

Инженер-нефтяник

№3'2009

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Волновое воздействие на продуктивные пласты

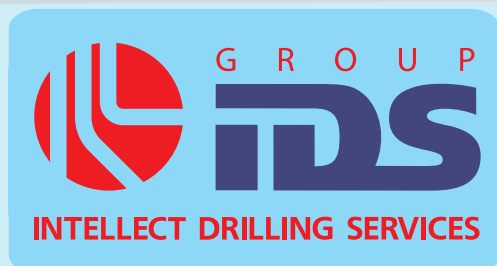
Эволюционные решения при строительстве скважин

Автоматизированные системы направленного бурения

Расчёт оптимальной точки резки бокового ствола

Технология крепления неустойчивых пластов горной породы

История инженерных решений – наклонное бурение



**Интегрированный
буровой сервис**



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

INTELLECT DRILLING SERVICES



СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

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

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

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



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

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

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

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

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

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

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

№3 2009г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

6

Волновое воздействие на нефтегазовые пласты для увеличения отдачи углеводородных продуктов

Иванников В.И.

17

Парадигма управления строительством скважин

Ляшенко Г.В., Штыфель А.П., Кульчицкий В.В., Сазонов А.А., Ларионов А.С., Шебетов А.А., Александров В.Л.

20

Особенности механики движения тяжёлых частиц в жидкостях и газах

Куликов В.В., Родионов В.Н.

24

Изоляция кыновских аргиллитов профильным перекрывателем при бурении бокового ствола

Ахмадишин Ф.Ф., Мелинг К.В., Мухаметшин А.А., Насыров А.Л., Хабибуллин Р.Я., Мелинг В.К., Андронов С.Н., Зубарев В.И., Кагарманов И.И.

26

Некоторые вопросы проектирования автоматизированных систем направленного бурения

Повалихин А.С., Шатровский А.Г.

29

Расчет параметров проектного профиля бокового ствола с определением оптимальной точки зарезки

Калинин А.Г., Сазонов А.А.

39

История технических решений в нефтегазовой отрасли: Основные этапы развития технологии наклонно направленного бурения

Калинин А.Г., Повалихин А.С.

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

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

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

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

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

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

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

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

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

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

Экспертный совет:

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

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

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

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

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

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

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

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

Адрес электронной почты: rovalihin@ids-corp.ru

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

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

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

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

Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 622.276.6

Волновое воздействие на нефтегазовые пласты для увеличения отдачи углеводородных продуктов

В.И. Иванников – д-р.техн. наук, профессор
(ОАО «Газ-Ойл»)

WAVE STIMULATION TO INCREASE HYDROCARBONS RESERVOIR PERFORMANCE

V. I. Ivannikov
(«Gas-Oil» JSC)

В статье автор развивает идею волнового вытеснения остаточной нефти и газа в уже истощенных залежах углеводородов. Даются внутренние механизмы волнового движения газожидкостных смесей в капиллярно-поровых коллекторах, а также технологические варианты реализации воздействия на нефтяные и газовые пласты.

Одна из наиболее актуальных задач сегодняшнего дня в нефтегазовой отрасли – изыскание и внедрение эффективных методов и способов стимулирования отдачи нефти и газа из продуктивных пластов, особенно на стадии истощения их запасов на действующих объектах добычи.

Это касается не только нефтяных, но и газовых месторождений на завершающем этапе эксплуатации, когда давление на устьях скважин подходит к критической отметке, а также при разработке газовых залежей в плотных коллекторах.

В нефтяных залежах, помимо задачи увеличения коэффициента нефтеотдачи в целом, насущным вопросом является извлечение нефти из заблокированных при заводнении целиков, где она, как правило, находится в плотных частях пласта с матричной емкостью коллекто-

ра. Поскольку газовая фаза на ранних этапах эксплуатации месторождения была растрчена, то нефть в целиках остается «мертвой» и единственным способом добиться ее вытеснения в проточную сеть пласта является применение волновых методов воздействия.

Для газовых пластов волновое воздействие, если оно организовано должным образом, будет эффективным, когда в пластах будет возникать:

- новая система микротрещин, обеспечивающая дренирование матрицы коллектора;
- будет существенно возрастать кинетическая энергия газовой фазы;
- сработает эффект академика Конавалова Е.Г. (снижение коэффициента поверхностного натяжения на разделах вода – газ на 2-3 порядка величины);
- будут задействованы доминантные частоты акустического воздействия для

разрушения структуры граничной фазы воды.

Рассмотрим сначала эффекты, связанные с воздействием различных типов волн на матрицу и флюидный состав пласта-коллектора.

ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Классификация волн, распространяющихся в реальных геологических средах, согласно [1] дается на основе следующих геофизических признаков:

- траектория движения колеблющихся частиц в волне;
- показатель расхождения энергии волны по фронту;
- образование (генезис) волны в слоистой и гетерогенной средах.

По траектории движения частиц относительно фронта упругие волны в геологической среде подразделяются на [2-7] (см. рис. 1):

- продольную волну (P – волна) с колебанием частиц вдоль направления распространения волны (рис. 1а);
- поперечную волну (S – волна) с колебанием частиц в ортогональном направлении по отношению к направлению распространению волны (рис. 1б);
- поверхностную волну Лява (L – волна) с колебаниями частиц в горизонтальном направлении перпендикулярно распространению волны (рис. 1в);
- поверхностную волну Рэлея (R – волна) с движением частиц по траектории эллипса (вверх – назад –

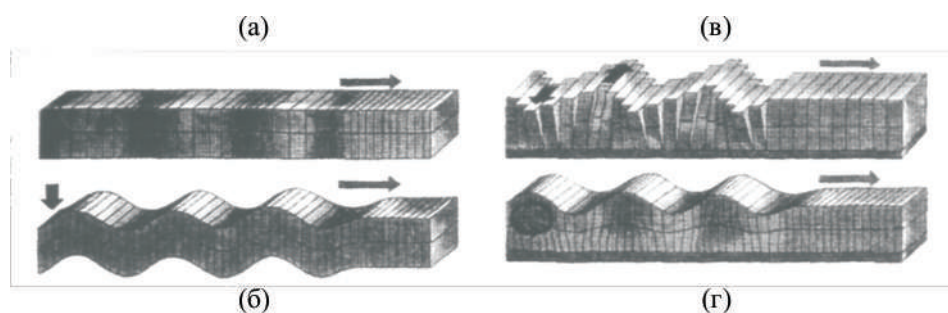


Рис. 1. Основные типы упругих волн (И.Б. Литинецкий, 1988 г.): а) продольные волны (P); б) поперечные волны (S); в) волны Лява (L); г) волны Рэлея (R)

вниз – вперед) по отношению к направлению распространения волны (рис. 1г);

- поверхностную волну Лэмба-Стоунли ($L - St$ – волна) возникающая в цилиндрической полости (скважине, заполненной жидкостью) и представляющую собой акустогидродинамический процесс.

Необходимо отметить, что количество типов волн, возникающих в неограниченных средах, возрастает при переходе жидких сред к твердым (сухим и насыщенным пористым). Так, в жидкостях и газах, имеющих объемную упругость, существуют волны одного типа P – типа, в твердых средах, обладающих еще и упругостью формы, одновременно могут возникать продольные и сдвиговые деформации, и, следовательно, распространяются P - и S - волны. В насыщенных пористых средах, в частности в осадочных горных породах, возможно одновременное существование четырех типов волн. Из них три типа P - волн (первого, второго и третьего рода) связаны с распространением энергии упругих напряжений по скелету породы и порозаполнителю и один тип S - волн – по скелету породы [2].

По показателю расхождения энергии по фронту упругие волны в геологической среде классифицируются на плоские, цилиндрические, сферические.

Простейшим является плоский фронт волны:

$$A = A_0 \cdot \sin \omega \cdot \left(t - \frac{x}{\gamma} \right)$$

Амплитуда и энергия плоской волны при распространении не уменьшается, т.е. показатель расхождения равен нулю. Условием излучения плоского фронта является требование, чтобы излучающая поверхность превышала длину волны в несколько раз.

Цилиндрический фронт волны характеризуется тем, что амплитуда и энергия волны зависят только от радиуса цилиндра r . Убывание амплитуды по фронту подчиняется закону:

$$A_1 = \frac{A_0}{R^n} \cdot \sin \omega \cdot \left(t - \frac{r}{\gamma} \right)$$

где $n = 1/2$ показатель расхождения;

В качестве источника такой волны может быть цилиндр, линейные размеры которого много больше его диаметра.

Сферический фронт волны описывается соотношением:

$$A_1 = \frac{A_0}{R} \cdot \sin \omega \cdot \left(t - \frac{r}{\gamma} \right)$$

т.е. амплитуда волны с расстоянием убывает обратно пропорционально радиусу, показатель расхождения $n = 1$. Для возбуждения сферической волны необходимо, чтобы излучатель имел малые размеры по сравнению с длиной волны.

При взаимодействии излучаемой волны с геологической средой образуются различные типы волн, которые можно классифицировать в реальных условиях в зависимости от структуры среды: слоистая и гетерогенная.

Кроме того, среды в зависимости от характера заполнения порового пространства бывают насыщенными водой, нефтью или газом.

В слоистой среде при прохождении упругой волны возникают проходящие, рефрагированные, отраженные и преломленные волны [5]. Преломленные волны при определенных углах наклона слоистости относительно фронта излучающей

волны преобразуются в головные, а при определенных соотношениях скорости, мощности пласта и положения источника – в каналовые. Отраженные волны, в свою очередь, подразделяются на однократные и многократные отраженные волны в зависимости от количества актов отражения в среде. Рефрагированные волны образуются в средах, когда скорость в слоях относительно равномерно увеличивается в направлении падения волны.

При сложной конфигурации строения среды возникают смешанные типы волн: рефрагированно-преломленные, отраженно-преломленные, преломлено-отраженные и т.д.

В гетерогенных средах, которые в отличие от слоистых сред характеризуются размерами неоднородности (L) соизмеримыми и значительно меньшими, чем длина волны (λ), возникают дифрагированные (при $L = \lambda$) и рассеянные (при $L \ll \lambda$) волны. В физике упругих колебаний эти волны называются соответственно рассеянным отражением резонансного типа и рассеянным отражением рэлеевского типа в отличие от зеркального отражения (при $L \ll \lambda$), рассмотренного выше как отражение волны в слоистой среде.

В насыщенных средах отмечаются волны, проходящие в различных фазах среды (твердой, жидкой, газообразной), и волны, образованные в результате их взаимодействия.

Основные характеристики упругих волн

К кинематическим параметрам упругих волн относятся:

- время регистрации или время вступления волны (t);
- приращение времени регистрации упругой волны на

базе ее приема или интервальное время $\Delta t_{j,k} = t_j - t_k$;

- разница времени регистрации однородных различных

типов волн (например $\Delta t_{s-p} = t_s - t_p$);

- длительность пакетов сигналов различных типов волн.

Значения кинематических параметров определяются расстоянием и скоростью распространения волн в среде. Поэтому при решении обратных сейсмоакустических задач кинематические параметры волн используются, в основном, для определения скоростной характеристики толщ пород и пространственного положения изучаемых геофизикой объектов.

К динамическим параметрам упругих волн относятся:

- амплитуда волны A ;
- период колебаний T ;
- форма сигнала $A(t)$, по которой определяют различные информационные параметры (табл. 1);
- амплитудно-частотный и фазово-частотный спектры сигнала, по которым определяют различные информационные параметры (табл. 2).

ЭФФЕКТЫ И ВНУТРЕННИЕ МЕХАНИЗМЫ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ФЛЮИДНЫЙ СОСТАВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ

В процессе сейсмоакустического воздействия на нефтегазовый коллектор в нем порождается новая сеть микротрещин. При этом имеет место два эффекта:

- увеличивается проницаемость пласта (дренажный эффект);

- образование микротрещин сопровождается кавитацией жидкости, находящейся в поровом объеме нефтяного пласта-коллектора (кавитационный эффект).

Это дает возможность получить в условиях бегущей волны взрывов макромасштабное перистальтически направленное движение углеводородов к добывающим скважинам, т.к. часть микротрещин, лежащих в горизонтальной и субгоризонтальной плоскостях будут закрываться горным давлением

Таблица 1

Информационный параметр волнового пакета волны заданного типа	Расчетная формула
Положение на оси времен центра тяжести	$t_j = \frac{\int_{t_0}^{\infty} t f^2(t) dt}{\int_{t_0}^{\infty} f^2(t) dt}$
Длительность	$T_u = \frac{\left[\int_{t_0}^{\infty} f(t) dt \right]^2}{\int_{t_0}^{\infty} [f(t)]^2 dt}$
Площадь	$S = \int_{t_0}^{\infty} f(t) dt$
Энергия	$E = \int_{t_0}^{\infty} [f(t)]^2 dt$
Напряжение	$U_{cpr} = \frac{\int_{t_0}^{t_0+\tau} f(t) dt}{\tau}$
Импульсная переходная характеристика	$h_{j,k}(t) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} k_{j,k}(\omega) e^{i\omega t} d\omega$ при $j > k$
Пиковое значение амплитуды	$A_l = \max f(t) $
Коэффициент затухания	$\alpha = \frac{1}{\Delta l_{j,k}} \ln \frac{A_j}{A_k}$
Примечание. t_0 - момент излучения зондирующего акустического импульса, j, k - индексы приемных каналов	

ем. Такая активная перистальтика может развивать высокое импульсное давление в нефтяных и газовых пластах при недостатке собственно пластового давления.

Несмотря на то, что энергия сейсмической (взрывной) волны будет сильно рассеиваться и до глубоководного продуктивного пласта ее дойдет совсем немного, тем не менее, трещинообразование происходит. Оно объясняется, во первых, напряженным состоянием породы-коллектора и, во-вторых, явлением сейсмической эмиссии (открытие Л. Рыкунова и др.). Последнее получило название сейсмической люминесценции – образования трещин под воздействием вибрации. Усиление эмиссии наблюдается даже при очень слабом облучающем поле, энергия которого почти не расходуется на образование трещин, а лишь стимулирует порождающий их процесс разгрузки горного давления.

В нефтегазовых залежах, где газ находится в растворенном состоянии сейсмо-акустическое воздействие (вследствие возникновения кавитации) дает увеличение выхода

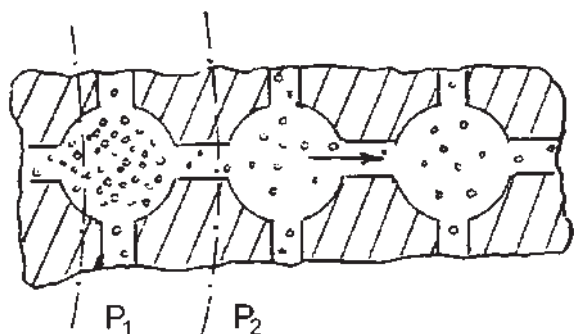
Таблица 2

Информационный параметр сигналов A_k	Расчетная формула
Положение на оси частот	$\omega_{j,k} = \frac{\int_0^{\infty} \omega S(\omega) ^2 d\omega}{\int_0^{\infty} S(\omega) ^2 d\omega}$
Длительность спектра	$\omega = \sqrt{\frac{\int_0^{\infty} (\omega - \omega_{j,k})^2 S(\omega) ^2 d\omega}{\int_0^{\infty} S(\omega) ^2 d\omega}}$
Площадь спектра	$S_{\omega} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\infty} S(\omega) ^2 d\omega$
Энергия спектра	$E_{\omega} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\infty} S(\omega) ^2 d\omega$
Пиковое значение амплитудного спектра	$A_{\omega} = \max \omega S(\omega) $
Интегральная ширина спектра	$\omega_{ин} = \frac{\int_0^{\infty} S(\omega) d\omega}{2\pi \max \omega S(\omega) }$
Энергетическая ширина спектра	$\omega_{en} = \frac{\int_0^{\infty} S(\omega) ^2 d\omega}{2\pi [\max \omega S(\omega)]^2}$
Коэффициент затухания	$\alpha_{\omega} = \frac{1}{\Delta l} \ln \frac{ S_j(\omega) }{ S_k(\omega) }$
Модуль коэффициента передачи	$ \Phi(\omega) = \frac{ S_k(\omega) }{ S_j(\omega) }$
Аргумент коэффициента передачи	$\Delta \Psi_n^{j,k} = \arg S_k(\omega) - \arg S_j(\omega)$
Фазовое интервальное время	$\Delta t_{\phi}(\omega) = \frac{\arg S_k(\omega) - \arg S_j(\omega)}{\omega}$
Интервальное время	$\Delta t(\omega) = \frac{d[\arg S_k(\omega) - \arg S_j(\omega)]}{d\omega}$

газа в свободное (пузырьковое) состояние. В результате этого появляется возможность техногенного влияния на прирост пластового давления.

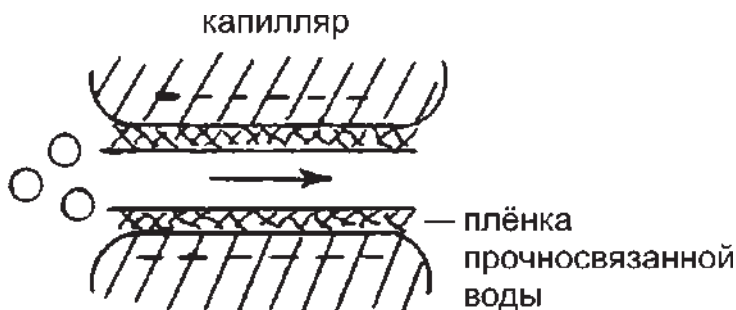
Эффект перехода был обнаружен экспериментально и описан в работе [10].

Кроме проявления масштабных эффектов сейсмического воздействия на нефтегазовые залежи в целом существенную роль играют и внутренние механизмы волновой динамики в капиллярно-поровой структуре пласта-коллектора.



$P_1 > P_2$; Фронт Р-волны – в градиентном поле стоков углеводородов в добывающие скважины

Рис. 2. Поршневой эффект волнового воздействия на газовую среду



Эффекты:

- 1) на определенных частотах акустических колебаний разрушается структура граничной фазы воды;
- 2) эффект Коновалова Е.Г. связан с резким (на 2-3 порядка величины) снижением коэффициента поверхностного натяжения на разделах фаз: нефть-вода, вода-газ.

Рис. 3. Волновое преодоление сил капиллярного сопротивления

Здесь необходимо рассмотреть влияние проходящих волн отдельно на газовое наполнение и на жидкостное наполнение матричной структуры коллектора. При этом жидкостное наполнение предполагает наличие трехфазной системы: граничной пленочной воды на минеральном каркасе вмещающей породы; непрерывной нефтяной фазы, заполняющей внутренний объем породы; и газовой фазы, находящейся в растворенном состоянии или в виде микропузырьков.

В капиллярно-поровой структуре матрицы породы коллектора, которая характерна для плотных газовых пластов, волновое воздействие дает результат за счет повышения кинетической энергии газовой фазы и поршневого вытеснения молекул газа из одной поровой ячейки в другую, как показано на рис. 2.

Волновое преодоление капиллярного сопротивления достигается вследствие акустического разрушения структуры граничной пленки воды (рис. 3) и снижения на 2-3 порядка величины коэффициента поверхностного натяжения на разделе вода-газ (эффект Коновалова Е.Г.).

В нефтяных пластах с капиллярно-поровой структурой коллектора перемещение нефти из одной поровой ячейки в

другую и далее обязано пульсациям микропузырьков присутствующей газовой фазы.

Схема отрезка капиллярно-поровой системы матричной емкости пласта-коллектора приведена на рис. 2.

Происхождение Р-волны, чередующей фазы сжатия и разрежения в газожидкостной смеси, порождает в порах матричного коллектора кавитационные микропузырьки. Пульсируя под действием проходящих волн, они работают как перистальтический насос, обеспечивая движение жидкости в направлении распространения волн (рис. 4).

Это дает возможность направленного волнового вытеснения нефти из целиков, блокированных водой при компенсационном заводнении продуктивных пластов. Именно там частично дегазированная нефть остается в порово-капиллярной части коллектора.

Понятно, что осцилляция кавитационных пузырьков в порах будет иметь место только в процессе волнового воздействия. Однако, приведя в движение застойный объем нефти и периодически повторяя воздействие, мы сможем существенно увеличить нефтеотдачу залежи в целом. Иного способа извлечения остаточной нефти увы нет и не предвидится.

Для работы волнового перистальтического насоса частота генерации латеральных волн должна быть соизмеримой с характерным расстоянием между порами (i). Желательно, чтобы $\lambda \approx 2i$, где λ – длина волны.

Направленность движения жидкой фазы, как показано на рис. 4 вызовет сомнения у читателя. Однако здесь следует иметь в виду, что при прохождении Р волн фазы сжатия и разрежения идут последовательно от одной поры к другой со скоростью ~ 1000 м/с, а время существования газового пузырька с учетом его собственной осцилляции составляет 0,003-0,005 с. (см. рис. 5).

Рост объема микропузырька в поре 1 и сжатия его в поре 2 (рис. 4) создает импульс давления для перетока жидкости из поры 1 в пору 2 через капиллярное сужение за время $\Delta t \approx 10^{-6}$ с.

Возможность направленного волнового движения двух и трехфазных систем теоретически обосновано и согласовано с экспериментальными данными в работе [15].

Фазовый переход в газожидкостной смеси (смеси пропана – н-гептана) при давлении выше давления насыщения,

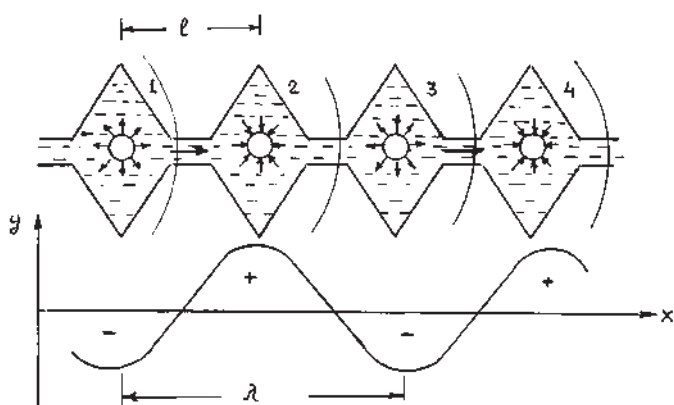


Рис. 4. Модельная ситуация порово-капиллярного канала при прохождении Р-волн

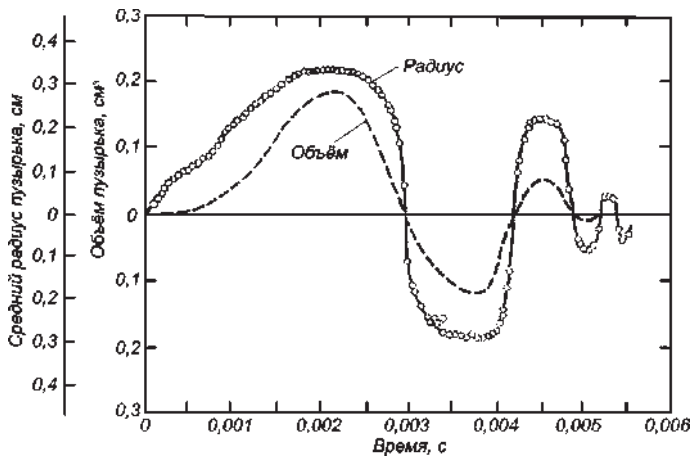


Рис. 5. Изменение размеров пузырька в зависимости от времени в процессе схлопывания и повторного образования [14].

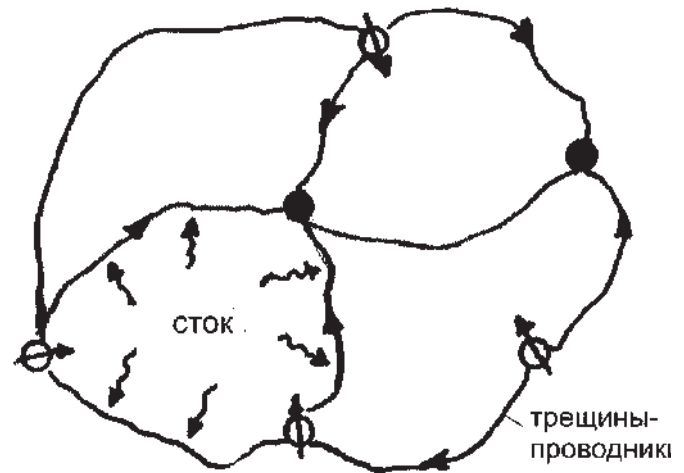


Рис. 6. Схема стоков нефти из целиков

а именно появление микропузырьков газа при акустическом воздействии был обнаружен в опытах, приведенных в работе [8].

