) n_σ по пределу выносливости в сечении ЗРС определяется по зависимости

$$n_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{K_{\sigma D} \cdot \sigma_a + \Psi_{\sigma D} \cdot \sigma_m} \qquad (4)$$

где $K_{\sigma D}$ определяется по формуле (1);

$\Psi_{\sigma D}$ - коэффициент влияния асимметрии цикла [6, формула 51]:

$$\Psi_{\sigma D} = \frac{\sigma_{-1D}}{2\sigma_в - \sigma_{-1D}}$$

σ_m - постоянная составляющая напряжений.

В сечении разгрузочной канавки ниппеля постоянная составляющая напряжений равна сумме растягивающих напряжений от натяга резьбы и сжимающих напряжений от осевой нагрузки на долото в рассматриваемом сечении. В сечении впадины первой полной нитки резьбы ниппеля – растягивающим напряжениям от 86% общей величины натяга [3] и этими же сжимающими напряжениями. В сечении разгрузочной канавки муфты σ_m определяется только сжимающим напряжениям от осевой нагрузки на долото в рассматриваемом сечении.

Переменная составляющая цикла σ_a равна изгибающему моменту в рассматриваемом сечении компоновки, деленному на момент сопротивления расчетного сечения

$$\sigma_a = \frac{M}{W_x}, \qquad W_x = \frac{2I}{d} \qquad (5)$$

Изгибающий момент M связан с радиусом кривизны ρ оси УБТ соотношением

$$M = \frac{(EI_x)}{\rho}$$

где EI_x - жёсткость УБТ (по телу трубы) на изгиб,

E - модуль продольной упругости,

$I_x = \dfrac{\pi}{64}\left(D^4 - d_{вн}^4\right)$ - осевой момент инерции поперечного сечения трубы,

D - номинальный наружный диаметр УБТ,

$d_{вн}$ - диаметр канала УБТ.

Изгибающий момент M по длине замкового соединения практически не изменяется. При этом напряжения изгиба в выделенных сечениях могут различаться весьма существенно, поскольку размеры сечений и, соответственно, моменты сопротивлений изгибу различны. Помимо этого для сечений I-I и II-II следует рассматривать как вариант нормальной работы без разгерметизации стыка торцов ЗРС, так и возможность разгерметизации стыка, например, в процессе спуска инструмента, тое есть при отсутствии промывки.

Изгиб оси КНБК и изгибающие моменты в разных сечениях определяются воздействием гравитационных и центробежных сил, возникающих при вращении бурильной колонны, а также кривизной оси скважины.

В табл. 2 приведены результаты расчета предельного (минимального) радиуса кривизны оси УБТ по разным сечениям и критериям для некоторых типоразмеров УБТ. Приемлемые условия работы резьбового соединения определяются наибольшим радиусом кривизны оси труб из рассчитанных по разным критериям (колонки 5-8). Как видно из табл. 1 для УБТ-165, минимально допустимый радиус кривизны оси трубы определяется условиями разгерметизации резьбового соединения, для большего диаметра труб – условиями прочности по разгрузочной канавке ниппеля и первой нитке резьбы. Муфтовая часть резьбового соединения выдерживает существенно большее искривление трубы, чем ниппельная. При спуске бурового инструмента и его прохождении через ранее пробуренные участки скважины большой кривизны допустимы условия равенства при этом коэффициента запаса прочности 1,0.

Таблица 1

Результаты расчета поправочных коэффициентов для разных типоразмеров УБТ и резьбовых соединений

№ пп	$D^*_{наружн.\ УБТ}$/ $d_{внутр.\ УБТ}$/ тип резьбы	Поправочные коэффициенты по разгрузочной канавке ниппеля			Поправочные коэффициенты по впадине первой полной нитки резьбы			Поправочные коэффициенты по муфте		
		Коэффициент концентрации напряжения	Масштабный фактор	Коэффициент снижения предела выносливости **	Коэффициент концентрации напряжения	Масштабный фактор	Коэффициент снижения предела выносливости **	Коэффициент концентрации напряжения	Масштабный фактор	Коэффициент снижения предела выносливости **
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	165/51/3-117	1,83	0,84	1,86/2,23	3,3	0,84	3,32/3,98	1,81	0,84	1,83/2,19
2	165/71/3-117	1,83	0,84	1,86/2,23	3,3	0,84	3,32/3,98	1,81	0,84	1,83/2,19
3	178/57/3-133	1,88	0,82	1,95/2,34	3,33	0,82	3,41/4,09	1,88	0,83	1,94/2,33
4	178/71/3-133	1,88	0,82	1,95/2,34	3,33	0,82	3,41/4,09	1,88	0,83	1,94/2,33
5	178/57/3-140	1,89	0,82	1,95/2,35	3,34	0,82	3,43/4,12	1,87	0,83	1,93/2,31
6	178/71/3-140	1,89	0,82	1,95/2,35	3,34	0,82	3,43/4,12	1,87	0,83	1,93/2,31
7	178/83/3-140	1,89	0,82	1,95/2,35	3,34	0,82	3,43/4,12	1,87	0,83	1,93/2,31
8	203/71/3-152	1,96	0,82	2,03/2,44	3,38	0,82	3,49/4,19	1,95	0,82	2,03/2,43
9	203/89/3-152	1,96	0,82	2,03/2,44	3,38	0,82	3,49/4,19	1,95	0,82	2,03/2,43
10	229/71/3-177	2,04	0,81	2,14/2,57	3,43	0,81	3,58/4,29	2,02	0,81	2,11/2,53
11	229/89/3-177	2,04	0,81	2,14/2,57	3,43	0,81	3,58/4,29	2,02	0,81	2,11/2,53
12	229/95/3-177	2,04	0,81	2,14/2,57	3,43	0,81	3,58/4,29	2,02	0,81	2,11/2,53
13	229/71/3-171	2,03	0,81	2,12/2,55	3,42	0,81	3,56/4,27	2,02	0,81	2,11/2,54
14	229/89/3-171	2,03	0,81	2,12/2,55	3,42	0,81	3,56/4,27	2,02	0,81	2,11/2,54
15	229/95/3-171	2,03	0,81	2,12/2,55	3,42	0,81	3,56/4,27	2,02	0,81	2,11/2,54

* размеры приведены в мм

** в числителе – значение коэффициента с учетом упрочнения, в знаменателе – без учета упрочнения

Таблица 2

Выборочные результаты расчетов значений предельного радиуса кривизны оси УБТ диаметром от 165 до 229 мм*

№ пп	Наружный диаметр УБТ, мм	Внутренний диаметр УБТ, мм	Тип резьбы	Предельный радиус кривизны оси УБТ, м					
				условия начала разгерметизации стыка ниппель-муфта	по сечению разгрузочной канавки ниппеля при КЗП=1,5	по впадине 1-й нитки резьбы ниппеля при КЗП = 1,5	по впадине зарезьбовой канавки муфты при КЗП = 1,5	по сечению разгрузочной канавки ниппеля при КЗП = 1,0	по впадине 1-й нитки резьбы ниппеля при КЗП = 1,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	165	51	3-117	213	116	128	70	92	46
2	165	71	3-117	216	121	129	68	98	45
3	178	57	3-133	166	165	157	102	97	68
4	178	71	3-133	168	167	158	100	99	67
5	178	57	3-140	122	168	165	96	123	64
6	178	71	3-140	124	172	166	94	123	63
7	178	83	3-140	126	179	167	92	125	61
8	203	71	3-152	177	177	185	121	109	80
9	203	89	3-152	179	180	186	118	112	79
10	229	71	3-177	192	215	221	138	140	92
11	229	89	3-177	194	219	221	136	142	90
12	229	95	3-177	195	220	222	135	143	90
13	229	71	3-171	222	221	213	147	132	98
14	229	89	3-171	223	223	214	145	134	96
15	229	95	3-171	224	225	214	144	135	96

*Расчеты выполнялись для упрочненной резьбы при отсутствии агрессивных компонентов в составе бурового раствора

Принципиально расчеты замковых соединений УБТ и забойных двигателей не отличаются, поэтому предлагаемая методика расчета конических резьбовых упорных соединений может быть использована и для расчета резьбы типа РКТ или МК.