Общее направление движения застойной нефти из блокированных водой целиков при волновом воздействии на них задается градиентным полем стоков из матричной емкости коллектора в систему трещинных каналов, где идут потоки воды из нагнетательных скважин в добычные, как показано на схеме (рис. 6).

Понимание внутренних механизмов волнового воздействия и силовых факторов, способных осуществить направленное движение флюидной системы в нефтегазовых пластах, позволяет при использовании имеющихся технических средств проектировать технологию комплексного стимулирования добычи углеводородного сырья на базе действующих, но уже истощенных и сильнообводненных месторождений.

ПЛОЩАДНОЕ ВОЛНОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПЛАСТЫ

Впервые идея вибросейсмического воздействия на нефтяные пласты была высказана в начале 70-х годов прошлого столетия академиком М.А.Садовским в связи с обнаруженной корреляцией между землетрясением и поднятием уровней добычи нефти и воды на расположенных поблизости месторождениях [11].

Так на Старогрозненском нефтяном месторождении под влиянием землетрясения 7 января 1938 г. (расстояние от эпицентра около 30 км, магнитуда – 4,8, сейсмический эффект – 6 баллов) суточная добыча нефти повысилась на 45%, а затем нормализовалась. Дагестанское землетрясение 14 мая 1970 г., магнитуда которого составляла 6,7, на нефтяных месторождениях в районе г. Грозного ощущалось как шестибальное. Этому землетрясению предшествовало увеличение дебитов нефти и воды, начинавшиеся за 3 дня до землетрясения и вернувшиеся к нормальному уровню через несколько недель. Изменение дебита изливающейся нефти, минеральной воды, их температуры, химического состава отмечались неоднократно и имели различные проявления: временное и постоянное увеличение и уменьшение дебита, предваряющее землетрясение и следующее за ним. После одного из сильных землетрясений на месторождении Монтли-Вью в Калифорнии (США) уровень добычи нефти

увеличился на 100% и остался таким продолжительное время. Иногда подобные изменения вызывались даже сравнительно слабыми трехбалльными землетрясениями.

Сильное акустическое поле в пласте может быть вызвано искусственно существующими наземными или скважинными средствами или может происходить естественным путем, например при землетрясении или нагнетании воды в пласт.

В зарубежной литературе, главным образом американской, сообщают многочисленные сведения относительно возникновения сильных акустических полей при нагнетании воды в пласт. Приведем несколько примеров.

Глубокая скважина к северо-востоку от Денвера (США) была пробурена с целью захоронения загрязненной отработанной воды. Глубина скважины 3671 м. Закачка воды продолжалась 7 мес. в объеме около 21000 м³ в месяц. В последующие 10 мес. нагнетание не производилось. Затем начался безнапорный излив воды в объеме 7500 м³ в месяц. Спустя 8 мес. воду вновь стали закачивать под давлением в объеме 17000 м³ в месяц. Через несколько недель после начала этой закачки было зарегистрировано большое число землетрясений с эпицентром вблизи скважины, в том числе и несколько сильных толчков. В связи с наличием закономерности между этими землетрясениями и нагнетанием воды в скважину – 2 года после начала работ – нагнетание было прекращено. До начала закачки воды было только об одном сильном землетрясении в Денвере, которое произошло в 1982 г. Данные, собранные об этом землетрясении, не противоречат тому, что нагнетание воды может вызвать большое число землетрясений. Когда закачка была прекращена, частота проявлений землетрясений уменьшилась. Однако более чем через год со времени окончания закачки сейсмическая активность вновь возросла: произошли три землетрясения с магнитудой 5...5,2 вызвавшие некоторые разрушения. Довольно сильные толчки продолжались даже спустя 3 года после окончания закачки – произошло 2 толчка.

В течение 4 лет после начала нагнетания замеры расположения эпицентра землетрясения были неточными. Затем с помощью сейсмометров, располагавшихся на расстоянии 0,5 км друг от друга, установлено, что эпицентры располагаются в пределах проходящей через скважину полосы длиной 8 км, шириной 2 км. Глубина очагов землетрясения колебалась в пределах 4,5...5,0 км, что почти совпадало с

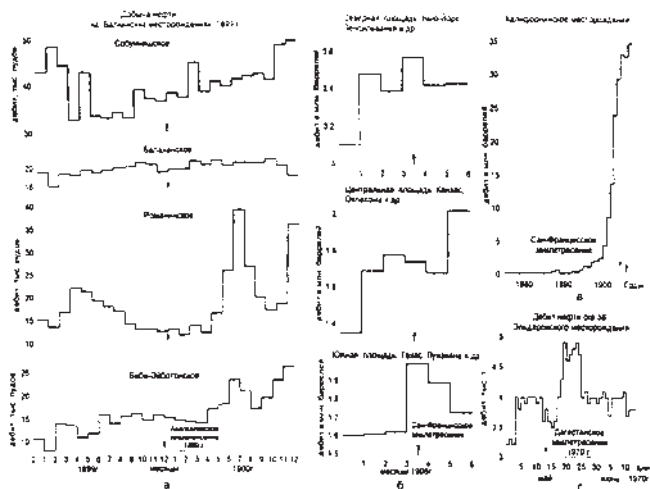


Рис. 7. Примеры изменения добычи нефти на месторождениях США и России после землетрясений.

глубиной закачки воды. Точность определения очагов составляла 1 км.

На месторождении Рейнджли нефть извлекалась с глубины 1830 м из кварцевых песчаников позднего палеозоя. Месторождение представляет собой закрытую антиклинальную складку. Через 12 лет эксплуатации пластовое давление сильно упало и для его восстановления было осуществлено законтурное нагнетание воды.

Спустя 5 лет после начала нагнетания в 65 км к северо-западу от Рейнджли была смонтирована сейсмическая станция, которая сразу начала регистрировать в его окрестностях большое число слабых землетрясений. К концу восьмилетнего периода существования станции было записано 976 толчков, из которых 320 имели магнитуду более 1. По данным сети переносных станций, землетрясения были сосредоточены в двух местах: на северо-западном участке и в южной части центральной области месторождения. В обоих местах было отмечено, что вследствие нагнетания воды

поровое давление пластов превосходило первоначальное.

Точное определение месторождения очагов землетрясения стало возможным, когда была построена местная сеть из 14 постоянных сейсмических станций. Эпицентры очагов землетрясения лежали вдоль линии разлома юго-западного простирания, который по данным бурения обнаружился в верхней части песчаников, составляющих пласт. Очаги располагались на глубинах от 1830 до 3660 м, т.е. в пределах зоны закачки воды или глубже.

Кроме этих двух случаев возникновения землетрясений в результате закачки воды, подобное же явление произошло и в Дейле, вблизи Нью-Йорка. Ламонтской геологической обсерваторией в штате Нью-Йорк и прилегающих районах была создана сеть из 18 сейсмических станций для изучения распределения слабых землетрясений. Восемь этих станций находились в западной части штата и давали возможность следить за любыми изменениями сейсмической активности, связанными с функционированием недалеко от Буффало глубоких скважин, используемых для нагнетания отработанных вод. В Дейле в одну из скважин под высоким давлением нагнеталась вода для обеспечения гидравлического способа разработки соли из нескольких близлежащих добычных скважин.

Скважины были заложены в зоне разлома Кларендон-Линден или вблизи него. До нагнетания воды сейсмическая активность района характеризовалась одним землетрясением за несколько месяцев. После нагнетания воды станция, расположенная в 1,5 км от скважины, стала регистрировать около 100 толчков в сутки. Когда закачку воды прекратили, сейсмическая активность за два дня уменьшилась приблизительно до прежнего уровня. Хотя некоторые толчки локально ощущались, землетрясений с амплитудой больше 1,5 не было зарегистрировано. Эпицентры наиболее точно определенных толчков, зарегистрированных с помощью переносной аппаратуры, попадают в пятикилометровую зону, вытянутую почти параллельно простиранию указанного разлома.

Через год эксперимент был проведен повторно. Для нагнетания воды была выбрана новая скважина в 300 м к северу от первой, а гидравлическая разработка соли происходила теперь через другие добывающие скважины. С началом нагнетания число зарегистрированных сейсмических толчков оказалось даже больше, чем в первом случае. В связи с тем, что первое нагнетание проводилось вблизи базальтового контакта с толщей соли, а повторное – в северной части пласта, по-видимому, в первом случае вода проникла в разлом и вызвало возбуждение тектонических напряжений, а в последнем случае вышла за пределы солевого слоя.

Другие зафиксированные случаи увеличения дебита скважин после землетрясений представлены на рис. 7 и 8.

Известны случаи, когда добыча пластового флюида возрастала каждый раз после того, как около месторождения проходили железнодорожные поезда, а режим изменения дебита подземных вод из скважин зависел от уровня техногенных сейсмических шумов.

Известно также следующее: на Колодезном нефтяном месторождении за 1,5...2 года до землетрясения пластовое давление начало повышаться и к моменту события увеличилось на 3 Мпа. Именно эти данные позволили академику А.П.Крылову с группой своих учеников обосновать и впервые предложить технологию вибросейсмического воздействия для искусственной консолидации нефти в обводненных пластах (авторское свидетельство СССР № 518989).

Дело в том, что после окончания разработки нефтяного месторождения, путем заводнения, когда эксплуатацион-

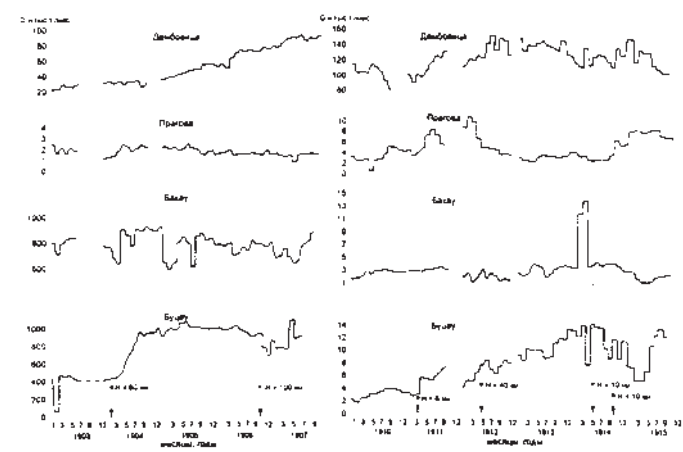


Рис. 8. Примеры изменения добычи нефти на месторождениях Румынии после землетрясений.

ные скважины практически полностью переходят на добычу воды со следами нефти, более 40% ее остается в пласте в виде рассеянных отдельных капель и линзообразных скоплений. Если прекратить дальнейшую разработку месторождения, то в пласте будет происходить чрезвычайно медленное гравитационное разделение нефти и воды. При этом нефть, как более легкая, будет скапливаться в верхней части пласта. Теоретическая продолжительность такого естественного процесса разделения исчисляется многими десятками и даже сотнями лет. Например, для пласта мощностью 20 м проницаемость по нефти $0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, при плотности нефти 850 кг/м^3 , воды – 1000 кг/м^3 , вязкость воды – $10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, расчетная продолжительность естественного всплывания нефти за счет гравитационных сил равна 79 годам. Это время может быть сокращено при вибротсейсмическом воздействии на нефтяной пласт. Расчеты показывают, что только из-за отмеченных ранее эффектов увеличения абсолютной проницаемости и снижения эффективной вязкости нефти в сейсмическом поле процесс гравитационного разделения может быть ускорен на 2...3 порядка. Продолжительность гравитационного разделения может быть еще более сокращена при сочетании вибротсейсмического воздействия с нагнетанием газа. Модель такого воздействия на обводненный пласт, содержащий капли нефти и мелко диспергированную газовую фазу, представляется следующим образом.

Известно, что мелкодиспергированные газовые пузырьки в воде, содержащей капли нефти, всегда образуются на поверхности нефтяных капель и прочно скреплены с ними. Это объясняется тем, что образование пузырьков на гидрофобных поверхностях капель нефти энергетически более благоприятно, чем их образование в свободном нефтяном объеме. Иначе говоря, пузырьку «легче» отодвинуть молекулы воды от гидрофобной поверхности, чем раздвинуть молекулы воды в свободном объеме. В итоге газовые пузырьки окружают капли нефти и прочно прикрепляются к их поверхности.

В интенсивном акустическом поле газовые пузырьки, находящиеся на поверхностях нефтяных капель, становятся объектами приложения радиационных акустических сил. Эти силы почти не оказывают воздействия на несжимаемые капли нефти. Однако, поскольку капли нефти соединены с окружающими их газовыми пузырька-

ми, они перемещаются в акустическом поле совместно с газовой фазой.

Таким образом, вибротсейсмическое воздействие в обводненном пласте непосредственно связано с наличием газовой фазы. Возникновение радиационной акустической силы объясняется различными факторами. Ее отличие от электромагнитной заключается в том, что в акустическом поле и насыщающая среда, и скелет пласта совершают несинфазные колебания, в то время как в электродинамике типичным является случай, когда скелет пласта остается неподвижным. Радиационные силы, приложенные к газовым пузырькам, зависят от интенсивности и частоты воздействия и могут быть достаточно большими. Например, если вязкость нефти $0,05 \text{ Па} \cdot \text{с}$, капиллярное давление при 60%-й водонасыщенности пласта $0,5 \cdot 10^5 \text{ Па}$, мощность пласта 20 м, а абсолютная проницаемость (газопроницаемость) $0,05 \text{ мкм}^2$, то для повышения указанного капиллярного давления необходимо создать в пласте интенсивность поля более $0,013 \text{ Вт/м}^2$ при частоте 20 Гц.

Энергетическая целесообразность вибротсейсмического воздействия для аккумуляции нефти в обводненном пласте подтверждается следующим простым расчетом.

Рассмотрим элемент обводного пласта пористостью 0,3, толщиной 1 м, и нефтенасыщенностью 40%. Плотность нефти – 800 кг/м^3 . Нетрудно определить, что при этих условиях в пласте содержится 96 кг нефти. Энергетические затраты на 1 м^2 поверхности элемента при вибротсейсмическом воздействии с указанными параметрами составят $4,4 \cdot 10^6 \text{ Дж}$. Допустим, что коэффициент передачи энергии равен 0,1 и, следовательно, общие затраты энергии на поверхность составят $1,7 \cdot 10^6 \text{ Дж}$. В тоже время энергетический эквивалент нефти, содержащийся в элементе объема пласта, составляет $4 \cdot 10^9 \text{ Дж}$ (1 кг нефти приблизительно составляет $4,2 \cdot 10^7 \text{ Дж}$). Таким образом, затраты акустической энергии на элемент объема пласта не превышает 1,5% энергетического эквивалента содержащейся в нем нефти. Иначе говоря, чтобы процесс сейсмоакустического воздействия в обводненном пласте был энергетически оправдан, достаточно добиться увеличения нефтеотдачи всего на 1,5%.

Конечно, при этом не учитываются затраты энергии на бурение скважин, извлечение нефти и т.д. Предлагаются и другие технологии, связанные с вибротсейсмическим воздействием на

нефтяные пласты в целом. Наиболее мощными источниками вибротсейсмического воздействия является закачка в пласт жидких взрывчатых веществ и наземные вибротплатформы. Например, нефтяная сейсморазведка располагает передвижными наземными вибротрами высокой степени управляемости, развивающими поле интенсивностью до $0,5 \text{ кВт/м}^2$. Это дает возможность группировать источники, создавать излучающие антенны и фокусировать акустическую энергию в заданных областях месторождения. Наряду с передвижными вибрационными установками имеются действующие макеты мощных стационарных установок, развивающих интенсивность поля до $1,0 \text{ кВт/м}^2$. Опыт эксплуатации этих вибротров показывает, что при положительном воздействии они обеспечивают вибрацию осадочного слоя (верхние километры земной коры) при относительных деформациях горной среды до 10^{-7} . При фокусировании от нескольких вибротсточников, объединенных в элемент или группу, такие вибротры способны создавать относительные деформации, достигающие $10^{-5} \dots 10^{-4}$. Успешно разрабатываются мощные скважинные источники, которые могут быть использованы для воздействия на пласт в целом.

Примеры вибротдобычи остаточной нефти.

Известно, что сейсмические волны, генерируемые тяжелыми вибротрами, могут наблюдаться на очень больших расстояниях. В ходе проверки таких возможностей было решено поместить вибротры на территории нефтяного промысла.

Результаты первых полевых работ, проведенные на месторождении Абузы Краснодарского края на Северном Кавказе, таковы.

Месторождение эксплуатировалось с 1938 г. и было полностью обводнено ко времени проведения опытно-промысловых работ. Использовался сеймовибратор СВ-20/60. Создаваемая им эффективная нагрузка равна 20 т. Глубина была равна 1400 м, а продуктивный пласт представлен песчаником. Продуктивность скважин №56 и №32 равна 2-3 т/сут; скважины имели исключительно низкое соотношение «нефть-вода».

Вибрация продолжалась каждый час в течении 20 мин, причем обработка продолжалась 15-20 часов каждого дня, тогда как полная продолжительность цикла промысловых работ составляла 37 дней. Отношение «нефть-вода» возрастало и сохранялось стабильным в течении 17 дней после всего цикла

Таблица 3
Динамика соотношения нефть-вода при вибрации пласта

№	Интервал перфорации, м	Доля нефти в дебите перед вибрацией, %	Доля нефти в дебите при вибрации, %	ω , Гц	Расстояние от вибратора, м
33	1471-1496	3,2	6,7-8,0	12	1000
56	1259-1452	7,3	12,5-17,8	12	100

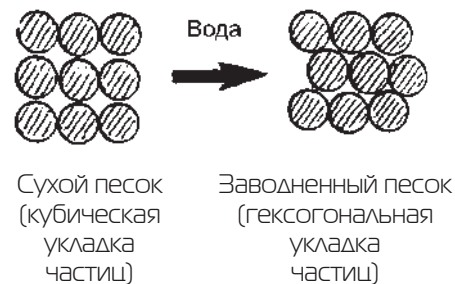


Рис. 9 Переупаковка частиц песка (отрицательная дилатансия) при заводнении

работ (табл. 3).

При нагнетании и последующих подрывов в пласте жидких взрывчатых веществ различают высокоинтенсивные колебания с большой амплитудой, которые способствуют возникновению акустических течений и приводят к образованию трещин. Такие методы успешно и в больших масштабах внедряются за рубежом.

По нашему представлению сейсмическая реакция в виде землетрясений проявляется при заводнении пористых и трещиноватых пластов по следующей причине, а именно в результате локальной переупаковки слабосцементированных частиц (или фрагментов) проницаемых пород-коллекторов (рис. 9).

Как показано на рис. 9 в модельном варианте исходное состояние пласта-коллектора можно интерпретировать как разрыхленную сыпучую среду, из которой частично или полностью отобрали жидкость или газ. В процессе заводнения пласта во время внедрения воды частицы (фрагменты) породы скачкообразно переходят при смачивании в более плотную упаковку. Это и вызывает локальное землетрясение.

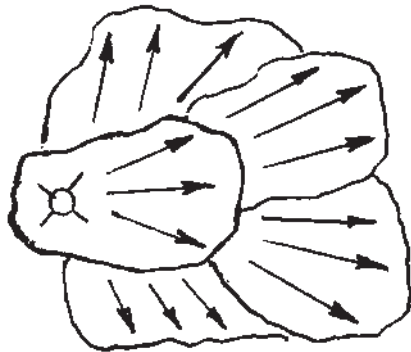


Рис. 10. Области пласта, в которых последовательно генерируются толчки землетрясения при заводнении.

Серия толчков (повторные подвижки) объясняются тем, что заводнение идет постепенно и неравномерно из-за неоднородности пласта, как показано на рис. 10.

В момент сброса и переупаковки частиц (фрагментов) жидкость и газ, находящиеся в пустотном пространстве породы получают мощный импульс давления, что приводит к повышению уровней или дебитов нефтяных и водных скважин, расположенных в окрестностях сейсмогенерирующих участков пласта-коллектора.

Обратная задача сейсмического воздействия на нефтегазовые пласты состоит в том, чтобы довести сейсмические колебания до глубокопогруженных продуктивных объектов добычи с целью стимулирования их для более полной отдачи углеводородов.

Рассеяние энергии ударных волн, направленных с поверхности вглубь массива пород, продолжением которых являются акустические Р – волны, порождает сомнения в возможности техногенного воздействия на заданный объект, если не учитывать напряженно-деформированное состояние последнего.

До вскрытия нефтегазовой залежи напряженное состояние коллектора характеризуется следующими основными параметрами (рис. 11):

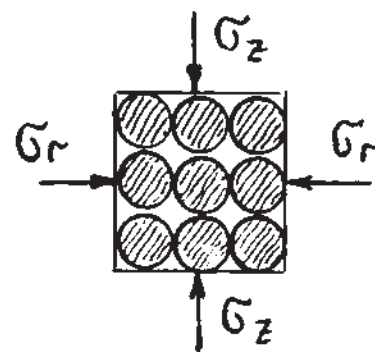
- активная компонента горного давления σ_z ;
- реактивная компонента горного давления σ_r ;
- внутреннее поровое давление флюидов (газовое давление)

После отбора (или частичного отбора) флюидов из пласта σ_z возрастает. Сейсмические волны, достигающие и проходящие через пласт, провоцируют его к разгрузке (разрядке) напряженного состояния, которое выражается в трещинообразовании. В свою очередь процесс трещинообразования порождает другие явления, в частности кавитацию. Кавитация тоже своего рода

микровзрыв (разрыв и схлопывание жидкой фазы), генерирующей микроударные и акустические колебания.

Как показала экспериментальная проверка [12, 13 и др.], при волновом воздействии в пористых и проницаемых породах резко ускоряется сегрегация воды и нефти. Последнее явно невозможно без появления микротрещиноватости под действием кавитации, которая создает дополнительную емкость для взаимозамещения воды и нефти при полном насыщении образцов породы и отсутствии газовой фазы (как следует из описания условий опытов).

Объемное развитие микротрещин в матрице нефтегазового пласта при прохождении сейсмических волн и сопровождающие их кавитационные микровзрывы жидкой фазы, генерирующие высокочастотный спектр акустических колебаний вокруг себя (рис. 12) обеспечивает объемную реализацию эффекта Коновалова Е.Г. по преодолению сил капиллярного сопротивления, а также «склероза» капилляров за счет разрушения структуры пленок прочносвязанной воды на минеральных частицах породы коллектора.



$$\sigma_z = \lambda \cdot \sigma_r$$

λ – коэффициент Пуассона

Рис. 11 Схема напряжённого состояния коллектора.

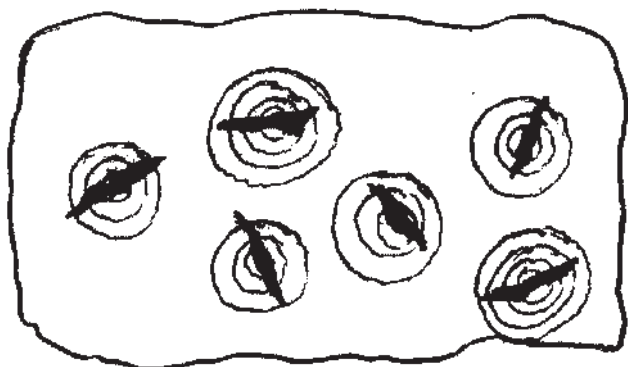


Рис. 12. Кавитационная генерация акустических волн при образовании микротрещин в породе коллектора

О влиянии капиллярного сопротивления на выход нефти из плотной части коллектора было указано еще в работе [16]. В частности было показано, что при наличии пленочной воды на минеральной текстуре коллектора капиллярное сопротивление может иметь весьма значимую величину. Ее преодоление возможно двумя путями: либо кислотными обработками, либо акустическим воздействием.

Поскольку эти эффекты имеют место в продуктивных пластах повседневно через посредство лунных приливов и отливов, то вот вам и невыдуманная возможность для латерального движения микроневфти в условиях, когда по расчетам классической гидромеханики ее не должно быть.

Высота (δR_3) прилива (деформации пород) твердой оболочки (коры Земли) по оценке А.В. Бялко имеет порядок величины, равный

$$\delta R_3 = R_3 \cdot \frac{M_{\text{л}}}{M_3} \cdot \left(\frac{R_3}{L} \right)^3 \approx 0,36 \text{ м,}$$

где $L = 3,84 \cdot 10^8$ м – среднее расстояние до луны;

R_3 – радиус земли, м;

$M_{\text{л}}$ – масса луны, кг;

M_3 – масса земли, кг;

Для консолидированных коренных пород эти деформации практически не проявляются или незаметны, а для дискретных осадочных пород они составляют уже существенную величину.