Вышеприведенная методика расчета замковых соединений легла в основу программ ЭВМ для расчета компоновок низа бурильной колонны, выбора оптимальных типоразмеров резьбы для труб с определенным внутренним и наружным диаметром.

ЛИТЕРАТУРА

1. Schuetz A., Hyler W., Jackson L., Boyd W. Study of fatigue and other related problems associated with drill pipe and casing materials for project Mohole// Battelle Memorial Institute. – 1964.
2. Щербюк Н.Д., Якубовский Н.В. Резьбовые соединения труб нефтяного сортамента и забойных двигателей. - М.: «Недра», – 1974.- 274 с.
3. Сароян А.Е. Бурильные колонны в глубоком бурении. - М.: «Недра», – 1979. – 231 с.
4. ГОСТ Р 50864-96. Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль, размеры, технические требования.
5. Несущая способность и расчет деталей машин на прочность. Руководство и справочное пособие. Изд. 3-е, перераб. и доп. Под ред. С. В. Серенсена. - М.: «Машиностроение», - 1975. - 488 с.
6. ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характе-ристик сопротивления усталости.

УДК 622.243.92

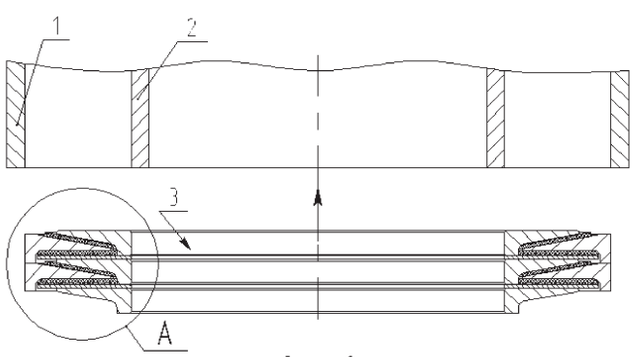
Осевая опора шпинделя забойного двигателя

Н.Л.Полей
(Федеральное государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Самарский филиал "ВГАВТ")

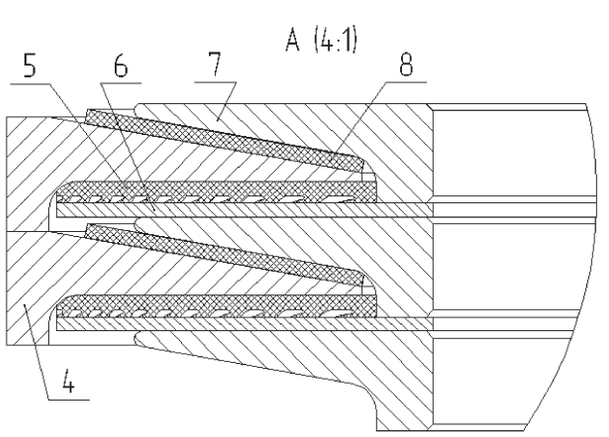
В настоящее время применяются две основные конструкции осевых опор шпинделя забойного двигателя, основанные на подшипниках качения и скольжения.

Актуальными достоинствами подшипников качения остаются относительно небольшой момент трения и теплостойкость (возможность работы при температурах 150...200°С). В условиях скважины при воздействии ударных нагрузок и вибрации, наличия абразивной жидкости происходит быстрое изнашивание тел качения. При всем при этом, подшипники качения никогда не были дешевым изделием.

Всё большее применения в конструкциях забойного двигателя находят осевые подшипники скольжения на основе твердых эластомеров (полиуретанов и полиамидов).



фиг. 1



фиг. 2

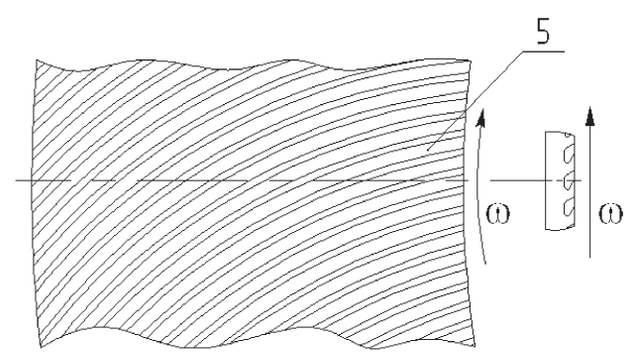
Рис.1 Осевая опора шпинделя забойного двигателя

Авторами в целях повышения ресурса, упрощения конструкции и уменьшения габаритов забойного двигателя разработана шпиндельная многоступенчатая осевая подшипниковая опора [заявка № 2009115519 на выдачу патента РФ на изобретение «Шпиндельная опора забойного двигателя», от 23.04.2009, - Н.Л.Полей].

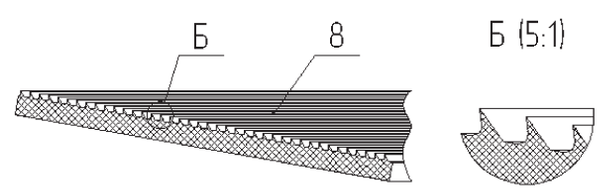
Конструкция осевой шпиндельной опоры забойного двигателя (далее шпиндельная опора скольжения) схематично представлена на рис. 1, 2.

На рис. 1 (фиг. 1) показан вид поперечного сечения пакета осевых подшипников, на фиг. 2 - вид снизу и торец (проекционный вид) верхней эластомерной подложки с рельефными выемками и направление вращения вала забойного двигателя, на рис. 2 верхняя (фиг. 1) и нижняя (фиг. 2) эластомерные подложки в недеформированном состоянии.

Шпиндельная опора с многоступенчатым подшипником скольжения состоит из неподвижного корпуса 1 и вращающегося внутри него вала 2, между которыми расположен



фиг. 1



фиг. 2

Рис. 2 Подложки осевой опоры шпинделя забойного двигателя

пакет осевых подшипников 3 скольжения, зафиксированный стягивающими гайками (на рис. 1 не показаны). Над и под шпиндельной опорой скольжения устанавливают радиальные опоры скольжения (не показаны). При этом результирующая реакционная нагрузка от породоразрушающего инструмента разделяется на осевую и радиальную составляющие.

Осевое усилие на корпус 1 от вала 2 передается через пакет осевых подшипников 3 скольжения, выполненных в виде жестко зафиксированных относительно корпуса 1 металлических подпятников 4 и свободно размещенных на них верхних эластомерных подложек 5, по несущей поверхности которых с рельефными выемками скользят при вращении листовые шайбы 6, жестко зафиксированные с пятами вала 7 на валу 2.

Нижние эластомерные подложки 8 размещают между сопрягаемыми конусными поверхностями подпятников 4 и пят 7. Несущая поверхность нижних эластомерных подложек 8 с концентрическими рельефными выемками контактирует с конической поверхностью пят 7 вала 2.

Отличительными особенностями данной конструкции шпиндельной опоры от аналогов являются ее компактность, малая металлоемкость и высокая ремонтопригодность. Эти качества достигаются за счет отказа от дополнительных проставочных колец (в аналогах) и выполнением кольцевых опор (пят 7 и подпятников 4) с поперечным сечением в виде сопряженных прямоугольных треугольников, причем основная опорная плоскость перпендикулярна оси шпиндельной опоры. Такая форма поперечного сечения не только обеспечивает равную прочность деталей (снижение материалоемкости), но и позволяет разместить равное количество с аналогами пар кольцевых опор в корпусе 1 шпиндельной опоры с меньшими габаритами, либо увеличением количества подшипников снизить распределенную на них нагрузку и повысить ресурс опоры. Одновременно снижается и трудоемкость изготовления, так как уменьшается число поверхностей, требующих шлифовки в четыре раза по сравнению с аналогами: обрабатываются только стыковочные пояски пят 7 и подпятников 4, чем обеспечивается и равнотолщинность как отдельных деталей, так и пакета 3 в целом.