Для газовых пластов, где кавитация невозможна, а пластовое давление недостаточно, повышение газоотдачи может быть достигнуто совмещенным воздействием ударных волн, а именно:

- с поверхности для генерации сейсмических колебаний, которые будут направлены на порождение сети микротрещин, чтобы увеличить дренаж пласта;

- радиальной накачки ударных волн из скважин наружного контура (с помощью гидродинамических кавитаторов), которые будут переведены на заводнение залежи в виде водяной оторочки.

Адекватное представление о влиянии волнового воздействия на нефтяные (с растворенным газом), нефтегазовые (со свободным газом) и газовые залежи открывает пути для реализации проектов повышения коэффициентов нефте- и газоотдачи на разработанных, но уже истощенных месторождениях углеводородов.

рождениях углеводородов.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ ПЛАСТЫ

Из применимых и технологически выполнимых способов увеличения нефте- и газоотдачи продуктивных пластов можно выделить три основных:

- уплотнение сетки скважин;
- газовая подпитка залежей;
- циклическое волновое воздействие.

По стоимости затрат, времени получения результатов и простоте исполнения волновое воздействие выигрывает по всем показателям.

Идея циклического волнового воздействия на газовую залежь на стадии истощения и ее техническое воплощение заключается в следующем.

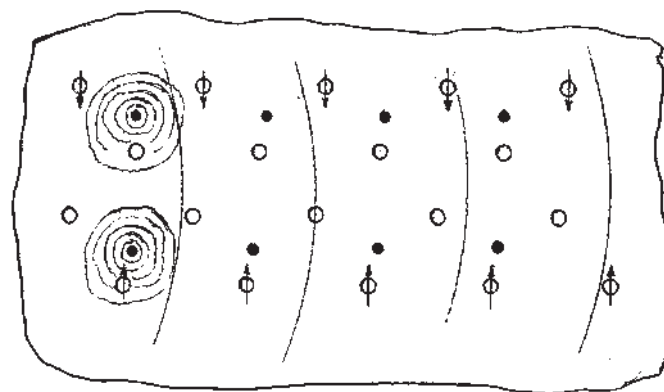
На разбуренной сетке добывающих скважин (рис. 13) скважины внешнего контура переводятся в режим нагнетания.

Внутри сетки добывающих скважин по заданной схеме строится система мелких взрывных скважин глубиной не более 10 м. Они будут действовать (как пушки) для многократного инициирования ударных волн посредством взрывания маломощных взрывчатых веществ после заполнения их водой.

Кауфлетный взрыв на выброс в таких скважинах генерирует две волны: одна от собственно взрыва ВВ, другая от схлопывания кавитационной каверны. Эти волны, проникая вглубь породного массива, расточают свою энергию и выражаются в обычные сейсмические колебания, но вместе с тем могут распространяться на большие глубины и достигать заданного объекта.

Взрывной способ площадного сейсмического воздействия на газовые пласты является наиболее простым и дешевым по сравнению с другими (например, использованием виброплатформ) и более эффективным по энергетике.

Здесь сейсмические волны решают две основные задачи: создают сеть микротрещин в матрице пласта и формируют бегущую по латерали волну,двигающую флюид к забоям добывающих скважин.



Е – скважины нагнетания

○ – добывающие скважины

● – взрывные скважины

Рис. 13 Схема циклического волнового воздействия на газовую залежь

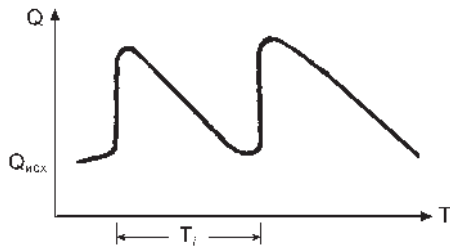


Рис. 14 Зависимость волнового воздействия от времени всплеска добычи газа до его падения к исходному уровню

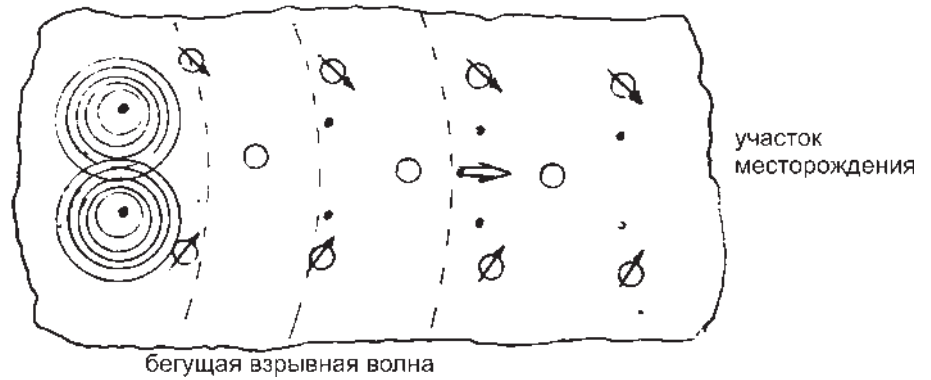


Рис. 15. Технологический вариант реализации волнового воздействия на газовые пласты в условиях истощения добычи. Общее волновое поле

Бегущую латеральную волну, как показано на рис. 13 формируют путем последовательного взрывания зарядов в мелких скважинах, расположенных

внутри выделенного контура глубоких нагнетательных скважин.

Из заводненных скважин внешнего контура с помощью размещенных в

них забойных гидродинамических кавитаторов производится накачка пласта сериями высокочастотных ударных волн радиального направления.

Таблица 4

Метод	Разработчик	Год начала внедрения	Скважины	Количество	Дополнительно добыто (закачено)		Производственное объединение
					На 1 обработанную скважину, т	Всего, млн.т.	
Импульсные разового воздействия							
Воздействие пороховыми газами: Генераторами ПГДБК	ВНИИ взрывгеофизика	1974	Эксплуатационные	3100	1000	3,1	Пермнефть Татнефть
Генератором АДС термогазохимическое воздействие	ПермНИПИ	1980	Нагнетательные	3000 1000	200 1549	0,600 1,5	Башнефть Коминнефть Главтюменнефтегаз
Импульсные низкочастотные							
Электрогидравлическое воздействие	ОФ УНИ, СКБЭ АН УССР, ИНИНГ	1981	Эксплуатационные	110	200	0,022	Башнефть Татнефть Укрнефть
Воздействие мгновенными циклическими депрессиями с использованием УОС-1	ИФИНГ	1982		631	389	0,245	Пермнефть Укрнефть Нижневартовскнефтегаз
Вибрационные действия гидроударниками	МИНГ ми. И.М. Губкина	1967	Нагнетательные	5000 1500	1000 10000	5,0 1,5	
Электроакустические воздействия	ВНИИ	1977	Эксплуатационные	54	1000	0,054	Сургутнефтегаз, Татнефть
	ВНИИЯГГ		Нагнетательные	5	20 тыс.	0,100	Красноленинскнефтегаз

Совмещая и согласовывая площадное взрывное воздействие с поверхности и радиальное ударное воздействие из контурных скважин, мы получаем совокупный результат.

Водяная оторочка, создаваемая при заводнении контурных скважин, дает возможность повысить пластовое давление в блоке залежи.

Периодическое повторение такого рода волнового вытеснения газа за счет увеличения его кинетической энергии и реакции коллектора позволит поднять коэффициент газоотдачи пластов, когда пластовая энергия уже в значительной мере растрочена.

Повторяемость циклов волнового воздействия определяется временем от всплеска добычи газа до падения ее к исходному уровню (рис. 14).

Техническое исполнение работ в скважинах показано на рис. 15, 16 и 17.

Первые системные работы по волновому воздействию на нефтегазовые пласты были проведены в начале 80-х годов прошлого столетия. Некоторые данные приведены в табл. 4.

О количестве потенциально не извлекаемых запасов нефти говорят данные, полученные на основе ГИС и представленные в табл. 5 [17].

Волновое воздействие на нефтяные объекты, а именно на застойные участки месторождения, которые не поддаются вытеснению водой (а также различными растворами), может быть реализовано по той же схеме, что и газовый вариант. Однако для нефтяной залежи имеет решение более сложное, обусловленное следующими задачами:

- выделения заблокированных целиков;
- выделения контурных скважин под нагнетание и обеспечения их достаточной приемистости;
- прокладки водоводов для контурных скважин и обеспечения их гидравлической мощностью.

Тем не менее, необходимые подготовительные затраты с лихвой окупятся добытой нефтью.

Выведению водой (а также различными растворами), может быть реализовано по той же схеме, что и газовый вариант. Однако для нефтяной залежи имеет решение более сложное, обусловленное следующими задачами:

- выделения заблокированных целиков;
- выделения контурных скважин под нагнетание и обеспечения их достаточной приемистости;
- прокладки водоводов для контурных скважин и обеспечения их гидравлической мощностью.

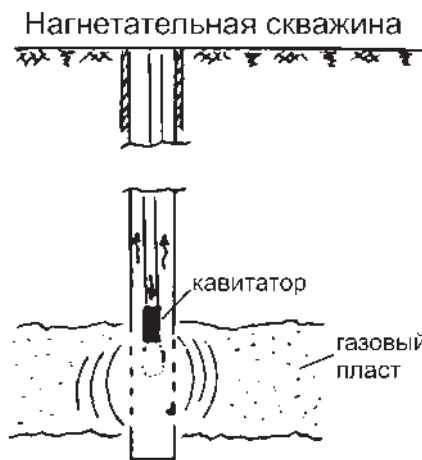


Рис. 16. Периодическая работа гидродинамического кавитатора в скважине для инициирования радиальных ударных волн

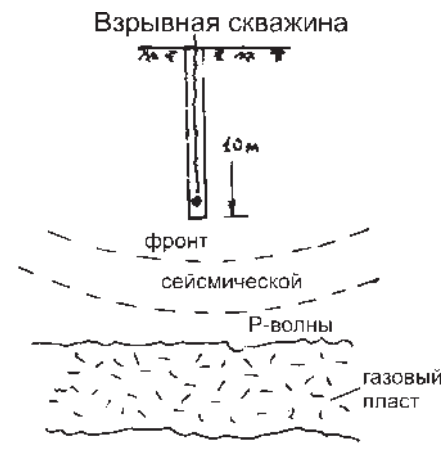


Рис. 17. Камуфлетный взрыв для инициирования сейсмо-акустических волн в слоистом массиве осадочных пород

Тем не менее, необходимые подготовительные затраты с лихвой окупятся добытой нефтью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение коэффициента извлечения нефти и газа из недр до уровня 60% за счёт использования волновых методов воздействия на остаточные запасы углеводородных залежей ставится на повестку дня в практическом отношении.

Дальнейшее развитие и широкое промышленное внедрение этих методов обещает новую «жизнь» большинству уже отработанных нефтегазовых месторождений, которые становятся или являются нерентабельными.

Таблица 5

Структура запасов нефти на одном из месторождений ОАО «Газпромнефть ННГ»

Геологические запасы 100%	Геологические запасы 100%
Подвижные – 51,5%	Неподвижные – 48,5%
Охваченные заводнением – 15%	Капиллярно-защемленные – 41,5%
Извлеченные – 11,6%	Прочносвязные – 7%

ЛИТЕРАТУРА

1. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. – М.: «Недра», 1978.
2. Biot M.A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid Part I. Low frequency range. J. Acoust. Soc. Amer. – 1956. – Vol. 28, pp. 168-191.
3. Саваренский Е.Ф. Сейсмические волны – М.: «Недра», 1972. – с. 293.
4. Рэлей (Стретт Дж.В.) Теория звука. Том 1. – М.: Гостехиздат, 1955.
5. Бреховский Л.М. Волны в слоистых средах Изд-во АН СССР, М., 1957.
6. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред. – М.: «Недра», 1984. – с. 232
7. Николаевский В.Н. и др. Механика насыщенных пористых сред. – М.: «Недра», 1970.
8. Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклические воздействия на нефтяные пласты. – М.: «Недра». 1975 – с. 184.

УДК 334.722.8:622.276

Парадигма управления строительством скважин

Г.В. Ляшенко, А.П. Штыфель
(ОАО «РИТЭК»)

В.В. Кульчицкий, А.А. Сазонов, А.С. Ларионов, А.А. Шебетов, В.Л. Александров
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

PARADYGMA OF MANAGEMENT BY WELL BUILDING

G.V. Ljashenko, A.P. Shtyfel'
(«RITEK» JSC)

V.V. Kul'chickijj, A.A. Sazonov, A.S. Larionov, A.V. Shhebetov, V.L. Aleksandrov
(RGU nefti i gaza im. I.M.Gubkina, NIIBT)

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с ОАО «РИТЭК» с 2008 года проводят научно-исследовательские, учебно-методические и внедренческие работы, направленные на создание принципиально новых технологий управления строительством скважин на основе изменения системы представлений и концептуальных установок, характерных для развития науки и практики в этой области.

В капитальном строительстве скважин непосредственно на буровой площадке участвуют до 10-ти подрядных и субподрядных организаций, выполняющих специфические работы от вышкостроения, сервиса наземного и подземного бурового оборудования и инструмента, сопровождения технологических процессов бурения, крепления и освоения до авторского надзора за выполнением проектно-сметной документации. Все эти работы можно разделить на технико-технологические, горно-геологические, проектно-аналитические и организационно-управленческие.

Заказчик – нефтегазодобывающее предприятие (НГДП) отвечает за выполнение лицензионного соглашения на разработку месторождения и максимально заинтересован в повышении эффективности инвестиций в самый капиталоемкий в нефтегазодобыче объект – скважину. Эффективность инвестиций в большой степени зависит от способа управления строительством скважин (УСС).

В новых рыночных условиях НГДП переняли зарубежный опыт УСС, основанный на буровом супервайзинге, заключающемся, как правило, в организации поста на буровом объекте с круглосуточным дежурством специалиста по бурению скважин, но уже как представителя Заказчика [1]. Вместе с тем, совершенно не учитывается тот факт, что в развитых нефтяных странах наблюдается высокий уровень организации труда, кооперации производства, исполнительской дисциплины и прочее. Сравнив лишь один показатель – производительность труда, можно сделать вывод о низкой эффективности переноса зарубежного опыта без адаптации к отечественным условиям, в т.ч. в сфере управления.

Оснащение бурового супервайзера ограничивается персональным компьютером, связью и средствами оргтехники. Отсутствует система инструментальной, проектной и консультационной поддержки супервайзера, как правило, он предоставлен самому себе и своему произ-

водственному опыту. Поэтому представляет интерес роль и место службы геолого-технологических исследований бурения скважин (ГТИ), являющейся основным поставщиком информации на буровом объекте по режимам бурения, осложнениям и авариям, технико-экономическим показателям (ТЭП), геологии и геофизике. Служба ГТИ входит в состав геофизического предприятия на уровне подразделения – экспедиции. Обслуживающий персонал формируется из специалистов-геофизиков, в большинстве не имеющих практического опыта буровых работ и дополнительного профессионального образования по бурению нефтяных и газовых скважин. В последние годы нередко подменяют геофизика-оператора специалистом в области электроники, хорошо владеющим компьютеризированной станцией, но не имеющим элементарных знаний не только в области бурения, но и горного дела. Более чем 40-летняя практика услуг ГТИ показывает недостаточно высокую эффективность использования этого вида научной и практической деятельности нефтегазодобывающими предприятиями. Наличие средств независимого документирования аварий и осложнений, ТЭП, инцидентов на буровом объекте, от интерпретации которых зависит благосостояние буровой бригады и предприятия, часто используется не с целью выявления и публичного расследования, а для скрытия и умалчивания. Уровень использования архивных материалов ГТИ производственными, научно-проектными и учебными организациями крайне низок, колоссальный объем информации о положительном и отрицательном опыте строительства скважин остается невостребованным.

Парадоксально, представитель Заказчика на буровом объекте – супервайзер – выступает в качестве контролера по отношению к партии ГТИ, так же как и к любой сервисной службе, отвечающей за отработку долот, гидравлических

забойных двигателей, состояние буровых растворов, телеметрическое сопровождение траектории ствола скважины и пр. В отличие от всех них продукцией партии ГТИ является информация, на основе которой буровой супервайзер должен осуществлять управление строительством скважины. Служба ГТИ документирует на электронных носителях более 50% проектно-аналитической, технико-технологической и горно-геологической информации о текущем состоянии бурового объекта. Главная задача сотрудников партии ГТИ перед буровым супервайзером: поддержание высокой эффективности работы и избежание штрафных санкций не всегда совместима с целями достижения высоких показателей бурения. Вместе с тем оператор не получая квалифицированной помощи по вопросам бурения в службах геофизического предприятия, вынужден обращаться за ней к подконтрольному персоналу: буровому мастеру, инженеру-технологу и членам бригады. В этих условиях буровому супервайзеру крайне сложно кооперироваться с поднадзорной организацией – партией ГТИ.

Появление станции ГТИ ознаменовало несомненно революционный шаг информационно-измерительных систем в строительстве скважин. Но если рассматривать её как элемент управления строительством скважин, то место и функции станции ГТИ должно определяться новыми экономическими и организационными отношениями между Заказчиком – держателем лицензии и буровым подрядчиком – самостоятельным предприятием, как и субподрядным геофизическим предприятием.

Проектная документация на строительство скважины (ПД) является документом, на основе которого осуществляется УСС. Разработка ПД начинается с создания базы данных по пробуренным на месторождении скважинам и вполне естественно, что вся информация станции ГТИ и отчетная документация бурового супервайзинга должна использоваться проектной организацией. На практике это не реализуется по причинам отсутствия:

1. Программного обеспечения станции ГТИ предназначенного для использования как в системе бурового супервайзинга, так и проектирования скважин.

2. Тесной кооперации между проектной организацией, службами супервайзинга и ГТИ.

Проектные организации, как правило, не осуществляют буровой супервайзинг по разработанным ими ПД, так как этому не способствует тендерная практика, когда Заказчик не отождествляет единство разработки ПД и бурового супервайзинга и отдает предпочтение услугам по более низкой цене. Кроме того, авторский надзор за выполнением ПД при строительстве скважин проводится, как правило, формально, у проектных организаций нет средств для содержания отделов и лабораторий авторского надзора.

Авторский надзор проводится с целью выявления соответствия проектных решений и фактических результатов строительства скважин, обычно после бурения скважин, когда исключить несоответствия или вносить более эффективные решения уже поздно. Интеграция бурового супервайзинга, ГТИ и проектирования может обеспечить эффективность авторского надзора использованием базы достоверных данных, как на начальной стадии проектирования, так и в реальном времени реализации ПД [2].

Экономический мониторинг (ЭМ), наиболее необходимый для инвестора разработки месторождений, позволяет за минимальное время определять текущую стоимость строительства скважины на основе автоматизированной «гибкой» сметы и за короткий промежуток времени оценить эффективность вложения денежных средств в строительство сква-



Рис. 1. Общая схема модульной станции ГТИ-М

жины при различных технологических решениях [3].

Не менее важным, особенно при вскрытии продуктивного пласта горизонтальным стволом, является гидродинамический мониторинг, обеспечивающий принятие решений при оптимизации траектории ствола на основе гидродинамического моделирования в реальном масштабе времени с учетом получаемой геолого-геофизической информации (ГИС в процессе бурения, газовый каротаж, каротаж по шламу, детально-механический каротаж) [4].

Таким образом, можно представить общую схему модульной станции ГТИ-М нового поколения, учитывающей современные потребности и возможности управления строительством скважин и включающей 7 модулей: бурового супервайзинга БСМ, геологический ГМ, технологический ТМ, геонавигационный ГНМ, гидродинамический ГДМ, проектный ПМ и экономический ЭМ (рис.1).

Исходя из вышеизложенного, ОАО «РИТЭК» приняло решение апробировать новый подход в управлении строительством скважин привлечением организации, имеющей опыт разработки ПСД, создания программного обеспечения, НИиОКР, гидродинамического мониторинга вскрытия продуктивного пласта и оказания услуг по ГТИ [5]. В результате тендер выигран РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина (Университет), сочетающим не только все предъявленные выше требования, но и внедряющим инновационные технологии дистанционного интерактивно-производственного обучения (ДИПО) специалистов, ориентированных на решение конкретных практических задач Заказчика [6]. Структура взаимодействия научно-исследовательских, проектных, внедренческих и образовательных подразделений Университета, решающих поставленные ОАО «РИТЭК» задачи строительства скважин, представлена на рис. 2. Научно-исследовательский и проектный институт буровых технологий (НИИБТ), как структурное подразделение Университета, осуществляет научно-исследовательские, опытно-конструкторские и проектные работы. Научно-методическим обеспечением супервайзинга занимается Центр супервайзинга буре-

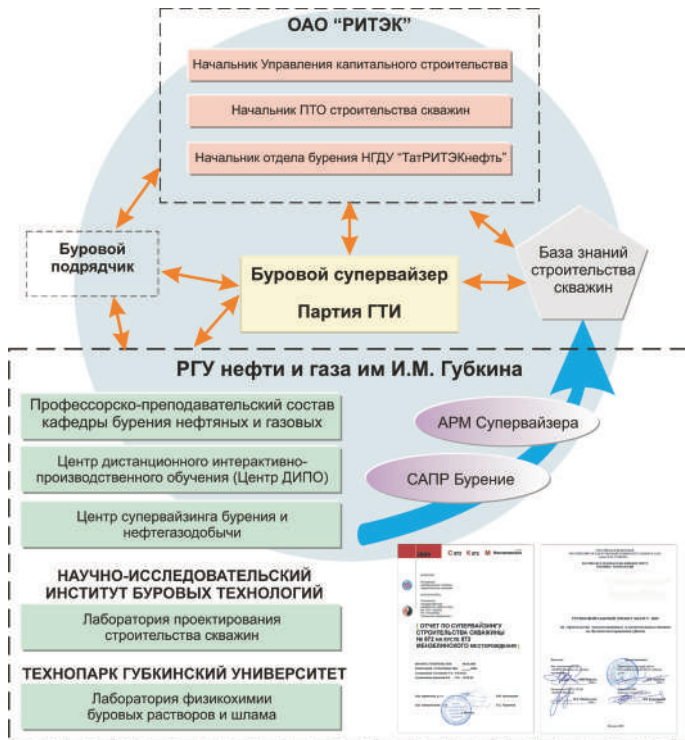


Рис. 2. Структура взаимодействия научно-исследовательских, проектных, внедренческих и образовательных подразделений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина с ОАО «РИТЭК»

ния и нефтегаздобычи. Внедренческим звеном Университета выступает НП «Технопарк-Губкинский университет», его задача – оказание услуг в первую очередь нефтегазодобывающим предприятиям на основе техники и технологий, разработанных кафедрами и структурными подразделениями Университета. Такой механизм ускоряет производственное освоение результатов НИиОКР, изобретений и открытий учеными, преподавателями, аспирантами и студентами Университета, создание конкурентоспособных, импортозамещающих нефтегазовых технологий, товаров и услуг и доведение их до потребителя на коммерческой основе. Образовательная составляющая реализуется Центром ДИПО на информационном поле совместной деятельности НИИБТ, НП «Технопарк-Губкинский университет» и ОАО «РИТЭК» посредством технологий дистанционного интерактивно-производственного обучения (ДИПО) [7].

ОАО «РИТЭК» доверил Университету разработку проектно-сметной документации на строительство скважин 8-и месторождений Западной Сибири и Татарстана, а Технопарку Университета – оказание услуг по геолого-технологическому и супервайзерскому сопровождению бурения скважин на месторождениях НГДУ «ТатРИТЭКнефть» [7].

1 марта 2009 года стало точкой отсчета инжиниринговой деятельности НП «Технопарк-Губкинский университет», впервые приступившего к выполнению сервисных работ на Мензелинском, а 5 июля – на Луговом нефтяных месторождениях ОАО «РИТЭК». В реализации проекта участвуют преподаватели, студенты, магистранты и аспиранты кафедр трех факультетов Университета: от факультета разработки нефтегазовых месторождений – кафедра Бурения нефтяных и газовых скважин, от факультета геологии и геофизики – кафедра Геофизических

исследований скважин и от факультета автоматизации и вычислительной техники – кафедра Информационно-измерительных систем.