Высокая ремонтопригодность обеспечивается за счет дополнительных листовых шайб 6 и свободно размещаемых эластомерных подложек 5 и 8, на которые и приходится основная степень износа при работе шпиндельной опоры бурового забойного двигателя. Дополнительная экономия средств достигается за счет низкой материалоемкости заменяемых деталей (листовых шайб 6 и эластомерных подложек 5 и 8), минимизации затрат на их доставку и хранение в местах ремонта (техобслуживания) шпиндельных опор.

Ввиду малой толщины свободно размещаемых эластомерных подложек 5 и 8 в форме тонколистовых шайб под них не предусмотрено никаких дополнительных канавок и углублений в подпятниках 4 и пятах вала 7, так как деформации в поперечном направлении от осевой нагрузки будут минимальными. Это позволяет увеличить несущую площадь верхних эластомерных подложек 5 до максимальных размеров и снизить трудоемкость изготовления и сборки пакета осевых подшипников скольжения 3.

Нижние эластомерные подложки 8 нагружены апериодическим усилием отдачи при работе забойного двигателя (или от его проверки над забоем) в десятки раз меньшим по времени воздействия, чем верхние эластомерные подложки 5, поэтому могут изготавливаться из более дешевого материала и меньше по размеру, чем верхние эластомерные подложки 5.

Листовые шайбы 6 можно изготавливать в высокопроизводительных вырубных штампах из листовых полос, в качестве материала можно использовать легированные или пружинные термообработанные стали (65Г, 60С2А и пр.) с уже отполированной поверхностью (достаточно одной) в поставке, чем достигается низкая трудоемкость изготовления. Толщина листа (1...2 мм) подбирается эмпирически, исходя из потребного ресурса наработки до ремонта целиком всей компоновки низа буровой колонны 200...500 часов. В этот интервал укладывается и ресурс породоразрушающего инструмента, и стойкость радиальных подшипников скольжения, забойного двигателя и других элементов. Наличие податливых эластомерных подложек 5 и 8 позволяет варьировать толщину листовых шайб 6 (в зависимости от конкретных условий бурения скважины) в пределах долей миллиметра без изменения целиком конструкции пакета 3. Твердость после термообработки и полированная несущая поверхность контакта листовых шайб 6 обеспечивают им высокую работоспособность и ресурс. Высокая жесткость листовых шайб 6 позволяет выполнить пяты вала 7 меньше по диаметру, что удешевляет их изготовление и способствует амортизации ударных нагрузок. Расположение основной опорной плоскости перпендикулярно оси шпиндельной опоры позволяет более равномерно распределить нагрузку между элементами пакета 3 и обеспечивает одинаковые условия трения и износа.

Эластомерные подложки 5 и 8 могут изготавливаться как вырубкой из листа эластомера (резина, полиуретан, фторкаучук и пр.), так и формованием в пресс-формах с выполнением на несущих поверхностях профилированных выемок для получения новых качеств эксплуатирования. Эти качества неразрывно связаны с условиями работы, а именно: обеспечение гидродинамической смазки между трущимися поверхностями листовых шайб 6 и верхними эластомерными подложками 5.

При вращении вала 2 в направлении ω (рис. 2, фиг. 1) на жидкость (масло, буровой раствор), находящуюся в зазоре между листовой шайбой 6 и верхней эластомерной подложкой 5 и в ее профилированных выемках, будут действовать две основные силы: центробежная, отбрасывающая жидкость наружу вращения, и сила трения о кромки выемок, увлекающая жидкость наоборот к оси вращения. Причем, именно для последней составляющей на верхней эластомерной подложке 5 рельефные выемки выполнены в виде дуг окружности, эксцентрично расположенных относительно оси подложки, с положительным градиентом направления по ходу вращения вала от края подложки к ее центру.

В результате действия двух разнонаправленных сил в жидкости будут возникать микровихри, которые и обеспечивают эффект гидродинамической смазки в контакте трущихся поверхностей листовой шайбы 6 и верхней эластомерной подложки 5. Это позволит снизить трение и износ, а, следовательно, повысить ресурс целиком конструкции пакета осевых подшипников 3.

Анизотропия жесткости в радиальной системе координат выемок верхней эластомерной подложки 5 (по ходу вращения вала жесткость меньше, чем в обратном направлении) обусловлена необходимостью лучшего смачивания трущейся поверхности листовой шайбы 6 рабочей жидкостью (масло, буровой раствор), так как удельное давление в зоне контакта листовой шайбы 6 и верхней эластомерной подложки 5 очень велико, и есть вероятность сухого трения. Микродеформации несущей поверхности верхней эластомерной подложки 5 образуют дополнительный зазор, в который затекает рабочая жидкость, тем самым увеличивается площадь

смазанной поверхности и, как следствие, ресурс трущейся пары.

Нижние эластомерные подложки 8 могут быть унифицированы с верхними эластомерными подложками 5 (как частный случай), но при необходимости выполнить шпиндельную опору маслонаполненной (при большом процентном содержании песка и других примесей в буровом растворе или его целенаправленном аэрировании со значительным ухудшением смазывающих свойств) или с повышенными амортизирующими свойствами предлагается использовать патентуемую конструкцию нижней эластомерной подложки 8 с концентрическими рельефными выемками, имеющие анизотропию жесткости в радиальном направлении: снаружи к центру подложки жесткость выше, чем в обратном направлении.

В собранном состоянии пакета 3 верхушки концентрических рельефных выемок нижних эластомерных подложек 8 деформированы и плотно прилегают к наклонному торцу пят 7 вала 2, поэтому для наполнения маслом (например, через отверстие в корпусе 1 концентрические рельефные выемки выполнены с анизотропией жесткости в радиальном направлении (снаружи к центру подложки жесткость выше, чем в обратном направлении). Благодаря этому, масло может перетекать из одной полости пакета 3 в другую (через рельефные выемки на верхних эластомерных подложках 5), вытесняя воздух и заполняя собой весь свободный объем, при заправке снизу вверх по направлению малой жесткости верхушек концентрических рельефных выемок нижних эластомерных подложек 8.

При работе маслонаполненной шпиндельной опоры на забое в составе бурового двигателя на масло будет воздействовать давление бурового раствора, направленное сверху вниз, и концентрические рельефные выемки нижних эластомерных подложек 8 будут распираться и работать как кромки манжет, сохраняя запасенное количество масла продолжительное время. Даже в случае постепенного выдавливания и замены масла в шпиндельной опоре буровым раствором, концентрические рельефные выемки нижних эластомерных подложек 8 будут препятствовать продвижению внутрь пакета 3 песка и других абразивных частиц, предохраняя, таким образом, шпиндельную опору от преждевременного износа и выхода из строя.

Одновременно концентрические рельефные выемки нижних эластомерных подложек 8 при наличии любой жидкости в их полостях являются демпферами. При вибрации или усилиях отдачи породоразрушающего инструмента пяты 7 вала 2 будут сдавливать концентрические рельефные выемки нижних эластомерных подложек 8 и находящуюся в их полостях жидкость, которая будет проистекать в направлении меньшей жесткости (от оси шпиндельной опоры наружу), поглощая энергию удара в завихрениях.

Таким образом, предлагаемое техническое решение позволяет создать компактную шпиндельную опору забойного двигателя с увеличенным ресурсом, малой материалоемкостью и высокой ремонтопригодностью, с расширенными эксплуатационными характеристиками, технологичную в изготовлении.

УДК 622.243.22

Технические средства для бурения вертикальных скважин и предупреждения искривления ствола

К.М.Солодкий – канд. техн. наук
(ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»)

Большие глубины бурения и сложные геологические условия проводки нефтяных и газовых скважин требуют применения конструкций скважин с увеличенным до 760 мм начальным диаметром. Бурение ствола скважины увеличенного диаметра может осуществляться в два прохода: сначала бурится пилот-ствол долотами, например, диаметром 269-295 мм, а затем ствол скважины расширяется до диаметра 346, 394, 445 мм и более, с применением сложных, тяжелых компоновок низа буровой колонны, включающих: УБТ, центраторы, расширители, маховики и т.п. Эффективность такого бурения крайне низкая, так как приемлемая величина искривления пилот-скважин достигается за счет преимущественно ограничения осевой нагрузки на долото. При расширении скважин на её стенках образуются уступы и желоба, поэтому для беспрепятственного спуска жесткой обсадной колонны, скважину приходится неоднократно прорабатывать.

Проблема эффективной проводки вертикальных участков скважин увеличенного диаметра и особенно в геологических условиях, способствующих интенсивному искривлению ствола, успешно решается за счёт применения разработанных конструкторами ВНИИБТ роторно-турбинных буров - РТБ, которые исключают необходимость применения УБТ и других элементов компоновок.

Роторно-турбинные буры типа РТБ предназначены для бурения вертикальных стволов диаметром от 394 до 640 мм. Данные РТБ позволяют приводить скважину к вертикали при искривлении её ствола более 3-4°, а также расширять и прорабатывать стволы с меньшим зенитным углом.

На рис. 1 показан общий вид двухтурбинного бура РТБ-590А. Грузы-утяжелители закрепляются на корпусах турбобуров с помощью хомутов и продольных стяжек, которыми они прижимаются к траверсе, чем достигается монолитная

напряженная конструкция.

Применение буров РТБ в различных нефтегазодобывающих регионах позволило увеличить коммерческую скорость бурения и снизить стоимости метра проходки.

РТБ комплектуются верхними турбинными секциями и шпинделями турбобуров типа ЗТСШ. На валы шпинделей устанавливаются долота требуемого типоразмера в соответствии с характеристикой разбуриваемых горных пород.

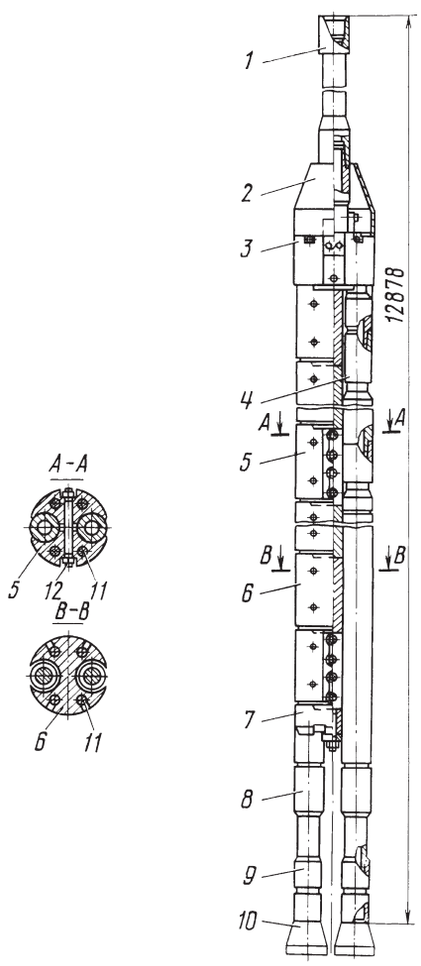


Рис. 1 Роторно-турбинный бур РТБ-590А
1 – переводник;
2 – предохранительный конус;
3 – траверса;
4 – переводник утяжелитель;
5 – хомут;
6 – груз;
7 – плита;
8 – турбобур;
9 – переводник вала;
10 – долото;
11 – стяжка продольная;
12 – болт хомута

Скважина нужного диаметра получается за один рейс бура РТБ, состоящего из двух турбобуров с долотами, подключенных параллельно к коллектору (траверсе) и соединенных в монолитную напряжённую конструкцию с грузами-утяжелителями. Промывочную жидкость через колонну бурильных труб нагнетают в турбины бура, вращающие долота. Соприкасаясь с забоем, долота разрушают горную породу и вызывают реактивные силы, вращающие бур. Реактивные силы оказываются достаточными для вращения буров диаметром более 760 мм, тогда как буры меньшего диаметра необходимо вращать ротором (отсюда название - роторно-турбинные буры - РТБ). Таким образом, при сложении собственного вращения долот с переносным вращением их вокруг оси бура образуется ствол скважины большого диаметра. В процессе бурения забой очищают от разбуренной горной породы струями промывочной жидкости, выходящими из сопел долот, а вынос её на поверхность осуществляется восходящим по скважине потоком жидкости.

При работе бура с породой контактируют только периферийные венцы зубьев долот, поэтому суммарная площадь контакта минимальна, что позволяет при ограниченно общей осевой нагрузке создавать большие контактные напряжения, позволяющие интенсивно разрушать забой скважины. Вместе с тем небольшие осевые нагрузки, приходящиеся на каждое долото бура, увеличивают продолжительность работы опор шарошек. Требующаяся для эффективного бурения турами РТБ осевая нагрузка не превышает 2/3 их собственного веса, что позволяет с успехом использовать маятниковый эффект для обеспечения вертикальности ствола скважины без снижения производительности долот.

Конструкция двухтурбинных буров идентичны, просты в монтаже и могут собираться непосредственно на буровой. Смена отработанных опор и турбин может производиться также на буровой без разборки бура, путем замены валов с собранными на них опорами и турбинами. При бурении роторно-турбинными бурами колонну необходимо вращать ротором со скоростью в пределах от 10 (крепкие горные породы) до 40 об/мин (мягкие горные породы). Осевая нагрузка не должна превышать 0,6 массы бура.

Требования к качеству и плотности промывочной жидкости остаются теми же, что и в обычном турбинном бурении. Однако необходимо иметь в виду, что при бурении скважин увеличенного диаметра, когда скорости восходящего потока жидкости малы, рекомендуется применять структуированные промывочные жидкости, которые улучшают вынос шлама разбуренной горной породы. При проходке скважин увеличенного диаметра поток промывочной жидкости выносит на поверхность большой объем выбуренной породы. Очистные устройства должны обеспечить своевременную очистку раствора от шлама. В промывочной жидкости после очистки должно быть не более 2-3% твердых частиц.

Основные характеристики РТБ приведены в таблице.

Основные технические характеристики роторно-турбинных буров типа РТБ

Наименование параметра	Размер РТБ				
	394	445	490	590	640
Диаметр ствола скважины при бурении, мм	394	445	490	590	640
Диаметр корпуса турбобура, мм (количество долот, шт.)	172 (2)	195 (2)	195 (2)	195 (2)	195 (2)
Диаметр долота номинальный, мм	190,5	215,9	269,9	269,9	295,3
Расход промывочной жидкости, л/с	50-56	60-70	60-70	60-70	60-70
Максимальный поперечный размер бура, мм	382	435	480	576	624
Нагрузка на долото, рекомендуемая не более, кН	80	105	120	155	165
Масса бура, кг	8200	10800	12000	15800	17000

В сложных геологических условиях при бурении с помощью различных компоновок низа бурильной колонны (КНБК) применяются следующие способы предупреждения искривления ствола вертикальных скважин [1, 2]:

- использование эффекта «маятника» - создание максимально возможной отклоняющей силы на долоте, направленной в сторону, противоположную направлению искривления ствола и увеличение интенсивности фрезерования стенки ствола боковой поверхностью долота;
- стабилизация имеющегося начального направления ствола, преимущественно начального зенитного угла;
- активное уменьшение искривления ствола за счёт отклоняющей силы или изменения направления оси долота.

Указанные способы проводки вертикального ствола скважины реализуются соответствующими техническими средствами:

- маятниковые КНБК;
- жесткие КНБК и ступенчатые КНБК.

Снижение осевой нагрузки на долото позволяет проводить скважины в сложных геологических условиях с небольшими искривлениями, без перегибов и минимальной интенсивностью, но приводит к увеличению сроков и стоимости буровых работ из-за низкой механической скорости и проходки на долото, особенно в крепких породах.

В условиях интенсивного искривления ствола проводку вертикальных скважин осуществляют комбинированным способом, который заключается в бурении жесткими КНБК с повышенными нагрузками до тех пор, пока искривление ствола не приблизится к установленному пределу. Затем применяют маятниковые КНБК и осуществляют бурение при заниженной нагрузке на долото. Таким образом, при комбинированном методе показатели бурения высокие и скважину проводят с допустимыми значениями искривления, но с неизбежными перегибами и уступами в интервалах смены КНБК.