На совместном научно-техническом совещании ОАО «РИТЭК» и РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина от 26.06.2009 г. были рассмотрены вопросы:

1. Преимущества и перспективы сотрудничества ОАО «РИТЭК» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в рамках совместной производственной и научной деятельности;

2. Научные ресурсы и направления совместной деятельности для совершенствования и адаптации технологий бурового супервайзинга и ГТИ для решения задач ОАО «РИТЭК» и поддержки молодых преподавателей и студентов РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

3. Парадигма бурового супервайзинга, как система управления, организации и контроля проведения буровым подрядчиком и субподрядными сервисными предприятиями процессов строительства скважин, органично объединяющая службы геотехнологических исследований и разработки проектно-сметной документации, обеспечивающая инструментальную и методическую поддержку выполнения основных задач;

4. Отчеты по инженерной и научной стажировке молодых специалистов, преподавателей, студентов, магистрантов и аспирантов РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина на производственных объектах ОАО «РИТЭК»;

5. Проект Соглашения о стратегическом партнерстве ОАО «РИТЭК» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

При бурении скважин №№ 870, 872, 879 и 878 Мензелинского и № 690 Лугового нефтяных месторождений на объектах круглосуточно находились высококвалифицированные специалисты – буровые супервайзеры с многолетним стажем ведения работ. Буровые супервайзеры участвуют в буровых работах, организуют работы, составляют акты, оказывают содействие буровой бригаде при принятии технико-технологических решений, дают рекомендации и передают суточные сводки и отчеты в отдел бурения НГДУ «ТатРИТЭКнефть» и Департамент бурового супервайзинга НП «Технопарк-Губкинский университет». Апробировалась система управления, организации и контроля процессов строительства скважин в условиях подчинения партии ГТИ буровому супервайзеру. Запись ключевых параметров бурения круглосуточно осуществляется станцией геолого-технологических исследований – АПК «Волга» с регистрацией производительного и непроизводительного времени, проводится видеоконтроль технико-технологических операций. В связи с передачей службе ГТИ функций подготовки и оформления информации, в том числе по супервайзингу, отмечено повышение эффективности деятельности бурового супервайзера за счет акцентирования внимания на решении ключевых вопросов строительства скважины. Отрабатывается механизм взаимодействия служб бурового супервайзинга с разработчиками проектно-сметной документации на строительство скважин на Мензелинском и Луговом нефтяных месторождениях – лабораторией проектирования строительства скважин НИИБТ.

По результатам бурения скважин на Мензелинском месторождении проанализирована отработка буровых долот в зависимости от свойств горных пород, определенных по буровому шламу. Приведены рекомендации и анализ выполнения проектных решений. Установлены причины аварий и осложнений, дана оценка качества работы бурового подрядчика. В выполнении аналитических работ постоянно участвуют лаборатория проектирования строительства скважин НИИБТ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, осуществляющая разработку проектно-сметной документации на строительство скважин, и лаборатория физикохимии буровых растворов и шлама Инженерного центра НП «Технопарк-Губкинский уни-

верситет». Использование программного продукта «АРМ Супервайзера» при бурении скважин обеспечило создание электронного банка данных по строительству скважин, который доступен авторизованным пользователям [8] и в комплексе со станции ГТИ нового поколения АПК «Волга» дал возможность ОАО «РИТЭК» контролировать и протоколировать в электронном виде работу подрядчиков при мониторинге и управлении строительством скважин.

Выводы:

1. Решение триединой задачи: буровой супервайзинг – разработка проектно-сметной документации – геолого-технологические исследования процессов бурения скважины обеспечило синергетический эффект, как для каждого вида деятельности, так и для решения общей задачи создания качественной скважины – сложного горно-геологического сооружения.

2. Многоуровневая интеграция ОАО «РИТЭК» с Университетом показывает пути обеспечения конкурентоспособности и устойчивого развития ТЭК на основе эффективного функционирования научно-образовательных структур как центров передовой науки и инженерии, создания перспективных инноваций и подготовки высококвалифицированных специалистов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л. Техничко-технологический надзор строительства нефтегазовых скважин (Буровой супервайзинг). Учебное пособие. 2007. С. 135.
2. Комм Э.Л., Бронзов А.С., Кульчицкий В.В., Ларионов А.С. Система технико-технологического надзора строительства и эксплуатации скважин // Технологии ТЭК. – М.: ЗАО «Издательский дом «Нефть и капитал», 2002. – № 12. – с. 14-18.
3. Сазонов А.А. Финансовый мониторинг строительства горизонтальных скважин с отдаленным забоем // Сборник тезисов докладов IV Международного семинара «Горизонтальные скважины» 23-24 ноября 2004. М.: Нефть и газ. с. 40.
4. Кульчицкий В.В., Алиев З.С., Щebetов А.В. Ларионов А.С. и др. Индивидуальное проектирование горизонтальных скважин с гидродинамическим обоснованием их конструкции // Технологии ТЭК. – М.: - ЗАО «Издательский дом «Нефть и капитал», 2004. – апрель. - с.36-40.
5. Ляшенко Г.В., Штыфель А.П., Тёткин Е.Е. Комплексование станции ГТИ с буровым супервайзингом. // Сборник тезисов докладов V Международного семинара «Горизонтальные скважины» 13-14 ноября 2008. М.: Нефть и газ. с. 66.
6. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Александров В.Л. и Гришин Д.В. Технологии дистанционного интерактивно-производственного обучения. // Нефть, газ и бизнес.- М.: 2009. – № 3. – с. 22- 26.
7. Владимиров А.И., Мартынов В.Г., Кульчицкий В.В., Грайфер В.И., Маганов Р.У., Шамсуаров А.А. Будущее за исследовательскими нефтегазовыми университетами // Нефтяное хозяйство. – М.:- 2009. – № 5, – с.40-43.
8. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Александров В.Л. и Гришин Д.В. Автоматизированное рабочее место супервайзера по бурению и капитальному ремонту скважин (АРМ Супервайзера) // Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005612320 РосПатент от 08.09.2005.

УДК 622.243.13

Особенности механики движения тяжёлых частиц в жидкостях и газах

В.В. Куликов – канд. тех. наук, доцент,
В.Н. Родионов – д-р. физ.- мат. наук, профессор
(«Российский государственный геологоразведочный университет - РГГРУ)

SOME FEATURES OF HEAVY PARTICLES MOVEMENT IN MECHANICS OF LIQUIDS AND GASES

V.V. Kulikov, V.N. Rodionov
(Russian State Geological Prospecting University)

Рассмотрена механика процесса движения тел в жидкостях и газах. Предложены точно решаемые математические модели механического взаимодействия тел и окружающей среды, позволяющие расчетным путем установить базовые характеристики относительного движения.

Движение тяжелого тела в жидкости и газе в поле действия силы тяжести является одним из важнейших процессов. Он проявляет себя при транспортировании шлама потоком очистного агента, при осаждении частиц шлама в

стволе скважины в случае остановки промывки или продувки, при очистке жидкости от шлама в отстойниках и многом другом. Кроме того, в практике научных исследований широкое распространение получили методы лабораторного определения размеров частиц путем измерения скорости их осаждения.

При описании особенностей механики движения тяжёлых частиц шлама используются как результаты теоретических и экспериментальных исследований по классической гидроаэромеханике, так и данные прикладных направлений гидравлики и аэродинамики.

Результаты исследований механики движения частиц представлены во многих научных и учебных работах [2-5; 9-11].

Математические модели механики движения рассмотрим на примере относительного перемещения в жидкой или газовой среде тяжёлой единичной частицы (тела) в виде шара. Режим обтекания частицы потоком среды примем докризисным [6-8].

Особенности механики относительного движения тела в ньютоновской (воде, воздухе и др.) и бингамовской (глинистой суспензии и др.) жидкостях рассмотрим отдельно.

1. Пусть частица падает в ньютоновской жидкости.

Уравнение движения частицы:

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

где m , v , τ , s – масса, кг, относительная скорость, м/с, время движения, с, и путь тела, м, соответственно; F , F_A , F_C – сила тяжести, N , выталкивающая архимедова сила, N , и сила лобового сопротивления относительному движению (по Ньютону и Рэлею), N , соответственно:

$$F = m \cdot g = \rho_t \cdot g \cdot V = \rho_t \cdot g \cdot \pi \cdot d^3 / 6 \quad (2)$$

$$F_A = \rho \cdot g \cdot V = \rho \cdot g \cdot \pi \cdot d^3 / 6 \quad (3)$$

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

где g – ускорение силы тяжести, $N/кг$; V , d , ρ_t , f – объем, $м^3$, диаметр, $м$, плотность, $кг/м^3$, и максимальная площадь поперечного сечения тела, $м^2$, соответственно; c – коэффициент силы лобового сопротивления относительному движению тела; ρ – плотность среды, $кг/м^3$.

При условии $dv = 0$ тело витает (зависает на одном уровне) в потоке: скорость восходящего движения v последнего равна скорости витания, т.е. условной скорости равномерного падения тела относительно жидкости (газа). После подстановок (4) в (1) и (2) – (4) в (1), получим уравнение Риттингера в форме представления, учитывающей число Архимеда:

$$v_b = \sqrt{\frac{2 \cdot (F - F_A)}{\rho \cdot c \cdot f}} = \frac{2 \cdot \mu}{\rho \cdot d} \sqrt{\frac{Ar}{3 \cdot c}} \quad (5)$$

где v_b – скорость витания.

$$Ar = \rho \cdot g \cdot \frac{d^3}{\mu^2} \cdot (\rho_t - \rho) \quad (6)$$

где Ar – число Архимеда.

Для докризисной области сопротивлений при обтекании [6-8] справедлива экспериментально-теоретическая форму-

ла Альтшуля [1]:

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

$$Re = v \cdot d \cdot \rho / \mu \quad (8)$$

где μ – абсолютная вязкость среды, Re – число Рейнольдса при обтекании частицы потоком.

После подстановки (5) в (8) при условии $v = v_b$, а результата – в (7), имеем:

$$c = \left[\frac{36}{\sqrt{3 \cdot Ar}} + 0,67 \right]^2 \quad (9)$$

Полученное соотношение (9) позволяет рассчитать значение коэффициента лобового сопротивления при витании тела.

Уравнению (7) можно придать и иной вид:

$$c - 24/Re = 0,67 \cdot \sqrt{c} \quad (10)$$

Возведя во вторую степень обе части равенства (10), получим квадратное уравнение, решив которое, будем иметь [1]:

$$c = 0,112 \cdot \left(1 + \sqrt{1 + 214/Re} \right) \quad (11)$$

Несмотря на то, что решения (7) и (11) эквивалентны, подстановка (5) в (11) не приводит к явному ответу, исключая зависимость коэффициента сопротивления от относительной скорости тела. Однако, уравнение (11) позволяет установить скорость витания, минуя промежуточный этап. Возведя в степень 0,5 обе части равенства (11) и подставляя результат в формулу (5), после преобразований получим:

$$v_b = \frac{\mu \cdot Ar}{d \cdot \rho \cdot (18 + 0,58 \cdot Ar^{0,5})} \quad (12)$$

$$Re = \frac{Ar}{18 + 0,58 \cdot Ar^{0,5}} \quad (13)$$

Уравнение (13) известно как формула Розенбаума и Тодеса [5].

Рассмотрим ускоренное падение тела в ньютоновской жидкости под действием силы тяжести. Подставляя (4) в (1), получим уравнение движения, связывающее скорость и время:

$$\frac{dv}{\frac{F - F_A}{m} - \frac{c \cdot f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot m}} = d\tau \quad (14)$$

Решение уравнения движения (14) приводит к ответу [9]:

$$v = v_b \cdot thA \quad (15)$$

где

$$A = \tau \cdot \frac{F - F_A}{m \cdot v_b} = \tau \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot g}{4 \cdot d} \cdot c \cdot \frac{\rho}{\rho_t} \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_t} \right)} \quad (16)$$

Подстановка (4) в (1) даёт уравнение движения, связыва-

вающее путь тела с его относительной скоростью:

$$v \cdot dv / (v_B^2 - v^2) = (F - F_A) \cdot ds / (m \cdot v_B^2) \quad (17)$$

Решая (17), получим [9]:

$$v = v_B \cdot \sqrt{1 - e^{-B \cdot s}} \quad (18)$$

где

$$B = \frac{2 \cdot (F - F_A)}{m \cdot v_B^2} = \frac{3 \cdot c \cdot \rho}{2 \cdot d \cdot \rho_T} \quad (19)$$

Зависимости, аналогичные (5) и (18), были известны и ранее. Так, например, некоторые их формы приводятся в известном учебнике Тарга [12]. Однако, точные аналитические решения, связывающие путь, пройденный телом, с временем движения и относительной скоростью, в [12] отсутствуют. Не удалось их найти и в других работах специалистов.

Решения эти имеют вид [9]:

$$v_B = 2 \cdot D/B \quad (20)$$

$$v = v_B \cdot \text{th}(D \cdot \tau) \quad (21)$$

$$S = (2/B) \cdot \ln(\text{ch}(D \cdot \tau)) \quad (22)$$

где

$$D = \frac{A}{\tau} = \frac{F - F_A}{m \cdot v_B} = \sqrt{\frac{3 \cdot g \cdot c \cdot \rho}{4 \cdot d \cdot \rho_T} \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_T}\right)} \quad (23)$$

Из (21) следует, что

$$\lim_{\tau \rightarrow \infty} \text{th}(D \cdot \tau) = 1$$

$$\lim_{\tau \rightarrow \infty} v = v_B$$

Ускорение (а) тела определим путем дифференцирования [9]:

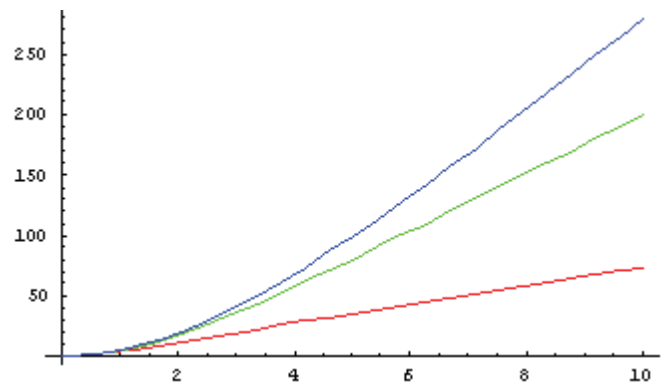
$$\begin{aligned} a = dv/d\tau &= (2 \cdot D^2/B) \cdot \text{ch}^2(D \cdot \tau) = v_B \cdot D / \text{ch}^2(D \cdot \tau) = \\ &= g \cdot (1 - \rho/\rho_T) / \text{ch}^2(D \cdot \tau) \end{aligned} \quad (24)$$

Из (24) очевидно, что

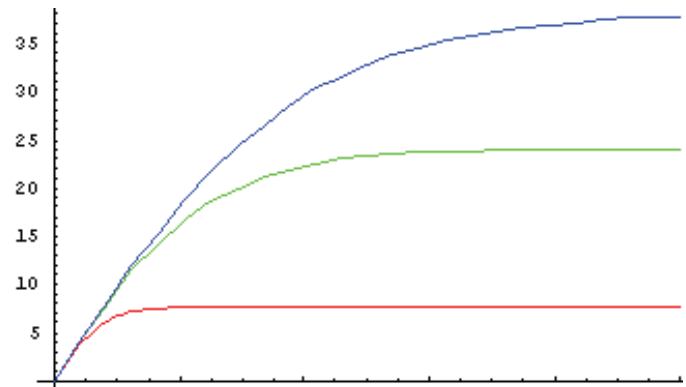
$$\lim_{\tau \rightarrow \infty} a = 0$$

Графическое представление основных зависимостей для полученных математических моделей, на примере падения частицы шлама в воздухе, изображено на рис. 1.

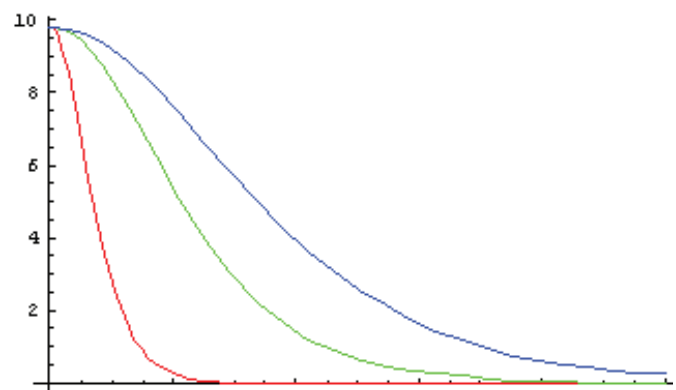
а)



б)



в)



$$\rho_T = 3000 \text{ кг/м}^3, \quad \mu = 1.76 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad g = 9.81 \text{ Н/кг}$$

— $d_1 = 10^{-3} \text{ м}$, — $d_2 = 8 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, — $d_3 = 20 \cdot 10^{-3} \text{ м}$

а) $s = f(\tau)$; б) $v = f(\tau)$; в) $a = f(\tau)$

Рис. 1. Графическое представление основных зависимостей для математических моделей механики движения частиц в воздухе.

2. Пусть частица падает в бингамовской жидкости.

В отличие от ньютоновской, в бингамовской жидкости к телу приложена дополнительная сила – сила трения $F_{тр}$, вызываемая напряжением сдвига φ_0 , действующим на поверхности тела f_n :

$$F_{тр} = \varphi_0 \cdot f_n = \varphi_0 \cdot \pi \cdot d^2 \quad (25)$$

Сила трения $F_{тр}$ учитывается величиной коэффициента лобового сопротивления, входящего множителем в уравнение (4) для силы F_c . Т.е., обе силы сопротивления (трения и лобового) рассматриваются как зависимые величины. В этом случае применяют [6 – 8] модифицированный критерий Рейнольдса, предложенный Проселковым и Габузовым [4], и позволяющий использовать все полученные выше (для ньютоновских жидкостей) зависимости применительно к бингамовским, путем замены в них величины Re на Re^* . Тогда учитывающее число Архимеда обобщенное решение для случая витания тела примет вид:

$$c = \left(\left(\frac{36}{\sqrt{3} \cdot Ar} + 0,67 \right) / \left(1 - \frac{6 \cdot \rho \cdot \varphi_0}{Ar} \cdot \left(\frac{d}{\mu} \right)^2 \right) \right)^2 \quad (26)$$

Отметим, что при $\varphi_0 = 0$ (ньютоновская жидкость) уравнение (26) переходит в (9).

Представленные зависимости предназначены для практического использования в качестве аналитической основы гидравлических и аэродинамических расчётов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. – М.: Недра, 1982. – с. 224.
2. Беликов В.Г., Булатов А.И., Уханов Р.Ф., Бондарев В.И. Промывка при бурении, креплении и цементировании скважин. – М.: Недра, 1974. – с. 240.
3. Волков К.Н., Емельянов В.Н. Течение газа с частицами. – М.: Физматлит, 2008. – с. 600.
4. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. – М.: Недра, 1991. – с. 263.
5. Кудяшов Б.Б., Кирсанов А.И. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. – М.: Недра, 1990. – с. 236.
6. Куликов В.В. Механика взаимодействия восходящего потока очистного агента с транспортируемым шламом // Бурение и нефть. – М.: 2008. -№ 5. - с. 21–23.
7. Куликов В.В. Расчет транспортирования шлама в скважине восходящим потоком промывочной жидкости // Инженер-нефтяник – М.: 2008, - № 1. - с. 28–29.
8. Куликов В.В. Удаление шлама из ствола скважины восходящим потоком очистного агента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. - № 4. - с.19–21.
9. Куликов В.В., Родионов В.Н. Динамика движения частиц шлама в жидком и газообразном очистных агентах. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009, - № 6. – с.21425.
10. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. М.: Недра, 1987. – с. 304.
11. Маковой Н. Гидравлика бурения. М.: Недра, 1986. – с. 536.
12. Тарг С.М. Краткий курс теоретической механики: Учебн. для вузов. 11-е изд., испр. М.: Высшая школа, 1995. – с. 416.

УДК 622.245.42

Изоляция кыновских аргиллитов профильным перекрывателем при бурении бокового ствола

Ф.Ф. Ахмадишин, К.В. Мелинг, к.т.н., А.А. Мухаметшин, А.Л. Насыров, Р.Я. Хабибуллин
(ТатНИПИнефть)
В.К. Мелинг
(ООО «Наука»),
С.Н. Андронов
(НГДУ «Ленингорскнефть»),
В.И. Зубарев, И.И. Кагарманов
(ООО «ТНГ-Ленбурнефть»)

THE KINIVSKY CLAYSTONES SHUT-OFF BY PROFILE SHUTTER. WHILE SIDETRACKING

F.F. Akhmadishin, K.V. Meling, A.A. Mukhametshin, A.L. Nasyrov, R.J. Khabibullin
(TatNIPIneft)
V.K. Meling
(«Nauka» LTD)
S.N. Andronov
(«Leninogorskneft» NGDU)
V.I. Zubarev, I.I. Kagarmenov
(«TNG-Lenburneft» LTD)

Институтом ТатНИПИнефть разработана технология крепления боковых стволов диаметром 144 мм с помощью профильного перекрывателя. Технология была успешно использована для перекрытия кыновских аргиллитов при бурении бокового ствола в скважине 831дз Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

НГДУ «Ленингорскнефть» реализует программу восстановления бездействующего и обводнившегося фонда скважин на центральной многопластовой Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

Ремонт скважин методом бокового бурения является эффективным средством для извлечения остаточных запасов нефти из межскважинного пространства.

При бурении боковых стволов основным фактором, снижающим эффективность работ, явились осложнения в кыновских аргиллитах, толщина которых достигает 30 м, что больше, чем на остальных площадях Ромашкинского месторождения. Осложнения выражаются в осыпях, обвалах аргиллитов и образовании выступов на границе перехода от мягких к твердым пропласткам кыновских отложений. Образовавшийся выступ в стволе скважины препятствует прохождению геофизических приборов, а также спуску хвостовика.

Для предупреждения осложнений при-

меняется технология поэтапного утяжеления глинистого бурового раствора до плотности 1400 кг/м³, а также проработка проблемного интервала ствола расширителями. Продолжительные операции по разрушению выступов в стенке ствола проводятся при вскрытых продуктивных пластах, которые подвергаются при этом репрессии и, как следствие, глубокому проникновению фильтрата глинистого раствора в истощенные пласты. Соответственно, вызов притока нефти из пласта при освоении скважины переходит в разряд трудноисполнимых задач. Требуется дополнительное время для освоения и дополнительная обработка призабойной зоны пласта, прежде чем произойдет приток нефти.

НГДУ «Ленингорскнефть» поставило перед специалистами ООО «ТНГ Ленбурнефть» и ТатНИПИнефть задачу вскрытия продуктивных пластов с минимальной репрессией в короткие сроки.

Для решения данной задачи было предложено после прохождения кыновских аргиллитов применить технологию локальной

их изоляции профильным перекрывателем с последующим вскрытием продуктивного пласта на буровом растворе с минимальной плотностью.

В ТатНИПИнефть, после серии положительных стендовых испытаний, был подготовлен к промышленным испытаниям комплект перекрывателя ПБИ-144/130 (пере-



Рис. 1. Муфта соединения с уплотнительным элементом



Рис. 2. Ниппель соединения с уплотнительным элементом

крыватель для установки в стволе диаметром 144 мм и проходным внутренним диаметром 130 мм). В новом комплекте ПБИ-144/130 расширяемые трубы соединяются в колонну профильных труб (КПТ) по специальному резьбовому соединению (рис.1, 2) [1, 2], что многократно ускоряет процесс сборки труб в колонну в отличие от сварного соединения, производимого на устье скважины. Вальцевание и прикатывание резьбовых соединений к стенкам скважины осуществляется компоновкой роликовых развальцевателей РР-110/120М2, РР-120/130М2 [3], развальцевателя-калибратора РРК-120/130, спускаемых совместно с КПТ в скважину. Спуск, установка, вальцевание и извлечение башмака производится за одну спускоподъемную операцию, что имеет решающее значение в условиях нахождения КПТ в зоне неустойчивых осыпающихся пород.

Для обеспечения свободной проходимости ПБИ-144/130 в боковой ствол была предложена технология фрезерования стенки эксплуатационной колонны, разработанная в институте «ТатНИПИнефть». Технология позволила создать полноразмерное «окно» длиной 4.5 м при продолжительности фрезерования за 6 часов со средней скоростью 0.73 м/ч. Бурение бокового ствола было предложено осуществить забойной компоновкой, включающей забойный двигатель диаметром 127 мм, для предотвращения локальных изгибов на границе мягких и твердых пластков.

Специалистами НГДУ «Ленингорскнефть», ООО «ТНГ-Ленбурнефть» и ТатНИПИнефть разработана программа ремонта скважины № 831дз Абдрахмановакой площади. В июле 2009 года буровая бригада ООО «ТНГ Ленбурнефть» приступила к реализации данной программы в промысловых условиях.

ТатНИПИнефть осуществлялось инженерное сопровождение основных этапов программы: вырезание полноразмерного окна фрезой диаметром 146 мм в интервале 1491–1495.5 м; сборка, спуск, установка перекрывателя ПБИ-144/130 в интервале 1642.5–1687 м за один рейс. Перекрыватель выправлен давлением 18 МПа. Развальцовка перекрывателя по всей длине (44.5 м) осуществлена компоновкой, показанной на рис. 3, за 5 часов со средней скоростью 8.9 м/ч. при режиме работы: нагрузке 15 кН на цилиндрических участках и резьбовых соединениях перекрывателя и 5 кН (с навеса) в



Рис. 3. Компоновка развальцевателей РР-110/120М2, РРК-120/130М2, РРК-120/130 с КПТ

выправленных профильных трубах; частоте вращения 1 с^{-1} (60 об/мин).