Бурение скважин большого диаметра проводят в два этапа: проводка вертикального пилот-ствола жесткой КНБК из серийных элементов и последующее его расширение.

Данный метод эффективен с точки зрения оптимального разрушения горных пород (создание предварительной зоны разрушения стволом скважины малого диаметра), но требуются большие затраты на расширение скважины из-за отсутствия эффективных средств.

Использование жестких КНБК максимального наружного диаметра заключается в лучшем центрировании и меньшей возможности искривления, что позволяет создавать большие осевые нагрузки на долото, улучшая показатели бурения. Причем интенсивность искривления зависит от величины зазора между КНБК и стенкой скважины. Этот метод эффективен в устойчивых породах при постоянном контакте опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) со стенкой скважины.

Для успешного предупреждения искривления вертикальной скважины следует исходить из конкретных геологических условий. Если геологические факторы, влияющие на искривление скважины, весьма слабы, то нужно устранить лишь влияние технических и технологических факторов, т. е. применить достаточное количество УБТ соответствующего диаметра и соблюсти технологические правила бурения. Если влияние геологических факторов велико, то указанных мероприятий для предупреждения искривления будет недостаточно, и необходимо применять жесткие КНБК максимального наружного диаметра.

В сложных горно-геологических условиях бурения в устойчивых разрезах горных пород наиболее эффективно использовать жесткие КНБК, а в рыхлых, неустойчивых горных породах – маятниковые КНБК с приближенным к долоту центром тяжести, составленные из УБТ максимальных диаметров.

На рис. 2 и 3 приведен ряд конструкций КНБК, применяемых при роторном (рис. 2) и турбинном способах бурения (рис. 3) в сложных геологических условиях. В зависимости от конкретной обстановки бурения можно собирать необходимые КНБК из имеющегося набора элементов: долота, наддолотные калибраторы, турбобуры, сбалансированные трубы — маховики, квадратные УБТ, центраторы, стабилизаторы и обычные УБТ.

Во всех случаях при бурении вертикальных скважин необходимо над долотом устанавливать калибратор, повышающий устойчивость долота на забое и ограничивающий боковое фрезерование, создавая тем самым условия для бурения без снижения нагрузок на долото, или использовать долота с увеличенной боковой калибрующей поверхностью.

Проектирование конструкции КНБК сводится к выбору УБТ, соответствующих по диаметру и конфигурации условиям бурения, подбору опорно-центрирующих элементов, обеспечивающих достаточный ресурс работы в данных условиях, и определению местоположения их в составе КНБК, позволяющего сохранить прямолинейность и вертикальность ствола скважины. При расчете КНБК определяют оптимальную длину секции УБТ между опорно-центрирующими элементами. Она зависит от нагрузки на долото, зазора между УБТ и стенкой скважины, зенитного угла, при роторном бурении – от расстояния между долотом

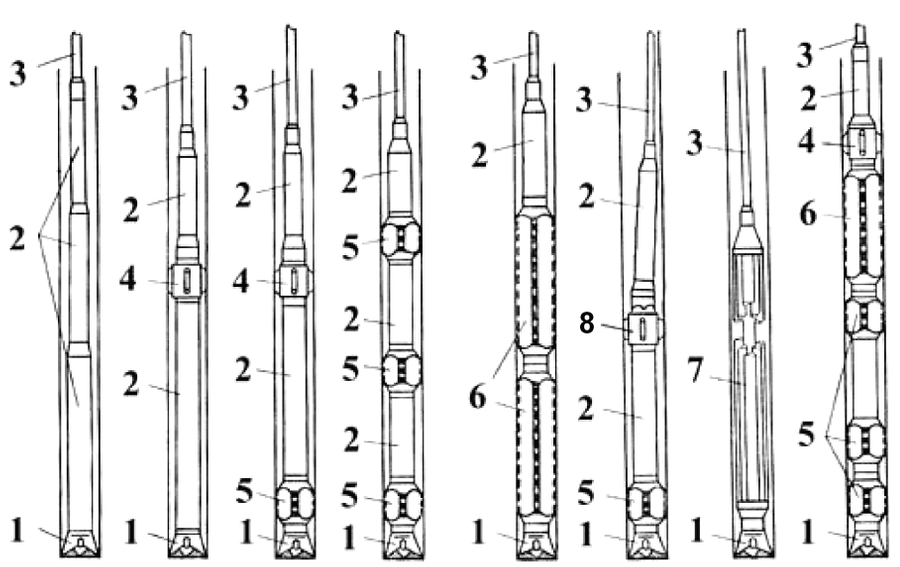


Рис. 2 Компоновки для роторного способа бурения вертикальных скважин:
1 – долото; 2 – УБТ; 3 – бурильные трубы; 4 – центратор; 5 – калибратор;
6 – стабилизатор (квадратные УБТ); 7 – наддолотное стабилизирующее устройство (НСУ); 8 – шарнирный центратор

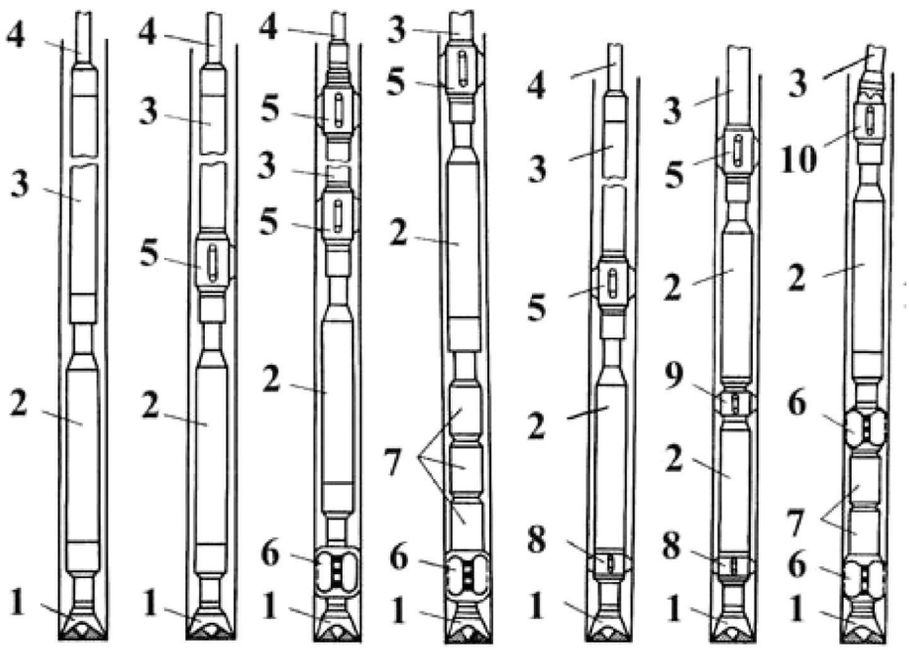


Рис. 3 Компоновки бурения вертикальных скважин забойным двигателем:
1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – УБТ; 4 – бурильные трубы; 5 – центратор; 6 – калибратор; 7 – наддолотный маховик; 8 – центратор на ниппеле забойного двигателя; 9 – межсекционный центратор; 10 – шарнирный центратор

и нижним центрирующим элементом, а также от частоты вращения инструмента. Расчёт параметров КНБК производится с помощью соответствующего программного обеспечения [2].

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин (РД 39-0148052-514-86). – М.: ВНИИБТ, - 1986. – 84 с.

2. Повалихин А.С., Солодкий К.М. Расчёт и проектирование КНБК, программное обеспечение // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», - 2007. - № 2. – с. 33-34.

Кафедре бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 80 лет. Нефть и газ на стыке буровой науки и образования

Кульчицкий В.В. д-р техн. наук
(Научно-исследовательский институт буровых технологий (НИИБТ)
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

Основанная в 1930 году кафедра бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина переживает период коренной модернизации. В разные годы кафедру возглавляли видные ученые и педагоги, такие как Н.И. Шацов, Э.И. Тагиев, В.В. Симонов. Научно-педагогическую школу «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» основал доктор технических наук, профессор Наум Исаакович Шацов. В середине 30-х годов прошлого века на базе обобщения мирового опыта бурения скважин и собственных разработок по режимам бурения, конструированию скважин, рецептурам глинистых растворов он сформировал структуру вузовской дисциплины «Бурение скважин», которая используется в современных учебниках, профилизации учебных лабораторий и построении учебного процесса в нефтегазовых университетах РФ и стран СНГ. Руководит научно-педагогической школой заведующий кафедрой с 1980 года профессор Олег Константинович Ангелопуло, награжденный Орденом Почета, заслуженный деятель науки РФ, Почетный работник высшего профессионального образования, ветеран труда газовой промышленности, лауреат Государственных премий СССР и Казахской ССР, почетный разведчик недр СССР, член секции бурения НТС ОАО «Газпром». Академик РАЕН поддерживает и передает традиции кафедры новому поколению профессорско-преподавательского состава.

В 30-е годы прошлого века кафедра, возглавляемая Н.И. Шацовым, была единственной общесоюзной кафедрой бурения, так как ранее образованные кафедры, занимались территориальными научно-педагогическими проблемами нефтяных районов Грозного и Баку. Разработанная Н.И. Шацовым методика количественной оценки темпа углубления скважин в реальном времени, названная механическим каротажом, и сегодня повсеместно применяется. Специалисты всего мира применяют идею Н.И. Шацова начинать проектирование конструкции скважины с чётко разработанной технологии её заканчивания, т.е. проектировать скважину «снизу вверх» [1].

На основе современных информационных технологий и новых социально-экономических отношений кафедра корректирует свои учебно-научно-производственные направления: внедряются инновационные образовательные технологии, выполняются услуги для нефтегазодобывающих предприятий по управлению строительства скважин, ведётся оснащение современным оборудованием и идет комплектование квалифицированными кадрами. В учебном и научном процессе занято 8 штатных профессоров – докторов технических наук, 6 доцентов – кандидатов технических наук, 12 аспирантов и соискателей кандидатской и докторской степени, более 20 разработчиков проектно-сметной документации, буровых супервайзеров, программистов и инженеров. Кафедра наряду с другими структурами активно участвует в выполнении инновационной программы РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. Кафедра бурения в рейтинге из 52 кафедр Университета, основанном на показателях выполнения НИиОКР в 2009 г., занимает 8 место. Кафедра располагает компьютерными классами, сервером, подключенным с помощью Интернет-технологий к системе бурового супервайзинга на месторождениях Западной Сибири и Татарстана. Кафедра является родоначальницей инновационных образовательных технологий дистанционного интерактивно-производственного обучения (ДИПО) инженерным профессиям. Технологии ДИПО построены на возможности в аудиторных условиях вникать в реальные производственные процессы, происходящие на буровых объектах [2].

При кафедре бурения нефтяных и газовых скважин в 2007 году создан Научно-исследовательский институт буровых технологий» (НИИБТ) с целью интенсификации научно-исследовательских работ [3]. Сформированный кафедрой совместно с ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» супервайзинговый полигон из двух модулей ДИПО обеспечивает постоянное присутствие кафедры непосредственно на буровых объектах. В настоящее время с буровых кустов №№ 6 и 36 Мегионского нефтяного месторождения посредством спутниковой связи проводятся лекции, презентации и видеоконференции в режиме реального времени, что способствует обогащению студентов специальными знаниями, закрепляемыми во время производствен¬ных практик.

С цель дальнейшего усовершенствования технологий ДИПО, информационной поддержки дополнительного профессионального образования по программам супервайзинга бурения и нефтедобычи, создания источников финансирования НИиОКР и развития профильных кафедр ОАО «РИТЭК» доверил НИИБТ разработку проектно-сметной документации на строительство скважин 12-и месторождений Западной Сибири и Татарстана, а Технопарку Университета оказание услуг по геолого-технологическому и супервайзерскому сопровождению процесса бурения на месторождениях структурного подразделения ОАО «РИТЭК» НГДУ «ТатРИТЭК-нефть» [4].

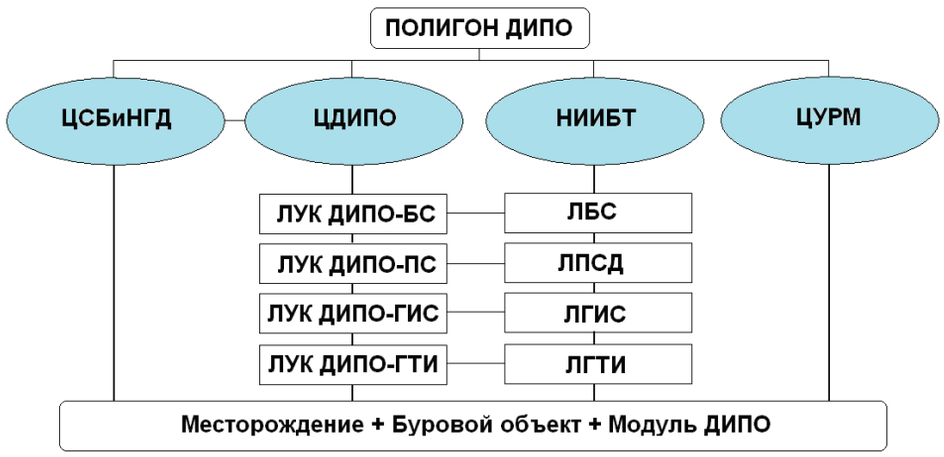
В рамках модернизации кафедры бурения нефтяных и газовых скважин с целью воспроизводства научно-педагогических кадров сформирована единая инновационная инфраструктура: кафедра – промышленные предприятия НП «Технопарк-Губкинский университет» малые инновационные предприятия. Инфраструктура обеспечивает организацию совместной работы буровой науки и промышленности и создание конкурентоспособной системы подготовки специалистов для отрасли [4]:

1. Научно-исследовательский институт буровых технологий (НИИБТ) как генеральный проектировщик разрабатывает проектно-сметную документацию на строительство нефтяных газовых скважин, осуществляет буровой супервайзинг и ведет НИиОКР.
2. Центр ДИПО ориентирует студентов, магистрантов и аспирантов на дипломные и научные работы по темам, связанным с выполнением проектных и сервисных услуг кафедры буровым и нефтегазодобывающим предприятиям.
3. Департамент супервайзинга скважин при НП «Технопарк-Губкинский университет» ведет сервисные работы на буровых объектах нефтяных месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ». Для ОАО «РИТЭК» осуществляется буровой супервайзинг совместно с геолого-технологическими исследованиями процесса бурения.
4. Полигон ДИПО на базе Центра управления разработкой месторождений (ЦУРМ), мобильных Модулей ДИПО на буровых объектах ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» объединяет науку, образовательные технологии и промышленность, обеспечивает инновационные образовательные технологии подготовки и переподготовки специалистов.
5. Центр супервайзинга бурения и нефтегазодобычи (ЦСБиНГД) разрабатывает научно-методическое обеспечение в соответствии с Государственными требованиями и рекомендациями ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром» и ОАО «ЛУКОЙЛ», повышая уровень реализации Дополнительной профессиональной образовательной программы для получения дополнительной квалификации «Специалист технологического надзора и контроля при строительстве скважин (буровой супервайзер)».
6. Стратегическое партнерство на основе интеграции с нефтегазодобывающим предприятием ОАО «РИТЭК» поддерживает и закрепляет молодых преподавателей и ученых кафедры гарантированным объемом проектных работ и сервисных услуг, достойной заработной платой.
7. Стратегическое партнерство с инжиниринговым Научно-производственным предприятием «Самарские горизонты» позволило приступить к опытно-промышленному производству станций геолого-технологических исследований процесса бурения скважин (ГТИ) нового поколения – АПК «Волга».
8. Буровой тренажерный центр на основе DrillSIM-2000, обеспечивает подготовку и повышение квалификации российских и зарубежных специалистов, которым в результате тестирования вручаются сертификаты международного образца по управлению скважиной, а также студентов-буровиков, получающих рабочую профессию помощника бурильщика.
9. Центр геолого-технологических исследований процессов бурения оснащен промышленной станцией геолого-технологических исследований процессов бурения АПК «Волга» с программным продуктом и конструкторской документацией, работает на кафедре в обучающем режиме.