Извлечь башмак в вышеназванном рейсе не удалось, поэтому был применен резервный вариант – удаление башмака методом бурения отдельным рейсом.

Для осуществления данной операции собрали одношарошечное долото диаметром 117 мм с развальцевателем РР-120/130М2 и развальцевателем-калибратором РРК-120/130 (рис. 4), спустили компоновку до башмака, разбурили башмак и одновременно развальцевали нижний цилиндрический конец перекрывателя при режиме работы развальцевателей, приведенном выше.

Продолжительность работ по сборке, установке и вальцеванию перекрывателя ПБИ-144/130 составила 2 суток.

После перевода скважины на облегченный глинистый раствор (смена плотности 1400 кг/м^3 на 1230 кг/м^3) осуществлено бурение продуктивных пластов на минимальной репрессии долотом диаметром 124 мм в компоновке с калибратором, кольмататором и винтовым забойным двигателем Д1–106. Крепление бокового ствола осуществлено с применением обсадного хвостовика диаметром 102 мм.

Таким образом, локальное крепление кыновских аргиллитов с применением ПБИ-144/130 позволило произвести бурение и крепление скважины без осложнений.



Рис. 4. Компоновка развальцевателей РР-120/130М2 и РРК-120/130 с одношарошечным долотом

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент на полезную модель № 56932, Российская Федерация, МПК Е 21 В 29/10. Соединение профильных труб перекрывателей скважин [Текст] // Мелинг К. В., Ахмадишин Ф. Ф., Насыров А. Л. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2006113512/22; заявл. 20.04.06; опубл. 27.09.06, Бюл. № 27. – 2 с.
2. Патент на полезную модель 62421 Российская Федерация, МПК Е 21 В 29/10. Соединение профильных труб перекрывателей скважин [Текст] // Мелинг К. В., Багнюк С. Л. Ягафаров А. С. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2006142267/22; заявл. 29.11.06; опубл. 10.04.07, Бюл. № 10. – 2 с.
5. Патент 2191883 Российская Федерация, МКИ4 Е 21 В 29/10. Устройство для развальцовки труб [Текст] // Тахаутдинов Ш. Ф., Юсупов И. Г., Абдрахманов Г.С. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2000112477/03; заявл. 18.05.00; опубл. 27.10.02, Бюл. № 30. – 4 с.

УДК 622.24

Некоторые вопросы проектирования автоматизированных систем направленного бурения

А.С. Повалихин – д-р. техн. наук, А.Г. Шатровский – аспирант
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

SOME ASPECTS OF DESIGNING AUTOMATION SYSTEMS FOR STEERABLE DRILLING

A.S. Povalikhin, A.G. Shatrovskij
«Intellect Drilling Services» LTD

Приведен анализ технологических возможностей современных технических средств направленного бурения наклонных и горизонтальных скважин на нефть и газ. Приведены рекомендации по оптимизации размеров отклоняющих устройств систем автоматизированной проводки скважин.

Внедрение в промышленную практику забойных телесистем в конце 80-х годов прошлого века способствовало массовому применению технологии направленного бурения, основанной на управляемом винтовом забойном двигателе-отклонителе. В отличие от традиционной технологии направленного бурения, в которой для реализации каждого участка проектного профиля скважины использовались специальная КНБК, данная технология позволяет осуществлять проводку нескольких сопряженных участков профиля скважины или всей скважины без спуско-подъемных операций одной компоновкой. При этом направленное искривление ствола скважины производится при ориентированном скольжении забойного двигателя-отклонителя, а бурение прямолинейных участков профиля – при вращении бурильной колонны ротором буровой установки.

Однако технология направленного бурения на основе забойного двигателя-отклонителя имеет существенные недостатки, обусловленные, прежде всего, системой управления траекторией бурения с помощью бурильной колонны. С увеличением длины ствола наклонно направленной и горизонтальной скважины управление забойным двигателем-отклонителем путем поворота ведущей трубы ротором буровой установки существенно затрудняется, а при некоторой глубине скважины становится невозможным из-за низкой жесткости длинной бурильной колонны на кручение.

Необходимость в дальнейшем совершенствовании технологии направленного бурения привела к созданию отклоняющих инструментов, в которых система управления отклоняющим устройством находится непосредственно на забое. Направленное бурение такими системами производится при постоянном вращении бурильной колонны. При этом устраняются также недостатки, характерные для технологии направленного бурения забойным двигателем-отклонителем в режиме его скольжения.

Автоматизированная система направленного бурения (АСНБ) предназначена для бурения по запланированной траектории в автоматическом или полуавтоматическом ре-

жиме и включает следующие основные узлы:

- отклоняющее устройство;
- забойную телесистему с навигационными и каротажными датчиками;
- источник питания (генератор или аккумулятор);
- наземную аппаратуру;
- канал связи забойной телесистемы с наземной аппаратурой.

Основные преимущества технологии бурения АСНБ по сравнению с бурением управляемым забойным двигателем-отклонителем заключаются в следующем:

- получение плавной траектории бурения и, как следствие, снижение затрат времени на подготовку ствола скважины к спуску и цементированию обсадных колонн;
- высокое качество ствола способствует снижению осложнений, связанных со спуском и подъемом бурильных и обсадных колонн;
- высокая скорость бурения за счёт оперативного контроля и оптимизации режима бурения;
- уменьшение влияния субъективного фактора на процесс направленного бурения.

Известные конструкции отклоняющих устройств АСНБ реализуют два способа формирования траектории бурения:

- фрезерование стенки ствола скважины боковой поверхностью долота за счёт отклоняющей силы (рис. 1);
- асимметричное разрушение забоя скважины долотом (рис. 2).

На рис. 3 представлено отклоняющее устройство, в котором в качестве отклоняющего элемента использован центратор с изменяемым в забойных условиях диаметром. Управляемый центратор в составе АСНБ может быть установлен непосредственно над долотом (рис. 3 А) или над нижним центратором (рис. 3Б).

В качестве управляемого центратора в системе АСНБ, представленной на рис. 3 может быть использовано, например, устройство фирмы «Андергейдж» с гидравлическим или механическим управлением выдвигными ре-

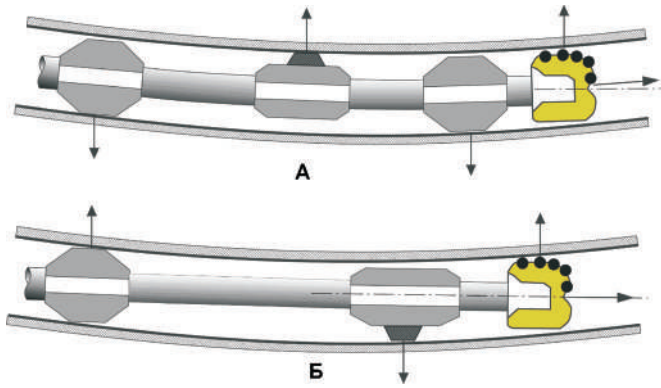


Рис. 1 Схема отклоняющих устройств АСНБ для роторного способа бурения
А) перекося долоата и создание отклоняющей силы
Б) создание отклоняющей силы на долоате

опорными элементами [1]. Данная система АСНБ позволяет корректировать зенитный угол в процессе бурения и может быть использована в случаях, когда необходимость в изменении азимутального направления траектории бурения очень низкая.

Технология проводки ствола скважины по проектному профилю с применением центриатора Андергейдж, также как и при бурении забойным двигателем-отклонителем, основана на постоянном корректировании зенитного угла путём переключения управляемого центриатора в одно из двух возможных положений его опорных элементов.

На рис. 4 приведен характерный для такой технологии график зенитного угла ствола скважины, пробуренного компоновкой, которая включает долоато $\varnothing 215.9$ мм, наддолотный калибратор диаметром $\varnothing 215.9$ мм, два технологических переводника длиной 1.3 м, центриатор Ан-

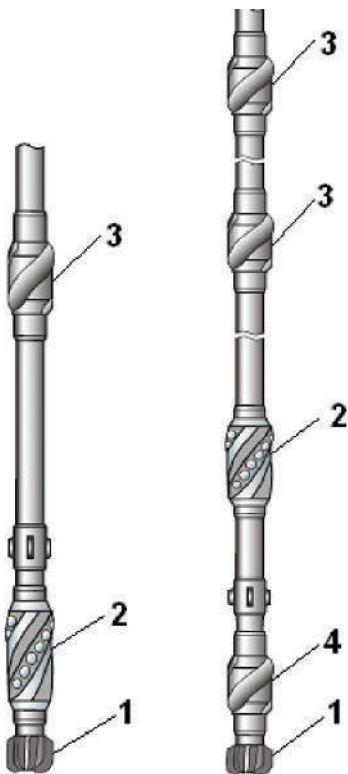


Рис. 3. Схема АСНБ с управляемым центриатором
1 – долоато; 2 - управляемый центриатор; 3 – центриатор; 4 – наддолотный калибратор

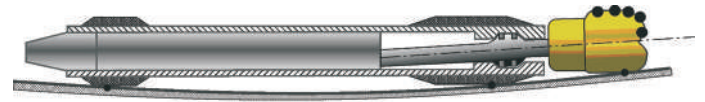


Рис. 2 Отклоняющее устройство АСНБ для бурения роторным способом (при асимметричном разрушении забоя)

дергейдж $\varnothing 203.2$ мм (min) - 215.9 мм (max), немагнитная УБТ - 3 м, телесистема 7.7 м, немагнитные УБТ [1].

Данной компоновкой производили бурение наклонно прямолинейного интервала профиля скважины (Индонезия) с проектным зенитным углом 47° . При этом в режиме минимального диаметра центриатора Андергейдж компоновка обеспечивала увеличение зенитного угла со средней интенсивностью $0.4^\circ/10$ м, а при максимальном значении диаметра – уменьшение зенитного угла с интенсивностью $0.27^\circ/10$ м [1].

Расчёты показывают, что при данной технологии проводка ствола осуществляется при наличии отклоняющей силы на долоате значительной величины и интенсивном фрезеровании боковой поверхностью долоата стенки скважины [2].

Отклоняющая сила, как установлено известными исследованиями, снижает показатели работы долоата, кроме того, в интервале каждого изменения режима работы центриатора Андергейдж ствол скважины искривляется с интенсивностью, превышающей среднее значение по интервалу [3].

Разработана технология бурения как искривленных, так и прямолинейных интервалов профиля скважины, при которой долоато выдерживается на проектной траектории бурения без отклоняющей силы [4].

При отсутствии отклоняющей силы на долоате и совмещении оси долоата с проектной траекторией бурения, горная порода будет разрушаться только в направлении оси долоата, что создаёт оптимальные условия для работы породоразрушающего инструмента (долоата и калибратора), позволяя повысить точность выполнения проектного профиля.

Указанные условия работы долоата являются критерием расчёта класса КНБК для проводки наклонно прямолинейных и искривленных интервалов профиля скважины, основные размеры (диаметр опорно-центрирующих элементов и их размещение) которых принято называть оптимальными [4].

Конструктивная схема АСНБ (рис. 3) с управляемым центриатором позволяет использовать принцип искривления ствола, основанный на асимметричном разрушении забоя скважины и реализованный в КНБК с оптимальными раз-



Рис. 4 Результаты инклинометрии ствола скважины в интервале бурения роторным способом компоновкой с управляемым центриатором Андергейдж

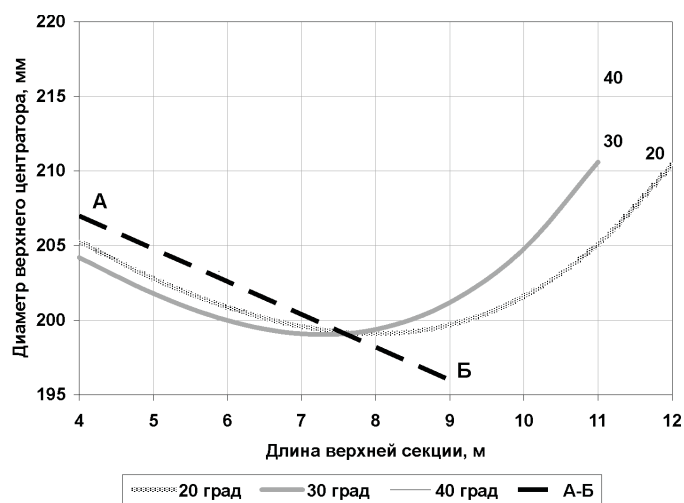


Рис. 5 Зависимость диаметра верхнего центратора от длины верхней секции КНБК с двумя центраторами для увеличения зенитного угла ствола скважины по радиусу 5730 м. Длина нижней секции КНБК равна 2,5 м, диаметр нижнего центратора равен 214,7 мм. КНБК выполнена на основе УБТ-178 с долотом диаметром 215,9 м.

мерами. Расчёт и оптимизация размеров АСНБ с управляемым центратором по критерию, в соответствии с которым отклоняющая сила на долоте и угол его перекоса равны нулю, является актуальной задачей, решение которой позволит повысить эффективность технологии бурения субгоризонтальных и горизонтальных интервалов профиля направленных скважин.

Расчётные размеры КНБК являются функцией зенитного угла и для каждого его значения могут быть рассчитаны оптимальные значения диаметра центраторов и длины секций УБТ или ВЗД между ними. Другими словами, для стабилизации любого зенитного угла решение существует и может быть получено для КНБК с любым количеством центраторов.

При расчёте КНБК для проводки искривленного интервала профиля скважины для каждого значения зенитного угла также может быть найден свой оптимальный вариант расчётных размеров. Однако, для решения данной задачи необходимо определить такие размеры КНБК, при которых сохраняются принятые условия на долоте при изменении зенитного угла в заданном диапазоне. Как установлено в работе [5] такие оптимальные размеры существуют, но только для КНБК, включающих два и более центраторов.

На рис. 5 представлены графики зависимости диаметра верхнего центратора от длины верхней секции искривляющей КНБК с двумя центраторами, полученные при различных значениях зенитного угла. Длина направляющей секции данной КНБК равна 2,5 м, а диаметр нижнего центратора – 214,7 м (при величине зенитного угла - 20°). Радиус восходящего участка скважины равен 5730 м.

Кривые на рис. 5 пересекаются в точке с координатами [длина верхней секции 7,5 м, диаметр верхнего центратора – 199,5 мм]. Таким образом, если поместить КНБК с указанными размерами в искривленный по радиусу 5730 м ствол скважины, то при увеличении зенитного угла поставленные условия оптимизации на долоте будут выполняться. Здесь следует уточнить, что при такой постановке задачи диаметр нижнего центратора зависит от зенитного угла, однако ввиду значительной жесткости направляющего участка, длина которого в данном случае

равна 2,5 м, изменения диаметра не превышают величину допуска на изготовление центраторов. Например, для рассматриваемой КНБК расчетный диаметр нижнего центратора при увеличении величины зенитного угла с 20° до 50° уменьшается на 0,7 мм (с 213,2 мм до 212,5 мм).

Каждой возможной длине направляющей секции искривляющей КНБК будет соответствовать единственно возможная пара значений диаметра верхнего центратора и длины верхней секции.

Значения длины верхней секции и диаметра верхнего центратора оптимальной искривляющей КНБК являются координатами точки пересечения кривых, являющихся зависимостями «длина верхней секции – диаметр верхнего центратора». Совокупность таких точек пересечения образует кривую А-Б, которая разделяет область оптимальных параметров верхней секции КНБК, ограниченную координатными осями на два поля (рис. 5). Поле, расположенное выше линии А-Б, определяет длину верхней секции КНБК, при которой искривляющая КНБК будет увеличивать зенитный угол ствола с увеличивающейся интенсивностью. Ниже линии А-Б – это область существования искривляющихся КНБК, при использовании которых зенитный угол будет увеличиваться с уменьшающейся интенсивностью.

Применяя управляемый центратор в составе АСНБ, размеры которой соответствуют анализируемому варианту можно обеспечить как равномерный темп увеличения зенитного угла (бурение по дуге окружности) при значении диаметра верхнего центратора 200 м, так и ствол скважины с увеличивающейся с глубиной интенсивностью при увеличении диаметра последнего.

Таким образом, представленные зависимости иллюстрируют возможность реализации как традиционных профилей скважин с искривленными интервалами в виде дуг окружности, так и клотоидных видов проектного профиля скважины (например, с участком в виде цепной линии) [5, 6] с помощью АСНБ, включающих управляемый центратор.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буровые системы Андергейдж // Руководство пользователя. – 2008.
2. Повалихин А.С., Оганов А.С. Программное обеспечение технологического процесса строительства горизонтальных и наклонных скважин // «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ. 1994. – № 3. – с. 15-16
3. Повалихин А.С. Актуальные вопросы технологии проводки наклонно-направленных скважин по проектному профилю // Инженер-нефтяник. – М.: 2008. – № 2. – с. 33-34.
4. Фёдоров А.Ф., Солодкий К.М., Повалихин А.С., Калинин А.Г. Метод оптимизации параметров компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин // Нефтяное хозяйство. – М.: – 1982. – № 11. – с. 11-13
5. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн - М.: Недра, 1995.- 305 с.
6. Барский И.Л. О новых подходах к математическому обеспечению проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Технологии ТЭК. М.: – 2005. – июнь. – с. 22-24

УДК 622.24:622.243.92

Расчет параметров проектного профиля бокового ствола с определением оптимальной точки зарезки

А.Г. Калинин – д-р. техн. наук, профессор,
 А.А. Сазонов – канд. экон. наук
 (ОАО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий»)

CALCULATION PERFORMANCES OF GRADE LINE OF SIDETRAK WITH AVAILABILITY OPTIMIZATION KICK-OFF POINT

A.G. Kalinin, A.A. Sazonov
 («Scientific Research and Design Center of gas technologies» JSC)

Рассматриваются вопросы выбора точки зарезки при проектировании профиля бокового ствола. Приводится методика расчёта оптимальной глубины зарезки бокового ствола с учётом технических и геологических факторов.

Проектирование профиля боковых стволов (БС) сегодня является одной из часто решаемых инженерных задач, при восстановлении малодебитных и бездействующих скважин. Целью проектирования профиля ствола восстанавливаемой скважины является выбор его типа, расчет и построение траектории бурения.

Типы профиля БС можно разделить на две группы: плоскостные и пространственные.

Инструкцией [1] предусмотрено 5 типов профиля БС плоскостного типа (рис. 1).

Выбор типа профиля ствола для восстановления конкретной скважины зависит от геолого-технических условий бурения, от способа вскрытия продуктивного горизонта (горизонтальным, наклонным или вертикальным стволом), от расположения предполагаемой точки входа в продуктивный пласт относительно восстанавливаемой скважины и т.д.

Основное отличие профиля БС от профиля наклонно направленных или горизонтальных скважин состоит в том, что БС обычно начинается с участка зарезки с некоторым начальным зенитным углом α_1 . В частном случае, если зарезка БС осуществляется из вертикальной скважины $\alpha_1 = 0$. Величина зенитного угла зависит от параметров кривизны восстанавливаемой скважины в точке зарезки БС и от азимута направления его бурения. При этом необходимо иметь ввиду, что схема расчета БС существенно отличается от расчета профиля наклонных и горизонтальных скважин.

В настоящее время применяют в основном пять типов профиля БС, представленных на рис. 1, при этом предполагается, что зарезка БС начинается с набора зенитного угла α_1 .

Расчет представленных выше видов профиля БС в настоящее время достаточно хорошо разработан, однако существует

ряд трудностей, которые препятствуют точному аналитическому расчету определения оптимальной точки зарезки БС. При

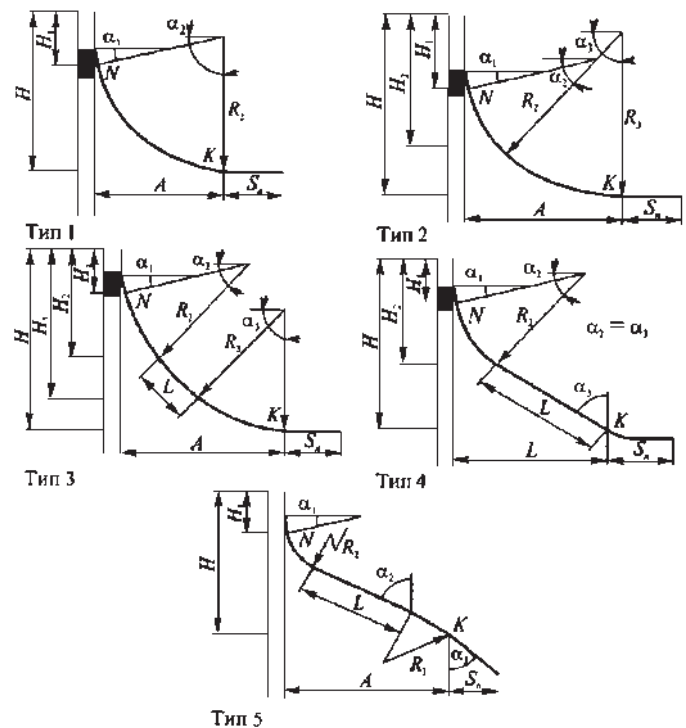


Рис. 1. Типовые виды профиля БС

Таблица 1
Основные формулы для расчета профиля БС

№ типа профиля бокового ствола	Формулы
1	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) = 0$
2	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) = 0$
3	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - L \sin \alpha_2 = 0$
4	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - L \sin \alpha_2 = 0$
5	$H - H_1 - R_2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R_3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R_2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R_3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - L \sin \alpha_2 = 0$

этом необходимо отметить, что, приведенные в [1] и представленные в табл. 1 формулы, дают возможность производить расчеты определения точки зарезки БС путем решения так называемой прямой задачи, то есть путем задания точки зарезки и проведение расчетов параметров профиля БС путём последовательных приближений с использованием программного обеспечения, например, Радиус-1, ННБ. Однако полученный при этом профиль не во всех случаях будет наилучшим, особенно, если объектом бурения является продуктивный пласт малой мощности, предполагающий наличие критических значений зенитного угла в точке входа БС в кровлю пласта.

В данной статье предлагается производить поиск оптимальной точки зарезки БС путем решения обратной задачи, то есть идти от объекта бурения к точке (интервала, круга допуска) в продуктивном пласте, куда предполагается пробурить БС. При этом определяются критические значения зенитного угла на кровле продуктивного пласта и оптимального значения отхода точки входа в продуктивный пласт от вертикали (скважины) (А), которые будут удовлетворять условию обеспечения интенсивности набора зенитного угла $i \leq 2^\circ/10\text{м}$. Затем произвести построение профиля БС, обеспечивающего попадание точки зарезки БС в доверительный интервал, где по нашему предположению должна находиться оптимальная точка зарезки данного БС. В качестве примера дальнейшие инженерные расчёты будем проводить на примере профиля БС типа 1 (рис. 1), который состоит из двух участков: набора зенитного угла от заданного значения α_1 до значения α_2 с постоянным радиусом кривизны R_2 и участка S_n в продуктивном пласте.

Расчет профиля БС плоскостного типа сводится к определению проекций и длин участков профиля, зенитного угла и интенсивности (радиуса) искривления каждого из участков.

Методика поиска оптимальной точки зарезки БС путем решения обратной задачи основана на аналитическом расчете, исходя из следующих граничных условий: допустимая интенсивность искривления $i \leq 2^\circ/10\text{м}$, минимальный угол

входа в продуктивный пласт $\alpha_{кр}$, геологические и технико-технологические факторы (расположение муфт).

Анализируемый профиль БС состоит из двух сопряженных меж собой направляющего и горизонтального интервалов. Под направляющим интервалом следует понимать часть ствола от точки зарезки БС до точки с заданными координатами на кровле и непосредственно в самом продуктивном пласте, являющейся началом горизонтального ствола. Методика расчета профиля направляющего интервала предусматривает вскрытие продуктивного пласта горизонтальным интервалом в заданном вертикальном коридоре. Поэтому геометрия направляющего интервала должна определять минимальный (критический) зенитный угол входа в продуктивный пласт.

$\alpha_{кр} = \arcsin(1 - h_{пл} / R)$, (1)
где $h_{пл}$ – мощность пласта (заданный вертикальный коридор), м;
 $\alpha_{кр}$ – минимальный зенитный угол входа в пласт, град;

R – радиус искривления участка изменения зенитного угла, м.

Радиус R искривления задается с учетом прогнозируемых результатов работы по набору кривизны принятой отклоняющей компоновки низа бурильной колонны (КНБК). С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы КНБК, снижается вероятность свободного прохождения забойного двигателя, геофизической аппаратуры и обсадных труб. Исходя из этого, задаёмся интенсивностью искривления по зенитному углу $i \leq 2^\circ/10\text{м}$.

Радиус R кривизны искривленного интервала профиля должен удовлетворять соотношению:

$$R \geq \frac{573}{i} \quad (2)$$

В этом случае радиус кривизны $R \geq 286,5$ м.

Вторым условием для определения радиуса кривизны является зависимость R от смещения БС от вертикали до точки входа в продуктивный пласт А:

$$A = R \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2),$$

$$R = A / (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) \quad (3)$$

где α_1 и α_2 – начальный и конечный (в точке входа в продуктивный пласт) зенитные углы соответственно.

Для определения минимального значения R по формуле (3) знаменатель $(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)$ должен стремиться к максимальному значению. Максимальное значение $(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) = 1$ при $\alpha_1 = 0$ и $\alpha_2 = 90$. Следовательно, минимальное значения $R = A$.

В нашем случае существуют два условия для определения R:

$$\left\{ \begin{array}{l} R \geq \frac{573}{i} \\ R \geq A \end{array} \right.$$

Например, для $h_{пл} \leq 5$ м зенитный угол входа в пласт

(при определении R по первому условию) по формуле (1) или по графику (рис. 2):

$$\alpha_{кр} = \arcsin(1 - 5/286,5) = 79,2^\circ;$$

$$79,2^\circ < \alpha \leq 90^\circ.$$

Для $5 < h_{пл} < 15$ (м): $71,3^\circ < \alpha_{кр} < 79,2^\circ$

Для $h_{пл} \geq 15$ (м): $\alpha_{кр} \leq 71,3^\circ$

Минимальный зенитный угол входа в пласт обуславливает нахождение первоначального доверительного интервала ($H_{в1}$; $H_{в2}$) для нахождения оптимальной точки С зарезки бокового ствола по формуле:

$$H_{в} = H - A \cdot \sin \alpha_2 / (1 - \cos \alpha_2) \quad (4)$$

где $H_{в}$ - глубина скважины по вертикали от устья до точки зарезки дополнительного ствола скважины, м;

H - глубина скважины по вертикали от устья до кровли продуктивного пласта, м;

A - смещение дополнительного ствола скважины от вертикали до точки входа в продуктивный пласт, м;

α_2 - зенитный угол входа в продуктивный пласт, град.

Для $h_{пл} \leq 5$ м, $79,2^\circ < \alpha_2 \leq 90^\circ$:

$$H_{в1} = H - A \cdot \sin 90^\circ / (1 - \cos 90^\circ) = H - A$$

$$H_{в2} = H - A \cdot \sin 79,2^\circ / (1 - \cos 79,2^\circ) = H - 1,2A$$

$$H - 1,2A < H_{в} < H - A.$$

Для $5 < h_{пл} < 15$ ($71,3^\circ < \alpha_{кр} < 79,2^\circ$):

$$H - 1,394A < H_{в} < H - 1,2A$$

Для $h_{пл} \geq 15$ ($\alpha_{кр} \leq 71,3^\circ$):

$$H_{в} < H - 1,394A$$

Сведем все эти расчеты в табл. 2

$H_{в1}$ - верхняя граница доверительного интервала зарезки БС (глубина скважины по вертикали от устья до верхней границы зарезки БС);

$H_{в2}$ - нижняя граница доверительного интервала;

$H_{в3}$ - середина доверительного интервала зарезки БС;

$\alpha_2^1, \alpha_2^2, \alpha_2^3$ - верхнее, нижнее и среднее значения зенитного угла α входа в продуктивный пласт (рис. 3).

Аналитический расчет параметров доверительного интервала зарезки БС ($H_{в1}$; $H_{в2}$) можно упростить за счёт использования графика на рис. 4. Введем коэффициент $j = \sin \alpha_2 / (1 - \cos \alpha_2)$ из формулы (4), тогда

$$H_{в1}, H_{в2} = H - jA.$$

Вторым граничным условием для нахождения доверительного интервала является геологический и технико-технологический факторы, которые способствуют уменьшению первоначального интервала.

Далее аналитический расчет основан на поиске оптимальной точки С ($C \in (H_{в1}, H_{в2})$) зарезки бокового ствола с помощью прямого метода расчета профиля

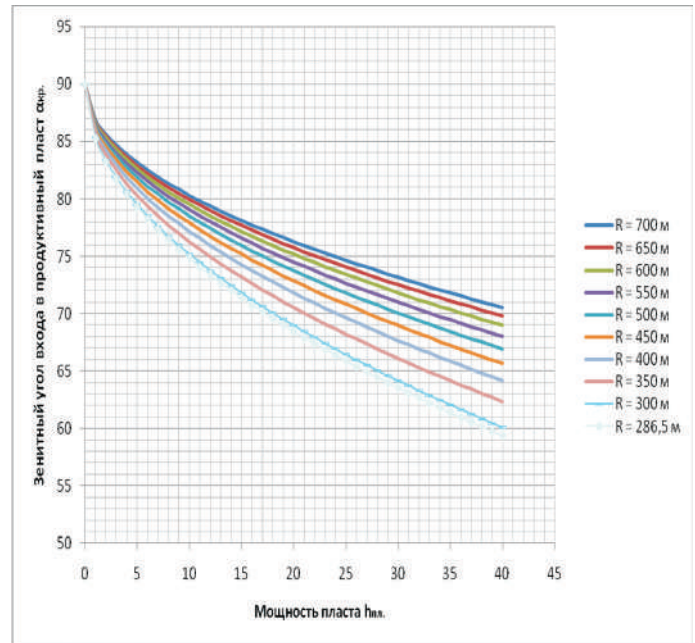


Рис. 2 График зависимости критического зенитного $\alpha_{кр}$ угла входа в продуктивный пласт от мощности $h_{пл}$ пласта при определенном радиусе R кривизны

Таблица 2

	Условия ($i \leq 2^\circ/10$ м)	$H_{в1}$	$H_{в2}$	$H_{в3}$
1	$0 < h_{пл} \leq 5$ м, $90^\circ > \alpha_2 > 79,2^\circ$	$H - 1,2A$	$H - A$	$H - 1,1A$
2	$5 < h_{пл} < 15$ м, $79,2^\circ > \alpha_{кр} > 71,3^\circ$	$H - 1,394A$	$H - 1,2A$	$H - 1,297A$
3	$h_{пл} \geq 15$ м, $\alpha_{кр} < 71,3^\circ$	-	$H - 1,394A$	-

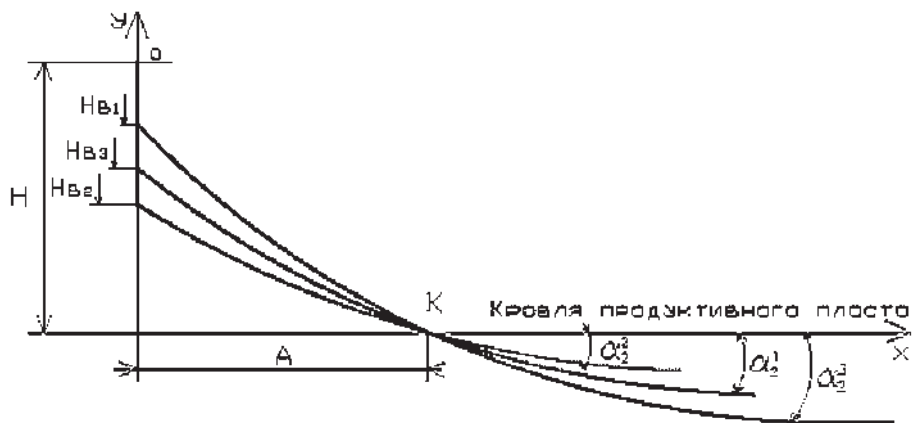


Рис. 3 Интервал ($H_{в1}, H_{в2}$) зарезки бокового ствола в зависимости от предельных значений зенитного угла входа в продуктивный пласт

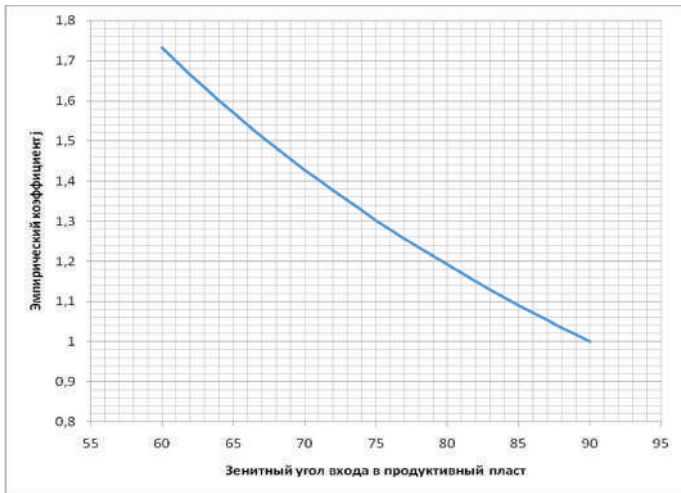


Рис. 4 График зависимости эмпирического коэффициента j от зенитного угла входа в продуктивный пласт

бокового ствола по формуле:

$$H - H_v - R \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) = 0 \quad (5)$$

где α_2 – зенитный угол входа в продуктивный пласт, град.;
 α_1 – зенитный угол скважины в точке зарезки бокового ствола, град.

Меняя H_v (точка зарезки бокового ствола т. С) в пределах доверительного интервала ($H_{v1}; H_{v2}$) необходимо обеспечить критический зенитный угол α_2 входа в продуктивный пласт в соответствии с радиусом R кривизны, удовлетворяющему условию $R \geq 286.5 \text{ м}$ ($i \leq 2^\circ/10 \text{ м}$). Однако, формула (5) не будет сохранять значения A (смещение БС от вертикали до точки входа в продуктивный пласт) при изменении H_v (т. С) и R (R') (см. рис. 5).

Поэтому уточним формулу (5) следующим образом:

$$H - H_v - R_1 \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_k) - R_2 \cdot (\sin \alpha_k - \sin \alpha_1) = 0 \quad (6)$$

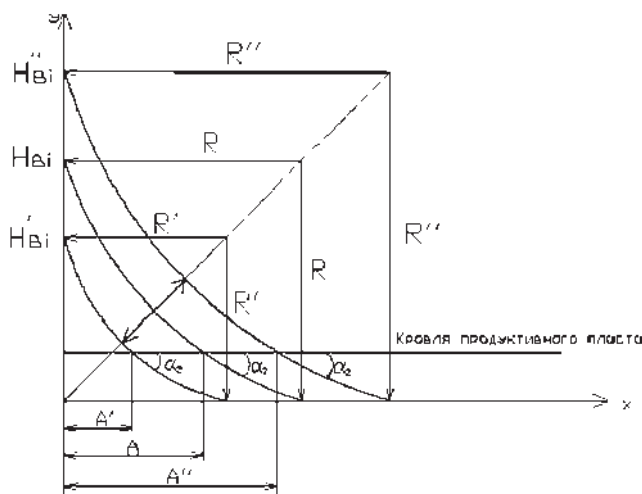


Рис. 5 Смещение A от вертикали до точки входа в продуктивный пласт при изменении радиуса R искривления

где α_1 – зенитный угол скважины в точке зарезки БС (т. С), град;

α_2 – зенитный угол скважины в точке входа БС в пласт (т. А), град;

α_k – зенитный угол скважины в точке К, град.;

R_1 и R_2 – радиусы кривизны участков изменения зенитного угла (рис. 6), м.

т. С – оптимальная точка зарезки БС;

т. Р и т. А – точки входа БС в продуктивный пласт первоначальной траектории 1 и траектории 2 соответственно;

$$R = OH_{v1} = OS = OD = OP$$

R – радиус кривизны первоначальной траектории БС (траектория 1), м

$$R_1 = BK = BA$$

R_1 – радиус кривизны участка изменения зенитного угла от т. К до т. А и далее по продуктивному пласту, м.

$$R_2 = GC = GK$$

R_2 – радиус кривизны участка изменения зенитного угла от т. С до т. К, м;

H – глубина скважины по вертикали от устья до кровли продуктивного пласта, м;

H_{vi} – глубина скважины по вертикали от устья до точки зарезки дополнительного ствола скважины, м;

ΔH_v – изменение глубины скважины по вертикали в пределах доверительного интервала ($H_{v1}; H_{v2}$):

$$\Delta H_v = H_{v1} - H_{v2} \quad (7)$$

A и A' – смещение дополнительного ствола скважины от вертикали до точки входа в продуктивный пласт для траектории БС 1 и траектории БС 2 соответственно, м;

ΔA – допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного пласта от проектного положения A , м.

Траектория БС 1 проведена из точки верхнего предела найденного интервала зарезки (H_{v1}) и пересекается с кровлей продуктивного пласта в т. Р' при зенитном угле α_2^1 (рис. 6). Т.к. точка H_{v1} была найдена при нижнем пределе зенитного угла α входа в продуктивный пласт, то α_2^1 – критический минимальный зенитный угол входа в пласт. Радиус кривизны R для траектории БС 1 ($R = OD = OP = OH_{v1} = OS$) рассчитывается по

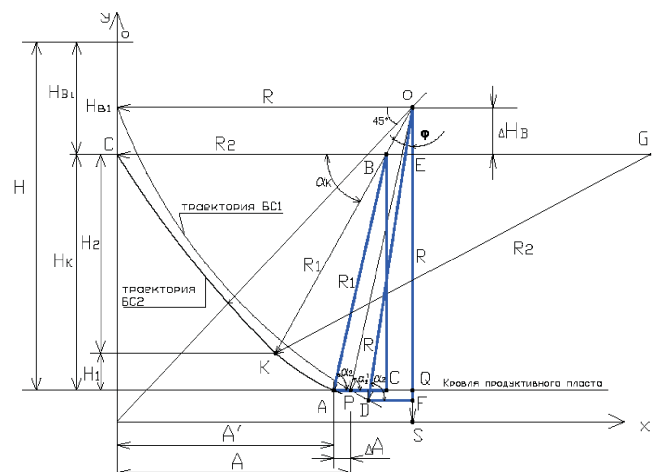


Рис. 6. Геометрическая интерпретация решения обратной задачи поиска оптимальной точки зарезки БС.

условию формулы (4):

$$\begin{aligned} H_v &= H - A \cdot \sin \alpha / (1 - \cos \alpha) \\ R &= A / (1 - \cos \alpha_2^1) \end{aligned} \quad (8)$$

Для обеспечения необходимого круга допуска входа в продуктивный пласт (ΔA) проектируется профиль БС (траектория БС 2) с двумя радиусами кривизны (R_1 и R_2) из оптимальной точки зарезки БС – точки С, которая находится в пределах доверительного интервала (H_{v1} ; H_{v2}) и лежит ниже верхнего предела т. H_{v1} .

$R_1 = BK = BA$
 R_1 - радиус кривизны участка изменения зенитного угла от т. К до т. А и далее по продуктивному пласту.

$R_2 = GC = GK$
 R_2 - радиус кривизны участка изменения зенитного угла от т. С до т. К

Радиус кривизны $R_1 = BK$ откладывается на линии ОК. Линия ОК отклоняется от горизонтали CG, проведенной через точку зарезки БС (т. С), на угол α_k - зенитный угол скважины в точке К. Точка начала радиуса R_1 определяется как пересечение линии ОК с горизонталью CG – т. В.

Траектория БС 2 пересекается с кровлей продуктивного пласта в точке А при зенитном угле α_2 . Зенитный угол входа в продуктивный пласт α_2 будет меняться в пределах доверительного интервала, при котором был найден интервал зарезки БС, и будет иметь значение больше минимального зенитного угла α_2^1 ($\alpha_2 > \alpha_2^1$). Значит, на траектории БС 1 зенитный угол α_2 будет находиться ниже кровли продуктивного пласта в какой-то точке D, т.к. $\alpha_2 > \alpha_2^1$. Если провести вертикаль из т. В (точка начала радиуса кривизны R_1) до кровли продуктивного пласта т. С и соединить с точкой входа в продуктивный пласт траектории БС 2 (т. А), то получим прямоугольный треугольник ABC с углом α_2 и стороной AB = R_1 , которую необходимо определить. То же самое относительно траектории БС 1: если т. D соединить с вертикалью, проведенной из т. О, то они пересекутся в т. F и получится прямоугольный треугольник DOF с углом α_2 и известной стороной DO = R. Следовательно, треугольник ABC подобен треугольнику DOF, т.к. все углы равны.

Значит, по теореме подобия:

$$\frac{AB}{DO} = \frac{BC}{OF} = \frac{AC}{DF}$$

где AB = R_1 ; DO = R; BC = H - H_{v1} ; OF = R • sin α_2 ;

$$DF = \sqrt{DO^2 - OF^2}$$

$$DF = \sqrt{R^2 - R^2 \cdot \sin^2 \alpha_2} = R \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2}$$

$$\frac{R_1}{R} = \frac{H - H_{v1}}{R \cdot \sin \alpha_2} = \frac{AC}{R \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2}}$$

Формула (9):

$$R_1 = \frac{R \cdot (H - H_{v1})}{R \cdot \sin \alpha_2} \quad (9)$$

$$AC = \frac{R_1 \cdot R \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2}}{R} = R_1 \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2}$$

$$PC = AC \pm \Delta A$$

$$PC = R_1 \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2} \pm \Delta A$$

$$OQ = H - H_{v1}$$

$$PQ = \sqrt{OP^2 - OQ^2} = \sqrt{R^2 - (H - H_{v1})^2}$$

$$BE = CQ = PQ - PC$$

$$BE = \sqrt{R^2 - (H - H_{v1})^2} - R_1 \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2} \pm \Delta A$$

$$\tan \varphi = \frac{BE}{OE} = \frac{\sqrt{R^2 - (H - H_{v1})^2} - R_1 \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2} \pm \Delta A}{\Delta H_{v1}}$$

$$\varphi = \arctan\left(\frac{\sqrt{R^2 - (H - H_{v1})^2} - R_1 \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2} \pm \Delta A}{\Delta H_{v1}}\right)$$

$$\alpha_k = 90^\circ - \varphi$$

Формула (10):

$$\alpha_k = 90^\circ - \arctan\left(\frac{\sqrt{R^2 - (H - H_{v1})^2} - R_1 \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2} \pm \Delta A}{\Delta H_{v1}}\right) \quad (10)$$

H_1 - вертикальное смещение скважины по глубине от т. К до т. А, м;

H_2 - вертикальное смещение скважины по глубине от т. С до т. К, м;

H_k - вертикальное смещение скважины по глубине от т. С до т. А, м.

$$H_1 = R_1 \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_k) \quad (11)$$

$$H_k = H - H_{v1}$$

$$H_2 = H_k - H_1 \quad (12)$$

$$H_2 = R_2 \cdot (\sin \alpha_k - \sin \alpha_1)$$

$$R_2 = H_2 / (\sin \alpha_k - \sin \alpha_1) \quad (13)$$

Определив R_1 и R_2 , необходимо проверить правильность нахождения оптимальной точки зарезки бокового ствола С по формулам:

$$H_{90} = H + R_1 \cdot (\sin 90^\circ - \sin \alpha_2) \quad (14)$$

$$A = R_2 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_k) + R_1 \cdot (\cos \alpha_k - \cos \alpha_2) \quad (15)$$

Глубина скважины по вертикали в точке начала горизонтального участка БС- H_{90} при $\alpha = 90^\circ$ (формула 14) должна обеспечивать заданный вертикальный коридор.

Смещение бокового ствола скважины А (формула 15) должно обеспечивать допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного пласта от проектного положения ΔA . Если смещение БС не обеспечивает ΔA , то проводят дальнейший последовательный расчет по схеме, приведенной выше, меняя положение т. С и значение

зенитного угла входа в продуктивный пласт α_2 в заданных пределах.

С помощью такого метода последовательных итераций в установленном доверительном интервале происходит поиск оптимального интервала резки БС, верхний и нижний предел которого в последующем проверяется на положение муфт (технологический критерий поиска).

Таким образом, нами разработаны и предложены для практического использования следующие критерии:

1. Критический зенитный угол входа в продуктивный пласт в зависимости от мощности продуктивного пласта $h_{пл}$ и радиуса кривизны, определяемого по двум условиям:

$$\left\{ \begin{array}{l} R \geq \frac{573}{i} \\ R \geq A \end{array} \right.$$

2. Геологический критерий (перемежаемость горных пород по твердости, угол встречи ствола с напластованием пород, толщина продуктивного пласта).

3. Подбор наиболее оптимальной точки резки БС методом прямого расчета профиля БС из различных точек доверительного интервала, обеспечивающих критический зенитный угол входа в пласт и удовлетворяющих условию $R \geq \frac{573}{i}$

4. Технологический критерий, основанный на расположении муфт в существующей конструкции скважины.

Далее рассмотрим числовой пример.

Пусть нам известны следующие технические данные:

Проектный горизонт, шифр пласта - Верхнеюрский, Ю₁ (васюганская свита).

Глубина кровли проектного горизонта (пласта Ю₁) - 2906 м (абсолютная отметка - 2848 м). Общая эффективная толщина - 20.6 м.

Коридор проводки горизонтального ствола (ГС) по вертикали - 2905.4 - 2907.1 м.

Смещение точки входа в продуктивный пласт - 443 м.

Величина круга допуска точки входа в продуктивный пласт - 26 м

Конструкция существующей скважины - диаметр и глубина по вертикали:

направление - 324 мм и 290 (290) м;

кондуктор - 245 мм и 846 (846) м;

эксплуатационная колонна - 168 мм и 2817 (2879) м.

1. Определяем минимальный радиус кривизны R по двум условиям:

1) $R \geq 286.5$ м при $i \leq 20/10$ м;

2) $R \geq A$

$A = 443$ м; $R \geq 443$ м

2. Коридор проводки горизонтального ствола (ГС) по вертикали - 2905,4 - 2907,1 м, значит мощность заданного вертикального коридора - 1,7 м. По рис. 6 определяем зенитный угол при $R = 443$ м: $85^\circ < \alpha_2 < 90^\circ$.

3. Глубина кровли пласта по заданному вертикальному коридору $H = 2905.4$ м

4. Коэффициент j по рис. 4 для $\alpha_2 = 85^\circ$ и $\alpha_2 = 90^\circ$ равен 1.09 и 1 соответственно. Значит, первоначальный доверительный интервал:

$H_2 = H - 1.09 \cdot A = 2905.4 - 1.09 \cdot 443 = 2422.5$ м

$H_2 = H - 1 \cdot A = 2905.4 - 1 \cdot 443 = 2462.4$ м

5. Проверка доверительного интервала, исходя из геологических и технологических параметров поиска интервала.

Геологическая характеристика для доверительного интервала (2422.5; 2462.4):

Таблица 3

Стратиграфическое подразделение	Глубина залегания, м		Описание горной породы
	от	до	
Готтерив	1760	2252	Вверху глинистая пачка («барсуковская», «кошайская»). Чередование пачек серых и зеленовато-серых комковатых глин, серых песчаников и алевролитов. Доля песчаных разностей от верхних пластов АП ₁ - АП ₆ с углублением уменьшается до глинистой «пимской» пачки, являющейся стратиграфическим репером. Ниже (валанжин) глины «шоколадные» - серого цвета с коричневым оттенком - аргиллитоподобные, оскольчатые - репер кровли валанжина.
Валанжин	2252	2715	
Валанжин			

Участок забуривания нового ствола выбирается в устойчивой части разреза, доверительный интервал (2422.5; 2462.4) удовлетворяет этому требованию.