На кафедре сформирована среда, обеспечивающая эффективное развитие и внедрение инновационных технологий обучения специалистов, ориентированных на решение конкретных практических задач буровых и нефтегазовых компаний.

Структура взаимодействия научно-исследовательских, проектных, внедренческих и образовательных подразделений Университета с Полигоном ДИПО представлена на рисунке. Научно-исследовательский институт буровых технологий (НИИБТ) осуществляет научно-исследовательские, опытно-конструкторские, проектные работы и услуги по супервайзингу бурения и освоения скважин. Научно-методическим обеспечением супервайзинга занимается Центр супервайзинга бурения и нефтегазодобычи (ЦСБиНГД). Центр ДИПО включает в себя лабораторно-учебные классы (ЛУК), специализирующиеся по учебным дисциплинам и направлениям, которые курируются научно-проектными и инжиниринговыми структурами НИИБТ: лабораторией бурового супервайзинга (ЛБС), лабораторией разработки проектно-сметной документации на строительство скважин (ЛПСД), лабораторией геонавигации и интеллектуальных скважин (ЛГИС), лабораторией геолого-технологических исследований скважин (ЛГТИ). В настоящее время функционируют ЛУК ДИПО-Бурение скважин (ЛУК ДИПО-БС), ЛУК ДИПО-Проектирование скважин (ЛУК ДИПО-ПС) и ЛУК ДИПО-Геонавигация и интеллектуальные скважины (ЛУК ДИПО-ГИС), ЛУК ДИПО-Геолого-технологические исследования (ЛУК ДИПО-ГТИ), планируется расширение диапазона дисциплин, охватывающих процессы строительства и ввода в эксплуатацию самого сложного и капиталоемкого горно-технического сооружения скважины.

Таким образом, модернизация кафедры осуществляется за счет:



Структура учебно-научно-производственного обеспечения Полигона ДИПО

- включения буровой науки и высшего образования в экономическую жизнь и возможность их интеграции с нефтегазодобывающим производством;
- переориентации науки и образования на инновационное развитие и цивилизованную коммерциализацию, органично соединяя промышленность, науку и высшее образование, повышая статус кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Университета.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ангелопуло О.К. Профессор Наум Исаакович Шацов 1902-1968. - М.: Нефть и газ, 2004. - 24 с.
2. Владимиров А.И., Мартынов В.Г., Ангелопуло О.К., Кульчицкий В.В., Шульев Ю.В., Александров В.Л. Интерактивно-производственное обучение в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // Газовая промышленность. – М.: ОАО «Газпром», 2006. - № 7. - с. 52-55.
3. Мартынов В.Г., Шейнбаум В.С., Кульчицкий В.В. Новая специальность – буровой супервайзер // Нефть, газ и бизнес. - М., 2007. - № 10. с. 3-10.
4. Владимиров А.И., Мартынов В.Г., Кульчицкий В.В., Грайфер В.И., Маганов Р.У., Шамсуаров А.А. Нефтегазовое будущее за национальным исследовательским университетом // Нефтяное хозяйство. – М., 2009. - № 5. - с.40-43.

УДК 622.243.24

МНОГОЗАБОЙНОЕ БУРЕНИЕ КАК МЕТОД СОЗДАНИЯ ВНУТРИПЛАСТОВЫХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ (С. 5)

[1]Александр Степанович Повалихин
[2]Анатолий Георгиевич Калинин
[1]ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495) 543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru
[2]Российский государственный геологоразведочный университет
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: drill@msgpa.ru

Рассмотрены история создания технологии бурения многозабойных скважин, а также ключевые этапы её развития. Приведены схемы многозабойных скважин для разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов. Предлагается принципиально новый способ строительства эксплуатационных скважин на основе горизонтальных дренажных стволов, проведенных непосредственно в продуктивном пласте.

Ключевые слова: многозабойная скважина; дренажные стволы; горизонтальные стволы.

УДК 622.24.05

ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЕСКОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ. ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ВЫНОС ПЕСКА ИЗ КОЛЛЕКТОРА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН (С. 11)

Владимир Юрьевич Близнюков
Артём Ганиевич Гилаев
Гани Гайсанович Гилаев
Зелимхан Хусейнович Моллаев
[1]Александр Степанович Повалихин
Рудольф Тигранович Еганьянц
[1]ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495) 543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Процесс пескопроявления рассматривается как один из основных факторов нарушения обсадных колонн на стадии эксплуатации скважины. В данной статье приводится анализ наружных избыточных давлений на спущенные в скважину обсадные трубы эксплуатационной колонны.

Ключевые слова: скважина; нарушение; перфорация; эксплуатационная колонна; поровое давление; пластовое давление

УДК 622.276.1/.4

ПЛАСТОВАЯ ЭНЕРГИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ЕЁ РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ (с. 23)

Владимир Иванович Иванников
ОАО «Газ-Ойл»
107014 Москва, ул. Гастелло, 41
Тел. (499)-268-33-50

Рассматриваются основные проблемы эксплуатации скважин при фонтанном способе добычи нефти. Приведены результаты применения гирляндной системы преобразователей потока в лифтовой колонне добывающей скважины на различных нефтяных месторождениях. Даны рекомендации по использованию попутного газа для поддержания пластового давления.

Ключевые слова: нефтяной пласт; лифтовая колонна; гирляндная система преобразователей потока; фонтанная эксплуатация.

УДК 651.926

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПЕРЕВОДА ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ (с. 25)

[1]Николай Александрович Орлов
[2]Виталий Витальевич Черниченко
ООО «Тетран»
[1]E-mail: tortilla5454@mail.ru
[2]E-mail: vanrayan@mail.ru

Вопросы перевода технической документации рассматриваются контексте развития техники и технологии в нефтегазовой сфере. Приведены основные положения технического перевода на основе современных информационных технологий.

Ключевые слова: технический перевод; техническая документация; переводчик.

УДК 622.23.01

МЕХАНИЗМЫ, МЕТОДЫ И СПОСОБЫ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД В ГЛУБОКОМ БУРЕНИИ (ЧАСТЬ I) (с. 27)

Станислав Васильевич Синев
121069, Москва, Новинский б-р, д.18 кв. 26
E-mail: stanislav-vs@mail.ru

Приведен классический подход к механизму разрушения горной породы вооружением долота. Рассматриваются схемы формирования забоя скважины различными типами шарошечных долот.

Ключевые слова: горная порода; долото; шарошка; вооружение долота.

УДК 622.243.051; 531.781

МЕХАНИЗМ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВЛЯЮЩИХ СИЛ ЕЁ РЕЗАНИЯ БУРОВЫМ ИНСТРУМЕНТОМ, ОСНАЩЁННЫМ АЛМАЗНО-ТВЁРДОСПЛАВНЫМИ ПЛАСТИНАМИ (с. 33)

[1]Николай Владимирович Соловьев
[2]Александр Михайлович Исонкин
Роберт Константинович Богданов
Сергей Игоревич Шестаков
[1]Российский государственный геологоразведочный университет
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: drill@msgpa.ru
[2]Институт сверхтвердых материалов НАН Украины
Украина, 04074, Киев, ул. Автозаводская, 2
Тел.: (044)-468-86-40
E-mail: alcon@ism.kiev.ua

Рассмотрен метод и полученные с его помощью результаты, позволяющие прогнозировать нагрузки, действующие в процессе эксплуатации на алмазно-твердосплавные пластины, и сократить объём экспериментов, направленных на разработку породоразрушающего инструмента.