б) Параметры существующей конструкции скважины:

Таблица 4

Обсадная колонна	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Длина, м	Интервал цементирования (по стволу), м
1	2	3	4	5
Направление	324	290	290	до устья
Кондуктор	245	846	846	до устья
Эксплуатационная	168	2817	2879	до устья

Треугольники H_1OL_1 и H_2OL_2 подобны треугольнику АОВ: $\Delta H_1OL_1 \sim \Delta AOB$ и $\Delta H_2OL_2 \sim \Delta AOB$. Значит, по теореме подобия (рис.7):

$$\frac{2422,5}{2817} = \frac{X_1}{2879}$$

$$\frac{2462,4}{2817} = \frac{X_2}{2879}$$

$$X_1 = \frac{2422,5 \cdot 2879}{2817}$$

$$X_2 = \frac{2462,4 \cdot 2879}{2817}$$

$$X_1 = 2475,8 \text{ м}$$

$$X_2 = 2516,5 \text{ м}$$

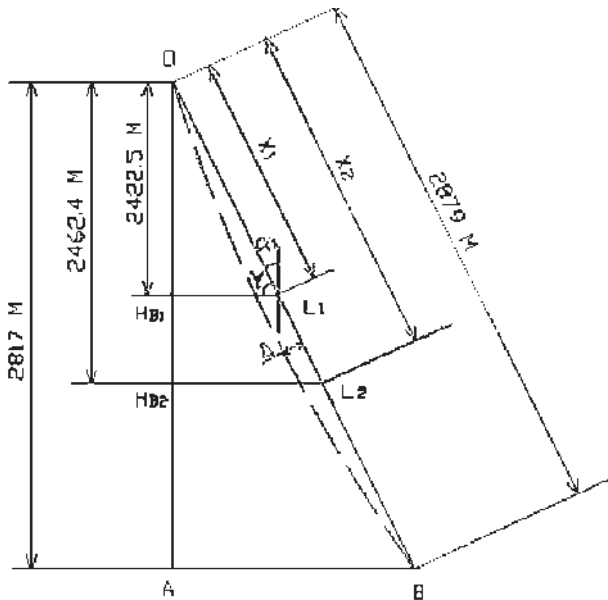


Рис. 7 Глубина существующей конструкции скважины по стволу и по вертикали

Глубины 2422.5 и 2462.4 м по вертикали соответствуют глубинам по стволу скважины 2475.8 и 2516.5 м. В существующей конструкции скважины эксплуатационная колонна имеет диаметр 168 мм. Длина одной обсадной трубы 10 м. $(2879 - 2475.8) / 10 = 40.32$ (шт. обсадных труб) $\Delta = 0.32$
 $(2879 - 2516.5) / 10 = 36.25$ (шт. обсадных труб) $\Delta = 0.25$

Расположение точек L_1 и L_2 по стволу скважины не попадает на место муфт. Следовательно, доверительный интервал по стволу скважины (2475.8; 2516.5) удовлетворяет технологическим условиям резки БС.

6. Определение зенитного угла в интервале (L_1, L_2) – начального зенитного угла α_1 резки БС:

$$\sin \gamma = 2422.5 / x_1 = 2422.5 / 2475.8 = 0.978 \quad \gamma = 78^\circ$$

$$\alpha_1 = 90^\circ - 78^\circ = 12^\circ \quad \underline{\alpha_1 = 12^\circ}$$

7. Построение профиля бокового ствола с помощью прямого расчета по формуле (6):

$$H - H_b - R_1 \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_k) - R_2 \cdot (\sin \alpha_k - \sin \alpha_1) = 0$$

Определение всех параметров этой формулы. Для примера возьмем середину доверительного интервала (2422.5; 2462.4) – $H_{в1} = 2442.45 \text{ м}$ и средний зенитный угол входа в продуктивный пласт из найденного интервала ($85^\circ; 90^\circ$) – $\alpha_2 = 87^\circ$.

По формуле (7):

$$\Delta H_b = H_b - H_{в1} = 2442.45 - 2422.5 = 19.95 \text{ м}$$

$$\underline{\Delta H_b = 19.95 \text{ м}}$$

По формуле (8) определим R:

$$R = A / (1 - \cos \alpha_2) = 443 / (1 - \cos 85^\circ) = 485.3 \text{ м}$$

где $\alpha_2 = 85^\circ$, т.к. значение верхней границы доверительного интервала $H_{в1}$ было найдено при значении нижней границы зенитного угла $\alpha_2 = 85^\circ$.

$$\underline{R = 485.3 \text{ м}}$$

По формуле (9):

$$R_1 = \frac{R \cdot (H - H_{вi})}{R \cdot \sin \alpha_2} = \frac{H - H_{вi}}{\sin \alpha_2}$$

$$R_1 = \frac{2905,4 - 2442,45}{\sin 87^\circ} = 463,5$$

$$\underline{R_1 = 463,5 \text{ м}}$$

По формуле (10):

$$\alpha_k = 90^\circ - \arctan\left(\frac{\sqrt{R^2 - (H - H_{вi})^2} - R_1 \cdot \sqrt{1 - \sin^2 \alpha_2} \pm \Delta A}{\Delta H_b}\right)$$

$$\alpha_k = 90^\circ - \arctan\left(\frac{\sqrt{485,3^2 - (2905,4 - 2422,5)^2} - 463,5 \cdot \sqrt{1 - \sin^2 87^\circ} \pm 26}{19,95}\right)$$

$$\alpha_k = 21.7^\circ \text{ при } -\Delta A \text{ и } \alpha_k = 95.8^\circ \text{ при } +\Delta A$$

Значение $\alpha_k = 95.8^\circ$ не возможно.

$$\underline{\alpha_k = 21.7^\circ}$$

По формуле (11):

$$H_1 = R_1 \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_k) = 463,5 \cdot (\sin 87^\circ - \sin 21.7^\circ) = 291.2 \text{ м}$$

$$H_1 = 291.2 \text{ м}$$

По формуле (12): $H_2 = H_k - H_1$

$$\text{По рис. 3: } H_k = H - H_{вi} = 2905,4 - 2442,45 = 462.95 \text{ м}$$

$$H_2 = 462.95 - 291.2 = 171.7 \text{ м}$$

$$\underline{H_2 = 171.7 \text{ м}}$$

По формуле (13):

$$R_2 = H_2 / (\sin \alpha_k - \sin \alpha_1) = 171.7 / (\sin 21.7^\circ - \sin 12^\circ) = 1056.77$$

$$\underline{R_2 = 1056.7 \text{ м}}$$

8. Проверяем правильность определения R_1 и R_2 по формулам (14) и (15):

$$H_{90} = H + R_1 \cdot (\sin 90^\circ - \sin \alpha_2)$$

$$H_{90} = 2905.4 + 463.5 \cdot (\sin 90^\circ - \sin 87^\circ) = 2906$$

$$\underline{H_{90} = 2906 \text{ м}}$$

Вертикальный коридор проводки горизонтального ствола 2905.4 - 2907.1 м, $H_{90} = 2906$ м удовлетворяет этому требованию.

$$A = R_2 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_k) + R_1 \cdot (\cos \alpha_k - \cos \alpha_2)$$

$$A = 1056.7 \cdot (\cos 12^\circ - \cos 21.7^\circ) + 463.5 \cdot (\cos 21.7^\circ - \cos 87^\circ) = 458.4 \text{ м}$$

$$\underline{A = 458.4 \text{ м}}$$

Расчетное значение $A = 458.4$ м удовлетворяет проектному значению $A = 443$ м с кругом допуска 26 м. Значит, значение $H_{в1} = 2442.45$ м и зенитный угол $\alpha_2 = 87^\circ$ соответствуют оптимальным критериям зарезки БС.

В табл. 5, 6 и 7 приведены результаты аналогичных расчетов для разных значений $H_{в1}$ и α_2 .

Синим цветом выделены меняющиеся значения, красным цветом – получаемые значения для проверки.

Таблица 5

$H_{в1}$	α_2 , град	R_1	R_2	α_{1r} , град	α_{kr} , град	Арасч	H_{90}
2423	86	483,062	-22,9457	12	0,540198	458,2594	2906,062
2425	86	481,5731	-198,467	12	3,478739	451,0642	2906,573
2427	86	479,5682	-528,7	12	6,258914	451,6587	2906,568
2429	86	477,5633	-1445,45	12	8,99096	452,2087	2906,563
2431	86	475,5584	-16754,7	12	11,66408	452,7067	2906,558
2433	86	473,5536	3026,78	12	14,26894	453,146	2906,554
2435	86	471,5487	1680,679	12	16,79781	453,5211	2906,549
2437	86	469,5438	1271,779	12	19,24458	453,8274	2906,544
2439	86	467,5389	1073,985	12	21,60471	454,061	2906,539
2441	86	465,534	957,2693	12	23,87516	454,2194	2906,534
2443	86	463,5291	880,1698	12	26,05423	454,3007	2906,529
2445	86	461,5242	825,3567	12	28,14141	454,3039	2906,524
2447	86	459,5194	784,306	12	30,1372	454,2288	2906,519
2449	86	457,5145	752,3374	12	32,04295	454,0756	2906,514
2451	86	455,5096	726,6678	12	33,86069	453,8453	2906,51
2453	86	453,5047	705,539	12	35,59297	453,5391	2906,505
2455	86	451,4998	687,786	12	37,24273	453,1588	2906,5
2457	86	449,4949	672,607	12	38,81318	452,7062	2906,495
2459	86	447,4901	659,4319	12	40,30772	452,1836	2906,49
2461	86	445,4852	647,845	12	41,72983	451,5931	2906,485
2462	86	444,4827	642,547	12	42,41482	451,2732	2906,483

Значения Арасч и H_{90} удовлетворяют требованиям, предъявляемым к ним. Желтым цветом отмечены возможные точки зарезки БС с радиусом R_2 имеющем положительное значение, соответствующее проектному отклонению $A = 443$ м.

Интервал зарезки БС равный 2439 – 2462 м (по абсолютной отметке) близок к оптимальному, поскольку все значения радиуса R_2 положительны.

В табл. 5-7 отклонение A для интервала 2455 – 2462 м. при всех значениях зенитного угла α_2 стремится к своему проектному значению в нижней точке зарезки БС.

Определим длину скважины по стволу.

Получим:

$$\frac{2455}{2817} = \frac{L_1}{2879} \qquad \frac{2462}{2817} = \frac{L_2}{2879}$$

$$L_1 = \frac{2455 \cdot 2879}{2817} \qquad L_2 = \frac{2462 \cdot 2879}{2817}$$

$$L_1 = 2509 \text{ м}$$

$$L_2 = 2516.18 \text{ м}$$

Таблица 6

Нв _i	α _{2r} град	R ₁	R ₂	α _{1r} град	α _{kr} град	Арасч	H ₉₀
2423	87	483,062	-22,9457	12	0,540198	458,2594	2906,062
2425	87	481,0593	-152,943	12	2,874896	458,4268	2906,059
2427	87	479,0565	-368,962	12	5,190053	458,5706	2906,057
2429	87	477,0538	-798,509	12	7,478479	458,6859	2906,054
2431	87	475,051	-2067,5	12	9,733488	458,7682	2906,051
2433	87	473,0483	-112476	12	11,949	458,8133	2906,048
2435	87	471,0456	3188,824	12	14,11961	458,8174	2906,046
2437	87	469,0428	1827,997	12	16,24065	458,7773	2906,043
2439	87	467,0401	1381,238	12	18,3082	458,6899	2906,04
2441	87	465,0373	1158,945	12	20,31909	458,553	2906,037
2443	87	463,0346	1025,775	12	22,27088	458,3646	2906,035
2445	87	461,0318	936,9621	12	24,16181	458,1232	2906,032
2447	87	459,0291	873,4081	12	25,99076	457,8276	2906,029
2449	87	457,0263	825,591	12	27,7572	457,4773	2906,026
2451	87	455,0236	788,2321	12	29,46108	457,0719	2906,024
2453	87	453,0208	758,1694	12	31,10282	456,6114	2906,021
2455	87	451,0181	733,3938	12	32,68322	456,0961	2906,018
2457	87	449,0154	712,5675	12	34,20337	455,5264	2906,015
2459	87	447,0126	694,7655	12	35,66465	454,9032	2906,013
2461	87	445,0099	679,3282	12	37,06861	454,2273	2906,01
2462	87	444,0085	672,3401	12	37,74962	453,8699	2906,008

Эксплуатационная колонна имеет диаметр 168 мм. Длина одной трубы обсадной колонны равна около 10 м.

$$(2879 - 2516.18) / 10 = 36.2 \text{ (шт. обсадных труб)} \quad \Delta = 0.2$$

$$(2879 - 2509) / 10 = 37 \text{ (шт. обсадных труб)} \quad \Delta = 0$$

Расположение точек L₁ и L₂ по стволу скважины не попадает на место муфт. При количестве обсадных труб равном 36 шт. муфта располагается на глубине 2519 м по стволу, т.е. нижняя граница интервала L₁ = 2516 м располагается над муфтой, что удовлетворяет технологическому критерию выбора интервала резки БС. Верхнюю границу интервала необходимо расположить ниже муфты. Точка L₂ = 2509 м находится на муфте (Δ = 0), поэтому ее можно опустить до

значения L₂ = 2509.2 м.

Вывод: оптимальный интервал резки бокового ствола соответствует глубинам по стволу скважины – 2509.2 – 2516 м.

Профиль бокового ствола для точки L = 2512.6 м по стволу скважины, середины найденного оптимального интервала резки БС 2509.2 – 2516 м, изображен на рис. 8.

Таблица 7

$H_{в_i}$	α_{2r} град	R_1	R_2	α_{1r} град	α_{kr} град	Арасч	H_{90}
2423	88	482,694	-19,1266	12	0,454042	466,2505	2905,694
2425	88	480,6928	-124,301	12	2,448258	466,0809	2905,693
2427	88	478,6916	-283,127	12	4,431636	465,8949	2905,692
2429	88	476,6904	-550,88	12	6,399564	465,6892	2905,69
2431	88	474,6892	-1098,55	12	8,34765	465,4609	2905,689
2433	88	472,6879	-2848,13	12	10,27177	465,2072	2905,688
2435	88	470,6867	34579,51	12	12,16811	464,9255	2905,687
2437	88	468,6855	3287,234	12	14,03323	464,6135	2905,686
2439	88	466,6843	1949,32	12	15,86403	464,2689	2905,684
2441	88	464,6831	1477,185	12	17,65783	463,8899	2905,683
2443	88	462,6819	1235,642	12	19,41234	463,4747	2905,682
2445	88	460,6806	1088,74	12	21,12567	463,022	2905,681
2447	88	458,6794	989,8294	12	22,79628	462,5306	2905,679
2449	88	456,6782	918,5836	12	24,42304	461,9995	2905,678
2451	88	454,677	864,7263	12	26,00512	461,4281	2905,677
2453	88	452,6758	822,5036	12	27,54203	460,8158	2905,676
2455	88	450,6745	788,4431	12	29,03357	460,1624	2905,675
2457	88	448,6733	760,325	12	30,47979	459,4677	2905,673
2459	88	446,6721	736,6642	12	31,88096	458,7317	2905,672
2461	88	444,6709	716,4296	12	33,23755	457,9547	2905,671
2462	88	443,6703	707,358	12	33,89933	457,5509	2905,67

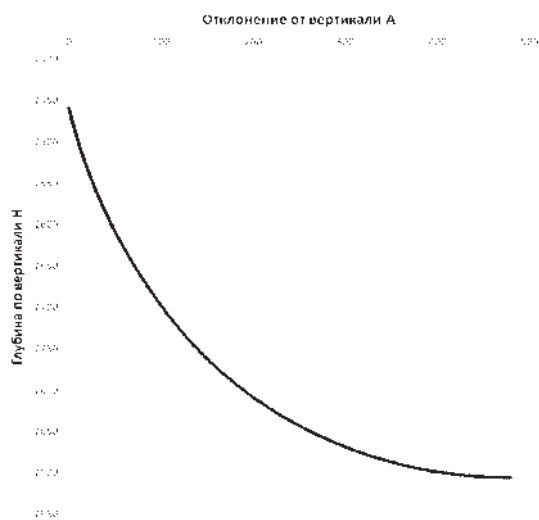


Рис. 8 Профиль БС из оптимальной точки за-резки

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 08-625-03 Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно направленного или горизонтального ствола скважины, 2003 г.

УДК 622.243.24

История технических решений в нефтегазовой отрасли: Основные этапы развития технологии наклонно направленного бурения.

А.Г.Калинин – д-р. тех. наук, профессор
(РГГРУ)

А.С.Повалихин - д-р. тех. наук
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

THE LANDMARKS OF DIRECTIONAL DRILLING TECHNOLOGIES DEVELOPMENT

A.G. Kalinin
(Russian State Geological Prospecting University)

A.S. Povalikhin
(«Intellect Drilling Services» LTD)

История развития технологии наклонно направленного бурения рассматривается как эволюционно-революционный процесс. Отмечается вклад российских учёных и конструкторов в создание технических решений, являющихся основой современной технологии строительства наклонных и горизонтальных скважин.

Идея бурения наклонных скважин в России реализована в конце XIX века. В 1843 г. русский инженер А.И. Узатис в труде «Курс горного искусства» обобщил опыт горного дела: «Буровые скважины могут быть вертикальными, наклонными и горизонтальными».

Необходимость в наклонных скважинах появилась в начале XIX века при соединении двух подземных горных выработок вентиляционными отверстиями. Кратчайшим путем между выработками была наклонная прямая линия. Наиболее простым решением при бурении наклонной скважины ударно-канатным способом по прямой линии являлась установка направляющих под наклоном. По мере углубления и последующего расширения ствола направляющие опускались и закреплялись. Путем неоднократного сбрасывания долота по направляющим разрушали горную породу по наклонной прямой линии.

Протяженность таких наклонных скважин была 5–10 м. Дальнейшее развитие техники бурения позволило проводить наклонные скважины с поверхности земли значительно большего диаметра и протяженности. Впервые описана в технической литературе наклонная скважина, пробуренная с поверхности из-за неблагоприятного рельефа местности горным инженером С.Г. Войсловом недалеко от г. Брянск в 1894 г. Скважину бурили ударно-штанговым способом, но принцип отклонения

забоя от вертикали использовали тот же, что и при ударно-канатном бурении. Для удобства проводки наклонного ствола буровую установку смонтировали под некоторым наклоном, что в сочетании с направляющими обеспечивало забуривание ствола в нужном направлении. После первой установки направляющих под наклоном получили в требуемом азимуте наклонный ствол, куда спустили промежуточную колонну, заменившую направляющие при дальнейшем углублении. С углублением уменьшался диаметр скважины и технических колонн, но принцип отклонения ствола оставался прежним. Наклонная скважина вскрыла водоносный пласт под зенитным углом 30°.

В том же году С.Г. Войслав удачно закончил проводку наклонной скважины для ликвидации притока воды. Положение наклонного ствола в пространстве контролировали прибором, сконструированным в 1888 г. инженером И.Шимановским для измерения зенитного угла вертикальных скважин.

К концу XIX века простые технология и техника бурения позволяли проводить наклонные скважины протяженностью до 70 м в проектом азимуте с зенитным углом до 30°.

Успехи бурения наклонных скважин позволили начать разработку шельфа Каспийского моря в районе Биби-Эйбатской бухты. Идея разработки нефтяных горизонтов принадлежала инженеру Потоцкому, руководившему

в 1906 г. засыпкой части Биби-Эйбатской бухты. В проекте предусматривалось наряду с бурением вертикальных скважин сооружение наклонных скважин под дно Каспийского моря.

В американской нефтяной промышленности при бурении вертикальных скважин ударно-штанговым способом в 1897–1900 г. два раза устанавливали клин-отклонитель (уипсток) для ликвидации естественного искривления, но отсутствуют сообщения о бурении наклонных скважин ударно-штанговым способом. Первые попытки наклонного бурения сделаны в 1921–1924 г.г., когда на смену ударному способу пришел вращательный (роторный) способ. Однако принцип проводки наклонных скважин остался таким же, как и при ударном способе в России. Для сооружения наклонной скважины буровую установку ориентировали в требуемом направлении, затем приподнимали с одной стороны ротор так, чтобы квадратная (ведущая) труба отклонилась. При небольших отклонениях и незначительных глубинах достигали желаемых результатов, несмотря на недостатки метода по сравнению с бурением вертикальных скважин. Возникали затруднения при посадке роторных клиньев (для захвата бурильных труб) и наблюдались разрывы приводных цепей ротора. Более совершенный метод бурения наклонных скважин роторным способом создан после использования клина-отклонителя (уипстока), ранее применявшихся с той же целью в ударном способе для борьбы с естественным искривлением вертикальных скважин и позволявших изменять направление искривленных вертикальных стволов.

Применение клина-отклонителя в качестве средства отклонения направления разрушения забоя и искривления ствола позволило осуществлять проводку наклонных скважин. Вместо наклонных скважин с проектным прямолинейным профилем стали проектировать скважины с профилем из двух участков: вертикального и искривленного. Клин-отклонитель спускали ориентировано в требуемом направлении с помощью теодолитов, а положение ствола в пространстве контролировали электромагнитным инклинометром.

Технологический процесс бурения наклонных скважин роторным спо-

собом получался прерывистым, так как вместе с клином-отклонителем требовалось использовать зарезные долота малого диаметра для забуривания или отклонения ствола от первоначального направления на глубину одной бурильной трубы с последующим расширением долотами больших диаметров (рис. 1). Разработанный в США метод бурения наклонных скважин роторным способом до тридцатых годов оставался наиболее совершенным.

Когда наша молодая нефтяная промышленность столкнулась с необходимостью бурения наклонных скважин роторным способом, российские специалисты использовали накопленный зарубежный опыт. Первую наклонную скважину № 300 пробурили роторным способом в 1934 г. в северной части о. Артема с использованием клина-отклонителя. Большую часть наклонных скважин пробурили в 1934–1936 гг. по двухинтервальному профилю, как и при бурении первой наклонной скважины.

В 1934 г. была предпринята неудачная попытка бурения наклонных скважин на грозненских промыслах. Геологические условия залегания продуктивных горизонтов в Старогрозненском районе потребовали заложения ещё нескольких наклонных скважин, часть из которых пробурили с посредственными результатами, что послужило основанием к совершенствованию метода наклонного бурения.

Предложенный инженерами А.Н. Шаньгиным и Н.А. Кулигиным прием ориентирования клин-отклонителя на забое повысил точность его установки и сократил подготовительно-вспомогательные работы за счет ориентирования в любое время суток независимо от метеорологических условий. Однако, этого мероприятия было недостаточно для коренного улучшения технологического процесса и поэтому в период 1937–1939 г.г. не удавалось с достаточной точностью смещать забой скважины в заданном направлении.

В 1938–1941 г.г. происходит скачок в развитии техники бурения наклонных скважин роторным способом благодаря новым клин-отклонителям и более высоким требованиям к выполнению проектного профиля. Инженеры В.М. Пирогов, С.Ф. Выборных и С.Я. Литвинов усовершенствовали конструкцию

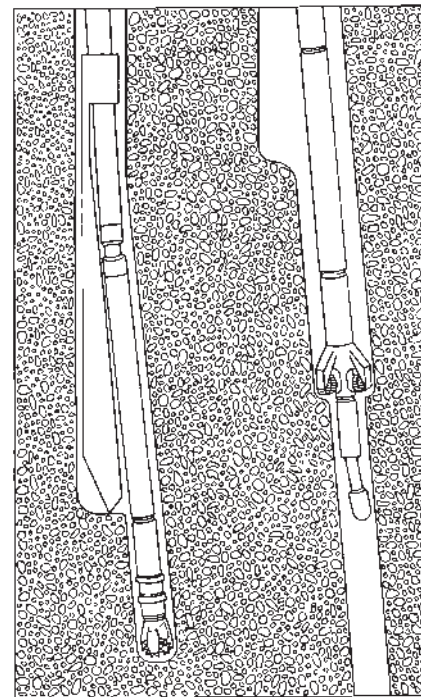


Рис. 1 Технология искривления ствола скважины при бурении наклонных скважин роторным способом

инклинометра Шлюмберже, применяемого с 1931 г., что расширило диапазон измерения зенитного угла с 25° до 38°. В 1940 г. испытали инклинометр МЧС-1, предложенный инженерами Морозовым, Черноусовым и Строцким.

Метод наклонного бурения применяли на грозненских промыслах вплоть до 1947 года потому, что вертикальными скважинами не удавалось вскрыть продуктивные пласты поднадвига. Использование технологии наклонного бурения роторным способом на бакинских и особенно на грозненских промыслах показало, что лишь небольшое число скважин пробурено в соответствии с проектным профилем. Вследствие аварий и потери направления подавляющее большинство наклонных скважин не достигали цели. Аварии возникали из-за желобов в стенках и уступов в местах установки клина-отклонителя. Увеличение спускоподъемных операций, снижение механической скорости бурения при зарезке из-за гибкой КНБК, увеличение времени бурения из-за сложности технологического процесса и спуска дополнительных промежуточных колонн привели к падению коммерческой скорости по сравнению с

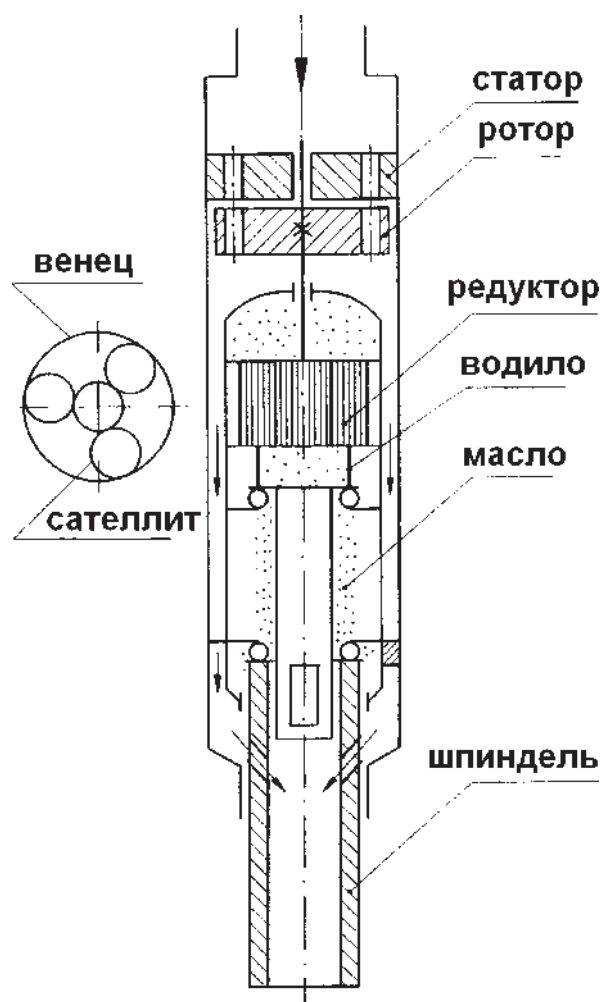


Рис. 2 Схема одноступенчатого редукторного турбобура М.А.Капелюшникова

вертикальными скважинами.

Создание забойного двигателя-турбобура явилось революционным этапом в технологии направленного бурения. Перенос привода на забой позволило осуществлять непрерывное отклонение ствола в процессе углубления скважины и плавное контролируемое искривление скважины.

Практически осуществить турбинный принцип привода долота при бурении удалось в 1923 г. М.А. Капелюшникову. Это был одноступенчатый редукторный турбобур (рис. 2).

С начала развития турбинного бурения в 1936 г. инженером М.А. Гейманом была предпринята попытка бурения наклонных скважин с помощью турбобура с искривленной бурильной трубой. Создание работоспособного многоступенчатого турбобура П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом дало реальную возможность использовать его для искривления ствола скважины и забуривания наклонных стволов. В 1939–1941 г.г. они разработали принципиально новый метод бурения наклонных скважин турбинным способом с неподвижной колонной бурильных труб, основанный на изменении направления разрушения породы в процессе углубления ствола. Этот метод позволил отказаться от последовательного забурива-

ния с клина-отклонителя и последующего расширения ствола специальными долотами малых диаметров и расширителями.

В 1941 г. впервые в мире на бакинских промыслах турбинным способом пробурена наклонная скважина, что положило начало новому направлению в области строительства скважин.

С 1943 г. турбинное бурение наклонных скважин находит широкое применение на краснокамских промыслах. В 1944 г. бурение наклонных скважин турбинным способом возобновили на бакинских промыслах, а с 1947 г. и на грозненских промыслах. К 1948 г. были пробурены десятки наклонных скважин с неплохими техническими показателями, но ниже показателей бурения вертикальных скважин. Возросшие объемы бурения, а также более жесткие допуски на отклонение забоя от проектной точки по продуктивному пласту требовали совершенствования технологии бурения наклонных скважин. В 1946 г. бакинские инженеры П.И. Галюта и А.С. Сквирский предложили упрощенный прием ориентирования турбобура отклонителя. Это мероприятие позволило сократить время на вспомогательные работы, связанные с бурением наклонных скважин. Несмотря на недостаточную точность этого способа ориентирования, он быстро вытесняет ранее применявшиеся способы с помощью визиров и теодолитов, заимствованные из американской практики.

В 1945–1946 гг. в лаборатории бурения ГрозНИИ А.Н. Шаньгиным и Х.И. Бугаевым проведены аналитические исследования работы КНБК. На основании выводов предложен в качестве отклонителя жесткий искривленный переводник в сочетании с утяжеленными бурильными трубами, который устанавливался над турбобуром вместо изогнутой бурильной трубы.

В 1946 г. Шаньгин А.Н., Дорошевский и К.И. Лошкарёв сконструировали устройство для отклонения долота другого типа — эксцентричный ниппель.

Применение новых типов отклонителей позволило значительно повысить скорость бурения наклонных скважин. Качество выполнения проектного профиля несколько улучшилось, чему способствовал более совершенный инклинометр ИШ-2, сконструированный грозненским геофизиком И.В. Шевченко. Метод турбинного бурения наклонных скважин продолжал совершенствоваться.

В 1949 г. на бакинских промыслах испытали предложенный В.А. Амбарцумовым прибор для забойного ориентирования, позволивший бурить наклонные скважины в районах, где проводка сопряжена с осложнениями. Различные технические усовершенствования, широко используемые на краснокамских промыслах, позволили улучшить технологический процесс бурения наклонных скважин и проектирование новой конфигурации профиля, характерной для многопластовых месторождений.

Профиль предусматривал возврат в процессе эксплуатации на вышележащий продуктивный горизонт. Использование искривленного переводника в качестве отклонителя на краснокамских промыслах позволило достигнуть значительных отклонений забоя от вертикали. Прямолинейный наклонный участок этого профиля бурился с использованием КНБК, состоящей из долота, турбобура и восьмигранного жесткого удлинителя. Использование данных КНБК снизило интенсив-

ность уменьшения зенитного угла. Изменение профиля наклонных скважин и возросший уровень техники и технологии бурения повысили коммерческую скорость, и к 1952 г. качество проводки наклонных скважин существенно улучшилось.

Использование при проводке наклонных скважин естественного искривления привело к созданию на Старогрозненском месторождении нового типа профиля — пространственного. Такой профиль сократил интервал работы с турбобуром-отклонителем и повысил скорость бурения. В период 1947–1953 г.г. на грозненских промыслах проводится экспериментальное бурение прямых наклонных скважин методом М.М. Бузинова для проверки теоретических основ проводки прямолинейных скважин, как роторным способом, так и забойным двигателем.

В 1951 г. в СССР впервые пробурили наклонную скважину электробуром на трубах. Этот метод бурения имеет более значительные потенциальные возможности, чем турбинное бурение наклонных скважин. Постоянная электрическая связь забоя с устьем позволила непрерывно в процессе бурения следить за положением ствола и электробур-отклонителя в пространстве.

С 1952 г. распространяется бурение наклонных скважин турбинным способом, чему способствует возросший уровень техники и технологии, развитие и совершенствование измерительной аппаратуры. Наклонные скважины используются при кустовом бурении, при последовательном и параллельном двуствольном бурении одним комплектом бурового оборудования и инструмента; при бурении многозабойных и горизонтальных скважин. Значительные объемы эксплуатационного бурения наклонных скважин с добычей нефти механизированным способом вызвали более жесткие требования к выполнению проектного профиля, что привело к усовершенствованию турбинного способа бурения наклонных скважин, созданию новой конфигурации профиля, отвечающего уровню техники и технологии наклонного бурения.

АзНИИНД предложил проектный профиль наклонной скважины, состоящий из трех участков: вертикального, увеличения и снижения зенитного угла. Профиль широко применялся до 1959 г. почти на всех месторождениях СССР. Теоретические работы по технике и технологии бурения наклонных скважин обосновали использование коротких турбобуров для более интенсивного набора зенитного угла и секционных турбобуров с узлом соединения конструкции А.К. Мовсумова (для увеличения зенитного угла в интервалах бурения с утяжеленными растворами).

Во ВНИИБТ (1956–1957г.г.) Ю.С. Васильев и Г.А. Шетлер создают отклонитель Р-1 для использования с односекционным коротким турбобуром. Большим достижением стало создание в 1956 г. сотрудниками ВНИИБТ стабилизатора, обеспечивающего выполнение прямолинейно наклонного участка профиля скважины, что раньше было сопряжено с большими трудностями. Значительно упростился технологический процесс бурения наклонных скважин с появлением в 1965 г. нового способа ориентированного спуска отклонителя, предложенного инженерами Матюшиным и Солдатовым. Годом позже Г.Н. Строчкин, Г.П. Малюга и Г.М. Ромм сконструировали забойный инклинометр ЗИ-1, обеспечивавший в сочетании с диамагнитными трубами

точное ориентирование отклонителя с минимальным временем. Во ВНИИБТ Ю.С. Васильев и М.С. Онищенко сконструировали прибор для определения угла установки турбобура-отклонителя, интенсивности искривления, зенитного угла и азимута в конце каждого долбления. В 1956 г. Бронзов А.С. испытал данный прибор при бурении трехствольным методом наклонных скважин № 333/335/336 на Покровском нефтяном месторождении.

Накопленный опыт позволил в 1957 г. ВНИИБТ разработать временную инструкцию по бурению наклонных скважин турбинным способом. В этом же году для улучшения качества проводки наклонных скважин и упрощения технологического процесса бурения Бронзов А.С., Васильев Ю.С. и Шетлер Г.А. предложили способ ориентирования турбобура-отклонителя и прибор для его выполнения.

К 1959 г. в результате значительного упрощения технологического процесса и инструктивных указаний ВНИИБТ строительство наклонных скважин кустовым методом (Радаевское и Якушинское нефтяные и Рудковское газовое месторождения) становится рентабельным в условиях равнины, где считалось целесообразнее бурить во всех случаях вертикальные скважины.

В период 1959–60 г.г. на бакинских промыслах с доминирующими наклонными скважинами инженер Лукошнин создал упругий наддолотный отклонитель и начал внедрять стабилизатор (резиновый), устанавливаемый на корпус турбобура. Применение стабилизатора позволило перейти на трехинтервальный профиль с наклонно направленным участком, вместо профиля с участком естественного уменьшения зенитного угла, разработанного АзНИИНД и считавшегося до того наиболее рациональным. В последующие годы в нефтяной промышленности получает распространение бурение скважин малого диаметра.

Научные основы технологии направленного бурения, конструкций специальных технических средств, определивших направление дальнейшего развития технологии и техники бурения наклонных и горизонтальных скважины были созданы учёными и инженерами отдела специальных методов бурения ВНИИБТ.

Теоретические исследования в 1960 г. Бронзова А.С., Васильева Ю.С. и Шетлера Г.А. позволили сделать вывод, что скважина искривляется при совместном действии опрокидывающего момента и результирующей отклоняющей силы, и разработать совместно с Онищенко М.С. турбинный отклонитель типа ОМТ, обеспечивающий разрушение забоя торцом долота за счет опрокидывающего момента. С новым турбинным отклонителем стало возможным строительство наклонных скважин турбинным способом долотами диаметром от 120.6 до 295.3 мм. Важными особенностями отклонителя ОМТ являются обеспечение расчетной интенсивности искривления в диапазоне $0.5-5^{\circ}/10$ м с полноразмерным забойным двигателем, искусственное искривление стволов малого диаметра и эффективная резка наклонного ствола с цементного моста на большой глубине. Данная конструкция стала основой для разработки турбинных отклонителей серии ОТС и ТО, а также отклонителей на базе винтового забойного двигателя.

В зарубежных странах на тот момент времени наклонные скважины бурили роторным способом с использованием клина-отклонителя или его аналогов.

Несмотря на достижения техники и технологии бурения наклонных скважин роторным способом французский специалист М.В. Тираспольский отмечал: «Специалисты в области техники и технологии роторного бурения в течение нескольких лет изыскивают новые методы. По сравнению с турбинным бурением все методы кажутся искусственными и устаревшими. Турбобур ориентируют в нужном направлении на забое скважины с такой же легкостью и уверенностью, как определяют курс судна в море. Применение турбобура оправданно только для наклонного бурения». Эти высказывания подтвердились в 1959 г., когда США, ФРГ, Япония и Канада приобрели лицензию на изготовление турбобуров. Турбобуры изготавливались там или поставлялись из СССР и успешно использовались для бурения наклонных скважин на нефтяных и газовых месторождениях.

Достигнутые успехи направленного бурения турбинным способом позволили Э.И. Тагиеву, С.Л. Залкину, О.А. Межлумову, М.А. Гейману, А.М. Григоряну, В.А. Брагину и другим создать основы горизонтального и многозабойного строительства скважин, намного опередив при этом зарубежных исследователей.

С широкомасштабным строительством кустовых скважин на нефтяных и газовых месторождениях СССР связан важный этап развития научных основ технологии наклонно направленного бурения. Для решения задач по внедрению кустового способа строительства скважин в северных регионах страны во ВНИИБТ была сформирована лаборатория наклонно направленного и кустового бурения, которую возглавил профессор А.Г. Калинин.

Под руководством А.Г. Калинина была создана научная школа направленного бурения ВНИИБТ, в рамках которой на основе изучения формирования сечения ствола, отдельных его интервалов и в целом профиля скважины были разработаны научно-методические, технологические и технические решения, позволяющие осуществлять точную проводку наклонных и горизонтальных скважин по проектному профилю с обеспечением высокого качества формируемого ствола скважины в сложных горно-геологических условиях.

Разработанные специалистами (К.М.Солодкий, А.Ф.Фёдоров, А.С.Повалихин) лаборатории научные положения используются по настоящее время и являются основой отраслевых и корпоративных документов, регламентирующих строительство наклонно направленных и горизонтальных скважин. На основе методико-математического обеспечения проектирования профиля наклонной скважины и КНБК для его реализации разработан программный комплекс «Наклонно-направленное бурение – ННБ», который по функциональным возможностям намного опережал подобные зарубежные разработки своего времени.

Конструкторским коллективом лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ разработаны технические средства для направленного бурения, являющиеся и до настоящего времени основой технико-технологических комплексов для проводки скважин по проектному профилю, созданы уникальные конструкции технических средств, некоторые из которых не имеют аналогов до сегодняшнего дня, и, к сожалению, незаслуженно забыты.

Силами сотрудников данной лаборатории осуществлялось проектирование и научно-технологическое сопровождение строительства экспериментальных и

опорно-технологических скважин на всех нефтегазовых месторождениях СССР и многих зарубежных стран.

Значительный вклад в развитие теоретических основ направленного бурения, в разработку новых технико-технологических решений и практическое их применение при бурении наклонных и горизонтальных скважин внесли учёные и инженеры лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ: Ю.А. Аронов, И.Г. Архипов, В.В. Безумов, В.О. Белоруссов, В.М. Беляев, А.С. Бронзов, Ю.С. Васильев, М.А. Велюковский, В.А. Голов, Л.М. Дюков, А.Г. Калинин, В.Ф. Мочалов, М.С. Онищенко, А.С. Оганов, А.С. Повалихин, В.М. Попов В.Д. Поташников, Б.Ф. Сафонов, Г.Г. Семак, К.М. Солодкий, Л.А. Торшин, А.Ф. Фёдоров и др.

В развитии теории и практики искусственного искривления скважин определенные заслуги принадлежат исследователям: Г.А. Шетлеру, А.Н. Шаньгину, И.М. Муратову, А.С. Скворскому, Г.Н. Протасову, Г.М. Гевиняну, М.П. Гулизаде, С.Л. Залкину, Я.А. Гельфгату, Л.Я. Сушону и многим другим учёным и инженерам нашей страны.

УДК 622.276.6

**ВОЛНОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПЛАСТЫ
ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОТДАЧИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПРОДУКТОВ****Владимир Иванович Иванников**(ОАО «Газ-Ойл»)
107014 Москва, ул. Гастелло, д. 41
Тел. (499)-268-33-50

В статье автор развивает идею волнового вытеснения остаточной нефти и газа в уже истощенных залежах углеводородов. Даются внутренние механизмы волнового движения газожидкостных смесей в капиллярно-поровых коллекторах, а также технологические варианты реализации воздействия на нефтяные и газовые пласты.

Ключевые слова: нефтяной и газовый пласт; волны; пластовый флюид; скважина.

УДК 334.722.8:622.276

ПАРАДИГМА УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВОМ СКВАЖИН**Геннадий Викторович Ляшенко,
Александр Петрович Штыфель**

(ОАО «РИТЭК»)

**Валерий Владимирович Кульчицкий,
Алексей Алексеевич Сазонов
Андрей Сергеевич Ларионов
Алексей Валерьевич Щebetов
Вадим Леонидович Александров**(РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, НИИБТ)
119991 Москва, Ленинский проспект, 63/2, 2906
E-mail: niibt@gubkin.ru

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с ОАО «РИТЭК» с 2008 года проводят научно-исследовательские, учебно-методические и внедренческие работы, направленные на создание принципиально новых технологий управления строительством скважин на основе изменения системы представлений и концептуальных установок, характерных для развития науки и практики в этой области.

Ключевые слова: супервайзер; проектная документация; инжиниринг; университет.

УДК 622.243.13

**ОСОБЕННОСТИ МЕХАНИКИ ДВИЖЕНИЯ
ТЯЖЕЛЫХ ЧАСТИЦ В ЖИДКОСТЯХ И ГАЗАХ****Владимир Вячеславович Куликов
Василий Николаевич Родионов**(Российский государственный геологоразведочный университет)
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: drill@msgpa.ru

Рассмотрена механика процесса движения тел в жидкостях и газах. Предложены точно решаемые математические модели механического взаимодействия тел и окружающей среды, позволяющие расчетным путем установить базовые характеристики относительного движения.

Ключевые слова: математическая модель; относительное движение; жидкость; газ.

УДК 622.245.42

**ИЗОЛЯЦИЯ КЫНОВСКИХ АРГИЛЛИТОВ ПРОФИЛЬНЫМ
ПЕРЕКРЫВАТЕЛЕМ
ПРИ БУРЕНИИ БОКОВОГО СТВОЛА****Фарит Фоатович Ахмадишин,
Константин Викторович Мелинг,
Алмаз Адгамович Мухаметшин,
Азат Леонардович Насыров,
Рустэм Ядкарович Хабибуллин**

(«ТатНИПИнефть»)

Виталий Константинович Мелинг

(ООО «Наука»)

Сергей Николаевич Андронов

(НГДУ «Лениногорскнефть»)

**Владимир Ильич Зубарев,
Ильдус Ильгизович Кагарманов**(ООО «ТНГ-Ленбурнефть»)
E-mail: vks@tatnipi.ru.

Институтом ТатНИПИнефть разработана технология крепления боковых стволов диаметром 144 мм с помощью профильного перекрывателя. Технология была успешно использована для перекрытия кыновских аргиллитов при бурении бокового ствола в скважине 831дз Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: ремонт скважин; боковой ствол; кыновские аргиллиты; осыпи; обвалы аргиллитов; обсадной хвостовик; перекрыватель; развальцеватель; вальцевание; локальное крепление.

УДК 622.24

**НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ****Александр Степанович Повалихин
Антон Георгиевич Шатровский**(ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз») 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495) 543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Приведен анализ технологических возможностей современных технических средств направленного бурения наклонных и горизонтальных скважин на нефть и газ. Приведены рекомендации по оптимизации размеров отклоняющих устройств систем автоматизированной проводки скважин.

Ключевые слова: телесистема; забойный двигатель-отклонитель; автоматизированная система направленного бурения; отклоняющее устройство; КНБК.

УДК 622.24:622.243.92

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРОЕКТНОГО ПРОФИЛЯ БОКОВОГО СТВОЛА С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОЧКИ ЗАРЕЗКИ

Анатолий Георгиевич Калинин
Алексей Алексеевич Сазонов

(ОАО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий»)

119991 Москва, Ленинский пр-т, 63/2
Тел.: (499) 135-83-96

Рассматриваются вопросы выбора точки резки при проектировании профиля бокового ствола. Приводится методика расчёта оптимальной глубины резки бокового ствола с учётом технических и геологических факторов.

Ключевые слова: резка; боковой ствол; профиль; радиус.

УДК 622.276.6

WAVE STIMULATION TO INCREASE HYDROCARBONS RESERVOIR PERFORMANCE

Vladimir Ivanovich Ivannikov

«Gas-Oil» JSC
41, Gastello str., Moscow, 107014
Tel. +7-499-268-33-50

The author develops the idea of wave displacement for residual oil and gas in marginal reservoirs. The paper presents internal wave mechanics of liquid-gas mixtures motion in capillary porous reservoirs as well as techniques to implement this type of stimulation

Key words: oil and gas reservoir; waves; reservoir fluid; well.

УДК 334.722.8:622.276

PARADIGMA OF MANAGEMENT BY WELL BUILDING

Gennadij Viktorovich Ljashenko
Aleksandr Petrovich Shtyfel'

(«RITEK»)

УДК 622.243.24

ИСТОРИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Анатолий Георгиевич Калинин

(Российский государственный геологоразведочный университет)

117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Александр Степанович Повалихин

(ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»)
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Tel. (495) 543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

История развития технологии наклонно направленного бурения рассматривается как эволюционно-революционный процесс. Отмечается вклад российских учёных и конструкторов в создание технических решений, являющихся основой современной технологии строительства наклонных и горизонтальных скважин.

Ключевые слова: наклонная скважина; турбобур; турбинный-отклонитель; КНБК.

Valerijj Vladimirovich Kul'chickijj
Aleksejj Alekseevich Sazonov
Andrejj Sergeevich Larionov
Aleksejj Valer'evich Shhebetov
Vadim Leonidovich Aleksandrov

(RGU nefti i gaza im. I.M.Gubkina, NIIBT)
119991 Moskva, Leninskijj prospekt, 63/2, 2906
E-mail: niibt@gubkin.ru

Since 2008 Gubkin Russian State University of oil and gas in collaboration with JSC RITEK carries out scientific research, educational and innovation activity aimed at the implementation of conceptually new well construction management technologies by changing basic principles typical for the research progress and practice in this field.

УДК 622.243.13

CHARACTERISTICS OF HEAVY PARTICLE MOVEMENT MECHANICS IN FLUIDS AND GASES

Vladimir Vjacheslavovich Kulikov
Vasilij Nikolaevich Rodionov

Russian State Geological Prospecting University
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997

The article considers mechanics of particle movement in fluids and gases exactly solvable mathematical models of mechanical interaction for solids and surrounding medium. They detect basic characteristics of relative motion by means of calculation

Key words: mathematical model; relative motion; fluid; gas.

УДК 622.245.42

THE KINIVSKY CLAYSTONES SHUT-OFF BY PROFILE SHUTTER. WHILE SIDETRACKING

**Farit Foatovich Akhmadishin,
Konstantin Viktorovich Meling,
Almaz Adgamovich Mukhametshin,
Azat Leonardovich Nasyrov,
Rustehm Jadkarovich Khabibullin**

(TatNIPIneft)

Vitalij Konstantinovich Meling

(«Nauka» LTD)

Sergej Nikolaevich Andronov

(«Leninogorskneft» NGDU)

**Vladimir Il'ich Zubarev,
Il'dus Il'gizovich Kagarmenov**

(«TNG-Lenburneft» LTD)
E-mail: vks@tatnipi.ru.

Lateral casing technology for 144 mm laterals with the use of profile shutter has been developed by TatNIPIneft specialists. The technology was used successfully for Kinivsky Claystones shut-off in 144 mm lateral, Well 831дз, Abdrakhmanovskaya block, Romashkinskoue Field

Key words: well workover; lateral; Kinivsky Claystones; claystone sloughing and caving; liner; shut-off; flaring tool; flaring; local casing.

УДК 622.24

**SOME ASPECTS OF DESIGNING
AUTOMATION SYSTEMS FOR STEERABLE DRILLING**

**Aleksandr Stepanovich Povalikhin
Anton Georgievich Shatrovskij**

(«Intellect Drilling Servises» LTD)
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422
Tel. +7-495-543-91-16

The article considers performance capability analysis of modern facilities for steerable drilling of oil and gas wells. Recommendations are given to optimize steerable drilling deflecting tools

Key words: telemetric system; downhole deviation motor;

steerable drilling system; deflecting tool; BHA.

УДК 622.24:622.243.92

**CALCULATION PERFORMANCES OF GRADE LINE OF
SIDETRACK WITH AVAILABILITY OPTIMIZATION KICK-OF
POINT**

**Anatolij Georgievich Kalinin
Aleksej Alekseevich Sazonov**

(«Scientific Research and Design Center of gas technologies» JSC)

63/2, Leninskij prospect, Moscow, 119991
Tel. +7-499-135-83-96

Be under consideration questions of selection kick-of point by projecting grade line of sidetrack. Supply method of application optimum depth of kick-of point with allowance technical and geological factors.

Key words: kickoff; sidetrack; profile; radius.

УДК 622.243.24

**THE LANDMARKS OF DIRECTIONAL DRILLING TECHNOLOGIES
DEVELOPMENT**

Anatolij Georgievich Kalinin

(Russian State Geological Prospecting University)
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997
E-mail: drill@msgpa.ru

Aleksandr Stepanovich Povalikhin

(«Intellect Drilling Servises» LTD)
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422
Tel. +7-495-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

The history of directional drilling technologies development is considered to be evolutionary-revolutionary process. The article states the contribution of Russian scientists and designers to development of technical decisions which became basic ones for modern steerable drilling technologies/

Key words: directional well; downhole turbine motor; turbine deflector; BHA.

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

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

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

2. Оформление статей:

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

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

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

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

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

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

7. Список литературы.

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

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

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

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

Наиболее полная картина отраслевых технологий



**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