Ключевые слова: алмазно-твёрдосплавные пластины; алмазный резец; горная порода; резец АТП.

УДК 622.243.922.054.32

МЕТОДИКА РАСЧЕТА РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ И ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ (с. 37)

[1]Юрий Михайлович Гержберг
[1]Владимир Дмитриевич Чарков
[2]Василий Иванович Киршин
[1]ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»
[1]69300 Ухта, ул. Железнодорожная, 48, офис 18.
Тел./факс: (82147)-52-817
E-mail: mosyger@yandex.ru
[2]ОАО «Газпром»
117997 ГСП-7 Москва, ул. Намёткина, 16

На основе современных методов прочностных расчётов по пределу выносливости разработана методика расчёта конических резьбовых упорных соединений. Предлагаемая методика может быть использована для расчёта резьб утяжелённых бурильных труб и забойных двигателей.

Ключевые слова: резьбовое соединение; утяжелённая бурильная труба; изгиб; выносливость; радиус кривизны.

УДК 622.243.92

ОСЕВАЯ ОПОРА ШПИНДЕЛЯ ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ (с. 42)

Николай Львович Полей
Федеральное государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Самарский филиал "ВГАВТ"
443099, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 62/64
Тел.: (846) 332-40-62

Рассмотрена конструкция шпиндельной многоступенчатой опоры забойного двигателя. В отличие от известных решений, предлагаемое включает пакет, состоящий из кольцевых опор, имеющих сечение в виде прямоугольного треугольника, листовых шайб и кольцевых подложек из эластомера. Последние могут иметь на наружной поверхности рельефные выемки в виде дуг окружности.

Ключевые слова: забойный двигатель, шпиндельная опора, шарнир, подшипник скольжения, КНБК.

УДК 622.243.22

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ БУРЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СТВОЛА (С. 44)

Константин Матвеевич Солодкий
ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495) 543-91-16

Представлены технические средства для проводки вертикальных скважин, а также вертикальных участков профиля наклонных и горизонтальных скважин. Приведено описание роторно-турбинного бура для получения вертикального ствола большого диаметра, а также различных КНБК для бурения скважин роторным способом и с использованием забойного двигателя.

Ключевые слова: роторно-турбинный бур; турбобур; КНБК; центратор; УБТ.

MULTILATERAL DRILLING AS A METHOD TO CREATE INTRASTRATAL OILFIELD SYSTEMS (p. 5)

[1]Aleksandr Stepanovich Povalikhin
[2]Anatolijj Georgievich Kalinin
[1]LLC «Intellect Drilling Services»
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
Tel. +7-495-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru
[2]Russian State Geological Prospecting University
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: drill@msgpa.ru

The history of introduction and the key milestones of multilateral drilling technologies development are given. The multilateral schemes to develop high-viscosity oil deposits are submitted. The novel way of production well construction

based on placing production drains just in reservoirs is discussed.

Key words: multilateral well, production drains, horizontal holes.

FIELD PERFORMANCE OF SAND PRODUCERS: FORMATION PRESSURE AND SAND PRODUCING IN OIL RECOVERY WELLS (p. 11)

Vladimir Jur'evich Bliznjukov
Artjom Ganievich Gilaev
Gani Gajjsanovich Gilaev
Zelimkhan Khusejjnovich Mollaev
[1]Aleksandr Stepanovich Povalikhin
Rudol'f Tigranovich Egan'janc
[1]LLC «Intellect Drilling Services»
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
Tel. +7-495-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Sand producing is considered to be one of the prime factors for casing damages while field performance. The article covers the way outer excess pressures affect production tubing in a hole.

Key words: well, tubing damage, perforation, production tubing, pore pressure, formation pressure.

OIL AND GAS RESERVOIR ENERGY AND ITS SUSTAINABLE UTILIZATION (p. 23)

Vladimir Ivanovich Ivannikov
«Gaz-Oil» JSC
41, Gastello str., Moscow, 107014, Russia
Tel. +7-499-268-33-50

The article discusses the main problems of oil open flow production. The application of chains of production tubing flow controls for production wells in different fields is discussed. The recommended guidelines of the use of associated gases for reservoir pressure maintenance are given.

Key words: reservoir, production tubing, chain of production tubing flow controls, open flow production.

BURNING QUESTIONS OF TECHNICAL TRANSLATION FOR OIL AND GAS INDUSTRY (p. 25)

[1]Nikolajj Aleksandrovich Orlov
[2]Vitalijj Vital'evich Chernichenko
LLC «Tetran»
[1]E-mail: tortilla5454@mail.ru
[2]E-mail: vanrayan@mail.ru

The problems of technical translation are given in terms of oil and gas technological advancement. The key points of technical translation are discussed on the basis of modern information technologies.

Key words: technical translation, paperwork, translator.

ROCK DISINTEGRATION IN DEEP WELLS: MECHANISMS, METHODS AND APPROACHES (p. 27)

Stanislav Vasil'evich Sinev
26 to, 18, Novinskijj bul'var, Moscow, 121069, Russia
Tel: (495)-695-54-51
E-mail: stanislav-vs@mail.ru

The article gives the classic approach to rock disintegration mechanisms with drill bit cutting structures. The bottom shaping principles for different types of cone bits are discussed.

Key words: rock, drill bit, cone, cutting structure.

ROCK DISINTEGRATION MECHANISM: DETERMINATION OF CUTTING FORCE COMPONENTS FOR BITS WITH DIAMOND CUTTING PLATES (p. 33)

[1]Nikolajj Vladimirovich Solov'ev
[2]Aleksandr Mikhajjlovich Isonkin
[2]Robert Konstantinovich Bogdanov
[2]Sergejj Igorevich Shestakov
[1]Russian State Geological Prospecting University
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: drill@msgpa.ru
[2]V.Bakul Institute for Superhard Materials of the National Academy of Sciences of Ukraine
2, Avtozavodskaja str., Kiev, 04074, Ukraina
Tel.: (044)-468-86-40
E-mail: alcon@ism.kiev.ua

The article discusses the method and the results obtained. It is possible to predict operational loads for diamond cutting elements.

Key words: diamond cutting plates, diamond cutter, rock, diamond cutting element.

CALCULATION PROCEDURES FOR THREAD CONNECTIONS OF DRILL COLLARS AND DOWNHOLE MOTORS (p. 37)

[1]Jurijj Mikhajjlovich Gerzhberg
[1]Vladimir Dmitrievich Charkov
[2]Vasilijj Ivanovich Kirshin
[1]LLC "NPO"Severneftegaztehnologija"
48, Zhelesnodorozhnaj str., Ukhta, 169300, Russia
E-mail: mosyger@yandex.ru
[2]JSC «Gazprom»
16, Namjotkina str., V-420, Moscow, 117884

Calculation procedures for tapered buttress thread connections are given on the basis of modern stress models and endurance strength calculations. Suggested approach may be used for threading calculation of drill collars and downhole motors.

Key words: thread connection, drill collar, durability, bending, and radius of curvature.

THRUST BEARING OF DOWNHOLE MOTOR SPINDLE (p. 42)

Nikolajj L'vovich Polejj
64/62, Molodogvardejjskaja str., Samara, 443099, Russia

New multi-staged spindle section for downhole motors is described. Contrary to other designs this one involves a pack of right triangle shaped pivot rings, sheet washers and elastomeric rings. These rings may have ring-shaped clear-cut notches on the surface.

Key words: downhole motor, spindle section, pivot, journal bearing, BHA.

VERTICAL DRILLING FACILITIES TO PREVENT BOREHOLE CROOKING (p. 44)

Konstantin Matveevich Solodkijj
LLC «Intellect Drilling Services»
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
Tel. +7-495-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Vertical drilling facilities to drill vertical holes and vertical intervals for directional and horizontal wells. Rotary-turbine drilling facilities to drill large diameter vertical holes and various BHA designs for rotary and downhole motor drilling are presented.

Key words: rotary-turbine drilling facilities, downhole turbine, BHA, centralizer, drill collar.

Наиболее полная картина отраслевых технологий

В 2010 году через Агентство Роспечать продолжается 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